

# ESCUELA DE INGENIERÍA DE TELECOMUNICACIÓN Y ELECTRÓNICA



## TRABAJO DE FIN DE GRADO

### Generador eléctrico mediante energías renovables para un campo de golf

**TITULACIÓN:** Grado en Ingeniería en Tecnologías de la  
Telecomunicación

**MENCIÓN:** Sistemas Electrónicos

**AUTOR:** Saúl Perera Castilla

**TUTOR:** Manuel Enríquez Chaves  
Jose María Cabrera Peña

**FECHA:** Julio 2017



# ESCUELA DE INGENIERÍA DE TELECOMUNICACIÓN Y ELECTRÓNICA



## TRABAJO DE FIN DE GRADO Generador eléctrico mediante energías renovables para un campo de golf HOJA DE FIRMAS

**Alumno**

Fdo.: Saúl Perera Castilla

**Tutor**

Fdo.: Manuel Enríquez Chaves

**Fecha: Julio 2017**

**Tutor**

Fdo.: Jose María Cabrera Peña



**ESCUELA DE INGENIERÍA DE  
TELECOMUNICACIÓN Y ELECTRÓNICA**



**TRABAJO DE FIN DE GRADO**  
**Generador eléctrico mediante energías  
renovables para un campo de golf**  
**HOJA DE EVALUACIÓN**

**Calificación:** \_\_\_\_\_

**Presidente**

Fdo.:

**Vocal**

**Secretario/a**

Fdo.:

Fdo.:

**Fecha: Julio 2017**



# AGRADECIMIENTOS

Después de un intenso período de trabajo, me gustaría destacar lo enriquecedora que ha resultado esta experiencia, por todo el aprendizaje que ha conllevado, no solo en el campo del estudio sino también a nivel personal.

Primero de todo, me gustaría agradecer la valiosa ayuda de mis dos tutores, Manuel Enríquez Chaves y Jose María Cabrera Peña. Me han aportado orientación y apoyo en todo momento y gracias a ellos he podido completar con éxito este Trabajo Fin de Grado.

En segundo lugar, me gustaría dar las gracias a mis padres y mi familia por todos estos años en los cuales siempre me han apoyado, y especialmente en aquellos momentos en los que más los necesitaba.

En tercer lugar, me gustaría darle las gracias a todos mis amigos que también han aportado su granito de arena y, así como a los compañeros de carrera que también acabaron siendo amigos; gracias a ellos tampoco hubiese llegado este momento.

Sin más, y por esas interminables horas (por decir algo) en el lab de HW codo con codo con mi compañero y amigo David.

No me gustaría finalizar sin reconocer el apoyo de mi hermana, NOELIA.

Gracias



# Tabla de contenidos

<b>TABLA DE CONTENIDOS.....</b>	<b>I</b>
<b>ÍNDICE DE FIGURAS.....</b>	<b>V</b>
<b>ÍNDICE DE TABLAS .....</b>	<b>IX</b>
<b>ACRÓNIMOS .....</b>	<b>XI</b>
<b>PARTE I DESARROLLO DE LA MEMORIA .....</b>	<b>1</b>
<b>CAPÍTULO 1. ....</b>	<b>3</b>
INTRODUCCIÓN.....	3
1.1. <i>Energías renovables en la producción de la energía eléctrica .....</i>	6
1.2. <i>Campos de golf, estructura, equipamiento.....</i>	13
1.2.1.    El golf y la evolución de los carritos de golf .....	14
1.3. <i>Antecedentes .....</i>	16
1.4. <i>Objetivo del TFG .....</i>	19
1.5. <i>Peticionario .....</i>	19
1.6. <i>Estructura de la memoria .....</i>	20
<b>CAPÍTULO 2. ....</b>	<b>21</b>
TECNOLOGÍA EÓLICA Y SOLAR.....	21
2.1. <i>Tecnología eólica .....</i>	21
2.1.1.    Física y naturaleza del viento.....	22
2.1.2.    Fundamento físico de la conversión eólica .....	23
2.1.3.    Factores que afectan al recurso eólico .....	25
2.1.4.    Clasificación y características de los aerogeneradores .....	28
2.1.5.    Entornos para la captación de datos eólicos.....	32
2.2. <i>Tecnología solar fotovoltaica.....</i>	34
2.2.1.    Fundamentos de la conversión FV .....	36
2.2.2.    Modelo eléctrico de las células FV.....	39
2.2.2.1.    Curva de tensión e intensidad .....	40
2.2.3.    Datos eléctricos módulo FV .....	44
2.2.3.1.    Condiciones de ensayo .....	44

---

2.2.4.	Efectos de la irradiancia y la temperatura .....	45
2.2.4.1.	Geometría solar .....	48
2.2.4.2.	Hora solar pico .....	50
2.2.5.	Entornos para la captación de datos solares .....	51
<b>CAPÍTULO 3.</b>	<b>.....</b>	<b>55</b>
CÁLCULO DEL GENERADOR HÍBRIDO RENOVABLE .....		55
3.1.	<i>Localización del emplazamiento y del espacio disponible para la realización de la estructura .....</i>	<i>55</i>
3.2.	<i>Estudio y definición del perfil de consumo a cubrir .....</i>	<i>63</i>
3.3.	<i>Evaluación del recurso energético disponible .....</i>	<i>68</i>
3.3.1.	Obtención del recurso eólico disponible.....	68
3.3.1.1.	Viabilidad de la instalación eólica.....	73
3.3.2.	Obtención del recurso solar disponible .....	74
3.3.2.1.	Viabilidad de la instalación fotovoltaica.....	84
3.3.3.	Datos climáticos.....	84
3.4.	<i>Cálculo del generador .....</i>	<i>87</i>
3.4.1.	Elección del panel.....	87
3.4.2.	Criterios para el dimensionamiento.....	89
3.4.3.	Cálculo del número de paneles fotovoltaicos.....	95
3.4.4.	Cálculo y elección del inversor .....	105
<b>CAPÍTULO 4.</b>	<b>.....</b>	<b>119</b>
CÁLCULO DE LA INSTALACIÓN ELÉCTRICA.....		119
4.1.	<i>Elección de los conductores.....</i>	<i>121</i>
4.1.1.	Justificación de las distancias de la instalación .....	127
4.1.2.	Conductores aguas arriba del inversor .....	128
4.1.3.	Protecciones aguas arriba del inversor.....	131
4.1.4.	Conductores aguas abajo del inversor.....	137
4.1.5.	Protecciones aguas abajo del inversor .....	140
4.2.	<i>Toma de tierra.....</i>	<i>144</i>
<b>CAPÍTULO 5.</b>	<b>.....</b>	<b>147</b>
BIBLIOGRAFÍA.....		147

---

<b>CAPÍTULO 6.</b> ....	<b>151</b>
PLANOS .....	151
<b>CAPÍTULO 7.</b> ....	<b>153</b>
CONCLUSIONES.....	153
PARTE II PRESUPUESTO.....	155
<b>CAPÍTULO 8.</b> ....	<b>157</b>
PRESUPUESTO .....	157
PARTE III ANEXOS .....	161
<i>ANEXO A: TABLAS DEL RECURSO SOLAR POR MESES</i> .....	163
<i>ANEXO B: TABLAS DEL GFV POR MESES</i> .....	171
B.1. POTENCIA EN FUNCIÓN DE IRRADIANCIA Y TEMPERATURA	173
B.2. BALANCE DE POTENCIAS GFV-CARGA.....	187
B.3. VARIACIÓN <i>ISC</i> , <i>VOC</i> CON LA TEMPERATURA .....	201
<i>ANEXO C. TABLAS DEL CÁLCULO ELÉCTRICO</i> .....	208



# Índice de figuras

FIGURA 1. EVIDENCIA DEL CAMBIO CLIMÁTICO [2] .....	3
FIGURA 2. CONSUMO ENERGÍA ELÉCTRICA PER CÁPITA. CANARIAS Y ESPAÑA [5].....	5
FIGURA 3. PORCENTAJE DE PARTICIPACIÓN DE LAS DISTINTAS FUENTES Y TECNOLOGÍAS EN LA GENERACIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA, EN EL CONTEXTO EUROPEO. AÑO 2014. [5] .....	6
FIGURA 4. CULTIVO DE SOJA [9] .....	7
FIGURA 5. EVOLUCIÓN POTENCIA EÓLICA INSTALADA EN ESPAÑA[12] .....	9
FIGURA 6. PLANTA MAREOMOTRIZ.....	10
FIGURA 7. ENERGÍA MINIEÓLICA. PREVISIONES DE DESARROLLO EN ESPAÑA, HORIZONTE 2020 .....	12
FIGURA 8. PRIMER CARRITO DE GOLF [19] .....	15
FIGURA 9. BE EZ-GO EN EL PARKING DE GOLF DEL SUR.....	16
FIGURA 10. MOVIMIENTO DE MASAS DE AIRE FRÍO Y CALIENTE [23] .....	22
FIGURA 11. VELOCIDAD MEDIA ANUAL ESTACIONAL EN LAS ISLAS CANARIAS [24] .....	23
FIGURA 12. MODELO BETZ [25] .....	25
FIGURA 13. ENERGÍA CINÉTICA RECIBIDA POR UNA TURBINA [24].....	25
FIGURA 14. VARIACIÓN VELOCIDAD / RUGOSIDAD .....	28
FIGURA 15. AEROGENERADOR TIPO SAVONIUS .....	29
FIGURA 16. AEROGENERADOR EJE VERTICAL A BARLOVENTO [23] .....	30
FIGURA 17. AEROGENERADOR DE EJE VERTICAL A SOTAVENTO [23].....	30
FIGURA 18. CURVA DE POTENCIA AEOLOS-H 300W [27].....	32
FIGURA 19. CURVAS DE WEIBULL PARA DIFERENTES VALORES DE K .....	33
FIGURA 20. DIRECCIONES DE LA ROSA DE VIENTOS .....	33
FIGURA 21. ROSA DE VIENTOS.....	34
FIGURA 22. COMPONENTES DE LA RADIACIÓN SOLAR [29].....	36
FIGURA 23. EFECTO FOTOELÉCTRICO [29] .....	38
FIGURA 24. EFICIENCIA CUÁNTICA [26] .....	38
FIGURA 25. CIRCUITO EQUIVALENTE DE LA CÉLULA FV [29].....	39
FIGURA 26. CURVA I-V Y PUNTO DE MÁXIMA POTENCIA .....	40
FIGURA 27. CURVA IV. DESCRIPCIÓN DEL PUNTO ISC. ....	41
FIGURA 28. FACTOR DE FORMA [26] .....	42
FIGURA 29. I vs V SIN LUZ INCIDENTE .....	43
FIGURA 30. DESPLAZAMIENTO I vs V CUANDO SE RECIBE LUZ INCIDENTE .....	43
FIGURA 31. FORMA DE ONDA I vs V CON LA APLICACIÓN DEL CONVENIO .....	44
FIGURA 32. VARIACIÓN DE ISC vs VOC EN FUNCIÓN DE LA IRRADIANCIA .....	45
FIGURA 33. VARIACIÓN DE VOC vs ISC EN FUNCIÓN DE LA TEMPERATURA.....	46
FIGURA 34. VARIACIÓN DE ISC, VOC Y POTENCIA CON RESPECTO A LA TEMPERATURA .....	47
FIGURA 35. ESTACIONES METEOROLÓGICAS DEBIDO AL ÁNGULO DE DECLINACIÓN SOLAR [33] .....	49

---

FIGURA 36. <b>ÁNGULO DE DECLINACIÓN</b> [26] .....	49
FIGURA 37. <b>ÍNDICE DE MASA</b> .....	50
FIGURA 38. <b>HORA SOLAR PICO</b> [34] .....	51
FIGURA 39. <b>PÁGINA PRINCIPAL DEL ENTORNO PVGIS</b> [35] .....	51
FIGURA 40. <b>LOCALIZACIÓN DEL EMPLAZAMIENTO EN EL ENTORNO PVGIS</b> [35] .....	52
FIGURA 41. <b>PESTAÑAS Y DATOS ADJUNTOS DEL ENTORNO PVGIS</b> [35] .....	52
FIGURA 42. <b>ESTIMACIÓN SOLAR EXPLICACIÓN EN EL ENTORNO PVGIS</b> [35] .....	53
FIGURA 43. <b>POSIBLE PRIMER EMPLAZAMIENTO</b> .....	56
FIGURA 44. <b>POSIBLE SEGUNDO EMPLAZAMIENTO</b> .....	56
FIGURA 45. <b>POSIBLE TERCER EMPLAZAMIENTO</b> .....	56
FIGURA 46. <b>OPCIÓN A (EMPLAZAMIENTO)</b> .....	57
FIGURA 47. <b>VISTA DEL PARKING DE GOLF DEL SUR (POSIBLE UBICACIÓN A)</b> .....	57
FIGURA 48. <b>PERÍMETRO DE LA UBICACIÓN DEL GFV</b> .....	58
FIGURA 49. <b>SECTOR ORIENTADO AL SUR EN EL PARKING DE GOLF DEL SUR</b> .....	58
FIGURA 50. <b>MEDIDA DEL ANCHO DEL PARKING DE GOLF DEL SUR</b> .....	59
FIGURA 51. <b>MEDIDA DEL LARGO DEL PARKING DE GOLF DEL SUR</b> .....	59
FIGURA 52. <b>DISTANCIA DESDE EL GFV HASTA LA ACOMETIDA</b> .....	60
FIGURA 53. <b>UBICACIÓN GFV</b> .....	61
FIGURA 54. <b>MARQUESINAS SOLARES PARA EL GFV</b> .....	61
FIGURA 55. <b>DISTANCIA DESDE LA ACOMETIDA HASTA LA UBICACIÓN FINAL DEL GFV</b> .....	62
FIGURA 56. <b>MARQUESINA SOLAR ESTÁNDAR</b> [36] .....	62
FIGURA 57. <b>BE CONECTADO A LA RED ELÉCTRICA</b> .....	64
FIGURA 58. <b>CARGADOR ProTECH-C 4815</b> [39] .....	65
FIGURA 59. <b>POTENCIA REQUERIDA / DÍA PARA TEMPORADA ALTA</b> .....	66
FIGURA 60. <b>POTENCIA REQUERIDA / DÍA PARA TEMPORADA BAJA</b> .....	67
<i>FIGURA 61. LOCALIZACIÓN DE SAN MIGUEL DE ABONA EN EL ENTORNO IDAE</i> [37] .....	68
<i>FIGURA 62. DISTRIBUCIÓN POR DIRECCIONES A 80 METROS</i> [37] .....	68
<i>FIGURA 63. VALORES ESTACIONALES A 80 METROS</i> [37] .....	69
<i>FIGURA 64. DISTRIBUCIÓN POR DIRECCIONES Y ROSA DE VIENTOS</i> [37] .....	69
<i>FIGURA 65. LOCALIZACIÓN DE GOLF DEL SUR EN IDECANARIAS</i> [38] .....	70
<i>FIGURA 66. ROSAS DE VIENTO A 40, 60 Y 80 METROS</i> [38] .....	70
<i>FIGURA 67. DISTRIBUCIÓN DE FRECUENCIA Y VELOCIDAD DIRECCIONAL EN LA ROSA DE VIENTOS</i> [38] .....	71
<i>FIGURA 68. RECURSO EÓLICO A 40 METROS</i> [38] .....	71
FIGURA 69. <b>ENERGÍA Y FUNCIÓN DE WEIBULL</b> [38] .....	72
FIGURA 70. <b>RECURSO EÓLICO A 40 METROS PARA LA POSIBLE UBICACIÓN DEL GE EN GOLF DEL SUR</b> [38] .....	73
FIGURA 71. <b>CURVA DE POTENCIA AEOLOS-H 300 W</b> .....	74
FIGURA 72. <b>PÁGINA PRINCIPAL PVGIS</b> [35] .....	75
FIGURA 73. <b>CÁLCULO DE LA IRRADIANCIA DIARIA PVGIS PARA LA UBICACIÓN DEL GFV</b> [35] .....	76

FIGURA 74. PESTAÑA PARA EL CÁLCULO DE LA IRRADIACIÓN PVGIS PARA LA UBICACIÓN DEL GFV [35] .....	76
FIGURA 75. IRRADIACIÓN PARA LA UBICACIÓN DEL GFV [35] .....	77
FIGURA 76. IRRADIANCIA MEDIA DIARIA PARA EL MES DE ENERO EN EL CAMPO DE GOLF DEL SUR [35] .....	78
FIGURA 77. ÁNGULO ÓPTIMO DE INCLINACIÓN .....	82
FIGURA 78. TURBIDEZ DE LINKE .....	82
FIGURA 79. RATIO IRRADIACIÓN DIFUSA / GLOBAL .....	83
FIGURA 80. ALTURA DEL SOL / PERFIL DEL HORIZONTE .....	83
FIGURA 81. CLASIFICACIÓN KG MUNDIAL [42] .....	85
FIGURA 82. CLIMOGRAMA DE SAN MIGUEL DE ABONA [41] .....	85
FIGURA 83. DIAGRAMA DE TEMPERATURA [41] .....	86
FIGURA 84. DATOS HISTÓRICOS 2016 .....	86
FIGURA 85. RESUMEN DE DATOS ANUALES 2016 [43] .....	86
FIGURA 86. OVERVIEW DATASHEET PANASONIC VBHN330SJ47 / N330 .....	88
FIGURA 87. POTENCIA PRODUCIDA / POTENCIA REQUERIDA PARA 90 PANELES EN EL MES DE ENERO .....	96
FIGURA 88. BALANCE DE POTENCIAS CON 90 PANELES PARA EL MES DE ENERO .....	98
FIGURA 89. POTENCIA PRODUCIDA / POTENCIA REQUERIDA PARA 60 PANELES EN EL MES DE ENERO .....	98
FIGURA 90. BALANCE DE POTENCIAS CON 60 PANELES PARA EL MES DE ENERO .....	100
FIGURA 91. POTENCIA PRODUCIDA / POTENCIA REQUERIDA PARA 90 PANELES EN EL MES DE JULIO .....	102
FIGURA 92. BALANCE DE POTENCIAS CON 90 PANELES PARA EL MES DE ENERO .....	102
FIGURA 93. BALANCE ANUAL DE POTENCIA PRODUCIDA FRENTE A POTENCIA REQUERIDA .....	104
FIGURA 94. BALANCE DE POTENCIAS ANUAL .....	104
FIGURA 95. FORMAS DE ONDAS SEGÚN EL TIPO DE INVERSOR .....	106
FIGURA 96. PLANTA CON UN SOLO INVERSOR [29] .....	107
FIGURA 97. PLANTA CON UN INVERSOR POR CADENA [29] .....	108
FIGURA 98. PLANTA CON ASOCIACIÓN (SERIE-PARALELA) DE INVERSORES [29] .....	109
FIGURA 99. INVERSOR EN MÓDULO [26] .....	110
FIGURA 100. DATASHEET INGECON 4,6 TL [44] .....	118
FIGURA 101. CURVA DE EFICIENCIA INGECON 4,6 TL [44] .....	118
FIGURA 102. SISTEMA DE GENERACIÓN INTERCONECTADO CON EERR [26] .....	119
FIGURA 103. PUNTOS DE CONEXIÓN DE UNA INSTALACIÓN GENERADORA .....	119
FIGURA 104. ESQUEMA 8 - BT 40. INSTALACIONES INTERCONECTADAS [21] .....	121
FIGURA 105. ESTRUCTURA DE LA INSTALACIÓN ELÉCTRICA DEL GFV .....	126
FIGURA 106. OVERVIEW TECSUN (PV) (AS) [45] .....	130
FIGURA 107. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS TECSUN (PV) (AS) [45] .....	130
FIGURA 108. 1º REGLA CONTRA SOBRECARGA [21] .....	131
FIGURA 109. 2º REGLA CONTRA CORTOCIRCUITO [21] .....	132
FIGURA 110. PARÁMETROS ASOCIADOS AL FUSIBLE [46] .....	134
FIGURA 111. HOJA DE CARACTERÍSTICAS VARISTOR DG YPV SCI 600 [47] .....	135

FIGURA 112. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS INTERRUPTOR-SECCIONADOR 21PV 6722 [48] .....	136
FIGURA 113. OVERVIEW AFUMEX RZ1-K (AS) [45] .....	138
FIGURA 114. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS AFUMEX RZ1- K (AS) [45] .....	139
FIGURA 115. DATOS DIMENSIONALES DE LA CANALIZACIÓN [49] .....	140
FIGURA 116. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS PU II 1+1/R 280 V / 40KA .....	141
FIGURA 117. OVERVIEW DIFERENCIAL DE FI63 [50] .....	142
FIGURA 118. CARACTERÍSTICAS DIFERENCIAL DE FI63 [50] .....	143
FIGURA 119. CARACTERÍSTICAS INTERRUPTOR AUTOMÁTICO [51].....	144
FIGURA 121. GRÁFICO ASOCIADO AL PRESUPUESTO GLOBAL.....	159

# Índice de tablas

TABLA 1. CLASES Y LONGITUDES DE RUGOSIDAD [25].....	27
TABLA 2. CÁLCULO DE LA SECCIÓN DESDE EL GFV HASTA EL CGMP.....	60
TABLA 3. ESCENARIO DE SERVICIOS CORRESPONDIENTE A LA TEMPORADA ALTA .....	64
TABLA 4. ESCENARIO DE SERVICIOS CORRESPONDIENTE A LA TEMPORADA BAJA .....	64
TABLA 5. CÁLCULO DE LA POTENCIA DE RECARGA PARA CADA BE .....	65
TABLA 6. POTENCIA REQUERIDA FRENTE AL PERFIL HORARIO PARA TEMPORADA ALTA .....	65
TABLA 7. POTENCIA DE REQUERIDA FRENTE AL PERFIL HORARIO PARA TEMPORADA BAJA.....	67
TABLA 8. VELOCIDAD MEDIA DEL VIENTO A 14 METROS DE ALTURA .....	73
TABLA 9. EVALUACIÓN DE POSIBLES AEROGENERADORES .....	74
TABLA 10. DATOS DE IRRADIACIÓN PARA TODOS LOS MESES DEL AÑO PARA LA UBICACIÓN DEL GFV .....	80
TABLA 11. DATOS DE IRRADIANCIA PARA EL MES DE ENERO PARA LA UBICACIÓN DEL GFV.....	81
TABLA 12. DISTRIBUCIÓN ANUAL DETALLADA DE LOS FACTORES CLIMÁTICOS [43].....	87
TABLA 13. MÓDULO FV EVALUADOS .....	88
TABLA 14. CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS Y MECÁNICAS DEL MÓDULO FV PANASONIC VBHN330SJ47 / N330.....	89
TABLA 15. VALORES DE P <sub>MAX</sub> (ENERO) .....	90
TABLA 16. DISTRIBUCIÓN REAL / NUEVA DISTRIBUCIÓN PARA TEMPORADA ALTA .....	92
TABLA 17. Nº DE BE EN CARGA / Nº TOTAL DE BE QUE SE CARGAN SIMULTÁNEAMENTE PARA TEMPORADA ALTA .....	93
TABLA 18. DISTRIBUCIÓN REAL / NUEVA DISTRIBUCIÓN PARA TEMPORADA BAJA .....	94
TABLA 19. Nº DE BE EN CARGA / Nº TOTAL DE BE QUE SE CARGAN SIMULTÁNEAMENTE PARA TEMPORADA BAJA .....	95
TABLA 20. GENERACIÓN ELÉCTRICA DE ENERO CON 90 PANELES .....	97
TABLA 21. GENERACIÓN ELÉCTRICA CON 60 PANELES PARA ENERO .....	99
TABLA 22. GENERACIÓN ELÉCTRICA CON 90 PANELES PARA JULIO .....	101
TABLA 23. BALANCE - GENERACIÓN ELÉCTRICA ANUAL CON 90 PANELES .....	103
TABLA 24. Nº MÁXIMO DE PANELES EN SERIE ANTES DEL INVERSOR .....	112
TABLA 25. PROMEDIO CORRIENTE Y TENSIÓN EN FUNCIÓN DE LA TEMPERATURA DE LA CÉLULA PARA EL MES DE ENERO .....	113
TABLA 26. PROMEDIO CORRIENTE Y TENSIÓN EN FUNCIÓN DE LA TEMPERATURA DE LA CÉLULA PARA EL MES DE JULIO .....	114
TABLA 27. PRIMERA DISTRIBUCIÓN PARA EL INVERSOR.....	116
TABLA 28. VALORES PARA LA ELECCIÓN DEL INVERSOR, DISTRIBUCIÓN 1.....	116
TABLA 29. SEGUNDA DISTRIBUCIÓN PARA EL INVERSOR .....	116
TABLA 30. VALORES PARA LA ELECCIÓN DEL INVERSOR, DISTRIBUCIÓN 2.....	117
TABLA 31. VALOR DE LA EFICIENCIA AFECTADA POR LA POTENCIA MÁXIMA DE SALIDA DEL INVERSOR .....	117
TABLA 32. DISTANCIAS INSTALACIÓN ELÉCTRICA ASOCIADAS AL GFV .....	127
TABLA 33. TRAMOS ASOCIADOS PANEL - CCG.....	128
TABLA 34. TRAMOS ASOCIADOS CCG - INVERSOR.....	129
TABLA 35. NORMA UNEEN60269/1 TABLA 3, CLASE GG.....	132
TABLA 36. CONSTANTE DE AISLAMIENTO DE LOS CONDUCTORES (BT - 22) .....	133

---

TABLA 37. ELECCIÓN DEL FUSIBLE .....	133
TABLA 38. ELECCIÓN DEL VARISTOR AC .....	134
TABLA 39. ELECCIÓN DEL INTERRUPTOR-SECCIONADOR .....	136
TABLA 40. TRAMOS ASOCIADOS AL INVERSOR - CGMP .....	137
TABLA 41. TRAMOS ASOCIADOS A LA LIG - IGA.....	138
TABLA 42. TABLA 9. BT - 21 .....	140
TABLA 43. ELECCIÓN DEL VARISTOR AC .....	141
TABLA 44. ELECCIÓN DEL DIFERENCIAL.....	142
TABLA 45. PRESUPUESTO ASOCIADO AL GFV .....	157
TABLA 46. PRESUPUESTO ASOCIADO MARQUESINAS SOLARES.....	157
TABLA 47. PRESUPUESTO ASOCIADO A LA INSTALACIÓN ELÉCTRICA .....	158
TABLA 48. PRESUPUESTO GLOBAL .....	159

# ACRÓNIMOS

---

BE	Buggie eléctrico
BT	Baja Tensión
CA	Corriente Alterna
CC	Corriente Continua
CCG	Caja de Conexión de Grupo
EERR	Energías renovables
ENE	Estenordeste
FV	Fotovoltaico
GE	Generador Eólico
GFV	Generador Fotovoltaico
HAWT	Horizontal Axis Wind Turbine
HSP	Hora Solar Pico
IDAE	Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía
IDECanarias	Infraestructura de Datos Espaciales de Canarias
IEACG	Instituto Europeo de Arquitectos de Campos de Golf
KG	Köppen-Geiger
KW	Kilo Watío
MF	Módulos Fotovoltaicos
Mtep	Millones de toneladas de petróleo
MW	Mega Watío
NE	Nordeste
ONU	Organización de Naciones Unidas
PVGIS	Photovoltaic Geographical Information System
RD	Real Decreto
REBT	Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión
RPD	Red Pública de Distribución
SAACG	Sociedad de Arquitectos de Australia del Campo de Golf
SAACG	Sociedad Americana de Arquitectos de Campos de Golf
VAHT	Vertical Axis Wind Turbine



**Parte I**  
**Desarrollo de la memoria**



# Capítulo 1.

## Introducción

Existe una gran preocupación por el futuro de nuestro medioambiente. Grandes emisiones de dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ) son diariamente vertidas a la atmósfera en el proceso de obtención de energía a través de combustibles fósiles. Este proceso, que supuso un gran avance para los países más industrializados, ahora presenta un grave problema con la emisión de este tipo de gases efecto invernadero. Lo anteriormente comentado, visualizado en cifras y previsiones, provocará que en 2030 las emisiones mundiales de  $\text{CO}_2$  sean más del doble que las registradas en 1990 [1]. La consecuencia de ello, es el conocido calentamiento global y el cambio climático, que provoca el desarrollo de prácticas poco sostenibles, que derivan en aumento de las temperaturas a nivel mundial, aumento del nivel de  $\text{CO}_2$  en la atmósfera, cambios en el patrón de las precipitaciones, expansión de los desiertos subtropicales, retroceso de los glaciares, acidificación de los océanos, aumento de las plagas y enfermedades tropicales, entre otros.



Figura 1. Evidencia del cambio climático [2]

La preocupación se agrava aún más desde la década de los setenta y ochenta, cuando se tiene en cuenta que realmente los recursos consumidos son limitados y por tanto, sus reservas tendrán una fecha de caducidad. Según datos del informe de la Comisión Europea [1], a escala mundial se abastecerá la demanda para las próximas tres décadas. Considerando el agotamiento y la gran dependencia de dichas energías, después de este planteamiento, surgieron los

términos *shocks* y *contrashock*, que afectaron a las diferentes economías de los países, incluso a las más ricas. Empezaron a subir los precios de los barriles de petróleo pasando de los 50\$ a los 150\$ por barril [3].

Por todo lo anterior, la sociedad ha tomado conciencia de la necesidad de un desarrollo sostenible que implique un desarrollo simultáneo entre lo económico, lo social y lo ambiental permitiendo así mejores perspectivas a generaciones futuras. Por ello, la Organización de Naciones Unidas (ONU) ha fijado una serie de objetivos, con fecha final en 2030, siendo uno de ellos, el garantizar el acceso a una energía asequible, segura y sostenible para todos. No obstante, este objetivo guarda relación con otra de las metas de la ONU que busca adoptar medidas urgentes para combatir el cambio climático y sus efectos [4].

En el territorio Canario, los objetivos mencionados anteriormente han registrado cifras positivas ya que se ha reducido la demanda de energía en los últimos años. En comparación con el territorio nacional, se destaca que el consumo eléctrico por habitante en Canarias es menor, debido a las diferencias en las características climatológicas y en la estructura económica del Archipiélago Canario.

En cuanto al consumo eléctrico de Canarias en contraste con el contexto de los países de Europa, se destacará la necesidad de mejora en las fuentes, en las tecnologías y tratar de potenciar algunas de las alternativas para la obtención de energías como podrían ser las energías renovables. Asimismo, se estaría aprovechando al máximo la ubicación idónea del Archipiélago Canario, ya que con unas condiciones meteorológicas idílicas y una media de sol de más de trescientos días al año, sería una de las bazas para tratar de no depender de una forma tan directa de los combustibles fósiles. En la figura 2 se refleja el consumo eléctrico de Canarias frente al de España desde el año 2001 hasta el 2014.

Un claro ejemplo de lo anteriormente expuesto es el modelo de energía limpia llevado a cabo por Islandia el cual se basa en el uso de energía hidráulica (71,8%), geotérmica, eólica y otros (28,2%) para la generación de la totalidad de la energía eléctrica posicionándose así como la primera economía de energía limpia del mundo [5]. En la **Figura 3** se muestra el porcentaje de participación de las distintas fuentes y tecnologías en la generación de la energía eléctrica en el contexto europeo del año 2014.

Año	Consumo eléctrico per cápita			
	Canarias		España	
	kWh / hab.	Δ (%)	kWh / hab.	Δ (%)
<b>2001</b>	3.751	2,3%	5.283	4,0%
<b>2002</b>	3.788	1,0%	5.334	1,0%
<b>2003</b>	4.013	5,9%	5.556	4,2%
<b>2004</b>	4.249	5,9%	5.758	3,6%
<b>2005</b>	4.336	2,0%	5.911	2,7%
<b>2006</b>	4.484	3,4%	6.012	1,7%
<b>2007</b>	4.549	1,4%	6.114	1,7%
<b>2008</b>	4.524	-0,5%	6.063	-0,8%
<b>2009</b>	4.324	-4,4%	5.740	-5,3%
<b>2010</b>	4.198	-2,9%	5.865	2,2%
<b>2011</b>	4.170	-0,7%	5.729	-2,3%
<b>2012</b>	4.197	0,7%	5.646	-1,5%
<b>2013</b>	4.070	-3,0%	5.538	-1,9%
<b>2014</b>	4.075	0,1%	5.519	-0,4%

*Figura 2. Consumo energía eléctrica per cápita. Canarias y España [5]*

Aunque una estructura de generación de energía en un campo de golf parezca una instalación limitada en cuanto a la emisión de residuos en forma de CO<sub>2</sub>, en comparación con los residuos que se vierten en el mundo diariamente, si se tiene en cuenta que en el mundo existen 34.011 campos de golf [6], distribuidos a lo largo de 206 países y que cada campo de golf posee una media de unos 100 vehículos recargados a través de la transformación de combustibles fósiles, sería interesante plantear la viabilidad y posibles mejoras en cuanto al uso de energías renovables para la recarga de los buggies eléctricos (BE) (carritos de golf).

Por todo lo anterior, este TFG se llevará a cabo únicamente en uno de esos 34011 campos de golf, concretamente en “Golf del Sur”, situado en el municipio de San Miguel de Abona en la isla de Tenerife. Teniendo en cuenta las cifras citadas anteriormente y una perspectiva global, es evidente que dicho sector podría llegar a contribuir de manera significativa al cumplimiento de objetivos a alcanzar en cuanto a reducción de emisiones.

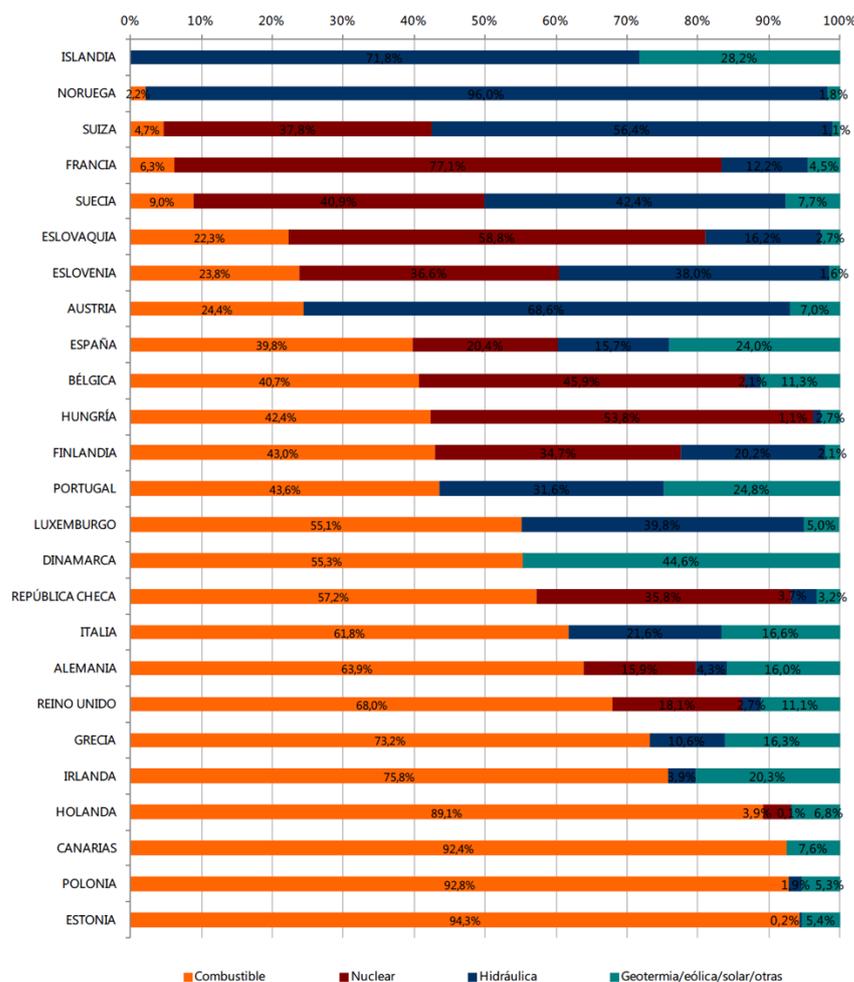


Figura 3. Porcentaje de participación de las distintas fuentes y tecnologías en la generación de la energía eléctrica, en el contexto europeo. Año 2014. [5]

## 1.1. Energías renovables en la producción de la energía eléctrica

Las energías renovables son aquellas que se obtienen de fuentes naturales, las cuales son inagotables. Este tipo de energías son infinitas porque los recursos de los que provienen tiene la capacidad de auto regenerarse de forma natural o porque la fuente primaria de donde proceden poseen una cantidad de energía muy grande.

Desde tiempos pasados, el uso de energías renovables por la humanidad ha sido el medio utilizado para fines muy diversos como podrían ser la navegación a vela mediante la propulsión del viento o el uso de los molinos a través de la energía del viento usados a lo largo de Holanda para el drenaje de agua desde las áreas situadas bajo nivel del mar hasta el otro lado de los diques con la función de cultivar la tierra.

En la actualidad, el uso de este tipo de energías ha sufrido una gran evolución en relación a su utilización en los orígenes de las mismas. Existen diferentes fuentes de energía renovable, según los recursos naturales que se emplean para la obtención de la energía [7]:

- Biocarburantes: son combustibles que se encuentran en forma de líquido, son un derivado de la biomasa y son obtenidos a través de una mezcla de sustancias orgánicas dando lugar al proceso biológico. Estos combustibles pueden ser utilizados como energía y ser sustitutivos de los combustibles fósiles, de forma total o parcial [8].

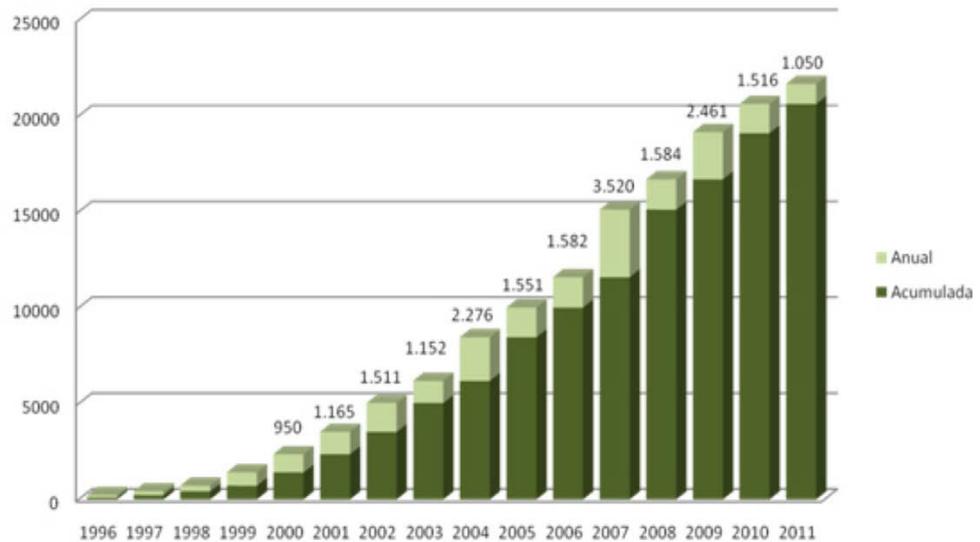
Existen dos grandes tipos de biocarburantes, el bioetanol y el biodiesel.

- El bioetanol, o etanol de biomasa, es producido por la fermentación de diferentes granos con una alta proporción en azúcares o almidón como podrían ser los cereales. Con estos granos y la mezcla de una proporción de gasolina de al menos un 5%, podrían ser utilizados en los motores de los diferentes vehículos convencionales. Hay que destacar que los biocombustibles de etanol son la mayor fuente de combustibles de América del Norte.
- El biodiesel, es producido mediante la transformación de aceites vegetales como podría ser el aceite de soja o la de girasol. Este tipo de combustible renovable se utiliza en los motores de compresión, en una proporción de un 5% en los coches, para autobuses urbanos en un 30% y para motores modificados se podrían usar totalmente de forma pura. Este biocombustible es el más común en Europa.



*Figura 4. Cultivo de soja [9]*

- **Biomasa:** es la materia orgánica de origen vegetal o animal, que puede ser aprovechada energéticamente. Así como las plantas transforman la energía del sol a través del proceso de la fotosíntesis, existe una parte de esta energía que puede quedar almacenada en forma de materia orgánica. En el contexto energético, se puede considerar como la materia orgánica originada en un proceso biológico, espontáneo o provocado, utilizable como fuente de energía. Existen cuatro procesos a partir de los cuáles se puede realizar la valoración de la biomasa en la transformación en calor y electricidad: combustión, digestión anaerobia, gasificación y pirolisis [10]. La actividad de producción de biomasa, en relación al aprovechamiento eléctrico, está regulada en el RD 661/2007. En España, el uso de esta tecnología es de unos 4 Mtep, siendo aproximadamente la mitad de ellos para el uso doméstico y la otra mitad para el sector industrial como son las industrias de papel, muebles y alimentación.
- **Energía Eólica:** es una fuente de energía renovable que utiliza la potencia del viento para generar energía eléctrica, a través del uso de los aerogeneradores. Existen diferentes espacios de aplicación de los aerogeneradores, aparte de la superficie terrestre también existe la posibilidad de aplicación en superficies marinas para aprovechar al máximo la fuerza del viento. En los últimos años, esta tecnología ha experimentado un gran cambio junto a la evolución del desarrollo tecnológico, desde el principio de sus orígenes, donde las instalaciones inicialmente se limitaban al autoabastecimiento de la infraestructura hasta llegar al punto en el que se presenta como una alternativa a la producción eléctrica a partir de energías fósiles [11]. En la **Figura 5** se ilustra la evolución de la potencia eólica instalada en España. En los últimos años la energía eólica ha tenido un importante desarrollo en nuestro país. No solo en la potencia instalada, sino en el crecimiento de la tecnología e investigación. El desarrollo de la energía eólica está regulada por el RD 661/2007, dentro del grupo b.2 donde se encuentran aquellas instalaciones eólicas ubicadas en tierra y las instalaciones situadas en el mar dentro del territorio español.

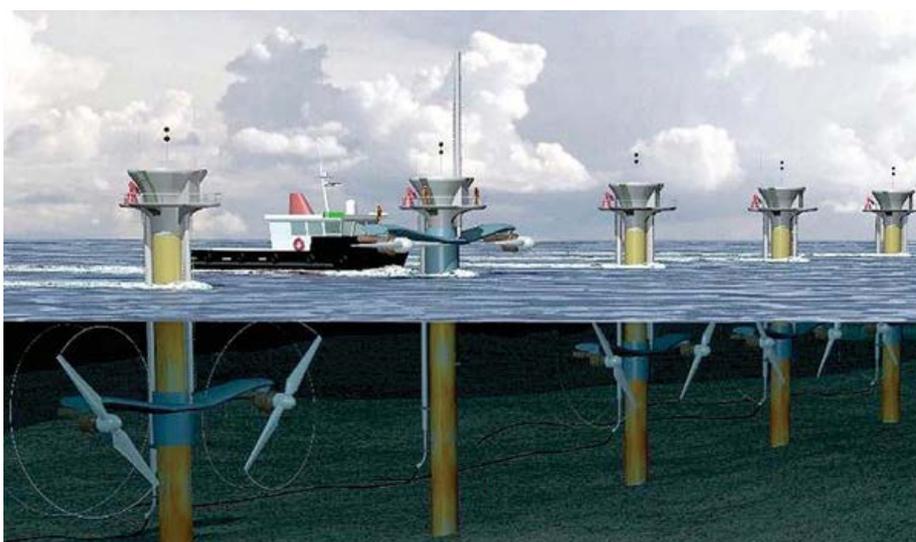


**Figura 5. Evolución potencia eólica instalada en España[12]**

- **Energía Geotérmica de Alta Entalpía:** es aquella energía que se almacena en forma de calor bajo la superficie terrestre. Se puede aprovechar para producir calor o mediante alguna transformación en electricidad. Una de las ventajas que la caracteriza es que no posee picos de demanda, ya que es una energía renovable de producción continua de 24 horas al día. En España, este tipo de energía renovable está en una fase de maduración. El desarrollo de esta energía está regulada por el RD 661/2007, donde se establece la producción de energía eléctrica en régimen especial.
- **Energía Geotérmica de Baja Entalpía:** es aquella energía que se basa en mantener la temperatura constante, entre 10 y 20 m de profundidad, a lo largo de las 4 estaciones del año y en el mantenimiento del calor. Una importante aplicación del calor, donde se encuentran aquellos recursos con temperaturas inferiores a 50°, pueden ser en la producción de agua caliente sanitaria y para la climatización. La tecnología que se emplea para el aprovechando de este tipo de energía renovable es la bomba de calor geotérmica renovable. En España, el uso de esta tecnología es prácticamente igual que la energía geotérmica de alta entalpía. La bomba de calor geotérmica ya es una realidad por lo que se espera una gran expansión en los próximos años.

El marco regulatorio de la geotérmica de baja entalpía está compuesto por diversas leyes y reglamentos de las que deberíamos destacar el Código Técnico de la Edificación y el Reglamento de Instalaciones Térmicas para Edificios [13].

- Energía Marina: es la energía que está formada por un conjunto de tecnologías que aprovechan la energía de los océanos. Hay que destacar que este tipo de energía no genera impactos medioambientales considerables y constituyen un recursos energético predecible. Las principales tecnologías son: mareomotriz, undimotriz, gradiente de salinidad y maremotérmica.
  - Energía Mareomotriz: es la energía que se genera a través del ciclo de las mareas, es decir, con la acción del ascenso y descenso del nivel del agua del mar producido por la acción gravitatoria entre el Sol y la Luna. Para que la infraestructura genere gran cantidad de energía tiene que haber una diferencia de al menos 5 metros entre el ciclo de ascenso y descenso del nivel del mar [14]. En la **Figura 6** se muestra una la estructura de una planta mareomotriz.
  - Energía Undimotriz: es la energía que aprovecha el movimiento de la onda de la ola para generar energía.
  - Gradiente de Salinidad: es la energía obtenida debido a las diferencias de presión osmótica.



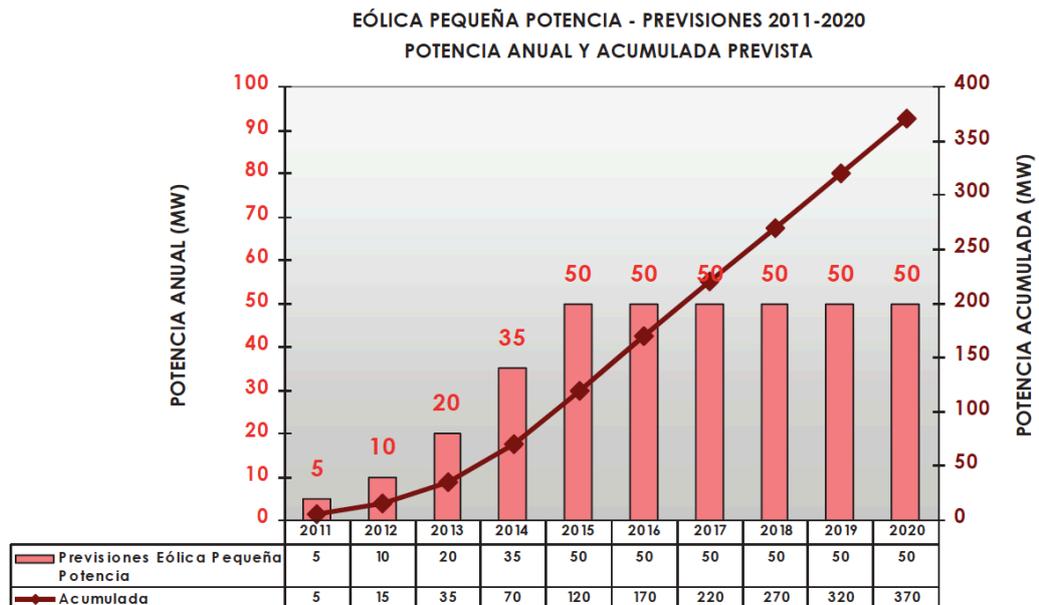
*Figura 6. Planta Mareomotriz*

- Energía Maremotérmica: convierte la energía térmica oceánica gracias a la diferencia de temperaturas entre la superficie que está caliente por los rayos del sol y las frías profundidades.

En España, existe un gran potencial para la evolución de estas tecnologías, tomando una gran fuerza en el norte del país (mar Cantábrico) y en la costa atlántica donde se incluyen las Islas Canarias. Las estimaciones prevén que el aporte en la producción energética de España rondará los 20.000 MW. El marco regulatorio de la aplicación de las energías marinas está compuesto por el RD 661/2007, donde dentro del grupo b.3 se hace referencia a la energía mareomotriz y a la energía undimotriz, y en el RD 1028/2007, se establece el procedimiento administrativo para la autorización de instalaciones de generación eléctrica en el mar de España [14].

- Energía minieólica: es la energía que aprovecha el recursos eólico existente mediante la utilización de aerogeneradores, con el matiz de que la potencia de los mismos tiene que ser inferior a los 100 KW y el área de barrido de los aerogeneradores no puede superar los 200 m<sup>2</sup>. Es aquí en donde se diferencia de la energía eólica convencional. Existen dentro de esta tecnología dos tipos de aerogeneradores, los de eje horizontal entre 15 y 100 KW aunque a nivel nacional no existe oferta actualmente y los de eje vertical para aplicaciones integradas principalmente destinados en las instalaciones en edificios. Las ventajas que presentan son: la generación de energía próxima a los puntos de consumo final, integración en sistemas híbridos y en tecnologías existentes, costes no muy elevados de instalación para el usuario, funcionamiento con vientos moderados, suministro de electricidad en lugares aislados e impacto medioambiental reducido. Esta energía está causando un gran interés en la sociedad actual debido a su gran potencial energético. Podemos observar en la posterior **Figura 7** como serán las previsiones entre 2011 y 2020. En España, la energía minieólica se encuentra en el mismo marco normativo que la energía eólica, a pesar de las grandes diferencias que presentan. Al encontrarse en el mismo RD 661/2007 y al no presentar diferenciación entre ambas tecnologías se ve perjudicada

la tecnología minieólica en el desarrollo del sector. Existe una normativa de fabricación (Norma IEC-61400-2-Ed2) de aerogeneradores que afecta a aquellos aerogeneradores menores de 100 KW de potencia, dictada por el Comité Electrotécnico Internacional (CEI) que se recomienda aplicar pero no es de obligatorio cumplimiento.



**Figura 7. Energía Minieólica. Previsiones de desarrollo en España, horizonte 2020**

- Energía hidráulica: aprovechamiento de la energía cinética producida a través del movimiento de la masa de agua, la cual será la encargada de generar electricidad. Normalmente es producida mediante un salto de agua natural o en zonas en las que existe mucha corriente. El agua mueve una turbina cuyo movimiento de rotación es enviado a través de un eje al generador. Dentro de la tecnología hidráulica existen centrales minihidráulicas que son aquellas que poseen una potencia instalada menor de 10 MW. En España, el marco normativo está regulado por el RD 661/2007 y por el reglamento del dominio público hidráulico registrado en el RD 849/1986 posteriormente modificado en el RD 9/2008.
- Energía solar fotovoltaica: transforma la energía de la radiación solar en electricidad a través del efecto fotovoltaico. Este proceso se realiza en los paneles fotovoltaicos, donde los electrones de un dispositivo

semiconductor son excitados por la radiación solar, produciéndose diferencias de potencial entre ambas caras para generar electricidad. Los datos de crecimiento de esta energía son prácticamente exponenciales, en el año 2016 a nivel mundial se instalaron 75 GW de energía solar fotovoltaica, suponiendo un 50% más que en 2015. En España, las cifras también van en aumento y están reguladas por los diferentes Reales Decretos, el RD 738/2015 está regulada la actividad de producción de energía eléctrica, el RD 1110/2007 por el que se aprueba el reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico, el RD 1955/2000 por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica. Existe una normativa IDAE donde se recogen las referencias de autoconsumo de energía eléctrica y en la normativa vigente. A nivel de autoconsumo fotovoltaico conectado o no conectado a la red existe regulación en cuanto a a nivel autonómico. En el caso de las Islas Canarias, se aplica el Manual sobre las instalaciones de energía renovable (régimen especial), el cual sería el caso del presente proyecto. Hay que realizar la inclusión en el registro de pre-asignación de retribución para las instalaciones del régimen especial, las cuales deben de estar regidas por lo previsto en el RD 1578/2008 [15][16][17].

## **1.2. Campos de golf, estructura, equipamiento**

Uno de los grandes atractivos que complementan con mayor efectividad los destinos turísticos son los equipamientos deportivos. En los últimos años se han generado muchos cambios en relación a la industria turística donde las causas principales han sido de carácter económico y social entre otros. Cuando el turista elige el destino, entra en juego la oferta complementaria, es decir, el conjunto de alternativas que el turista puede disfrutar cuando se decidió por un destino concreto. En el caso de las Islas Canarias, por la inmejorable ubicación geográfica y el clima tropical, la oferta alternativa está dedicada a actividades relacionadas con estos dos factores principales. En los meses más fríos de invierno, muchos destinos de calidad pierden demanda debido a las malas condiciones meteorológicas, por lo

que Canarias se sitúa a la cabeza de la temporada alta. A raíz de estos factores, empezaron a aparecer los primeros equipamientos deportivos turísticos en las Islas Canarias.

El desarrollo de los campos de golf en el Municipio de San Miguel de Abona, que actualmente posee cinco campos, se remonta a la década de los ochenta. El turista medio que elegía como destino las Islas Canarias tenía un nivel económico que le permitía practicar este deporte. Además, la construcción de los campos de golf venían acompañados por el incremento de terreno urbanizable en la zona de la ubicación.

Los campos de golf consumen gran cantidad de superficie de suelo para el uso y disfrute de este deporte, y para la modalidad de juego se exige la construcción de una cadena sucesiva de áreas con hierba de diferentes tamaños, alisadas y drenadas, así como otras zonas tratadas con árboles, plantas y pequeños embalses, entre otros. También se exige una aportación del sector servicio de cara al cliente como son las facilidades de parkings (para clientes y para los buggies eléctricos (BE) o convencionales), servicios de recepción, venta de artículos, campos de prácticas, oficinas, restaurantes, casa club, etc.

El presente campo “Golf del Sur” es calificado como grande. Posee calles de 350 metros de longitud de media, organizadas en series de 9, de forma que se pueden utilizar alternativamente para cubrir recorridos de una serie (9 hoyos) o de dos series (18 hoyos).

La práctica de este deporte exige una serie de instalaciones con un alto coste de mantenimiento y, por tanto, de consumo de recursos públicos que no repercuten directamente en la comunidad. En relación a las dimensiones superficiales de los campos se presenta el problema presente en Canarias con respecto a la escasez de suelo [18].

### **1.2.1. El golf y la evolución de los carritos de golf**

Los orígenes del golf se remontan a tiempos del Imperio Romano, el cual posee gran similitud con el juego “pagánica”. Se conoce muy poco sobre este juego, pero se sabe que se jugaba con un palo doblado y una pelota hecha de cuero relleno con plumas. Los creadores modernos fueron los escoceses, quienes lo transmitieron a otros países, desarrollaron los primeros instrumentos para practicarlo, así como también se encargaron de transformar grandes cantidades de

superficie para ubicar los campos donde jugarlo. A medida, que el juego fue evolucionando, se fue expandiendo hasta llegar a América. En 1932, JK Wadley, observó un carro eléctrico que se usaba para mejorar la movilidad de personas con problemas en Los Ángeles, decidió adquirir un carro y emplearlo para el uso en el campos de golf, aunque al principio no le encontró gran utilidad. No fue hasta la década de los cincuenta cuando los carritos de golf empezaron a ser populares, estando dirigidos principalmente a personas con discapacidad y problemas de movilidad. La empresa responsable de los carritos de golf era la conocida *Marketeer*, que fue fundada por Merle Williams en Redlands, California. En 1951, comenzó a fabricar en Marketing el considerado primer carro eléctrico diseñado específicamente para el golf. Empezaron a surgir compañías para ejercer competencia en el mercado de esta nueva industria, aunque solo estaban al alcance de muy pocos debido a su alto precio.



**Figura 8. Primer carrito de golf [19]**

En un principio, los carritos de golf eran eléctricos, pero a partir de la revolución industrial y la popularización de la gasolina, las principales compañías como EZGO, Golfmobile o Cushman empezaron a diseñar los primeros carritos de golf de gasolina.

Un carro de golf es un coche pequeño que originalmente fue diseñado para llevar a dos golfistas y el material requerido para la práctica de este deporte empleando un menor tiempo. A pesar de que de que son conocidos como carros o carritos de golf, según el American National Standards Institute (ANSI), hay que

llamarlos oficialmente coches de golf porque son autopropulsados y no empujados o arrastrados por personas. La velocidad máxima de los BE es de 24 km/h definido en el estándar ANSI z130.1.



*Figura 9. BE EZ-GO en el parking de Golf del Sur*

### 1.3. Antecedentes

En el informe Desarrollo Sostenible de Golf: Creación de un legado positivo, creado por la la organización internacional GEO (*Golf Environment Organization*) en colaboración con IEACG, SAACG y SAACG, se ilustran los elementos claves del desarrollo sostenible del golf [20].

El golf es una actividad, que afecta a la sociedad y al medio ambiente, dentro de los objetivos que se han planteado está la responsabilidad de minimizar los impactos negativos y enriquecer la ecología del paisaje. En los impactos negativos cabe destacar la industria como factor principal donde se incluyen el agua, la energía y los recursos, por lo que el concepto de sostenibilidad se adapta perfectamente para la práctica del golf. Desde los orígenes del golf en Escocia, los campos tenían geomorfologías naturales las cuales eran las que estaban presentes en el terreno local, donde no había necesidad de desarrollarlos.

En el presente informe, en el Manual de Campo – Planificación, en relación a la energía se definieron los siguientes puntos:

- Esforzarse para conceptualizar un proyecto que podría convertirse en un exportador neto de energía.
- Comprender la infraestructura actual de energía para su proyecto y tener un especialista en energía, explorar el potencial de las energías renovables en las instalaciones.
- Evaluar los potenciales de flujos de energía de energía desde y hacia el sitio del proyecto.
- Optimizar la ubicación de edificios para beneficiarse de calefacción natural, de enfriamiento y de iluminación.
- Crear un plan maestro del sistema de riego para maximizar la alimentación por gravedad.

En cuanto al Manual de Campo – Diseño, en relación a la energía se definieron los siguientes puntos:

- Aplicar los principios clave de diseño pasivo para reducir la demanda de energía, incluyendo la ganancia solar, la vivienda, la ventilación natural y el aislamiento.
- En general, buscar un diseño para el sitio que minimiza la cantidad de movimiento, reduciendo de este modo la energía y la demanda de carburante.
- Minimizar el área de mantenimiento para evitar que aumenta la huella del carbono en las próximas décadas.
- Diseñar un campo de golf enfocado a la mayor explotación de los recursos renovables.

En este informe se adjunta el ejemplo de la implementación de un sistema fotovoltaico por ejemplo en la casa club, donde el uso de electricidad de la red pública se vería reducido al menos un 25%, con un ahorro de 4000 € por año y con un periodo de amortización de nueve años. Si se compara con los años de vida útil, que son aproximadamente treinta años sería una inversión desde el punto de vista económico y medioambiental muy rentable.

En el Manual de Campo – Construcción en relación al apartado de la energía se recogieron los siguientes puntos:

- Explorar las oportunidades para introducir combustibles más limpios.
- Construcción de un plan de logística para reducir cuidadosamente el consumo de combustible
- Minimizar el combustible global y el uso de energía.

Como se ha podido observar en el informe, tanto en la planificación, diseño y construcción para llevar a cabo la práctica del golf de una manera sostenible, se hace gran incidencia en el apartado del uso de energía limpia a través de la aplicación de tecnologías limpias y renovables y el uso de infraestructuras de recargas a través de estas tecnologías renovables. De esta modo, el uso de energías alternativas supone un campo de aplicación potencial a desarrollar en estos sectores.

En cuanto al marco legislativo y normativo referente a este campo de aplicación, se mencionaran las medidas y leyes fundamentadas en el uso de energías renovables como también aquellas normativas en relación al desarrollo de la implementación de una infraestructura para la recarga. Este marco se dividirá en las diferentes normas enunciadas por la Unión Europea, así como también en aquellas dictadas en los Reales Decretos, Leyes e instrucciones técnicas complementarias del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT) [21][22].

En la directiva 2014/94/UE del parlamento Europeo se determina que es necesario un planteamiento coordinado que atienda a las necesidades energéticas a largo plazo de todos los modos de transporte. Las políticas deben basarse, en particular, en el uso de combustibles alternativos, centrándose en las necesidades concretas de cada modo de transporte. A continuación, se recogen de forma breve las más destacadas en relación a este Trabajo Final de Grado:

- (1) Con el fin de promover los combustibles alternativos y desarrollar la infraestructura pertinente, los marcos de acción nacionales pueden consistir en diversos planes, estrategias u otra documentación de planificación elaborados por separado.
- (2) La electricidad puede incrementar la eficiencia energética de los vehículos y contribuir a la reducción del  $CO_2$ .
- (3) Con objeto de impulsar la inversión en transporte sostenible y respaldar la implantación de una red continua de infraestructuras para los combustibles alternativos en la Unión, la Comisión y los Estados miembros.

- (4) En lo que respecta a los puntos de recarga de vehículos eléctricos que no sean de acceso público, los Estados miembros deben esforzarse por explorar la viabilidad técnica.
- (5) A la hora de desarrollar una infraestructura para los vehículos eléctricos, la interacción de esta con el sistema eléctrico, así como las políticas de la Unión en materia de electricidad deben estar en consonancia con los principios establecidos en la Directiva 2009/72/CE.

En la Directiva 2010/31/UE del Parlamento Europeo se determina la relativa eficiencia energética de los edificios. Se considera lo siguiente:

- (1) Reducción del consumo de energía y el uso de energía procedente de fuentes renovables en el sector de la edificación constituyen una parte importante de las medidas necesarias para reducir la dependencia energética.
- (2) La gestión de la demanda de energía es un instrumento importante que permite a la Unión ejercer una influencia en el mercado mundial de la energía y, por ende, en la seguridad de abastecimiento a medio y largo plazo.
- (3) Las medidas para mejorar más la eficiencia energética de los edificios deben tener en cuenta las condiciones climáticas y las particularidades locales, así como el entorno ambiental interior y la rentabilidad en términos de coste-eficacia.
- (4) A efectos de cálculo, los edificios deberían clasificarse adecuadamente en las siguientes categorías: g) instalaciones deportivas.

## **1.4. Objetivo del TFG**

El objetivo principal de este Trabajo de Fin de Grado es diseñar un generador híbrido (eólico – fotovoltaico) para el suministro eléctrico a las instalaciones del campo de golf “Golf del Sur” situado en la isla de Tenerife en el municipio de San Miguel de Abona, que cubran parte de la demanda producida para la recarga de BE.

## **1.5. Peticionario**

Tras haber superado con éxito las asignaturas descritas en el Plan de Estudios 2010 de la titulación Grado en Ingeniería en Tecnologías de la Telecomunicación, impartida por la Escuela de Ingeniería de Telecomunicación y

Electrónica (EITE) de la Universidad de Las Palmas de Gran Canaria (ULPGC), se solicita, como requisito indispensable para la obtención del título de Graduado en Ingeniería en Tecnologías de la Telecomunicación, el desarrollo, la redacción, la exposición y la defensa del presente Trabajo Fin de Grado.

## **1.6. Estructura de la memoria**

Esta memoria está dividida en 8 capítulos y varios anexos además de una lista bibliográfica con las referencias consultadas durante el desarrollo del Trabajo Fin de Grado y la elaboración de esta memoria.

En esta primera parte se incluye el primer capítulo donde se ha desarrollado la introducción y los antecedentes de este trabajo, y se definen los objetivos a desarrollar. En el segundo capítulo se realiza un estudio del estado del arte, donde están recogidos los aspectos teóricos de las dos tecnologías de aplicación y la normativa utilizada. En el capítulo 3 se recoge una descripción de los diferentes espacios disponibles en la ubicación del proyecto y se explica cómo se ha resuelto el generador fotovoltaico y eólico. En el capítulo 4 están recogidos todos los procedimientos y cálculos referentes al generador fotovoltaico y eólico.

En la segunda parte se desarrollan los capítulos 5, 6, 7 y 8. Se tratan aspectos esenciales del TFG, como son la bibliografía, los planos (plano de situación y esquema de unifilar) y las conclusiones.

En la tercera parte se incluye la gran mayoría de datos y cálculos referentes al presente TFG. Por la extensión de este contenido y con la finalidad de facilitar la lectura y comprensión del trabajo, se ha decidido incluir esta información en los anexos.

# Capítulo 2.

## Tecnología eólica y solar

---

### 2.1. Tecnología eólica

Desde tiempos muy pasados la energía eólica ha estado presente; posiblemente sea la forma más antigua de utilizar la energía. En el año 3000 a.C. los primeros transportes se movían por el viento y surcaban los mares: barcos como los que se usaban en Mesopotamia o en antiguo Egipto con diferentes velas adaptadas según el tipo de viento. En el siglo VII se conocieron los primeros molinos de viento en Sistán, Afganistán. Se trataba de molinos de eje vertical y ocho velas realizadas con diferentes tejidos que se utilizaban para mover grano o sacar agua de los pozos.

El uso de esta energía fue decayendo por la difusión de la electricidad la cual estaba disponible en casi todos los sectores y el bajo coste de los motores que funcionaban con combustibles fósiles.

Este tipo de energía, a diferencia de otras energías renovables, exige inversiones menores y utiliza un recurso natural disponible habitualmente en casi todas las partes de la geografía mundial y especialmente aprovechable en las zonas templadas donde se han desarrollado la mayoría de naciones que han tenido un progreso industrial fuerte.

Durante la última década del siglo XX se construyeron y se probaron diferentes modelos de aerogeneradores: con rotor de eje vertical y horizontal o con distinto números de palas.

Un aerogenerador transforma la energía cinética de viento en energía eléctrica, pasando por la conversión a energía mecánica de rotación a través de las palas. Estas se pueden clasificar según sustentación o resistencia. En las de sustentación el viento circula por ambas caras de la pala, las cuales poseen diferentes perfiles por lo que se crea una diferencia de presiones y se produce la fuerza conocida como sustentación aerodinámica sobre la superficie de la pala. Al mismo tiempo se genera una fuerza opuesta al movimiento de la pala y perpendicular a la sustentación que es la que se conoce como resistencia.

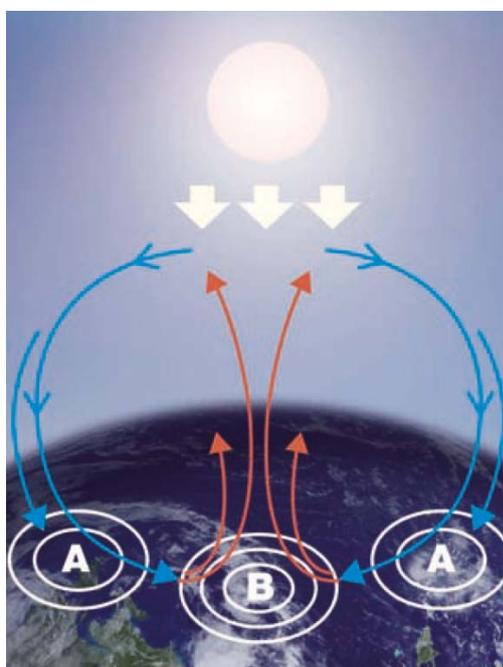
Tras los diferentes desarrollos, una turbina de eje horizontal con rotor de tres palas a barlovento ha demostrado ser la tipología en general más adecuada, por lo

que el desarrollo se ha caracterizado por su gran difusión y por su rápido aumento de dimensiones y potencia.

### 2.1.1. Física y naturaleza del viento

La Tierra devuelve de una forma constante a la atmósfera el calor que recibe del Sol, aunque no de un modo uniforme debido a que la Tierra no es una esfera que posee una estructura equitativa por todas sus partes. Se concluye que la influencia de la irregularidad del terreno sobre la producción de energía por el aerogenerador es un aspecto muy importante a considerar.

En las zonas donde menos calor se genera, la presión de los gases atmosféricos aumenta, en cambio, en aquellas zonas donde se libera más calor disminuye la presión de los gases. Se genera un efecto bucle debido a las diferentes corrientes de aire, por lo que el resultado es flujo de aire frío sobre la superficie terrestre. Se pueden diferenciar las regiones alrededor del ecuador, a  $0^{\circ}$  de latitud, que son calentadas por el Sol más que las zonas del resto del globo. Este movimiento de masas de aire frío y caliente genera las zonas de altas y bajas presiones presentes permanentemente en la atmósfera como se observa en la **Figura 10**, a las que también afecta la rotación terrestre a través de la fuerza de Coriolis [23].



*Figura 10. Movimiento de masas de aire frío y caliente [23]*

La naturaleza de la atmósfera tiene la tendencia a restablecer un equilibrio de presiones, el aire se mueve de las zonas de mayor presión a las de menor



cinética a energía mecánica de rotación y (2) transformación de la energía mecánica de rotación en energía eléctrica. Esto viene definido por las siguientes ecuaciones

- Energía cinética de una masa de aire ( $ma$ ) que se mueve a una velocidad constante ( $vcte$ ) viene dada por:

$$E_c = \frac{1}{2} * ma * vcte_1^2 \quad [2.1]$$

- Potencia específica disponible  $P_{disp}$  de una masa de aire de caudal  $q$  [2.2] viene dada por:

$$q = \frac{dma}{dt} \quad [2.2]$$

$$P_{disp} = \frac{dE_c}{dt} = \frac{1}{2} * q * vcte_1^2 \quad [2.3]$$

- Aplicando la ecuación de continuidad también se puede calcular la potencia específica disponible [2.5], donde el caudal [2.4] también se define por:

- $\rho$  es la densidad del aire
- $A$  es la sección del tubo de flujo considerado

$$q = \frac{dma}{dt} = \rho * A * v_1 \quad [2.4]$$

Por lo que la potencia específica máxima disponible se define por:

$$P_{disp} = \frac{1}{2} * \rho * A * vcte^3 \quad [2.5]$$

Las consideraciones prácticas formuladas por el físico alemán Albert Betz formuladas a partir de su propio modelo **Figura 12**, proporcionan el límite superior de las posibilidades de un aerogenerador, es decir, el máximo coeficiente de potencia con que puede funcionar una turbina que es aproximadamente un 59%. De cara a la ejecución hay que tener en cuenta las consideraciones como: la resistencia aerodinámica de las palas; la pérdida de energía por la estela generada en la rotación; la compresibilidad del fluido; y la interferencia de las palas. Además, hay que contemplar los diferentes rendimientos de los componentes que forman la infraestructura eólica [25], siendo el rendimiento global un 46%:

1. Rendimiento de Betz: 59,3%
2. Rendimiento de la hélice: 85%
3. Rendimiento del multiplicador: 98%
4. Rendimiento del alternador: 95%

5. Rendimiento del transformador: 98%

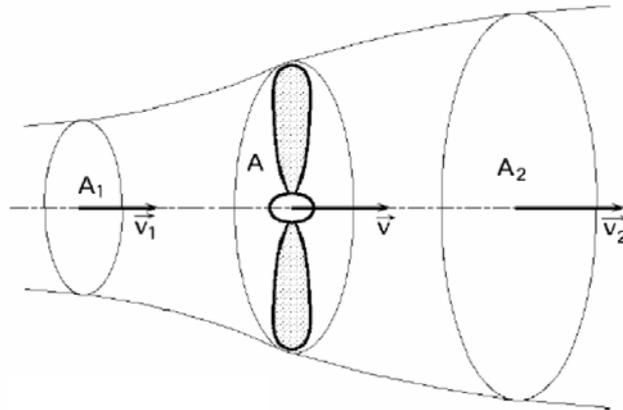


Figura 12. Modelo Betz [25]

Se concluye de  $P_{disp}$  [2.5] que la potencia específica máxima disponible varía con el cubo de la velocidad del viento ( $vcte$ ). Para tener un mejor dimensionamiento en cuanto a cifras, con un aumento de solo 1 m/s, la potencia específica disponible aumenta entre un 60 y un 70%. También la energía cinética recibida por una turbina **Figura 13** aumenta con el área de las palas, es decir, con el cuadrado del diámetro del rotor.

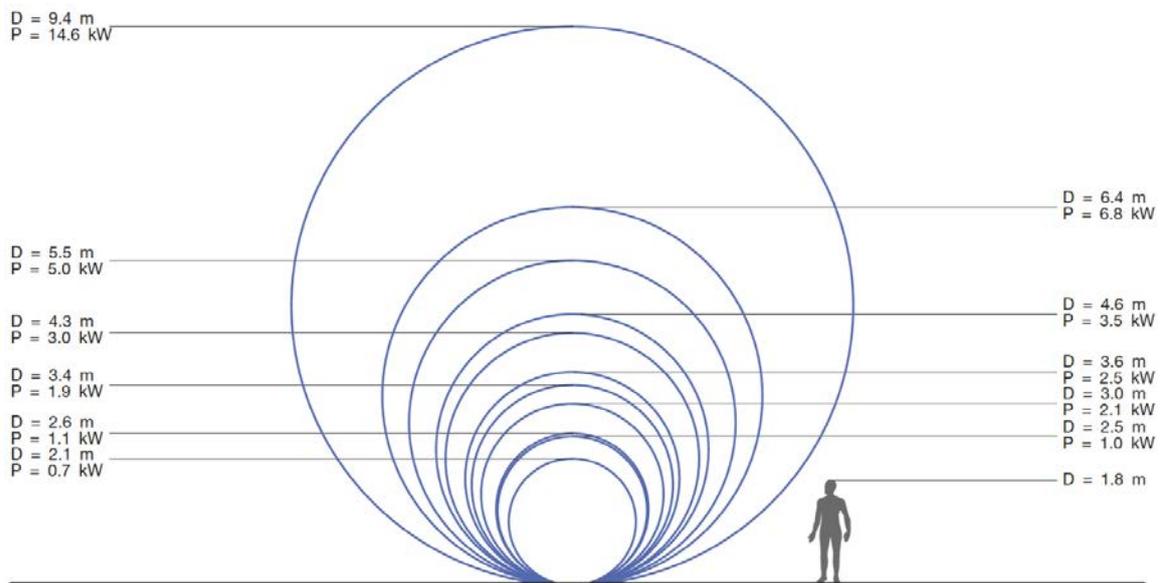


Figura 13. Energía cinética recibida por una turbina [24]

### 2.1.3. Factores que afectan al recurso eólico

Los aerogeneradores obtienen su potencia de entrada con la conversión de la fuerza del viento sobre la actuación de las palas del rotor. La cantidad de energía que se transfiere al rotor depende de la densidad del aire, del área de barrido del rotor y de la velocidad del viento.

- Densidad del aire: la energía cinética depende directamente de la densidad del aire, pero lo que esta densidad será determinada por la masa por unidad de volumen. Lo interesante para el aerogenerador y para el recurso eólico en sí será recibir el volumen de aire más denso para, de esta forma, recibir más energía en la turbina.
- Área de barrido del aerogenerador: es donde se determina cuanta energía procedente del recurso eólico es capaz de ser captada por la turbina eólica. Esta medida se ve directamente afectada por el diámetro del rotor, por lo que si la turbina es el doble de otra, esta recibirá cuatro veces más de energía.
- Velocidad del viento y potencia: es uno de los factores principales para determinar el éxito de una instalación generadora de energía mediante la tecnología eólica, la cantidad de energía que posee el viento varía con el cubo de la velocidad media del viento. Por lo que a medida que aumenta la tendencia es exponencial, es decir, si la velocidad se duplica la energía que se obtiene es ocho veces mayor.
- Rugosidad: es un concepto que está directamente relacionado con la modificación de la velocidad del viento debido a las condiciones del terreno. Este termino se suele usar para evaluar las condiciones eólicas de un paisaje. Existen diferentes tipos para clasificar las diferentes condiciones de rugosidad, para altas rugosidades se emplean valores como 3 ó 4, en cambio, para bajas rugosidades como puede ser el escenario del mar serían valores de clase 0. También se conoce el término de longitud de rugosidad ( $Z_o$ ) a la distancia máxima sobre el nivel del suelo a la que la velocidad del viento es nula. En la **Tabla 1** se muestran las diferentes longitudes de rugosidad según el escenario de estudio.

Debido a estas irregularidades en el terreno y la presencia de obstáculos, tanto naturales o artificiales, la velocidad del viento varía con la altura, donde se aplica una ecuación de tipo estadístico llamada ley exponencial de Hellmann [2.6].

$$\bullet \quad V_h = V_{ref} * \left(\frac{h}{h_{ref}}\right)^\alpha \quad [2.6]$$

Tabla 1. Clases y longitudes de rugosidad [25]

Tabla de clases y longitudes de rugosidad			
Clase de rugosidad	Longitud de rugosidad $z_0$ (m)	Índice de energía (%)	Tipo de paisaje
0	0,0002	100	Superficie del agua
0,5	0,0024	73	Terreno completamente abierto con una superficie lisa, p.ej., pistas de hormigón en los aeropuertos, césped cortado, etc.
1	0,03	52	Área agrícola abierta sin cercados ni setos y con edificios muy dispersos. Sólo colinas suavemente redondeadas
1,5	0,055	45	Terreno agrícola con algunas casas y setos resguardantes de 8 metros de altura con una distancia aproximada de 1250 m.
2	0,1	39	Terreno agrícola con algunas casas y setos resguardantes de 8 metros de altura con una distancia aproximada de 500 m.
2,5	0,2	31	Terreno agrícola con muchas casas, arbustos y plantas, o setos resguardantes de 8 metros de altura con una distancia aproximada de 250 m.
3	0,4	24	Pueblos, ciudades pequeñas, terreno agrícola, con muchos o altos setos resguardantes, bosques y terreno accidentado y muy desigual
3,5	0,8	18	Ciudades más grandes con edificios altos
4	1,6	13	Ciudades muy grandes con edificios altos y rascacielos

A partir de este concepto se observa el perfil vertical del viento, donde se determina la velocidad según la altura sobre el nivel del suelo. La expresión [2.7] sería:

$$v = v_{ref} * \ln \frac{z/z_0}{z_{ref}/z_0} \quad [2.7]$$

- $v$  es la velocidad del viento a una altura  $z$  sobre el nivel del suelo
- $v_{ref}$  es la velocidad de referencia, es decir, una velocidad conocida a una altura de referencia.
- $z$  es la altura sobre el nivel del suelo para la velocidad deseada.
- $z_0$  es la longitud de rugosidad en la dirección del viento actual.

En **Figura 14** se observa la variación de la velocidad del viento para diferentes escenarios de rugosidad del terreno ( $\rho=0,11$  y  $\rho= 0,34$ ).

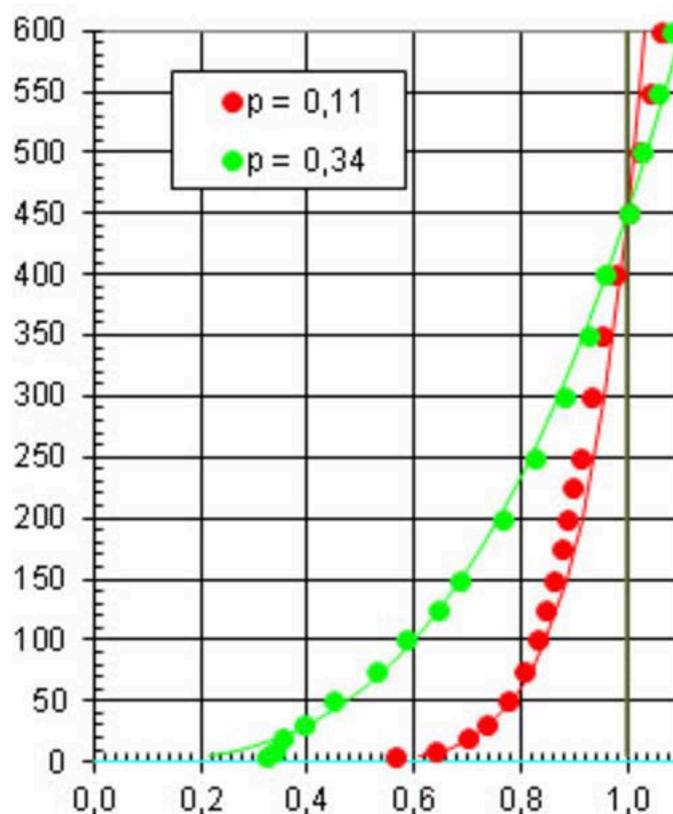


Figura 14. Variación velocidad / rugosidad

El fenómeno por el cual el viento se mueve a velocidades más bajas conforme se acerca a nivel del suelo es el llamado cizallamiento. Es un fenómeno muy importante debido a que si el aerogenerador posee dimensiones considerablemente grandes entre sus aspas, existirán diferentes velocidades en los extremos de las palas por lo que se generarán fuerzas diferentes.

Este concepto es muy importante ya que, a partir de esta ley exponencial de Hellman, se conocerá a cualquier distancia sobre el nivel del suelo la velocidad prevista del viento y así se podrá evaluar la viabilidad de la infraestructura.

#### 2.1.4. Clasificación y características de los aerogeneradores

Los aerogeneradores se suelen dividir en dos grandes grupos según la tecnología de construcción:

- Aerogeneradores de eje vertical también conocidos como VAWT (*Vertical Axis Wind Turbine*), que suponen un 1% de total y están formados por tres familias:

- Eje vertical – Savonius: es el modelo más simple de aerogenerador existente formado por dos o cuatro chapas verticales y tiene ausencia de palas con perfil de alas.



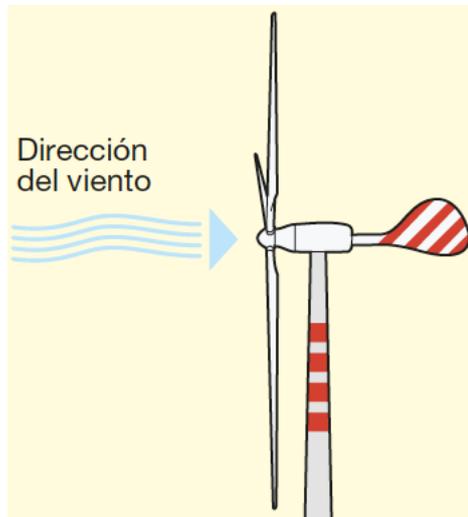
**Figura 15. Aerogenerador tipo Savonius**

- Eje vertical – Darrieus: es un aerogenerador de eje vertical y basado en “sustentación”, las superficies expuestas al viento presentan un perfil capaz de generar una distribución de la presión a lo largo de la pala. Proporciona mejor eficiencia que el Savonius. Necesita de un dispositivo auxiliar para el arranque.
- Eje vertical híbrido Darrieus – Savonius: aerogenerador basado en que el par de arranque lo aporta el aerogenerador coaxial Savonius ubicado en el interior del aerogenerador Darrieus.

Existen más desventajas que ventajas para este tipo de aerogeneradores: poseen un bajo rendimiento que proporcionan; no presentan arranque automático; y las velocidades del viento cerca del nivel del suelo son muy bajas. Aunque en algunos casos, y dependiendo del escenario de actuación, la implementación de aerogeneradores de eje vertical puede resultar ideal.

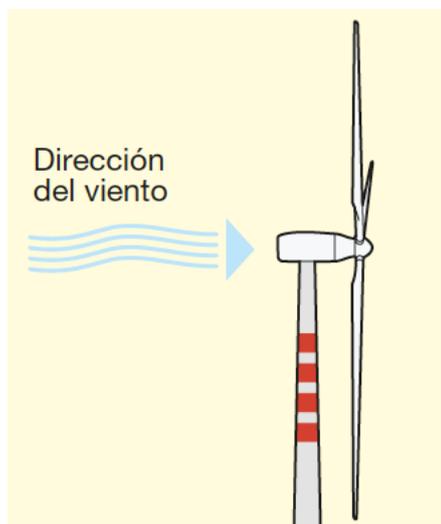
- Aerogeneradores de eje horizontal también conocidos como HAWT (*Horizontal Axis Wind Turbine*), representan el 99% del total y están formados por dos familias:

- Aerogenerador eje horizontal a barlovento: es aquel en el que el viento encuentra antes el rotor que la torre (ver **Figura 16**) y es el tipo de generador que mayor eficiencia posee debido a la no interferencia aerodinámica con la torre. Necesita de una aleta direccional o un sistema de orientación.



**Figura 16. Aerogenerador eje vertical a barlovento [23]**

- Aerogenerador eje vertical a sotavento: es aquel aerogenerador que tiene la inconveniencia de los efectos negativos de la interacción torre-rotor debido a la orientación hacia el viento (ver **Figura 17**), pero tiene la peculiaridad que se alinea automáticamente. Tiene la posibilidad de incorporar un rotor flexible para resistir los vientos de aquellas zonas en los que la tendencia es muy fuerte.



**Figura 17. Aerogenerador de eje vertical a sotavento [23]**

Según la potencia instalada en las infraestructuras eólicas, se puede realizar la siguiente clasificación [26]:

- Microeólicas: para potencias inferiores a 20KW, principalmente usadas para el uso doméstico.
- Minieólicas: para potencias entre 20 y 200 KW, con instalaciones destinadas a la producción y venta de electricidad.
- Eólicas: para producciones superiores a 200 KW y constituidas por parques eólicos para la inyección de la energía producida en la red.

El funcionamiento de un aerogenerador se regula según diferentes valores de velocidad del viento:

- Velocidad de arranque: el rotor empieza a girar y el alternador genera una tensión, que aumenta a medida que el valor del viento crece.
- Velocidad de acoplamiento: suele estar comprendida entre 2 y 4 m/s, a partir de un determinado nivel de tensión generada por el alternador es elevada, y dependiendo del tipo de aerogenerador se empieza a producir energía activándose todo el circuito.
- Velocidad nominal: es la que se da entre 10 y 14 m/s y donde se produce la potencia nominal del aerogenerador.
- Velocidad de desconexión: está comprendida entre 20 y 25 m/s y es aquella que indica que el rotor debe dejar de realizar su función para evitar daños en la máquina, para ello entran en funcionamiento los dispositivos de control de protección.

La producción de potencia en un aerogenerador se define a partir de las diferentes velocidades del viento. Cada modelo de aerogenerador lleva asociada una curva de potencia, proporcionada por el fabricante, y es donde se muestra la potencia que se genera dependiendo de la velocidad del viento. En la siguiente **Figura 18** se representa la curva de potencia del modelo de aerogenerador Aeolos-H 300W. Se puede observar como a partir de los 4 m/s es cuando empieza a generar energía, mientras que a los 18 m/s se desconecta por motivos de seguridad.

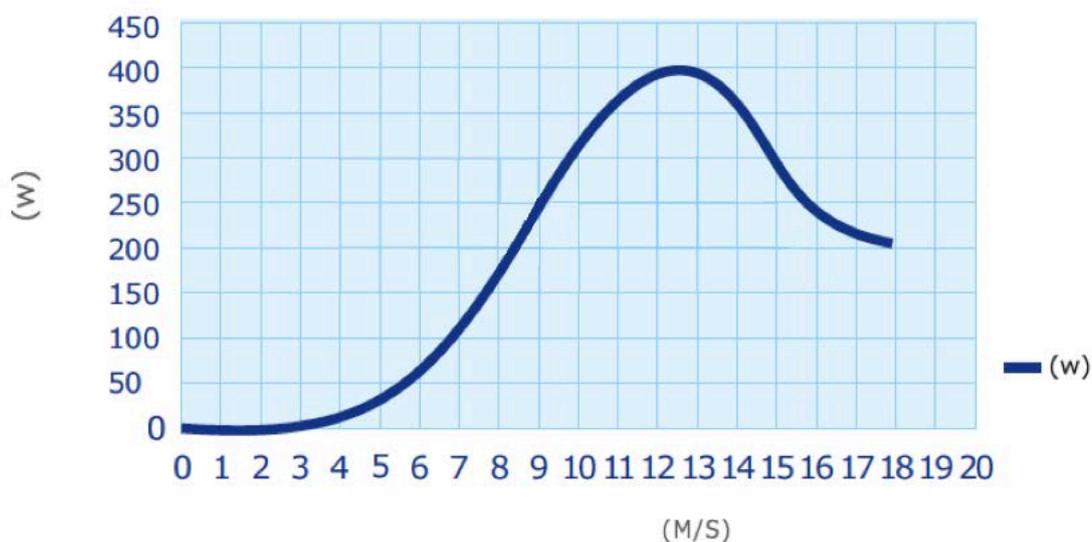


Figura 18. Curva de potencia Aeolos-H 300W [27]

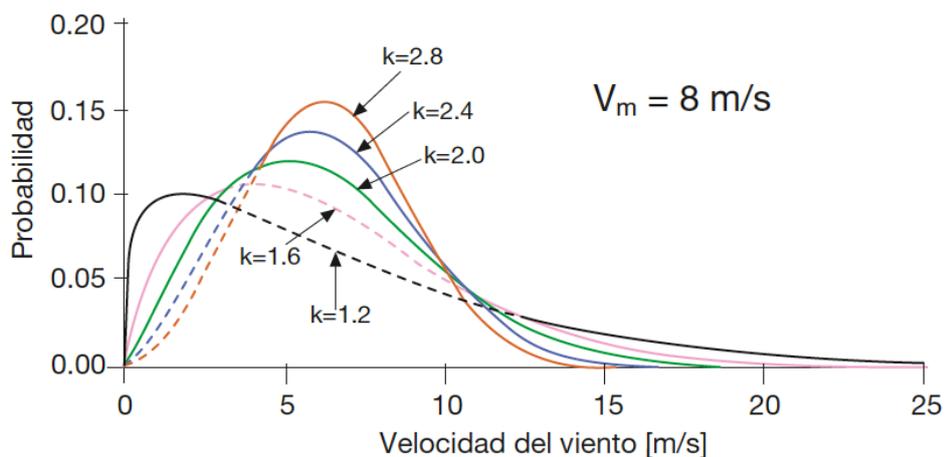
### 2.1.5. Entornos para la captación de datos eólicos

Para poder llevar a cabo una correcta evaluación del potencial eólico en una localización en concreta es necesario disponer de medidas fiables durante al menos un año. Si el proyecto es de gran envergadura y se quiere tener una gran precisión se suele establecer un sistema de sensores los cuales aportaran muestras específicas del emplazamiento. Si no se dispone de sistemas de medidas, existen datos proporcionadas por organismos como el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) y la infraestructura de Datos Espaciales de Canarias (IDECanarias) .

Para la realizar la captación de datos del recurso eólico se utilizará IDAE e IDECanarias. Se obtendrá información de los puntos asociados, de velocidad y dirección representada en la rosa de vientos, así como las diferentes variaciones de velocidad según las diferentes estaciones del año. Debido a la variabilidad del viento se hace necesario describirlo de forma estadística a través de una función de distribución continua. La que usa IDAE es la función de distribución de Weibull la cual está definida por dos parámetros:

- Factor de escala (C): se expresa en m/s y está relacionado directamente con la velocidad media.
- Factor de forma (K): no tiene dimensiones, y se encarga de la simetría de la distribución; a medida que aumenta la k las distribuciones tienden a ser simétricas como las de Gauss.

La particularidad de esta función es que el área bajo la curva siempre vale 1 debido a que la probabilidad de que sople el viento en cualquier dirección o incluso de que no sople es del 100%. Las distribuciones estadísticas del viento varían de un lugar a otro del globo, dependiendo de las condiciones climáticas locales, del paisaje y de su superficie, por lo que la forma y el valor medio puede variar. En la **Figura 19** se representan diferentes escenarios de  $k$  para una velocidad media de 8 m/s.



**Figura 19.** Curvas de Weibull para diferentes valores de  $k$

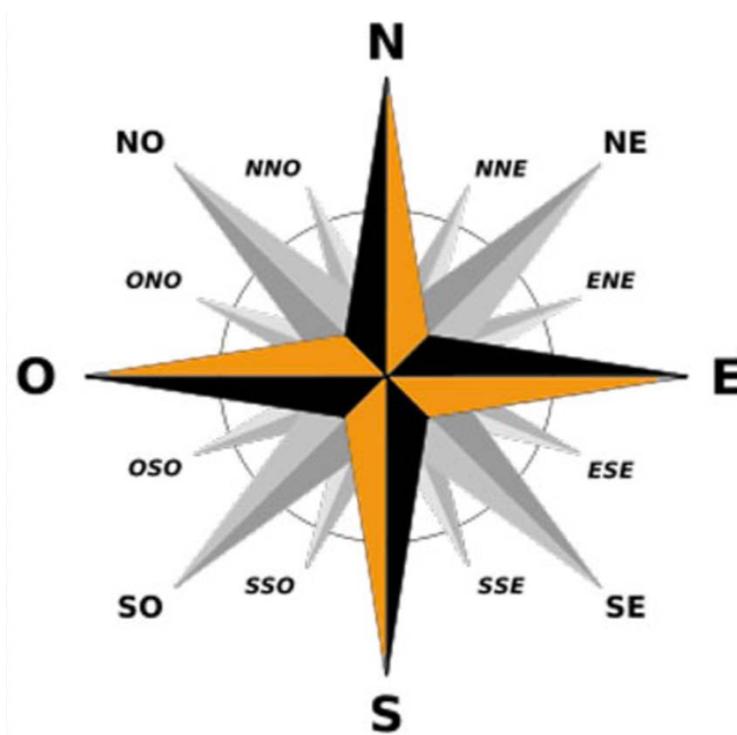
La rosa de vientos que proporcionan entornos como IDEA o IDECanarias se suele representar mediante un diagrama polar con diferentes porcentajes que muestran la ocurrencia del viento según la dirección de la incidencia hacia el observador. Esta información es muy importante ya que proporciona la frecuencia y la velocidad que presenta el viento en cada una de las direcciones. En ella se muestran 16 direcciones.

Primarias	Secundarias
N (norte)	NNE (nor noreste)
S (sur)	ENE (este noreste)
E (este)	ESE (este sudeste)
O (oeste)	SSE (sud sudeste)
NE (nordeste)	SSO (sud sudoeste)
NO (noroeste)	OSO (oeste sudoeste)
SE (sudeste)	ONO (oeste noroeste)
SO (sudoeste)	NNO (nor noroeste)

**Figura 20.** Direcciones de la rosa de vientos

Los pasos a seguir para representar la rosa de vientos de frecuencia y velocidad utilizando 16 sectores, serían los siguientes:

- Se dibuja la circunferencia (360°).
- Se dividen los 360° en 16 sectores, que corresponden a las dieciséis direcciones que se han mostrado en la **Figura 20**. Por lo tanto a cada sector le corresponden 22,5°.



*Figura 21. Rosa de vientos*

Los datos direccionales que proporciona el IDAE adjuntos en la información de la rosa de vientos son los siguientes: la frecuencia anual (el porcentaje de horas que el viento sopla en una dirección); la velocidad media (la fracción de la velocidad media en todas las direcciones); y la potencia media y parámetros como son la C y K de Weibull.

## 2.2. Tecnología solar fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica está presente desde del siglo XIX. A través de los experimentos del físico francés Alexandre-Edmond Becquerel en 1839, se sentaron las primeras bases de esta tecnología y se dio a conocer el efecto fotovoltaico como hoy en día se denomina.

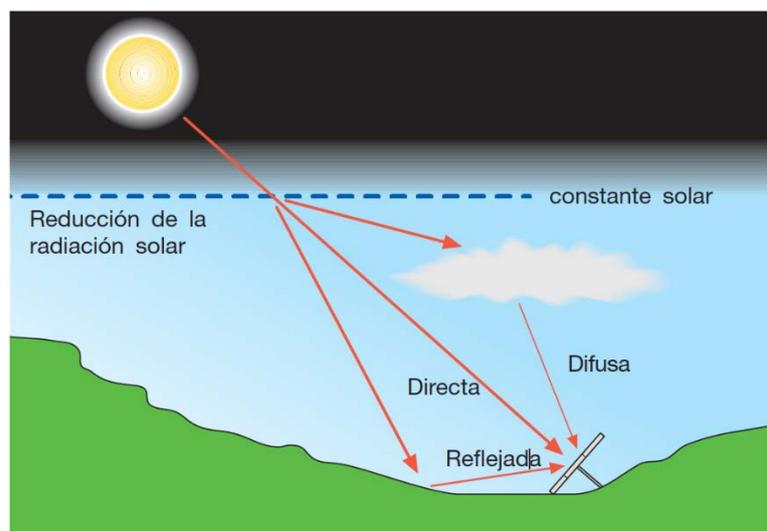
No fue hasta 1883 cuando Charles Fritts construyó un prototipo de placa solar usando el material de tipo selenio como semiconductor. Esta tecnología actúa

como un generador la cual proporciona corriente continua en forma de potencia a través de semiconductores “dopados” cuando estos son iluminados por un haz de fotones. Las celdas FV que se usan son de silicio para cualquier dispositivo fotovoltaico (FV) descubierta por Ruseel Ohl [28] en 1940.

Las tecnologías FV son relativamente jóvenes en cuanto a su desarrollo tecnológico, no fue hasta la década de los 50 del siglo XX cuando se consiguió obtener células con eficiencias de conversión apreciables. El nacimiento y desarrollo de las tecnologías fotovoltaicas estuvieron inicialmente ligados a la historia de la radio, las telecomunicaciones y la electrónica. A partir de la década de los setenta, debido a la gran crisis económica que afectaba a la sociedad de la época, fue cuando la energía FV empezó a investigarse y a desarrollarse como una fuente de energía por sus posibles aplicaciones potenciales.

La irradiancia solar es la intensidad de la radiación electromagnética solar incidente en una superficie de 1 metro cuadrado [ $KW/m^2$ ]. También es la integral de la intensidad asociada a la potencia de cada valor de la frecuencia del espectro de radiación solar. Esta intensidad, proveniente del Sol, se ve modificada cuando atraviesa la atmósfera, por lo tanto la intensidad de la radiación es parcialmente reflejada y absorbida mientras que la radiación que logra atravesar la atmósfera queda parcialmente difusa por el aire y las partículas sólidas quedan suspendidas en el propio aire. Debido a la órbita que presenta la Tierra de tipo elíptica, la distancia mínima al Sol se produce en diciembre y enero y su valor máximo se registra para junio y julio [29].

La irradiación solar es la integral de la irradiancia solar a lo largo de un periodo de tiempo determinado [ $KWh/m^2$ ]. A raíz de esto, la radiación incidente sobre una superficie horizontal esta formada por cuatro tipo de radiaciones. La radiación directa es la que esta relacionada con la irradiancia sobre la superficie; la difusa es la que llega a la superficie procedente de todo el firmamento y no de una parte específica; y finalmente la radiación reflejada es la que se refleja en diferentes superficies del suelo y del entorno no próximo. Para meses de invierno, la irradiación difusa posee un valor mayor que la irradiación directa. En la posterior **Figura 22** se ilustran los diferentes componentes de radiación solar existentes:



*Figura 22. Componentes de la radiación solar [29]*

- Irradiación extraatmosférica: existe fuera de la atmósfera.
- Directa: procede del sol y depende de su posición.
- Difusa: procede de la atmósfera y es la consecuencia de los procesos de reflexión, difracción, dispersión y absorción.
- Reflejada: procede de la reflexión de la radiación incidente sobre el entorno.
- De estos tipos de irradiación se obtiene la global, es decir, la radiación total incidente sobre una superficie. Es el resultado de la directa más la difusa más la reflejada.

Para realizar un mejor dimensionamiento de la energía que es capaz de proporcionar la estrella Sol en cada instante sería que, la potencia que se recibe en el hemisferio terrestre en el cual existe exposición solar es de aproximadamente de 50000 TW, por lo que en cifras este valor es 10000 veces mayor que la energía utilizada en todo el mundo [29].

Es en la actualidad donde la energía FV ha alcanzado un notable dinamismo tanto en España como en el resto de la esfera global, no solo por el protagonismo industrial que posee sino también por el beneficio que produce para la disminución de gases de efecto invernadero asociados a la generación eléctrica.

### **2.2.1. Fundamentos de la conversión FV**

El elemento fundamental de la conversión FV es la luz, es decir, la materia prima. Los sistemas fotovoltaicos emplean como medio material un compuesto semiconductor que transforma la energía solar en electricidad. Este proceso se

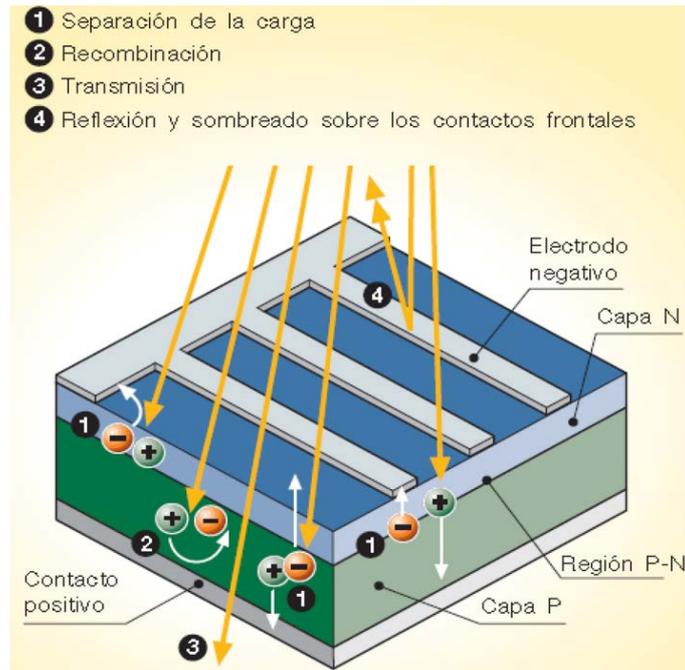
puede realizar en una u dos etapas: absorción-conversión o captación y absorción-conversión, respectivamente. Este ultimo proceso se realiza en los sistemas FV de concentración.

Para poder entender el concepto del efector fotovoltaico hay que definir varios conceptos básicos de teoría de semiconductores. Por una parte, una célula fotovoltaica es un dispositivo electrónico de estado solido la cual es capaz de convertir de forma directa la radiación solar en energía eléctrica. Esta energía que es producida se suministra en forma de corriente eléctrica continua (CC) a una carga externa conectada mediante un circuito a diferentes números de células las cuales son compactadas en módulos fotovoltaicos. Estas células también pueden ser agrupadas en serie y en paralelo [30].

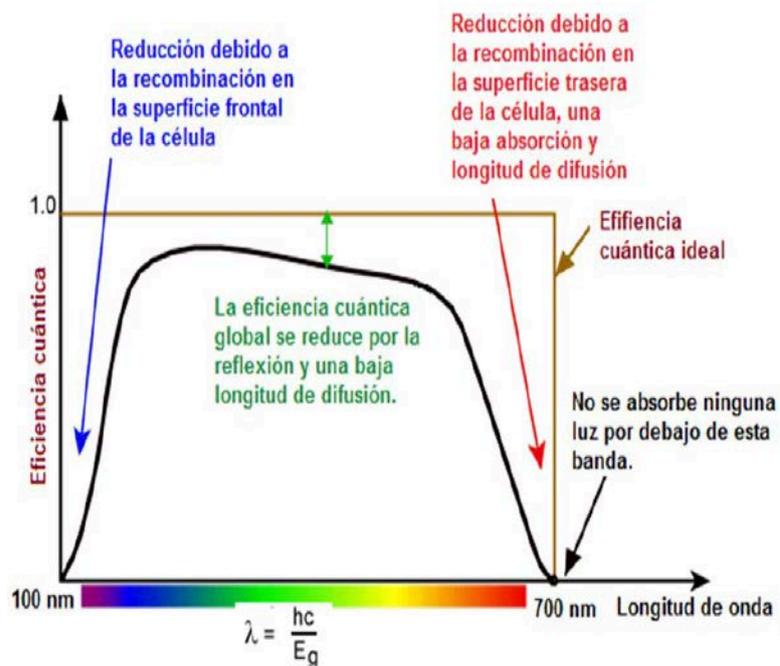
El efecto fotovoltaico está basado en la propiedad de los semiconductores de aumentar la densidad de electrones libre bajo ciertos estímulos externos, como pueden ser cambios de temperatura o de intensidad lumínica. Para los casos en los que se ilumina la energía de los fotones incidentes sobre el semiconductor, esta es absorbida por los electrones de valencia, que pueden romper el enlace con sus átomos y quedan libres para desplazarse en los huecos del material. A partir de esta luz incidente se crea una densidad de electrones libres.

Durante el proceso de fabricación de una célula, se provocan impurezas donadoras y aceptoras las cuales están presentes en las caras opuestas del dispositivo. En condiciones normales de temperatura (25°C) estos dopantes están excitados por lo que aumenta la concentración de electrones y huecos en la región donde se encuentran, por eso se ha conseguido que una parte del dispositivo sea de tipo-p mientras la parte opuesta lo sea de tipo-n. La región que delimita las dos partes p y n está caracterizada porque posee iones fijos con carga eléctrica con signo opuesto, por lo que se produce un campo eléctrico permanente (diferencia de potencial). Este tipo de estructuras se denomina unión p-n y es características de algunos componentes electrónicos como los diodos, es decir, permite el paso de la corriente eléctrica en un sentido y también posee como característica la de presentar una elevada resistencia a la conducción en sentido contrario [29]. Por lo tanto, el efecto fotovoltaicos es la conjunción de dos procesos que ocurren en el dispositivo: la fotogeneración de portadores cuando se produce la absorción de radiación luminosa en el semiconductor y el desplazamiento de estos portadores hacia los extremos del dispositivo (ver **Figura 23**).

Una forma adecuada para diagnosticar si la célula está recolectando adecuadamente fotones de diferentes longitudes de onda es mediante la medida de la eficiencia cuántica del dispositivo. Es decir, la relación (cociente) entre el número de portadores extraídos (electrones) y el número de fotones de una energía dada incidente sobre la célula solar. Por lo tanto, se representa la eficiencia de la conversión fotoeléctrica del material semiconductor que forma la célula solar fotovoltaica. En la posterior **Figura 24** se explica este concepto de forma gráfica.



**Figura 23. Efecto fotoeléctrico [29]**



**Figura 24. Eficiencia cuántica [26]**

### 2.2.2. Modelo eléctrico de las células FV

El circuito equivalente asociado a una célula FV es el considerado como un generador de intensidad ideal cuya representación se realiza mediante el siguiente circuito equivalente (ver **Figura 25**).

Entre los terminales de salida existe una corriente ( $I$ ) la cual posee el mismo valor que la intensidad generada mediante el efecto fotovoltaico ( $I_g$ ) gracias al generador de intensidad ideal, a la cual hay que restarle la intensidad del diodo y la intensidad de fuga  $I_g$ . Debido a este flujo de corriente generada, se produce una resistencia serie ( $R_s$ ) interna y esta depende del grosor de la unión P-N de las impurezas presentes y de las resistencias de contacto. La conductancia de fuga  $G_l$  tiene en cuenta la corriente a tierra en condiciones de servicios normales.

En una célula ideal los valores son  $R_s = 0$  y  $G_l = 0$ . Sin embargo, en las células convenciones de silicio de alta calidad el valor de  $R_s = 0,05 \div 0,10 \Omega$  y  $G_l = 3 \div 5 \text{ mS}$ . La eficiencia de conversión de la célula FV se ve muy afectada por una pequeña variación de  $R_s$ , mientras que es mucho menos sensible a una variación  $G_l$ .

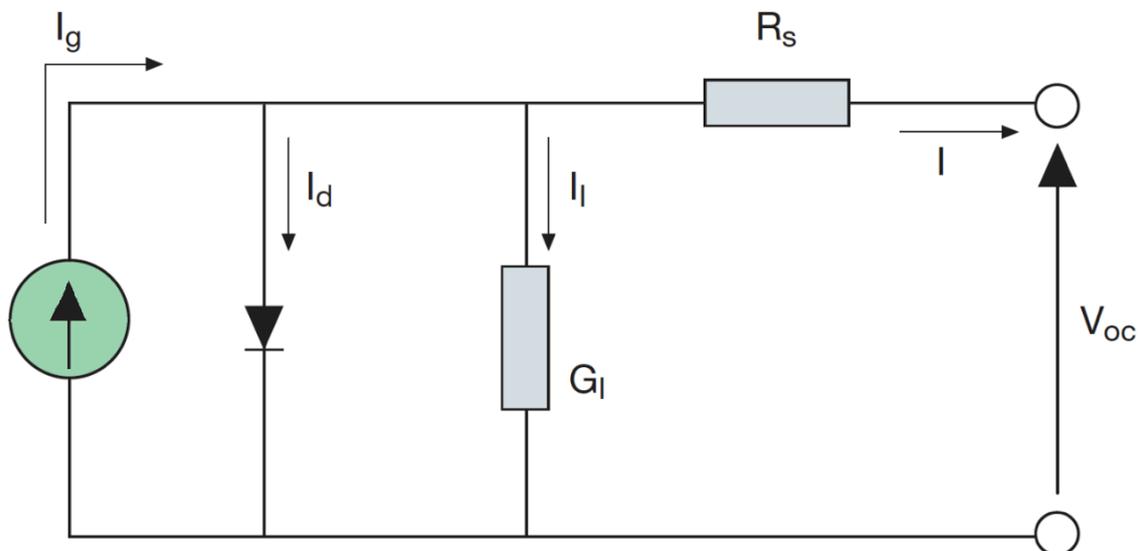


Figura 25. Circuito equivalente de la célula FV [29]

La tensión sin carga  $V_{oc}$  se produce cuando no se absorbe intensidad ( $I = 0$ ) y se determina por la ecuación posterior [2.8]:

$$V_{oc} = \frac{I_l}{G_l} \quad [2.8]$$

La intensidad propia del diodo se obtiene a través de la fórmula de CC [2.9]:

$$I_d = I_D * \left[ e^{\frac{q \cdot V_{oc}}{A \cdot K \cdot T}} - 1 \right] \quad [2.9]$$

donde:

- $I_D$  es la intensidad para la zona de saturación del diodo;
- $Q$  es la carga del electrón ( $1,6 * 10^{-19}$  C);
- $A$  es el factor de identidad del diodo y depende de los factor de recombinación, para silicio cristalino 2;
- $K$  es la constante de Boltzmann ( $1,38 * 10^{-23}$  J/K);
- $T$  es la temperatura absoluta en grados Kelvin (K).

A partir de la siguiente expresión [2.10] se ilustra la relación de las diferentes intensidades presentes en el modelo de la célula FV, la cual es la que se suministra a la carga:

$$I = I_g - I_d - I_l = I_g - I_D * \left[ e^{\frac{Q * V_{OC}}{A * K * T}} - 1 \right] - G_l * V_{OC} \quad [2.10]$$

### 2.2.2.1. Curva de tensión e intensidad

Como concepto general hay que definir que la curva IV de una célula solar ideal es la superposición de la curva del diodo con la corriente fotogenerada. De esta curva (ver **Figura 26**) se extraen importantes parámetros y a partir de ellos se caracteriza el funcionamiento de las células solares ( $I_{SC}$ ,  $V_{OC}$ ,  $FF$ ,  $\eta$  y  $V_{mp}$ ).

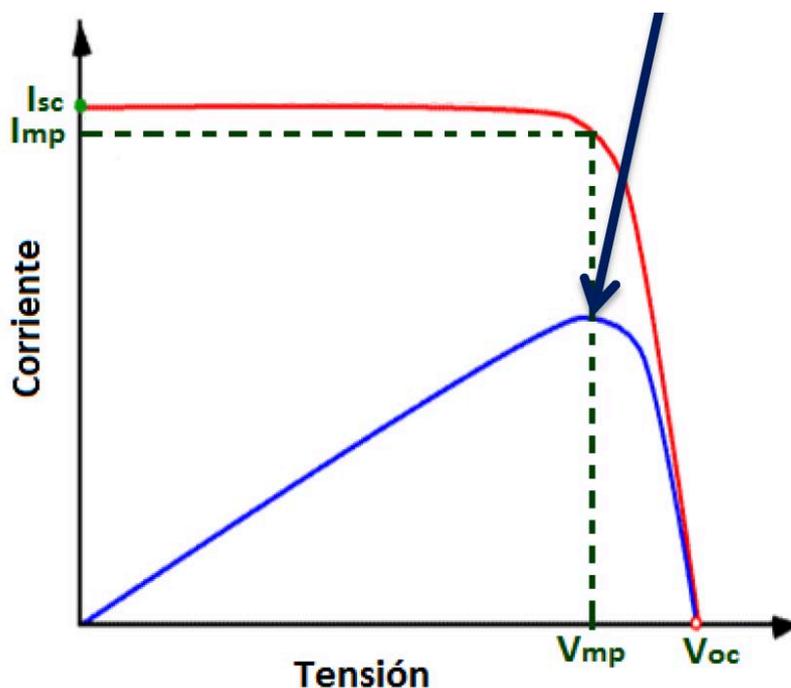
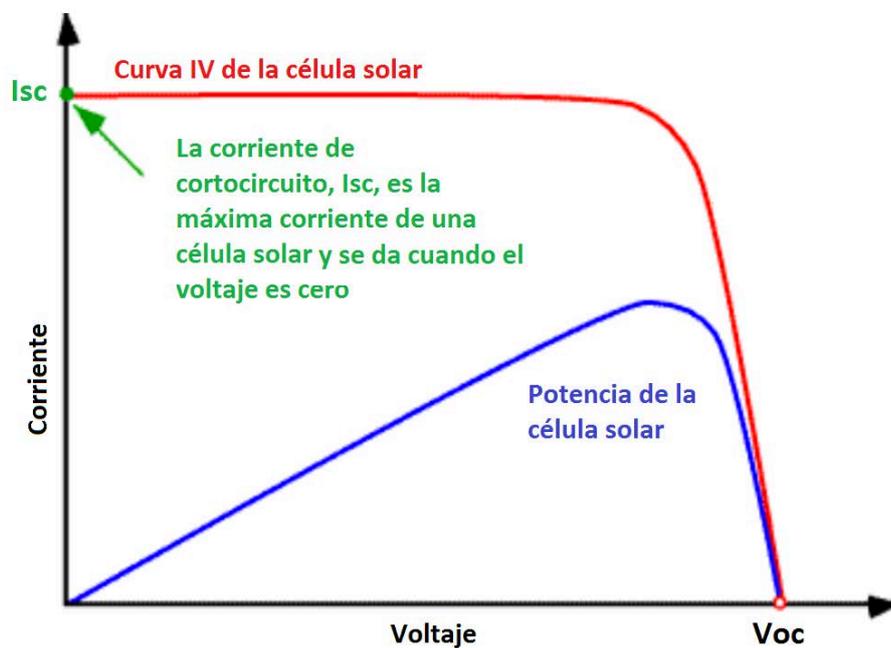


Figura 26. Curva I-V y punto de máxima potencia

A continuación se describen los parámetros más importantes asociados a las células FV:

La corriente de cortocircuito ( $I_{SC}$ ) es la corriente que circula a través de la célula solar cuando la tensión entre sus terminales es nula. Esta corriente se debe a la generación y recolección de los portadores de carga generados. Se determina a través de diferentes factores: el área de la célula; la potencia de la fuente incidente; el espectro de la luz incidente; las propiedades ópticas; y la probabilidad de generación de carga. A continuación se representa el punto de corriente máxima  $I_{SC}$  ( ver **Figura 27**):



*Figura 27. Curva IV. Descripción del punto Isc.*

El voltaje de circuito abierto ( $V_{OC}$ ) es la tensión máxima que está disponible en una célula solar, este tipo de voltaje se da para cuando la corriente toma un valor de cero y corresponde a la cantidad de polarización directa de la célula solar debido a la polarización de la unión de la corriente generada por la luz. Dependiendo del tipo de material por el cual la célula está compuesta, el valor de la tensión varía, siendo para silicio monocristalino aproximadamente de unos 730 mV mientras que para silicio policristalino esta disminuye hasta los 600 mV.

El factor de forma (FF), en relación a las dos magnitudes previamente explicadas ( $I_{SC} - V_{OC}$ ), determina la potencia máxima a obtener de una célula solar. El factor de forma ideal sería 1, es decir, es el que describe la calidad de la célula FV por lo que para este valor sería la máxima. En la representación del factor de

forma de la **Figura 28** se observa el cociente de la potencia máxima de la célula solar entre el producto de  $V_{OC}$  e  $I_{SC}$ . Para los extremos de V e I, la potencia de la célula es cero. Se obtiene de la expresión [2.11] y se suele calcular a través de [2.12] asociado a la **Figura 28** :

$$FF = \frac{I_{mp} * V_{mp}}{I_{SC} * V_{OC}} = \frac{\text{area A}}{\text{area B}} \quad [2.11]$$

$$FF = \frac{V_{MP} * I_{MP}}{V_{OC} * I_{SC}} \quad [2.12]$$

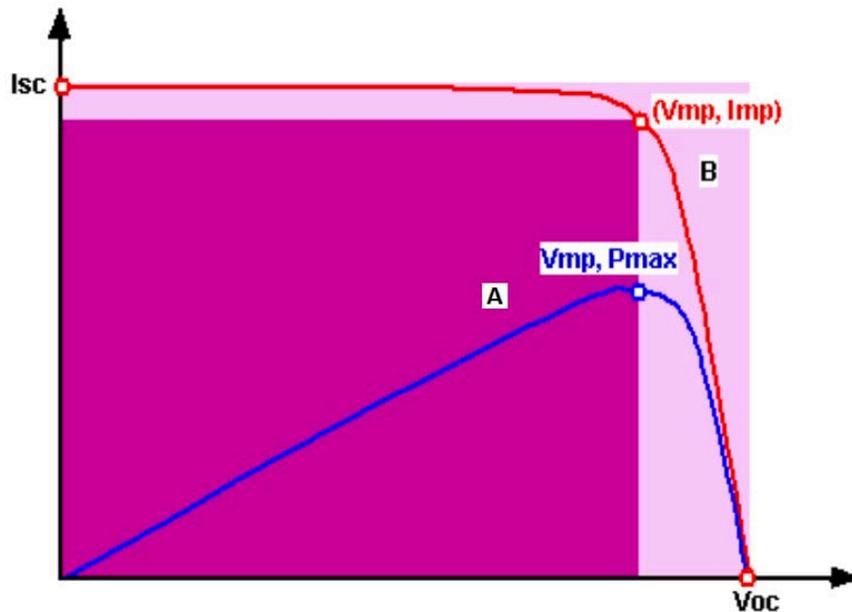


Figura 28. Factor de Forma [26]

La eficiencia ( $\eta$ ) es el parámetro más utilizado para comparar los diferentes rendimientos entre células solares, es decir, para dimensionarlo de una forma más clara, será el cociente entre la producción de energía en la célula y la energía recibida del Sol [2.13].

$$\eta = \frac{P_{m\acute{a}x\_STC}}{A * E} = \frac{FF_{STC} * V_{OC\_STC} * I_{SC\_STC}}{A * E} \quad [2.13]$$

También se puede definir la eficiencia para condiciones STC, se determina a través de la expresión de potencia nominal [2.14]:

$$\eta_n = \frac{P_{m\acute{a}x\_STC}}{A} \quad [2.14]$$

Debido a la presencia del elemento activo, diodo en la estructura de las células FV, se producen varias situaciones, las cuales afectan directamente a la tensión e intensidad de la misma.

Si no se produce ningún haz de luz incidente sobre la célula, se genera la típica curva característica de un diodo real (ver **Figura 29**).

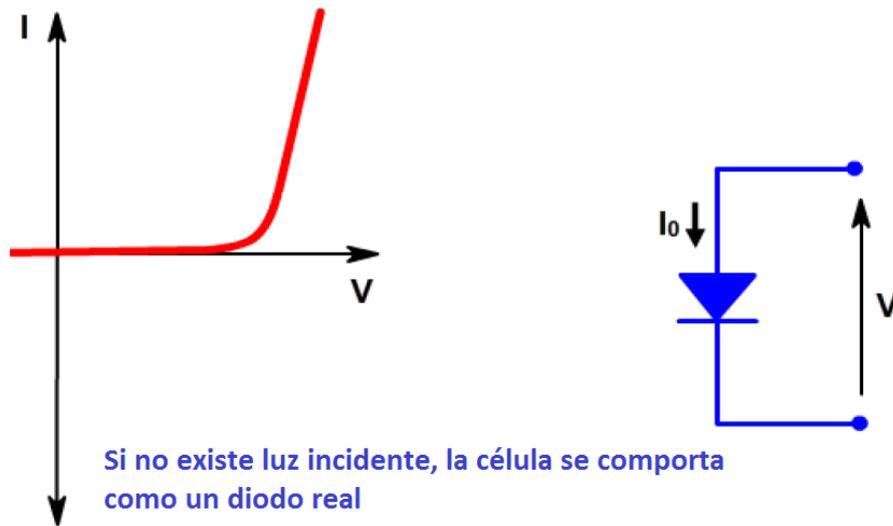


Figura 29.  $I$  vs  $V$  sin luz incidente

En cambio, cuando se recibe luz en la célula, esta curva sufre un cambio y se desplaza, cuanto mayor es la intensidad incidente mayor desplazamiento de la corriente se produce (ver **Figura 30**). Se ha llegado a un convenio para invertir la forma de onda  $IV$  cuando la célula recibe radiación, el objetivo es definir el punto de máxima potencia de la célula de una manera grafica y fácil de interpretar; se encuentra representando en la **Figura 31**.

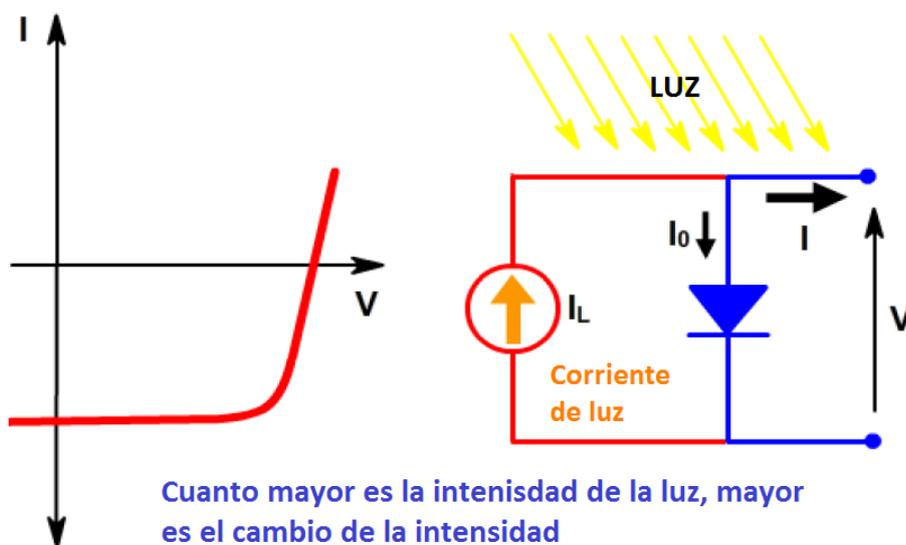


Figura 30. Desplazamiento  $I$  vs  $V$  cuando se recibe luz incidente

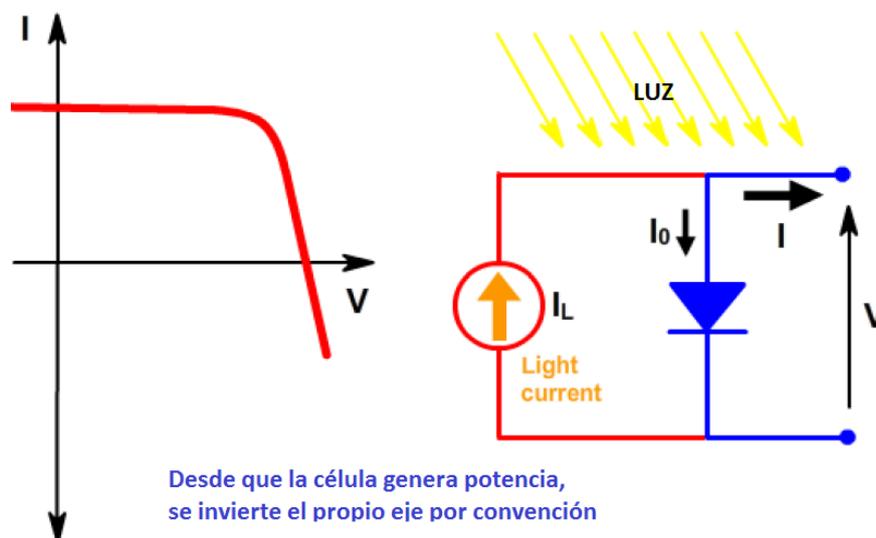


Figura 31. Forma de onda  $I$  vs  $V$  con la aplicación del convenio

### 2.2.3. Datos eléctricos módulo FV

El dato fundamental por el que se identifica a un panel FV aparte del modelo es su valor de potencia máxima o nominal. Este valor de potencia nominal depende de la tecnología del material semiconductor, de la eficiencia y de la superficie de captación.

En la norma UNE-EN50380 se define que tipo de características debe figurar en las hojas de especificaciones del módulo y la de la placa de características que debe estar unida al módulo. De esta norma se destaca en el apartado de funcionamiento eléctrico los valores característicos STC y NOCT [32].

#### 2.2.3.1. Condiciones de ensayo

Existen dos condiciones de ensayo en las que se basan las células FV: las STC y las NOCT. A partir de estos datos, se pueden calcular los diferentes valores asociados de potencia, corriente de cortocircuito y tensión a circuito abierto para diferentes datos de temperatura a través de las fórmulas que se detallarán en el **Capítulo 3**.

En la nota 1 de la norma UNE-EN50380 se recoge STC (*Standard Test Conditions*), o lo que es lo mismo, las condiciones estándar de corriente (CEM). En estas condiciones la irradiancia es de  $1000 \text{ W/m}^2$  en el plano del módulo, posee una temperatura del módulo de  $25^\circ\text{C}$  y una distribución espectral de la irradiancia de acuerdo con el factor de masa de aire de 1,5.

En la nota 2 de la presente norma también se incluye la condición NOCT (*Nominal Operating Cell Temperature*), es decir, la temperatura de operación nominal de la célula. Cuyas condiciones son las que se recogen a continuación: temperatura de operación del módulo con una irradiancia de  $800 \text{ W/m}^2$ ; temperatura ambiente de  $20^\circ$ ; velocidad del viento de  $1 \text{ m/s}$ ; y funcionamiento en circuito abierto.

En la nota 3 se describe que, para las dos condiciones NOCT y STC, se tienen que adjuntar los valores de potencia eléctrica máxima, tensión en circuito abierto, corriente de cortocircuito y tensión del punto de máxima potencia [32].

#### 2.2.4. Efectos de la irradiancia y la temperatura

El recurso solar presente en la zona del emplazamiento produce un efecto de cambio en la corriente y en la tensión de la célula debido a la variación de la irradiancia. Este efecto, no produce casi variación en el valor de la tensión  $V_{OC}$ , en cambio, con respecto a la corriente esta diferencia es significativa y hay que tenerla en cuenta para la posterior consideración y elección de los elementos de la instalación. Esta variación se define según la expresión [2.15]:

$$I_{SC}(A) = E * \frac{I_{SC_{STC}}}{1000} \quad [2.15]$$

De forma gráfica, para el panel Panasonic VBHN24245SJ25 y con una temperatura de la célula de  $25^\circ\text{C}$ , la dependencia de la irradiancia es la que se muestra en la **Figura 32**.

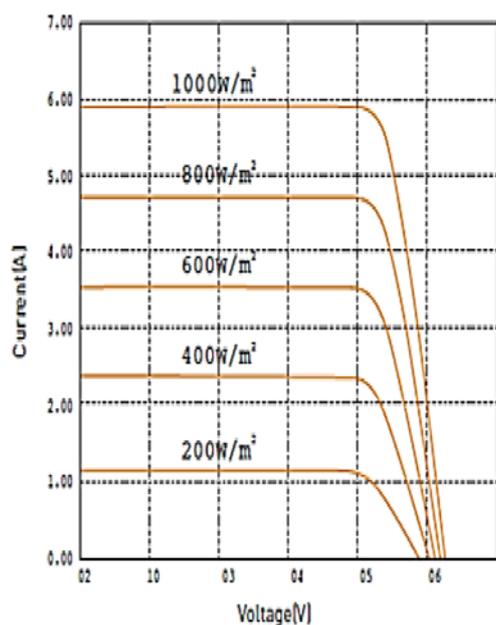


Figura 32. Variación de  $I_{sc}$  vs  $V_{oc}$  en función de la irradiancia

En la célula solar, también se produce un efecto en relación a la variación de la temperatura ambiente. La temperatura de la propia célula se determina por el valor de temperatura que se precise en la ubicación en el momento de la generación, la irradiancia incidente sobre la célula y las características propias de la célula, las cuales son proporcionadas por el fabricante. Todo esto se recoge en la expresión **[2.16]**:

$$T_{célula} = T_{aire} + E * \frac{T_{cell\_NOCT} - 20}{800} \quad [2.16]$$

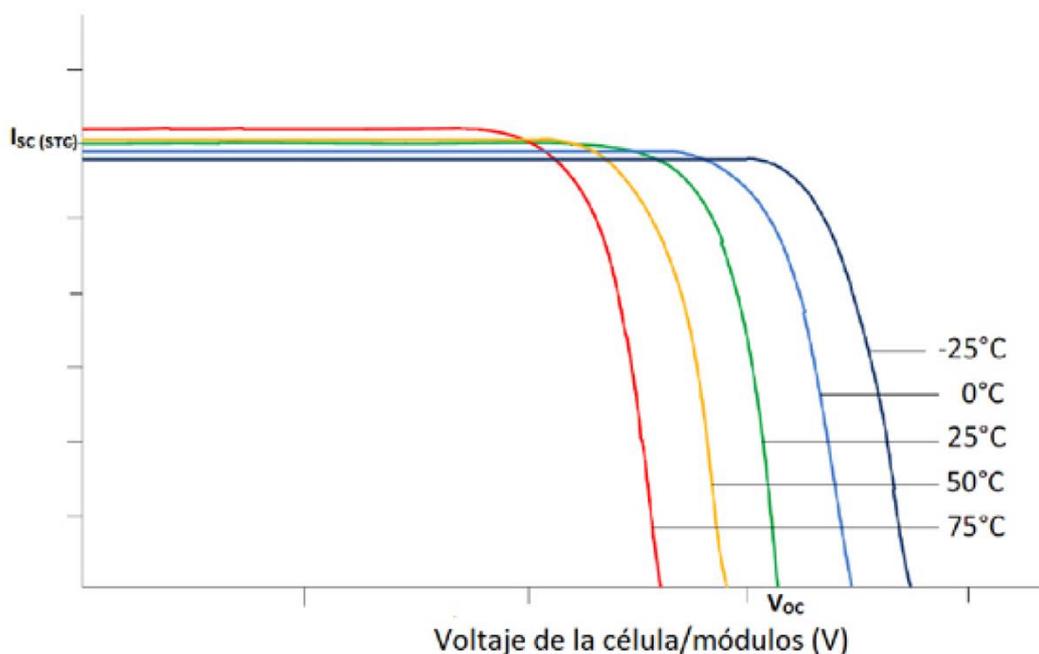
donde:

$(T_{aire}, ^\circ C)$ : temperatura ambiente, temperatura del aire

$(E, W/m^2)$ : irradiancia incidente

$(T_{cell\_NOCT}, ^\circ C)$ : irradiancia en condiciones de ensayo NOCT

Para esta variación de temperatura la variación se produce en la tensión a circuito abierto ( $V_{OC}$ ), como se observa en la **Figura 33**. En cuanto a la variación de la temperatura de la célula, cuanto menor es dicha temperatura mayor es la tensión y la potencia. En cambio, a medida que va aumentando la temperatura de la célula es la intensidad la que se ve incrementada, tal como se refleja en la **Figura 34**.



**Figura 33.** Variación de  $V_{oc}$  vs  $I_{sc}$  en función de la temperatura

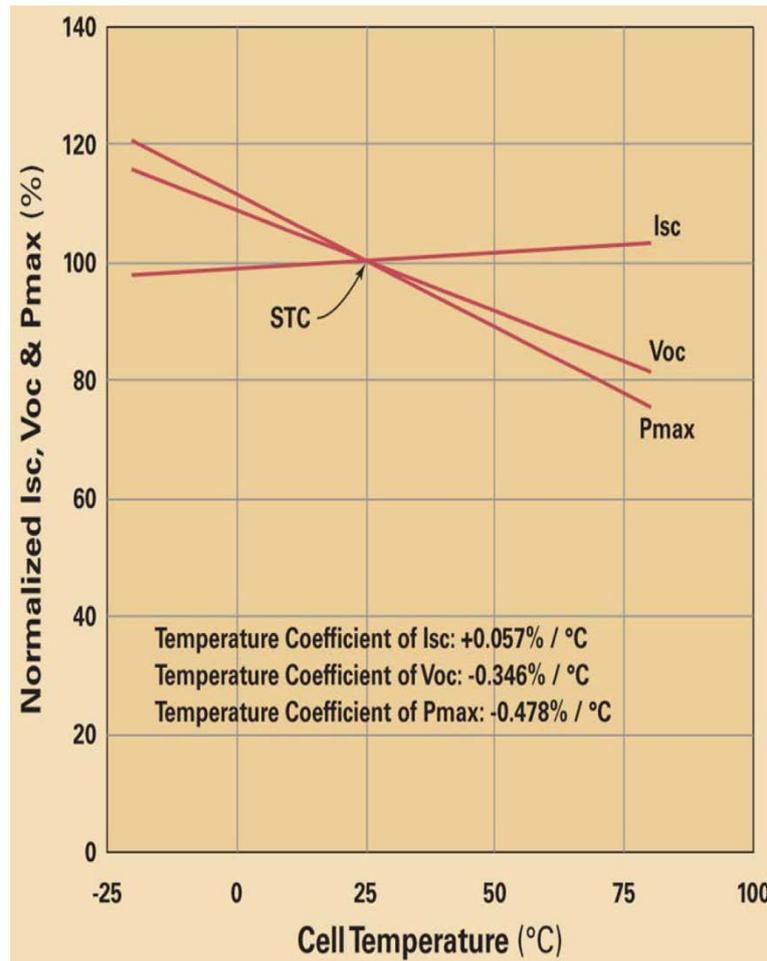


Figura 34. Variación de I<sub>sc</sub>, V<sub>oc</sub> y Potencia con respecto a la temperatura

Por lo tanto los valores de los coeficientes de temperatura para la potencia, corriente y tensión son diferentes y son proporcionados por los diferentes fabricantes de paneles FV. Mediante las siguientes expresiones [2.17], [2.18] y [2.19] se puede trasladar el propio efecto de la temperatura al valor de potencia máxima, corriente de cortocircuito y tensión a circuito abierto, lo cual es vital para el cálculo del recurso solar en el emplazamiento de estudio en cualquier ubicación para el cálculo de datos de generación.

$$P_{max_{T_{cell_i}}} = P_{max_{STC_i}} * [1 + TK_{pmax} * (T_{cell_{(E_i)}} - 25)] \quad [2.17]$$

$$I_{SC_{T_{cell_i}}} = I_{SC_{STC_i}} * [1 + TK_{isc} * (T_{cell_{(E_i)}} - 25)] \quad [2.18]$$

$$V_{CO_{T_{cell_i}}} = V_{CO_{STC_i}} * [1 + TK_{vco} * (T_{cell_{(E_i)}} - 25)] \quad [2.19]$$

### 2.2.4.1. Geometría solar

El campo de aplicación del recurso solar que se ha tratado en este capítulo se deberá dimensionar aplicando los conceptos de geometría solar, los cuales son de vital importancia para la predicción del poder de generación del generador FV. Los siguientes conceptos que se detallan a continuación son los que hay que tener en cuenta:

- **Latitud:** mide el ángulo entre cualquier punto y el ecuador, las líneas que componen la latitud se llaman paralelos y son círculos paralelos al propio ecuador en la superficie de la Tierra.
- **Longitud:** es la distancia que existe entre un punto cualquiera y el Meridiano de Greenwich.
- **Rotación:** es el movimiento de la Tierra que se produce cuando rota sobre su propio eje, el cual es, al contrario a las agujas del reloj y para dar un giro completo, de 360° en una duración de 24 horas 0 minutos y 57,33 segundos. Este fenómeno es el que da lugar al día y a la noche.
- **Translación:** es el movimiento de la Tierra alrededor del Sol, en un año, a una velocidad aproximada de 30 Km/seg.
- **Movimiento terrestre:** es el que se compone por la translación y la rotación. El concepto de oblicuidad de la eclíptica es el ángulo de inclinación que se presenta en el eje de rotación de la Tierra con respecto a una perpendicular con el plano de la eclíptica de 23,45°. El ángulo de declinación solar **[2.20]**,  $\delta$ , es el que produce el rayo solar con el plano del ecuador en cada época del año, produciendo las estaciones meteorológicas (ver **Figura 35**). Si se desea conocer el valor del ángulo,  $\delta$ , para un determinado día del año ( $d_n$ ), puede obtenerse mediante la siguiente fórmula:

$$\delta = 23,45^{\circ} * \sin\left(\frac{360^{\circ} * (d_n + 284)}{365}\right) \quad \mathbf{[2.20]}$$

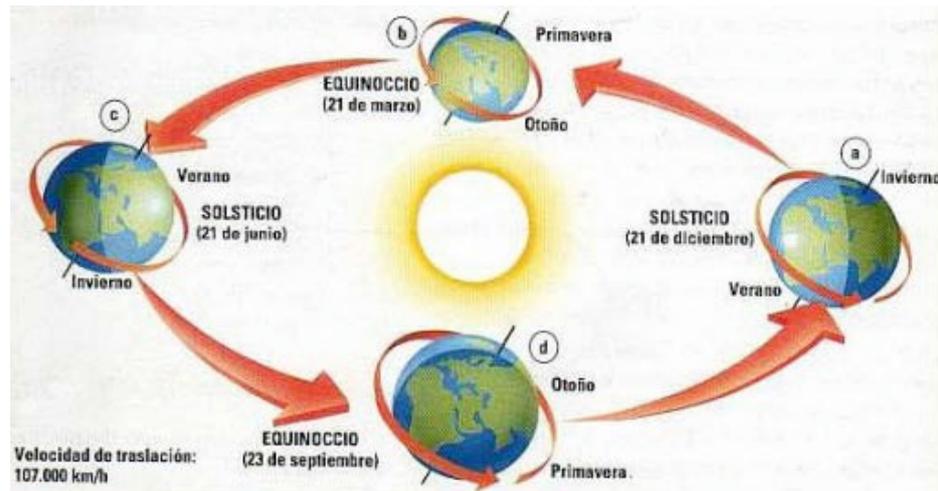


Figura 35. Estaciones meteorológicas debido al ángulo de declinación solar [33]

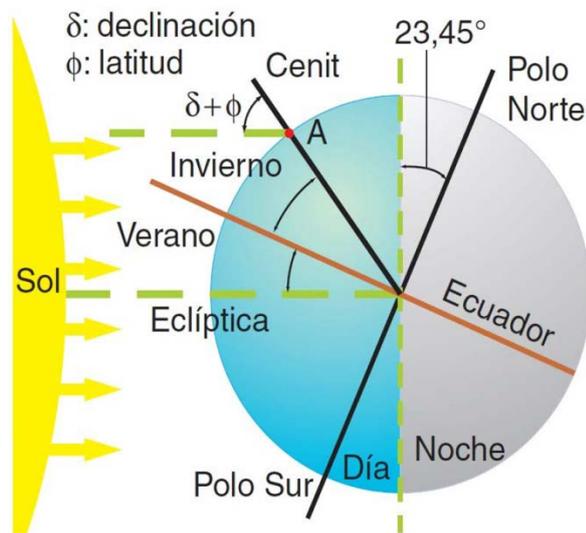


Figura 36. Ángulo de declinación[26]

- Máxima altura del Sol: es aquella altura con respecto al horizonte que se da a lo largo del año y viene determinada por su latitud y su ángulo de inclinación. La mayor altura máxima del Sol sobre el horizonte se obtiene en el solsticio de verano para la localización de las Islas Canarias ya que se encuentran en latitud norte. En cambio, la menor altura máxima del Sol sobre el horizonte se obtiene en el solsticio de invierno. Ambas alturas pueden ser calculadas a través de [2.21] y [2.22]:

$$Mayor_{altura_{m\acute{a}xima}} = [(90 - latitud) + 23,45]^\circ \quad [2.21]$$

$$Menor_{altura_{m\acute{a}xima}} = [(90 - latitud) - 23,45]^\circ \quad [2.22]$$

La finalidad de conocer el valor de la altura máxima del Sol en un punto geográfico es poder determinar la separación mínima entre filas de captadores solares cuando la potencia solar es máxima para evitar la producción de sombras en el emplazamiento.

- Índice de masa del aire: es aquella posición relativa del Sol respecto a la horizontal del lugar la cual determina el índice de masa de aire. Generalmente se utiliza un valor de  $AM=1,5$ .

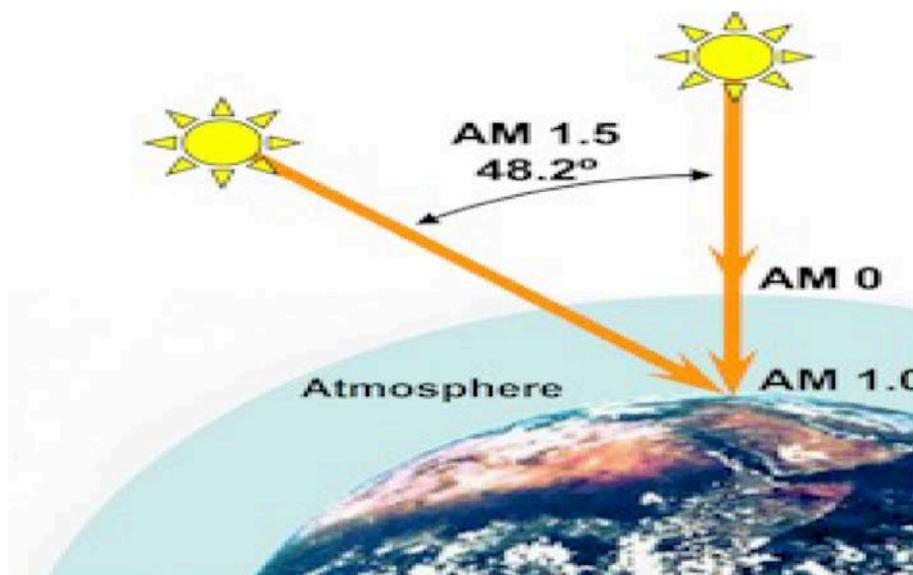


Figura 37. Índice de masa

### 2.2.4.2. Hora solar pico

Los paneles solares fotovoltaicos no son capaces de producir su potencia máxima en cualquier condición debido a los factores de temperatura, irradiancia, orientación, inclinación, horas de radiación solar, entre otras.

La hora solar pico (HSP) se podría definir como una unidad encargada de medir el tiempo (en horas) de una hipotética irradiancia solar constante de  $1000 \text{ W/m}^2$ . En relación a las condiciones de ensayo (STC), que se adjuntan en las características de los paneles FV dados a  $1000 \text{ W/m}^2$ , estarían referidos a una HSP [34].

Por lo tanto, la HSP es un dato que está relacionado con la energía solar diaria, ya que para dimensionamientos diarios interviene en la producción energética de los módulos.

Este valor, en horas de sol, que se recibe en la ubicación del emplazamiento va variando según la época del año en la que se encuentre. Se dispondrán de

menos horas de sol en aquellos meses de invierno donde el Sol está a una mayor distancia, en cambio, en verano el número de horas de Sol se incrementa.

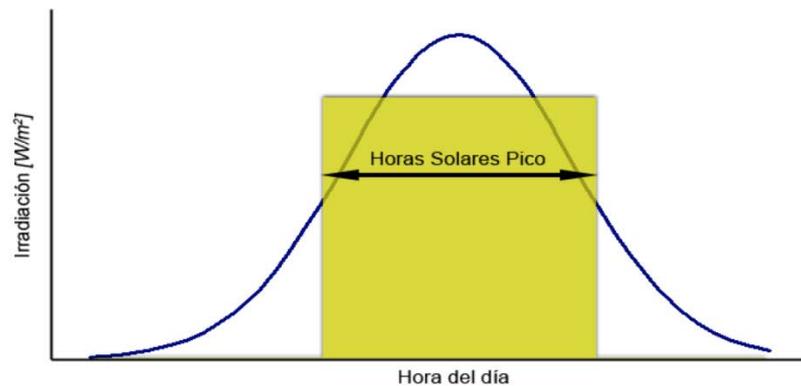


Figura 38. Hora Solar Pico [34]

## 2.2.5. Entornos para la captación de datos solares

El entorno de trabajo para la captación de datos de radiación solar, así como sus parámetros asociados, se realizará a través de uno de los más conocidos, desarrollado y proporcionado por la Comisión Europea. Esta simple herramienta de estimación de producción y de obtención energética será muy valiosa para determinar el potencial de energía solar en la ubicación que se desee. A continuación se adjuntan las capturas más importantes para recabar los datos que el software proporciona:

En la **Figura 39** se selecciona el mapa interactivo solar de África, ya que aunque las Islas Canarias pertenezcan políticamente a Europa (España) están registradas geográficamente en la pestaña de África-Asia.

Figura 39. Página principal del entorno PVGIS [35]

En la **Figura 40** se refleja el proceso de búsqueda del emplazamiento a través del nombre o de las coordenadas del mismo. En esta misma página web, se encuentran las diferentes pestañas, las cuales proporcionan los datos deseados para el estudio del recursos solar, tal como se observa en la **Figura 41**. Para la estimación solar, la información es la que se añade en la **Figura 42**. El resto de pestañas, radiación mensual y radiación diaria, se encuentran detalladas y explicadas en detalle en el apartado de **Obtención del recurso solar disponible**.

**Figura 40. Localización del emplazamiento en el entorno PVGIS [35]**

**Figura 41. Pestañas y datos adjuntos del entorno PVGIS [35]**

The image shows the 'Performance of Grid-connected PV' section of the PVGIS web application. It features several input fields and checkboxes for configuring a solar system simulation. Red arrows point from various elements to external text boxes that explain their function:

- Radiation database:** Set to 'Climate-SAF PVGIS'. Callout: 'Elección de la base de datos para parámetros medioambientales'.
- PV technology:** Set to 'Crystalline silicon'. Callout: 'Tecnología utilizada'.
- Installed peak PV power:** Set to '1 kWp'. Callout: 'Potencia pico del GFV'.
- Estimated system losses:** Set to '14 %'. Callout: '% pérdidas'.
- Fixed mounting options:** Includes 'Mounting position' (Free-standing), 'Slope' (0°), and 'Azimuth' (0°). Callout: 'Orientación e inclinación para sistemas FIJOS'.
- Tracking options:** Includes 'Vertical axis', 'Inclined axis', and '2-axis tracking'. Callout: 'Tipo de seguimiento del GFV'.
- Output options:** Includes 'Show graphs', 'Show horizon', 'Web page', 'Text file', and 'PDF'. Callout: 'Formato de salida de datos'.

At the bottom, there is a 'Calculate' button and a '[help]' link.

Figura 42. Estimación solar explicación en el entorno PVGIS [35]



## Capítulo 3.

### Cálculo del generador híbrido renovable

---

La realización del generador híbrido renovable se calculará a partir de la obtención de los siguientes procedimientos:

- Localización de los espacios disponibles en la ubicación del emplazamiento para la ubicación de nuestro generador híbrido.
- Estudio y definición del perfil de consumo a cubrir por el generador híbrido.
- Evaluación de los datos de recurso energético eólico y solar disponible en la ubicación del emplazamiento.
- Determinación de la posibilidad de conexión del generador híbrido con la Red Pública de Distribución (RPD).
- Estudio y planificación de la ubicación del generador en relación a las instalaciones anexas necesarias para su funcionamiento y punto de enganche a la red interior y/o a la RPD eléctrica cuando corresponda.
- Dimensionamiento del generador.
- Selección de todos los componentes que van a formar nuestro sistema necesarios para la conexión con el punto de consumo y/o la RPD.

#### 3.1. Localización del emplazamiento y del espacio disponible para la realización de la estructura

El emplazamiento para el diseño del generador híbrido está situado en el campo de golf “Golf del Sur” en el municipio de San Miguel de Abona en la isla de Tenerife. Dicho campo de golf posee una serie de aspectos positivos a tener en cuenta para la elección de la ubicación de nuestro generador fotovoltaico y eólico:

- Gran extensión de terreno disponible para posibles ubicaciones del generador.
- Es una zona turística por lo que se trataría de afianzar la concienciación del uso de energías limpias.
- No existen elementos externos (edificaciones, sombras permanentes) que influyan en la generación de nuestro generador híbrido.

Una vez estudiados todos los espacios disponibles en nuestra ubicación. Se adjuntan en la siguientes figuras (**Figura 43, Figura 44, Figura 45 y Figura 46**) posibles espacios para nuestro generador fotovoltaico.



**Figura 43. Posible Primer Emplazamiento**



**Figura 44. Posible segundo emplazamiento**



**Figura 45. Posible tercer emplazamiento**

Tras realizar una valoración sobre los posibles emplazamientos, se han elegido varias opciones. Como opción A se identifica la determinada por las siguientes coordenadas: Latitud 28°2'0.32"N y longitud 16°36'34.49"O. La vista aérea correspondiente a esta primera elección se muestra en la **Figura 47**.



*Figura 46. Opción A (emplazamiento)*

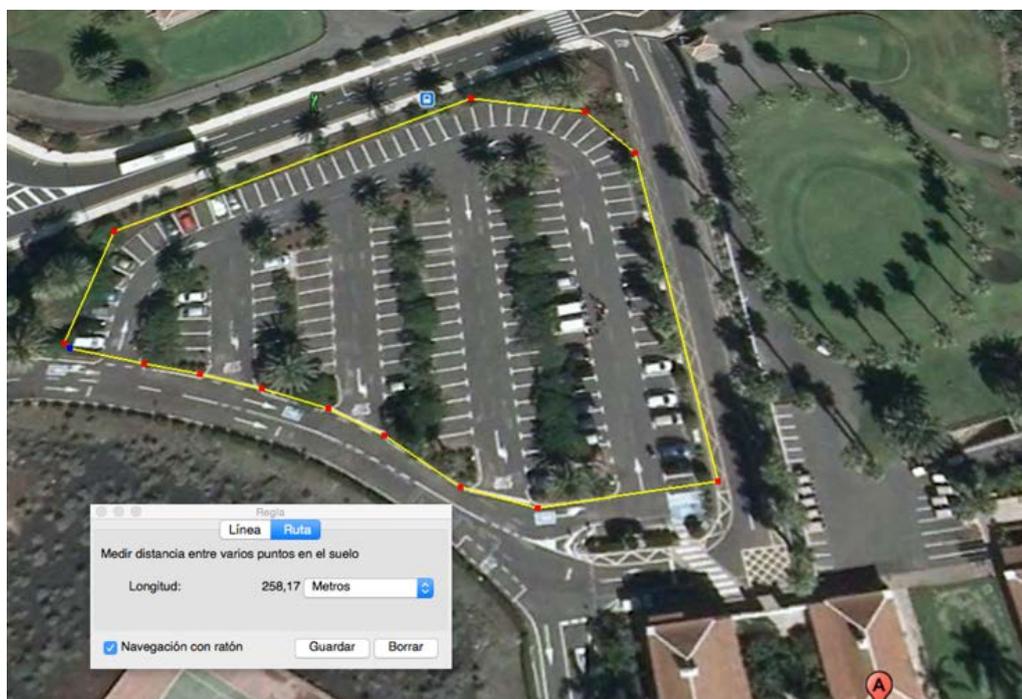
El área de la posible ubicación A donde se va a instalar el generador fotovoltaico será sobre marquesinas solares que irán en las diferentes plazas de aparcamiento a determinar cuando se determine el perfil de consumo y se obtengan los datos del recurso solar disponible en la ubicación del emplazamiento. En las siguientes figuras (**Figura 47**, **Figura 48** y **Figura 49**) se observará con mayor detalle la localización de la posible ubicación A.



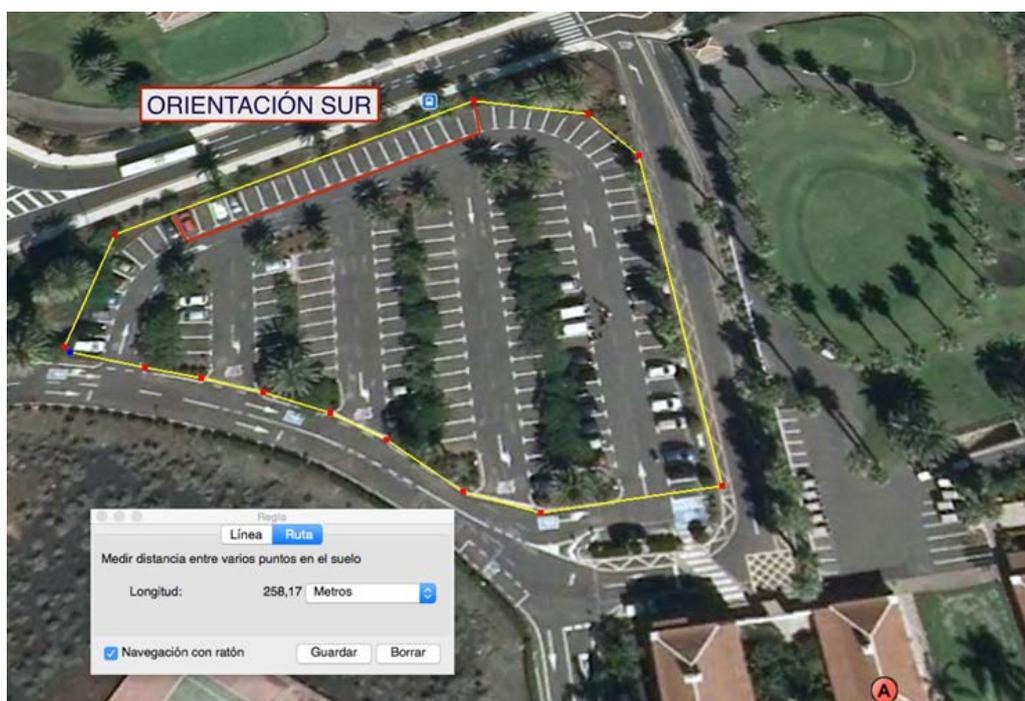
*Figura 47. Vista del parking de Golf del Sur (posible ubicación A)*

El perímetro disponible para la posibilidad de la ubicación de las marquesinas solares en el parking es de aproximadamente 258,17 metros, como está ilustrado en la **Figura 48**. Este área disponible habrá que dividirla en diferentes

sectores debido a la distribución actual de los aparcamientos y de la localización con respecto al hemisferio sur. En el caso de las Islas Canarias lo ideal es que el generador FV este orientado hacia el hemisferio sur. El sector disponible más idóneo teniendo en cuenta los dos factores mencionados anteriormente son los mostrados en la **Figura 49**.

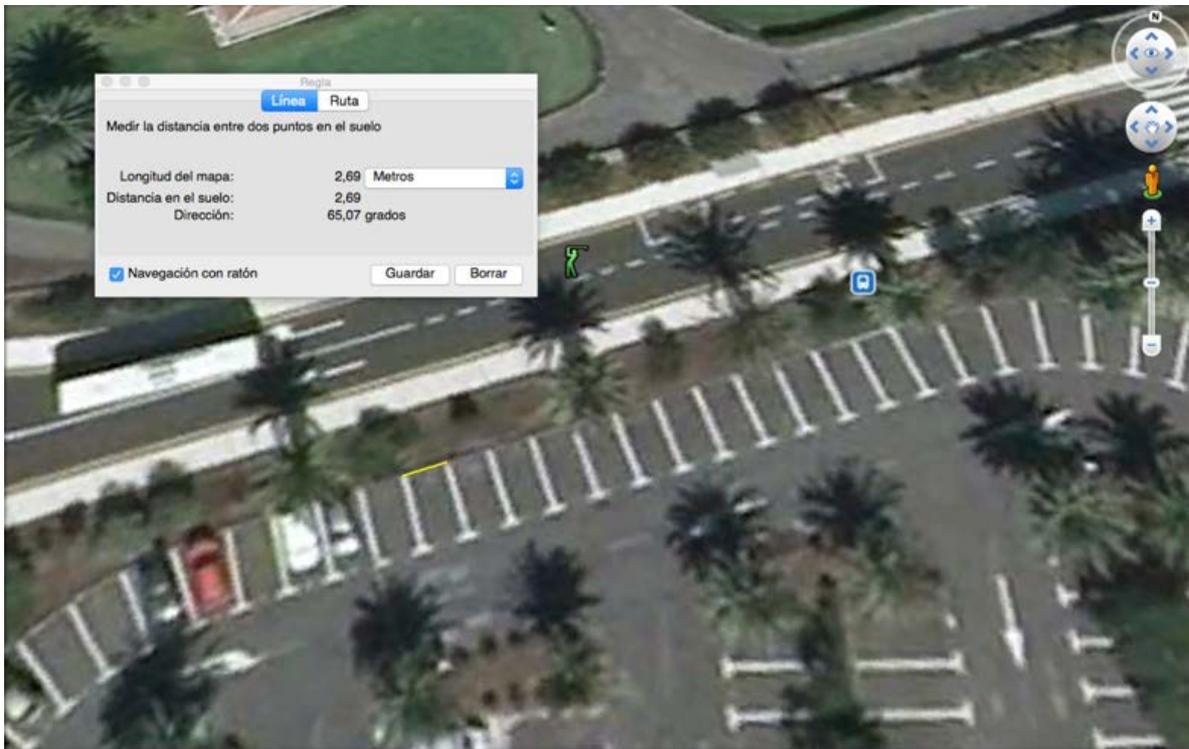


**Figura 48.** Perímetro de la ubicación del GFV

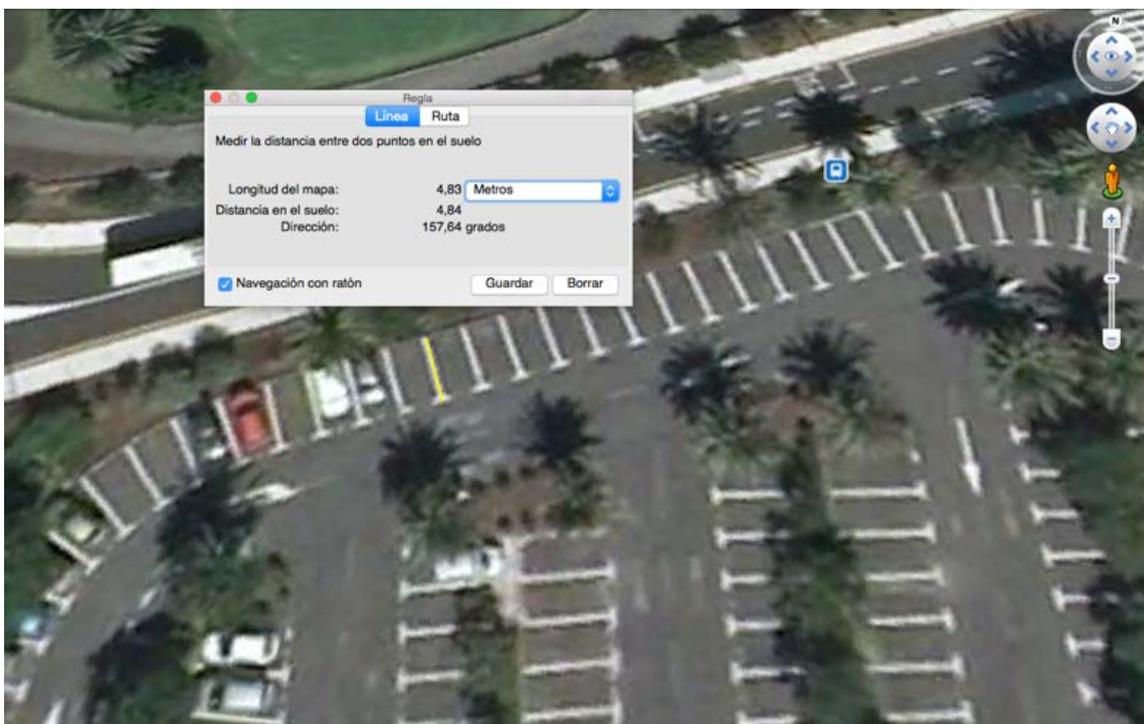


**Figura 49.** Sector orientado al sur en el parking de Golf del Sur

Cada aparcamiento tiene una dimensión de 2,69 x 4,83 metros. En las siguientes figuras (**Figura 50** y **Figura 51**) se referencian las medidas de cada plaza del parking de Golf del Sur.

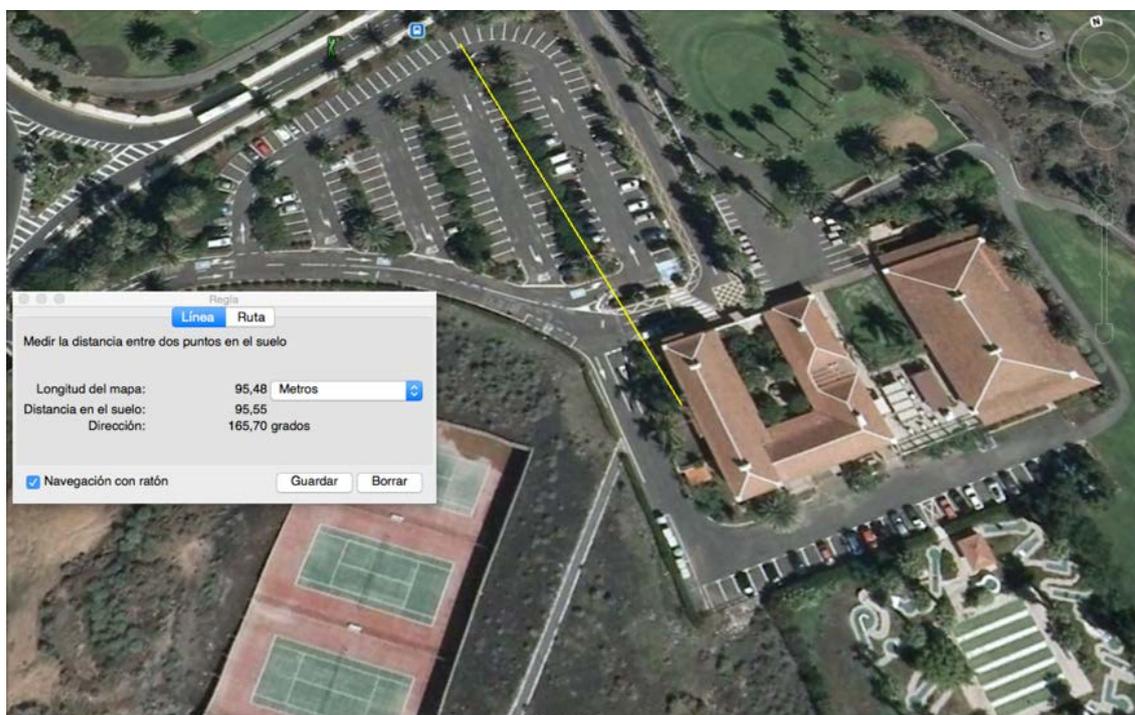


**Figura 50. Medida del ancho del parking de Golf del Sur**



**Figura 51. Medida del largo del parking de Golf del Sur**

La distancia existente desde la ubicación del GFV hasta el punto de interconexión con la instalación existente es de aproximadamente 96 metros (ver **Figura 52**).



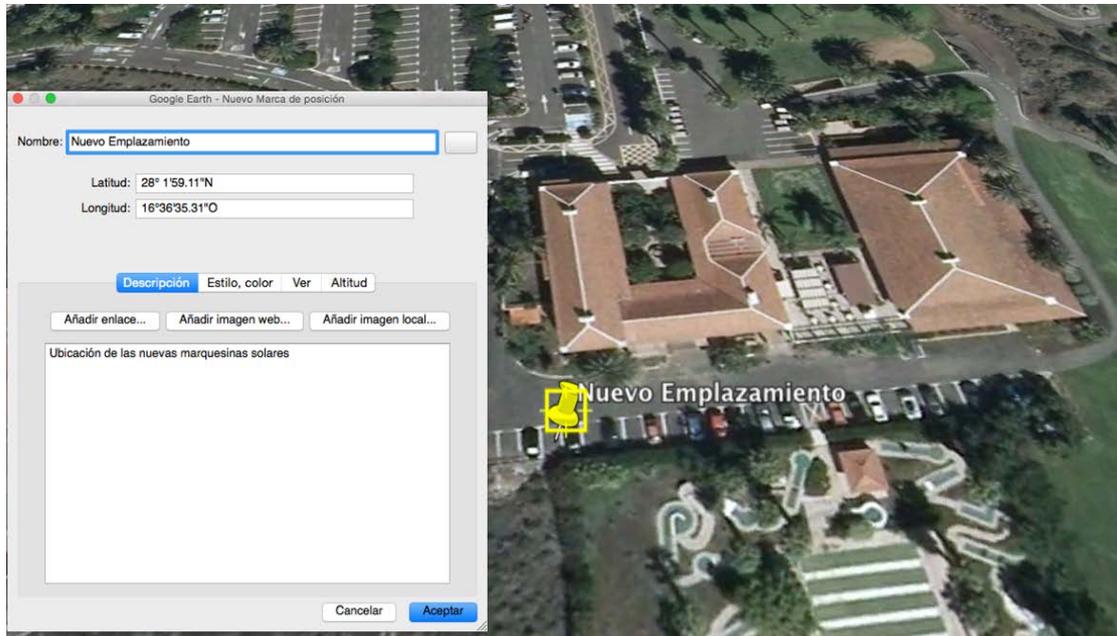
**Figura 52. Distancia desde el GFV hasta la acometida**

Se ha realizado el cálculo de los diferentes tramos de sección de la posible ubicación A en la **Tabla 2**. Se ha concluido que se podrá optar a una mejor ubicación debido a que existe una posible ubicación B más cercana al punto de interconexión la cual también posee superficie disponible para la ubicación de los módulos FV.

**Tabla 2. Cálculo de la sección desde el GFV hasta el CGMP**

LIG – IGA	Tramo 19
Longitud (m)	96
Conductividad del cable (Cu a 90º)(γ)	44
I (A)(125%_BT-40)	54,13
V de trabajo	400
Caída de tensión (ΔV)(%)	1%
Sección (mm <sup>2</sup> ) (Criterio caída de tensión)	88,57
Cable elegido	
Sección elegida del cable (mm <sup>2</sup> )	
I <sub>max</sub> que soporta el cable (A)	
V <sub>max</sub> que soporta el cable (V)	
Temperatura máxima de servicio(°C)	

La nueva ubicación B donde se pretende colocar el generador FV, teniendo en cuenta las diferentes distancias desde el generador fotovoltaico a la Caja General de Mando y protección que es de aproximadamente de 22 metros (ver **Figura 55**), será en la zona anexa a la casa club.

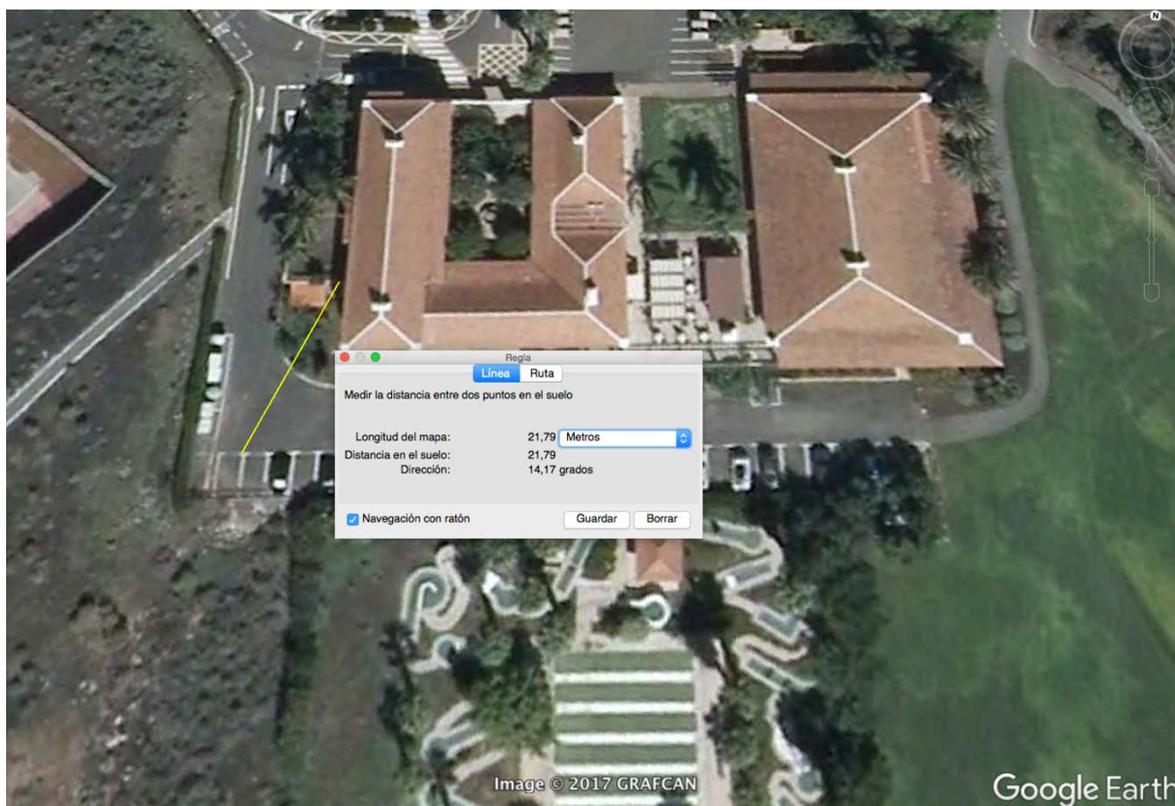


**Figura 53. Ubicación GFV**

La ubicación exacta del generador viene determinada por las coordenadas: Latitud:  $28^{\circ}1'59.11''$  N y Longitud:  $16^{\circ}36'35.31''$  O. La distribución final de las marquesinas es la que se adjunta en la **Figura 54** y la orientación del generador se dispone hacia el hemisferio sur, para la obtención de los valores máximos de energía.

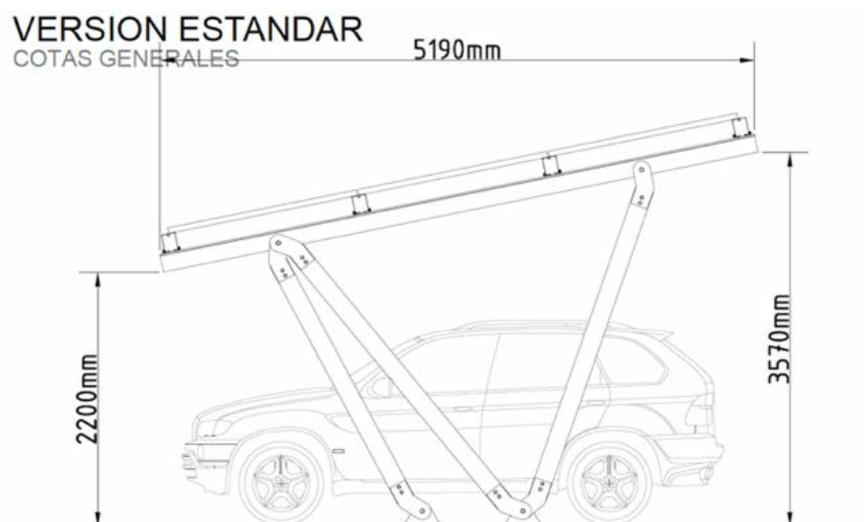


**Figura 54. Marquesinas solares para el GFV**



**Figura 55.** Distancia desde la acometida hasta la ubicación final del GFV

Las marquesinas solares que se van a implantar en el parking anexo a la casa club de Golf del Sur como base del generador fotovoltaico se han elegido de forma en la que el impacto visual y medioambiental sean los mínimos posibles. Se tratan de marquesinas simples las cuales son fabricadas por la empresa española SOLARSTEM y su estructura es la que se adjunta en la siguiente **Figura 56**.



**Figura 56.** Marquesina solar estándar [36]

Las características más importantes que se han de tener en cuenta son:

- Inclinación de la estructura calculada a través de los datos proporcionados por el fabricante: 15°.
- Distancia entre cada apoyo de la base de la estructura de 2,5 metros. Se puede ampliar por cada extremo hasta 0,5 metros, por lo que la total máxima con la que se podrá trabajar es de 6 metros.

## **3.2. Estudio y definición del perfil de consumo a cubrir**

Tras realizar un estudio lo más exacto posible a través de los datos proporcionados por la propiedad del Campo de golf hay que hacer una distinción clara de dos escenarios reales de perfiles de consumo a cubrir por el GFV.

Por una parte, estaría el escenario que se da cuando hay temporada alta; es el comprendido en un periodo de 6 meses. Este a su vez se divide en dos subperíodos, el primero va desde principios del mes de enero hasta finales del mes de abril y el segundo periodo es el comprendido desde principios de noviembre hasta finales del mes de diciembre.

El segundo escenario, es el equivalente a la temporada baja de este deporte en las Islas Canarias, es el que se da desde principios de mayo hasta finales del mes de octubre.

En cuanto a cifras, el proyecto será dimensionado para cubrir parte de la demanda requerida por los BE. El número de servicios a cubrir es el número de salidas que se producen desde el parking de BE hasta el campo de golf para un recorrido de 9 o 18 hoyos. Para temporada alta este número de servicios es de 9646 servicios y para temporada baja es de 3603 servicios. A continuación, se muestra un BE en el parking de Golf del Sur en fase de recarga en horario diurno (ver **Figura 57**):



**Figura 57. BE conectado a la red eléctrica**

En la siguientes figuras (**Tabla 3** y **Tabla 4**) se observará con mayor precisión el valor de los resultados para los dos escenarios según el número de hoyos y la demanda de servicios a cubrir por mes y día.

**Tabla 3. Escenario de servicios correspondiente a la temporada alta**

TEMPORADA ALTA / 01-01 => 31-04 & 01-11 => 31/12					
	Nº de Servicios	Nº de Hoyos	Nº Total Servicios (6 meses)		
BUGGIES ELÉCTRICOS	595	9	9646	1607,7	Demanda Servicios/Mes
	9051	18		51,9	Demanda Servicios/Día

**Tabla 4. Escenario de servicios correspondiente a la temporada baja**

TEMPORADA BAJA / 01-05 => 31/10					
	Nº de Servicios	Nº de Hoyos	Nº Total (6 meses)		
BUGGIES ELÉCTRICOS	224	9	3603	600,5	Demanda Servicios /Mes
	3379	18		19,4	Demanda Servicios/ Día

Para dimensionar la potencia a suministrar, a través del perfil de consumo hay que tener en cuenta la potencia requerida por cada vehículo calculada en la expresión **[3.1]**.

En el campo de golf disponen de un total de 70 BE de modelo RXV del fabricante EZ-GO y cada uno de ellos requiere 0,72 KW de potencia para su recarga. Como se muestra en la **Tabla 5** y en la **Figura 58**, este valor se ha

calculado con los datos obtenidos del manual del producto y de la guía de instalación del cargador de este modelo cuyo modelo es el *ProTech-C 4815*.

Models	Part No.	DC Amperage	No. of Outputs	Volts DC
ProTech-C 4815	90435	15 Amps	1	48

Figura 58. Cargador ProTech-C 4815 [39]

$$\text{Potencia de recarga} = \text{DC Amperage} * \text{Volts DC} \quad [3.1]$$

Tabla 5. Cálculo de la potencia de recarga para cada BE

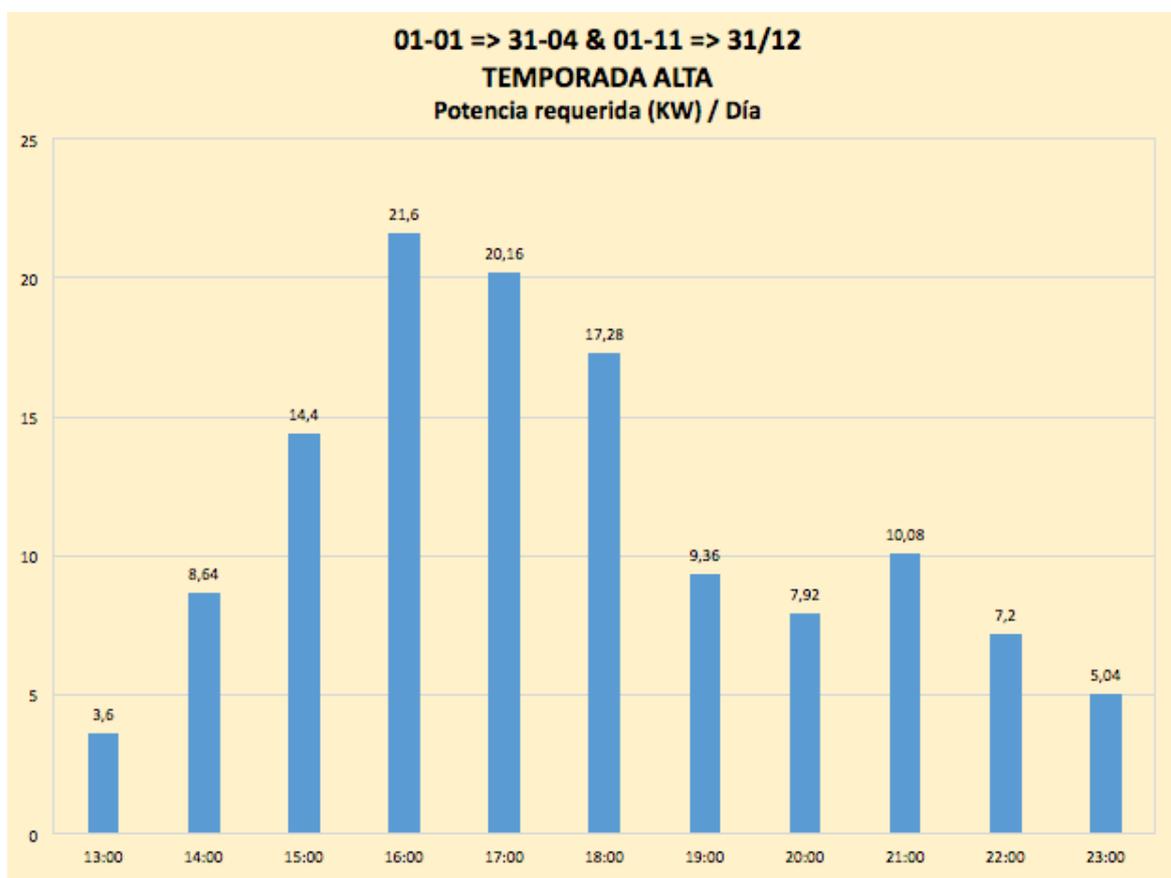
	Wattios
Potencia de recarga	720

A partir de los valores que se han calculado anteriormente y realizando una distribución por horas más exacta según el perfil habitual de los clientes que requieren estos servicios de BE, se ha definido la planificación para los dos escenarios en las siguientes tablas (Tabla 6 y Tabla 7).

Tabla 6. Potencia requerida frente al perfil horario para temporada alta

Hora	Movimiento Salida	Movimiento Entrada	Nº BE en carga	Potencia requerida (kW)
0:00				
1:00				
2:00				
3:00				
4:00				
5:00				
6:00				
7:00				
8:00				
9:00	5			
10:00	7			
11:00	8			
12:00	15			
13:00	5	5	5	3,6
14:00	4	7	12	8,64
15:00	4	8	20	14,4
16:00	3	15	30	21,6
17:00	7	5	28	20,16
18:00		4	24	17,28
19:00		4	13	9,36
20:00		3	11	7,92
21:00		7	14	10,08
22:00			10	7,2
23:00			7	5,04

Respecto a esta **Tabla 6**, hay que comentar que para el escenario de temporada alta el tiempo que tarda un carrito de golf desde que sale del parking hasta que llega de nuevo es de aproximadamente de 4 horas. Este valor medio se estima en base al tiempo que tarda el usuario en realizar los 9 o 18 hoyos del recorrido del campo de golf. El tiempo medio de carga de un BE desde el estado de batería agotada totalmente hasta que se carga completamente es de aproximadamente 3 horas. Se ha representando este perfil horario (temporada alta) frente a la potencia requerida y se ha ilustrado en la **Figura 59**.



**Figura 59. Potencia requerida / día para temporada alta**

Para el escenario de temporada baja el perfil de consumo a cubrir por el GFV es mucho menor. También se ha mostrado la potencia requerida por horas a lo largo del día. El resultado obtenido es el mostrado en la **Figura 60**.

Tabla 7. Potencia de requerida frente al perfil horario para temporada baja

Hora	Movimiento Salida	Movimiento Entrada	Nº BE en carga	Potencia requerida (kW)
0:00				
1:00				
2:00				
3:00				
4:00				
5:00				
6:00				
7:00				
8:00				
9:00	3			
10:00	5			
11:00	7			
12:00	8			
13:00	2	3	3	2,16
14:00	1	5	8	5,76
15:00	2	7	15	10,8
16:00	2	8	20	14,4
17:00	3	2	17	12,24
18:00		1	11	7,92
19:00		2	5	3,6
20:00		2	5	3,6
21:00		3	7	5,04
22:00			5	3,6
23:00			3	2,16

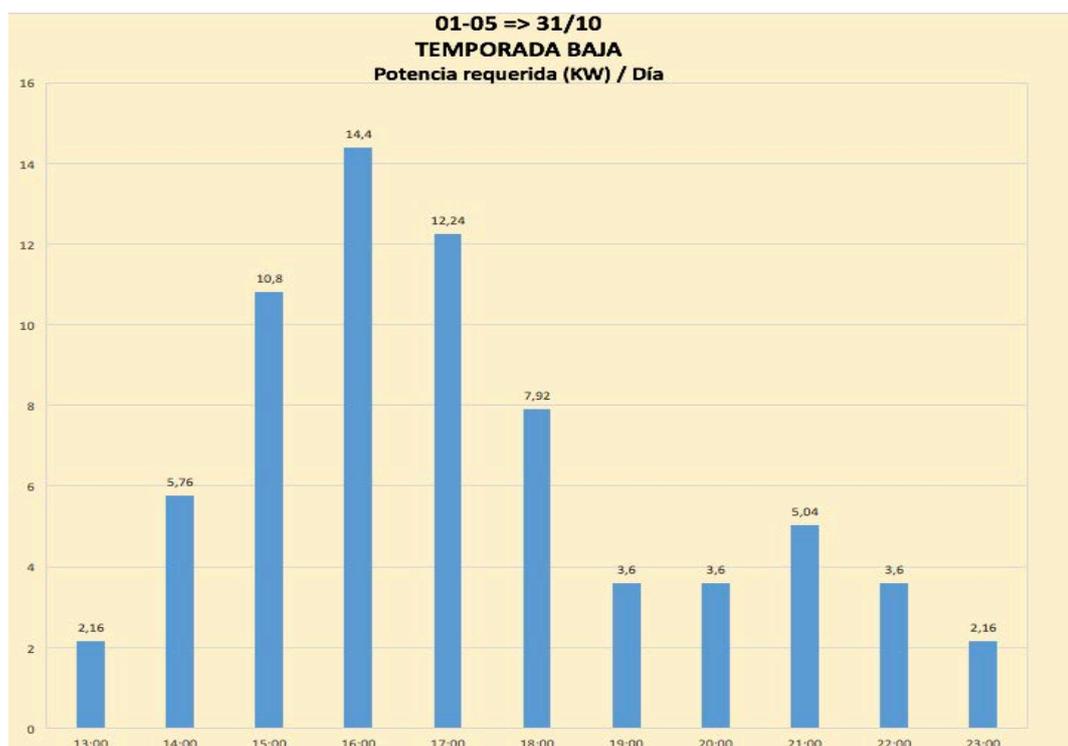


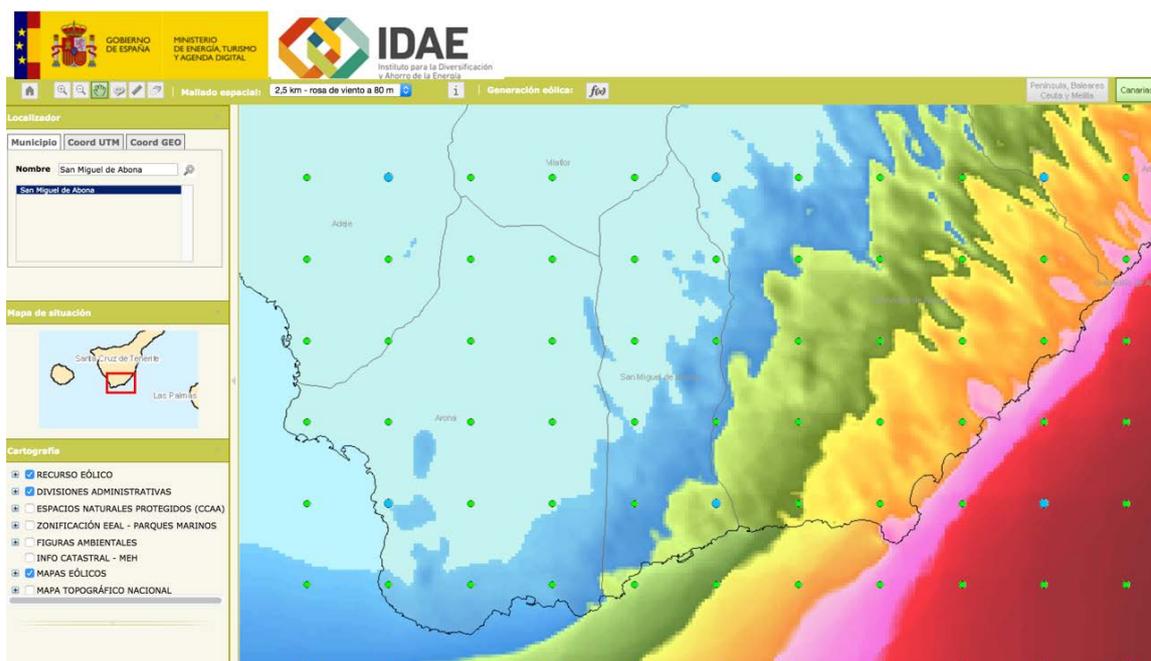
Figura 60. Potencia requerida / día para temporada baja

### 3.3. Evaluación del recurso energético disponible

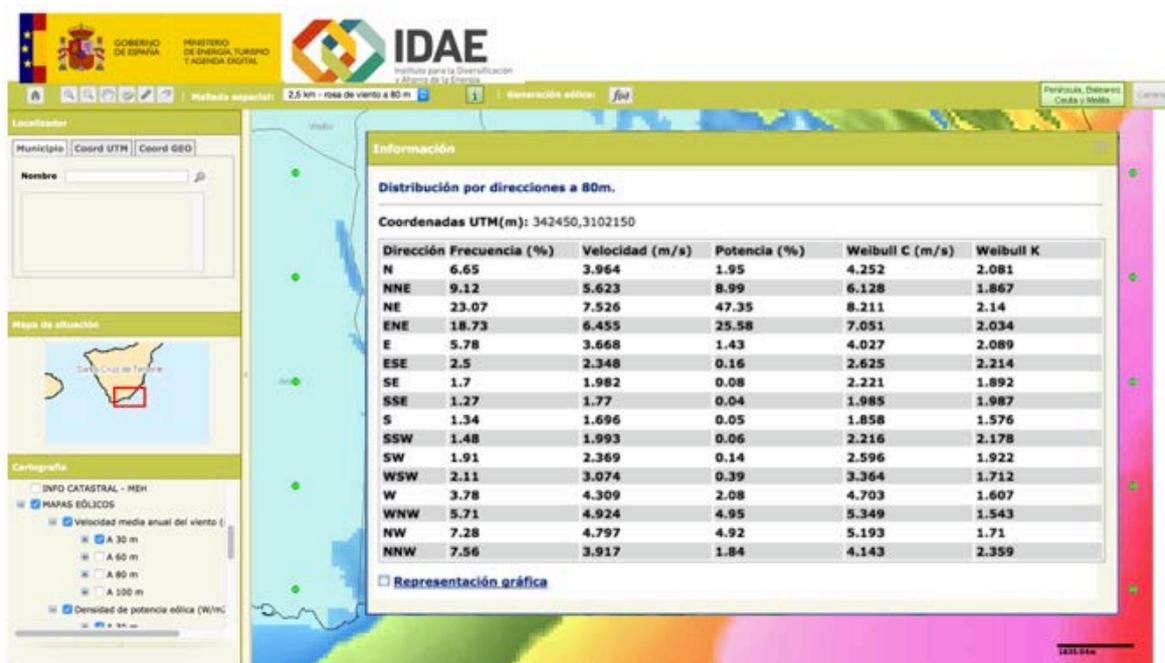
La evaluación del recurso energético es muy importante ya que es aquí donde se define y se aborda qué tipo de tecnología es viable en cuanto a factores de producción de energía y costes.

#### 3.3.1. Obtención del recurso eólico disponible

Los valores obtenidos de IDAE para la ubicación de Golf del Sur son los que se muestran en la **Figura 61**, **Figura 62**, **Figura 63** y **Figura 64**:



**Figura 61. Localización de San Miguel de Abona en el entorno IDAE [37]**



**Figura 62. Distribución por direcciones a 80 metros [37]**

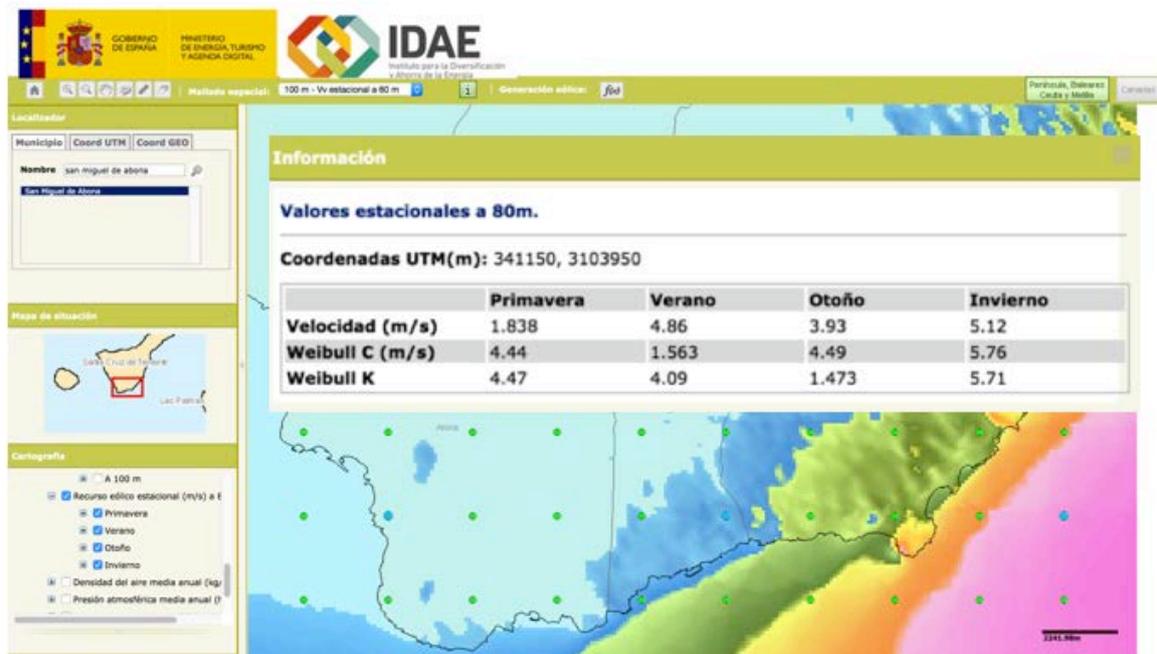


Figura 63. Valores estacionales a 80 metros [37]

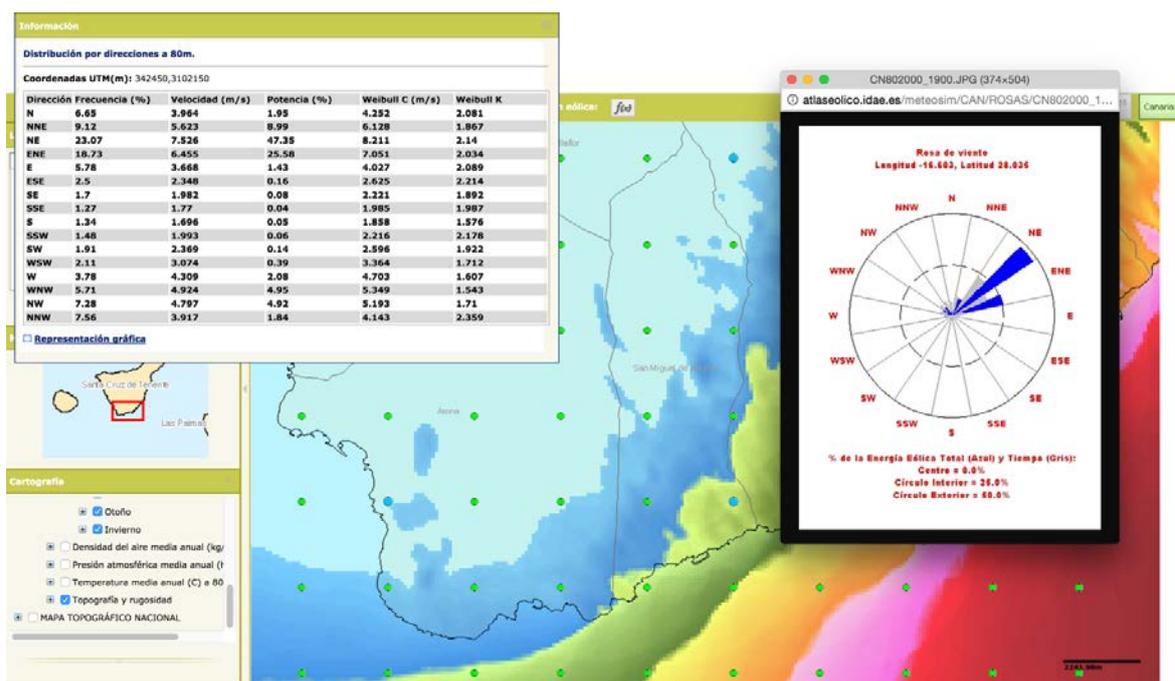
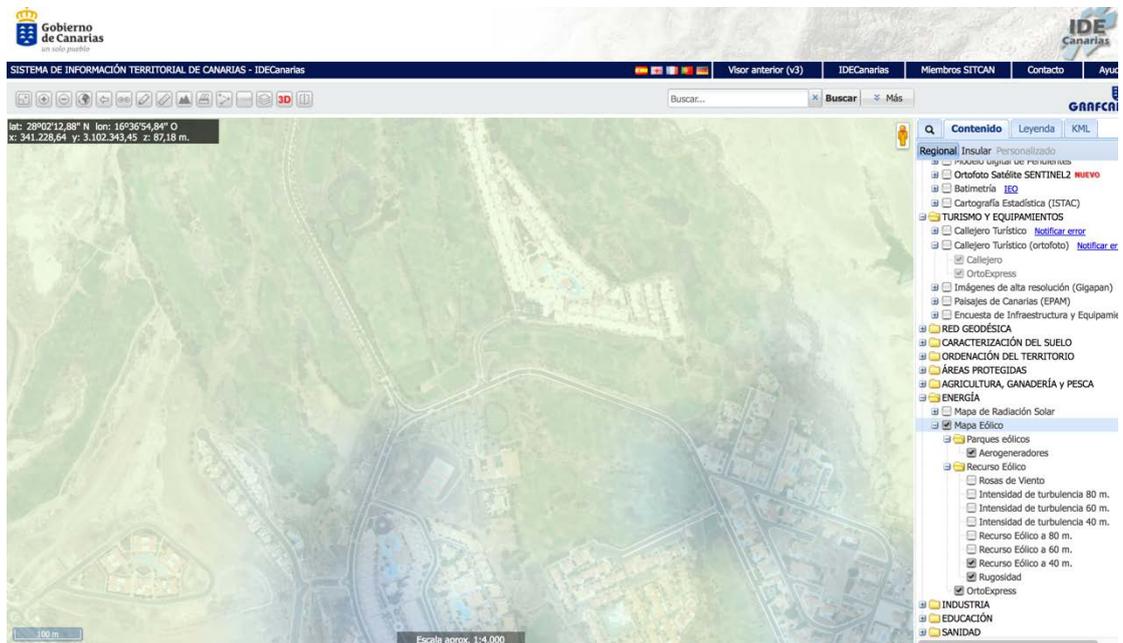


Figura 64. Distribución por direcciones y rosa de vientos [37]

Después de analizar todos los valores proporcionados por el recurso IDAE, se distingue que la mayor dirección del viento es para la dirección (NE – Noreste) (ver **Figura 64**) y las diferentes velocidades presentes a lo largo del año rondan entre los 2 y 5 m/s (ver **Figura 63**).

Se ha consultado el recurso IDECanarias para que la muestra de datos sea más amplia. Los datos que se han obtenido de la rosa de viento más cercana a la

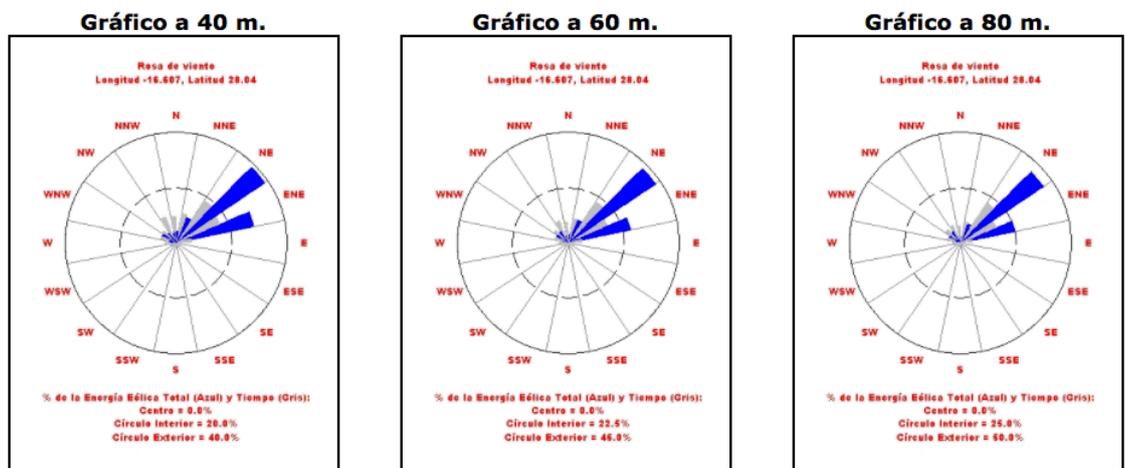
ubicación de Golf del Sur son, en la práctica, muy parecidos a los anteriores. Se adjuntan a continuación en la **Figura 66**, **Figura 67** y **Figura 69**.



**Figura 65. Localización de Golf del Sur en IDECanarias [38]**

**Rosas de Viento**

<b>Coord. UTM X:</b>	342.050
<b>Coord. UTM Y:</b>	3.102.650
<b>Coord. Geog. Longitud:</b>	-16,607
<b>Coord. Geog. Latitud:</b>	28,040



**Figura 66. Rosas de viento a 40, 60 y 80 metros [38]**

**Datos a 40 m.**

**Datos de Viento**

Distribución Frec. velocidad S1:	9,42%
Distribución Frec. velocidad S2:	10,68%
Distribución Frec. velocidad S3:	18,34%
Distribución Frec. velocidad S4:	17,17%
Distribución Frec. velocidad S5:	5,59%
Distribución Frec. velocidad S6:	2,51%
Distribución Frec. velocidad S7:	1,69%
Distribución Frec. velocidad S8:	1,38%
Distribución Frec. velocidad S9:	1,41%
Distribución Frec. velocidad S10:	1,67%
Distribución Frec. velocidad S11:	1,96%
Distribución Frec. velocidad S12:	2,36%
Distribución Frec. velocidad S13:	3,95%
Distribución Frec. velocidad S14:	5,68%
Distribución Frec. velocidad S15:	6,18%
Distribución Frec. velocidad S16:	10,02%
Veloc. direccional media S1:	0,875
Veloc. direccional media S2:	1,066
Veloc. direccional media S3:	1,395
Veloc. direccional media S4:	1,278
Veloc. direccional media S5:	0,773
Veloc. direccional media S6:	0,482
Veloc. direccional media S7:	0,415
Veloc. direccional media S8:	0,346
Veloc. direccional media S9:	0,351
Veloc. direccional media S10:	0,406
Veloc. direccional media S11:	0,467
Veloc. direccional media S12:	0,564
Veloc. direccional media S13:	0,818
Veloc. direccional media S14:	0,922
Veloc. direccional media S15:	0,909
Veloc. direccional media S16:	0,862

Figura 67. Distribución de frecuencia y velocidad direccional en la rosa de vientos [38]

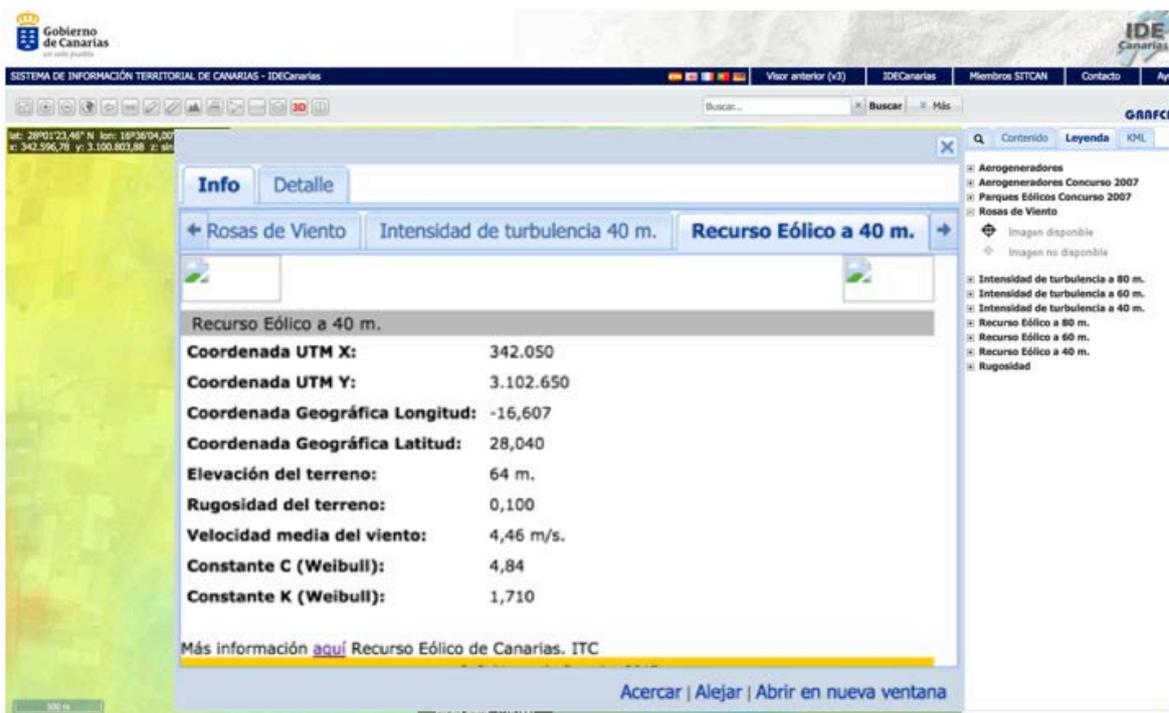


Figura 68. Recurso eólico a 40 metros [38]

Energía y Weibull	
Porcentaje de energía S1:	4,09%
Porcentaje de energía S2:	9,87%
Porcentaje de energía S3:	38,60%
Porcentaje de energía S4:	28,39%
Porcentaje de energía S5:	1,97%
Porcentaje de energía S6:	0,21%
Porcentaje de energía S7:	0,11%
Porcentaje de energía S8:	0,05%
Porcentaje de energía S9:	0,07%
Porcentaje de energía S10:	0,09%
Porcentaje de energía S11:	0,21%
Porcentaje de energía S12:	0,41%
Porcentaje de energía S13:	2,24%
Porcentaje de energía S14:	5,54%
Porcentaje de energía S15:	4,54%
Porcentaje de energía S16:	3,61%
Factor de Forma (Weibull) S1:	0,856
Factor de Forma (Weibull) S2:	1,072
Factor de Forma (Weibull) S3:	1,409
Factor de Forma (Weibull) S4:	1,293
Factor de Forma (Weibull) S5:	0,775
Factor de Forma (Weibull) S6:	0,489
Factor de Forma (Weibull) S7:	0,423
Factor de Forma (Weibull) S8:	0,354
Factor de Forma (Weibull) S9:	0,357
Factor de Forma (Weibull) S10:	0,412
Factor de Forma (Weibull) S11:	0,469
Factor de Forma (Weibull) S12:	0,566
Factor de Forma (Weibull) S13:	0,824
Factor de Forma (Weibull) S14:	0,915
Factor de Forma (Weibull) S15:	0,897
Factor de Forma (Weibull) S16:	0,824
Factor de Escala (Weibull) S1:	2,290
Factor de Escala (Weibull) S2:	2,090
Factor de Escala (Weibull) S3:	2,082
Factor de Escala (Weibull) S4:	2,048
Factor de Escala (Weibull) S5:	2,071
Factor de Escala (Weibull) S6:	2,179
Factor de Escala (Weibull) S7:	1,909
Factor de Escala (Weibull) S8:	1,949
Factor de Escala (Weibull) S9:	1,626
Factor de Escala (Weibull) S10:	2,093
Factor de Escala (Weibull) S11:	1,628
Factor de Escala (Weibull) S12:	1,711
Factor de Escala (Weibull) S13:	1,639
Factor de Escala (Weibull) S14:	1,443
Factor de Escala (Weibull) S15:	1,635
Factor de Escala (Weibull) S16:	2,533

*Figura 69. Energía y función de Weibull [38]*

De nuevo, se comprueba que la dirección del viento predominante es la NE, aunque también existen en menor cantidad componentes en la porción ENE (ver **Figura 66**). Además, la energía se mantiene en el mismo sector S3 que corresponde a NE (ver **Figura 69**). La velocidad media proporcionada por el IDECanarias es de aproximadamente 4,46 m/s a 40 metros (ver **Figura 68**).

### 3.3.1.1. Viabilidad de la instalación eólica

Para realizar una valoración de la viabilidad de la energía eólica, hay que realizar el cálculo de la velocidad media a través de la ley exponencial de Hellman. Se ha consultado información del recurso eólico presente a 40 metros de altura en donde se ubicará el generador eólico (montaña enfrente del parking del campo de Golf del Sur). El recurso que se muestra en la posterior **Figura 70**, donde se tienen en cuenta la distancia hasta el cuadro general de mando y protección y la altura del terreno. La velocidad media del viento es de 4,93 m/s y la rugosidad toma un valor aproximado de 0,1, ya que no existen elementos arquitectónicos de gran envergadura en los alrededores. Con todo lo anterior, y considerando una altura de 14 metros (la altura del recurso eólico para un aerogenerador de pequeña potencia de eje vertical suele estar en torno a los 14 metros de altura desde el suelo), se realiza el cálculo de la velocidad media dando como resultado 4,44 (m/s) (ver **Tabla 8**).

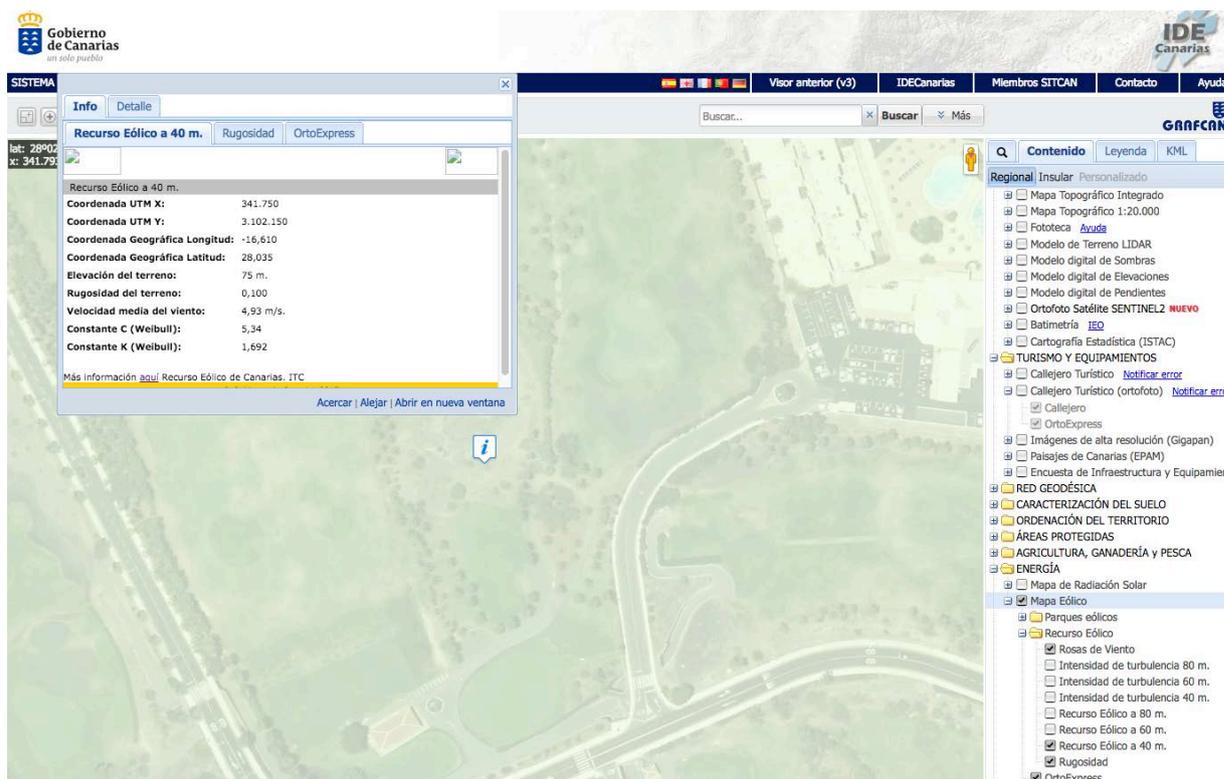


Figura 70. Recurso eólico a 40 metros para la posible ubicación del GE en Golf del Sur [38]

Tabla 8. Velocidad media del viento a 14 metros de altura

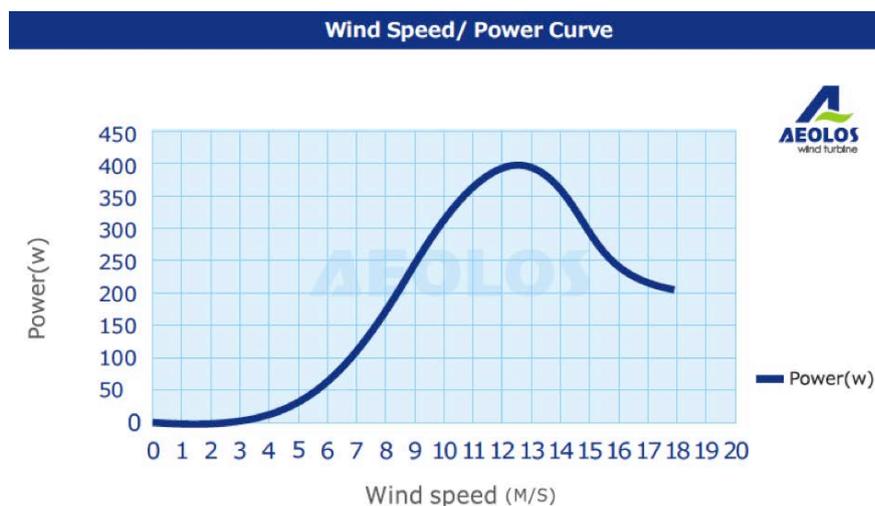
Ley exponencial de Hellman		
<b>14 metros</b>	<b>Vh (m/s)</b>	<b>4,44</b>

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

No se contempla la opción de implementación en este TFG por los siguientes motivos: la curva de potencia de uno de los aerogeneradores evaluados (en este ejemplo, AEOLOS-H 300W) (ver **Figura 71**); la velocidad de arranque; la potencia de generación; la potencia nominal de diferentes aerogeneradores de eje vertical (ver **Tabla 9**), además de la gran inversión económica que hay que realizar frente a la generación eléctrica que prácticamente es nula para la velocidad media presente.

*Tabla 9. Evaluación de posibles aerogeneradores*

Modelo	Velocidad de arranque (m/s)	Potencia máxima de generación (KW)	Velocidad de potencia nominal (m/s)
AEOLOS-H 300 W	1,5	0,3	12
WIND SPOT 3,5 KW	3	3,5	12
KLIUX ZEBRA 2 KW	3,5	2	10
BORNAY 1,5 KW	3,5	1,5	10



*Figura 71. Curva de potencia AEOLOS-H 300 W*

### 3.3.2. Obtención del recurso solar disponible

Para evaluar el recurso FV disponible en la zona anexa a la casa club en el campo de Golf del Sur se ha consultado el recurso software PVGIS. La dinámica a seguir para el cálculo del mismo es la proporcionada a continuación:

- Se accede a la página principal y se selecciona la zona donde se ubica el emplazamiento a estudiar.

Sitemap | Legal notice | Contact | Search on EUROPA | English (en) ▾

European Commission

JOINT RESEARCH CENTRE  
Institute for Energy and Transport (IET)

European Commission > JRC > DIR-C > PVGIS

[Interactive maps](#)

[Country maps](#)

[FAQ](#)

[Solar radiation](#)

[Temperature](#)

[About PVGIS](#)

[Publications](#)

[Download](#)

**Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)**  
Geographical Assessment of Solar Resource and Performance of Photovoltaic Technology

**Interactive access to solar resource and photovoltaic potential:**

Europe Africa-Asia

See also aggregated data of solar and PV potential for [European countries and regions](#).

The [old system](#) with French, German Italian, Spanish, and Slovak language interface still works, but will probably be removed in the next upgrade.

**Posters and maps of solar resource and photovoltaic electricity potential**  
(Europe **NEW**, Africa)

[old version maps](#) for Europe

**Figura 72. Página principal PVGIS [35]**

- Se realiza la selección de idioma y se elige el parámetro que se desea calcular. Existe la posibilidad de obtención de datos de: rendimiento del sistema FV conectado a red; irradiación global mensual; irradiancia solar media diaria; y estimación de un sistema FV autónomo. En este ejemplo se obtiene el valor de la irradiancia diaria para un día típico del mes de enero. Hay que tener en cuenta que se introducirán valores que son directamente dependientes del resultado de la misma, como son la inclinación y la orientación. Para el caso de la evaluación del recurso en la zona anexa de la casa club donde se colocará el GFV, la inclinación es la calculada en el apartado anterior, es decir,  $15^{\circ}$ , mientras que para la orientación hay que seguir la referencia predeterminada que nos da el entorno, por lo que la orientación Sur toma el valor de  $0^{\circ}$ . Los resultados de irradiación de un día medio de cada uno de los meses del año, y de irradiancia para el mes de Enero son los que se muestran en la **Figura 75** y **Figura 76**. A parte de todo esto, se pueden seleccionar diferentes formatos de salida del valor de la irradiación diaria. El formato elegido para los

resultados de Golf del Sur es el web, como se ilustra en la **Figura 73**, se ha elegido el peor mes en cuanto a datos de irradiancia se refiere.



**Figura 73. Cálculo de la irradiancia diaria PVGIS para la ubicación del GFV [35]**

- Para el cálculo de la irradiación mensual, se selecciona la pestaña de radiación mensual, se introduce el ángulo óptimo y se elige la base de datos de la que se quieren obtener los valores. Para la zona anexa de la casa club donde estará el GFV (ver **Figura 74**), con el ángulo de 15° grados y la base de datos PVGIS-CMSAF, se han obtenido los siguientes resultados (ver **Figura 75**).



**Figura 74. Pestaña para el cálculo de la irradiación PVGIS para la ubicación del GFV [35]**

### Irradiación solar mensual

#### PVGIS estimaciones de las medias mensuales a largo plazo

Lugar: 28°2'2" Norte, 16°36'36" Oeste, Elevación: 67 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	$H_h$	$H_{opt}$	$H(15)$	$I_{opt}$
Ene	4050	5810	5130	55
Feb	4920	6360	5840	47
Mar	6530	7440	7180	33
Abr	6910	6990	7100	15
Mayo	7470	6900	7300	1
Jun	7860	6960	7500	-6
Jul	8040	7220	7740	-4
Ago	7380	7180	7420	9
Sep	6200	6740	6640	26
Oct	5470	6740	6310	42
Nov	4170	5770	5170	52
Dic	3710	5480	4800	57
<b>Año</b>	<b>6070</b>	<b>6630</b>	<b>6510</b>	<b>27</b>

$H_h$ : Irradiación sobre plano horizontal (Wh/m<sup>2</sup>/día)

$H_{opt}$ : Irradiación sobre un plano con la inclinación óptima (Wh/m<sup>2</sup>/día)

$H(15)$ : Irradiación sobre plano inclinado: 15 grados (Wh/m<sup>2</sup>/día)

$I_{opt}$ : Inclinación óptima (grados)

**Figura 75. Irradiación para la ubicación del GFV [35]**

Tras haber definido el procedimiento de obtención de datos del recurso solar disponible. Se añaden los datos de irradiancia (ver **Figura 76**) para el mes de enero para el emplazamiento que se ha seleccionado en el campo de Golf del Sur mostrados en la **Tabla 11**, el resto de meses del año se encuentran recogidos en el **ANEXO A: TABLAS DEL RECURSO SOLAR POR MESES**. Las horas que se han recogido en la **Tabla 11** son las mostradas según el horario solar local.

Como se esperaba, tras la obtención de datos de irradiancia presentes para la ubicación del generador FV, en los meses de verano es cuando se da mayor irradiancia global alcanzando el pico en las horas centrales del día, tomando en el mes de julio un valor de 952 W/m<sup>2</sup> sobre el plano fijo para una inclinación de 15°. En cambio, en los meses de menos cálidos este valor en las horas centrales disminuye en más de 200 W/m<sup>2</sup> para las mismas condiciones.

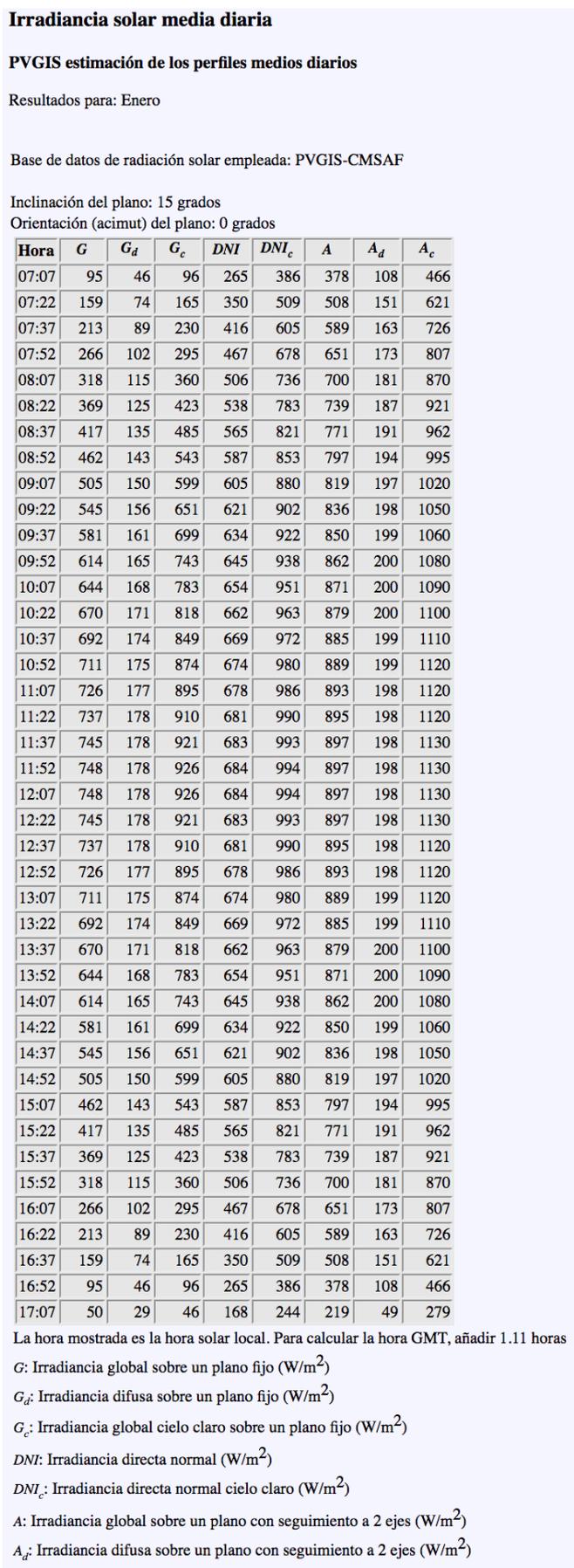


Figura 76. Irradiancia media diaria para el mes de Enero en el campo de Golf del Sur [35]

Esta diferencia hay que considerarla a la hora de la elección del número de paneles y para realizar un balance en cuanto a la interconexión de nuestro generador con la instalación existente.

En el RD de 1900 se estableció la hora legal en España no haciéndose referencia a las Islas Canarias ni a los territorios españoles en el continente africano. Se realizó una subsanación en años posteriores para regular los servicios de la época (correos, servicios de los gobiernos civiles y militares, entre otros) regidos por la hora peninsular. En la Orden del 7 de marzo de 1940 se enunciaba que la hora legal debía ser adelantada en una hora. Esta modificación se mantiene en la actualidad (UTC + 1).

En una misma ciudad se podían estar usando diferentes horas por lo que se buscó una solución a este inconveniente. En la sucinta Orden de 7 marzo de 1940 antes citada, por la que se adelantó transitoriamente la hora legal en 60 minutos, no se hizo mención explícita a la península o a las islas Canarias, por lo que se sobreentendía que era de aplicación a todo el territorio español. Desde entonces la hora normal en Canarias está adelantada con respecto a su huso horario, correspondiendo en su lugar al huso 0 (UTC).

Los datos proporcionados por el PVGIS se refieren a la hora solar local. Para calcular el nuevo huso horario UMT hay que añadir 1 hora 11 grados, es decir, hay que sumar una hora y 6 minutos a la proporcionada para ajustarlo con el horario local de las Islas Canarias. Esto se obtiene a partir de la conversión de:  $1^\circ = 60$  minutos. Por lo tanto, para los meses en los que se sigue el horario de invierno se deben sumar 1 hora y 6 minutos y para el horario de verano 2 horas y 6 minutos.

Se ha realizado el cálculo de la irradiación para todos los meses del año para el emplazamiento en la zona anexa a la casa club en el campo de Golf del Sur. Los resultados obtenidos son los que se muestran en la siguiente **Tabla 10**.

De esta **Tabla 10** hay que destacar la relación entre el ratio de la irradiación difusa y la global (D/G) que es de 1/3. Por lo tanto la otra parte que es de 2/3 indica que se prevé que dos de cada tres días en la ubicación van ser totalmente claros.

También se han obtenido los datos de: ángulo óptimo de inclinación; turbidez de Linke; ratio entre la irradiación difusa y la global; y la altura del sol y perfil del horizonte.

Tabla 10. Datos de irradiación para todos los meses del año para la ubicación del GFV

Latitud	Longitud	Localidad
28°2'0.32"N	16°36'34.49"O	San Miguel de Abona, Tenerife

**$H_h$ : Irradiación sobre plano horizontal (Wh/m<sup>2</sup>/día)**

**$H_{opt}$ : Irradiación sobre un plano con la inclinación óptima (Wh/m<sup>2</sup>/día)**

**$H(15)$ : Irradiación sobre plano inclinado: 15 grados (Wh/m<sup>2</sup>/día)**

**$DNI$ : Irradiación directa normal (Wh/m<sup>2</sup>/día)**

**$I_{opt}$ : Inclinación óptima (grados)**

**$T_L$ : Turbidez de Linke (-)**

**$D/G$ : Ratio entre la irradiación difusa y la global (-)**

**El ángulo de inclinación óptimo es: 27 grados**

**Irradiación anual perdida a causa de las sombras (horizontal): 0.0 %**

Mes	$H_h$	$H_{opt}$	$H(15)$	$DNI$	$I_{opt}$	$T_L$	$D/G$
Ene	4050	5810	5130	5850	55	2.4	0.32
Feb	4920	6360	5840	6230	47	2.4	0.31
Mar	6530	7440	7180	6950	33	2.7	0.34
Abr	6910	6990	7100	7090	15	3.0	0.30
Mayo	7470	6900	7300	7350	1	3.4	0.30
Jun	7860	6960	7500	7800	-6	3.5	0.29
Jul	8040	7220	7740	8410	-4	2.9	0.26
Ago	7380	7180	7420	7580	9	3.2	0.28
Sep	6200	6740	6640	6460	26	3.4	0.32
Oct	5470	6740	6310	6490	42	3.5	0.30
Nov	4170	5770	5170	5700	52	3.1	0.31
Dic	3710	5480	4800	5550	57	2.7	0.32
<b>Año</b>	<b>6070</b>	<b>6630</b>	<b>6510</b>	<b>6790</b>	<b>27</b>	<b>3.0</b>	<b>0.30</b>

- Ángulo óptimo de inclinación: es el ángulo al que deberían estar los módulos fotovoltaicos en cada uno de los meses del año para recibir la máxima radiación solar (ver **Figura 77**).
- Turbidez de Linke (TL): es un factor el cual da información sobre cómo se atenúa la radiación solar debido a los aerosoles presentes en la atmósfera. Con más exactitud es el número de atmósferas limpias y secas equivalentes necesarias para una atenuación atmosférica observada en un determinado momento y lugar. Lo ideal es que los valores de TL sean lo más cercanos a 1 (ver **Figura 78**).

Tabla 11. Datos de irradiancia para el mes de enero para la ubicación del GFV

Latitud	Longitud	Localidad
28°2'0.32"N	16°36'34.49"O	San Miguel de Abona, Tenerife
<b>IRRADIANCIA SOLAR MEDIA DIARIA</b>		
PLANO HORIZONTAL, 15° GRADOS. (FIJADOS ESTRUCTURA DE SOPORTE) ORIENTACIÓN DEL PLANO, 0 GRADOS ( SUR)		
<b>G:</b> Irradiancia global sobre un plano fijo (W/m <sup>2</sup> )		
<b>G<sub>d</sub>:</b> Irradiancia difusa sobre un plano fijo (W/m <sup>2</sup> )		
<b>G<sub>c</sub>:</b> Irradiancia global cielo claro sobre un plano fijo (W/m <sup>2</sup> )		

ENERO			
Hora	E (W/m2)	Ed (W/m2)	Ec (W/m2)
7:07	95	46	96
7:22	159	74	165
7:37	213	89	230
7:52	266	102	295
8:07	318	115	360
8:22	369	125	423
8:37	417	135	485
8:52	462	143	543
9:07	505	150	599
9:22	545	156	651
9:37	581	161	699
9:52	614	165	743
10:07	644	168	783
10:22	670	171	818
10:37	692	174	849
10:52	711	175	874
11:07	726	177	895
11:22	737	178	910
11:37	745	178	921
11:52	748	178	926
12:07	748	178	926
12:22	745	178	921
12:37	737	178	910
12:52	726	177	895
13:07	711	175	874
13:22	692	174	849
13:37	670	171	818
13:52	644	168	783
14:07	614	165	743
14:22	581	161	699
14:37	545	156	651
14:52	505	150	599
15:07	462	143	543
15:22	417	135	485
15:37	369	125	423
15:52	318	115	360
16:07	266	102	295
16:22	213	89	230
16:37	159	74	165
16:52	95	46	96
17:07	50	29	46

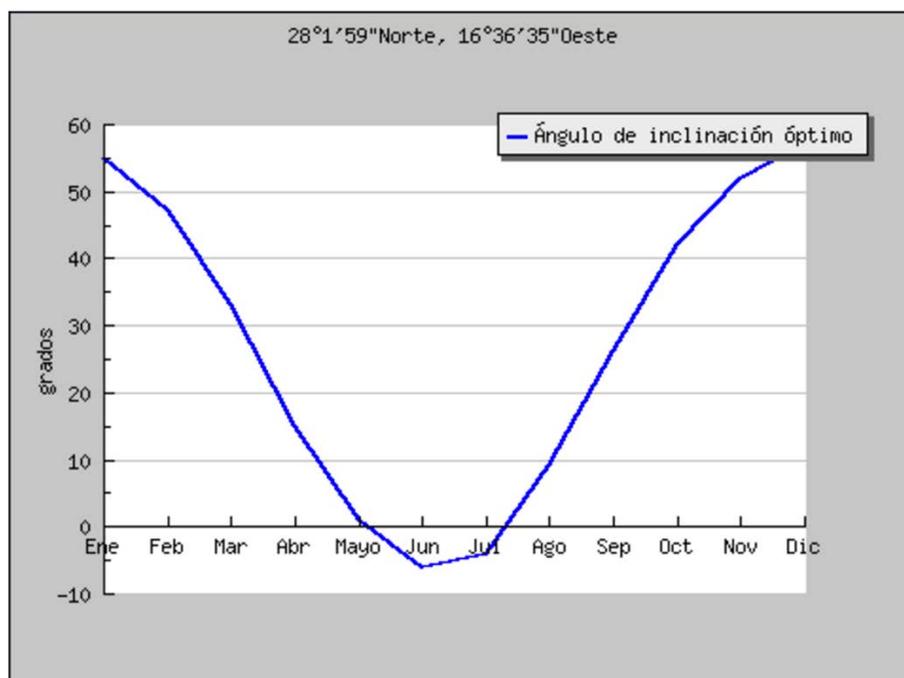


Figura 77. Ángulo óptimo de inclinación

- Ratio entre la irradiación difusa y la global: es aquella radiación que llega a la superficie terrestre que no proviene directamente del Sol. Es la dispersión de la radiación solar producida por el cielo azul, las nubes y la bruma. Se representa en la **Figura 79**.
- Altura solar: se define a partir de las coordenadas celestes, altura sobre el horizonte y acimut o desviación al Este u Oeste del Sur.

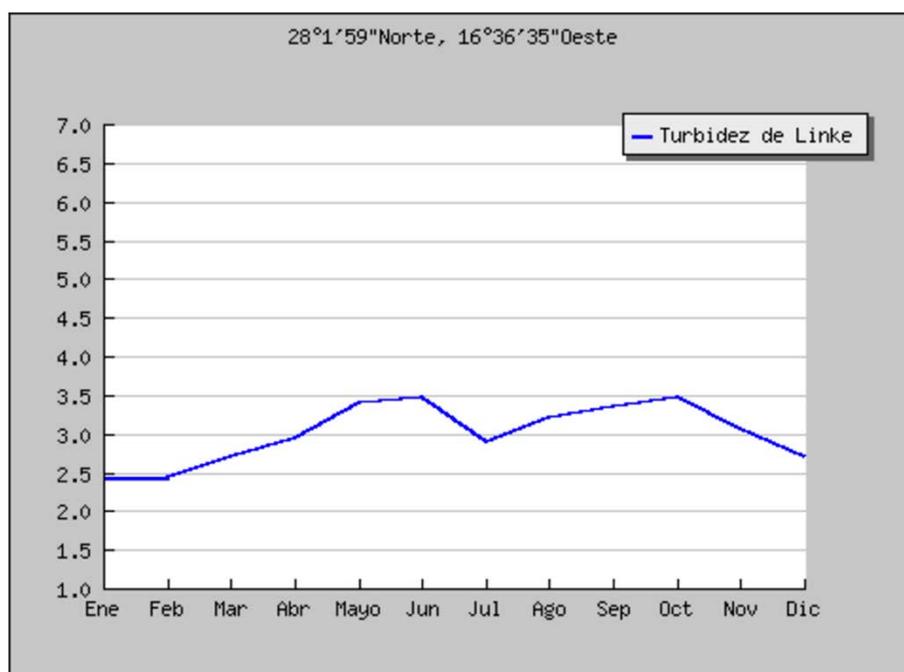


Figura 78. Turbidez de Linke

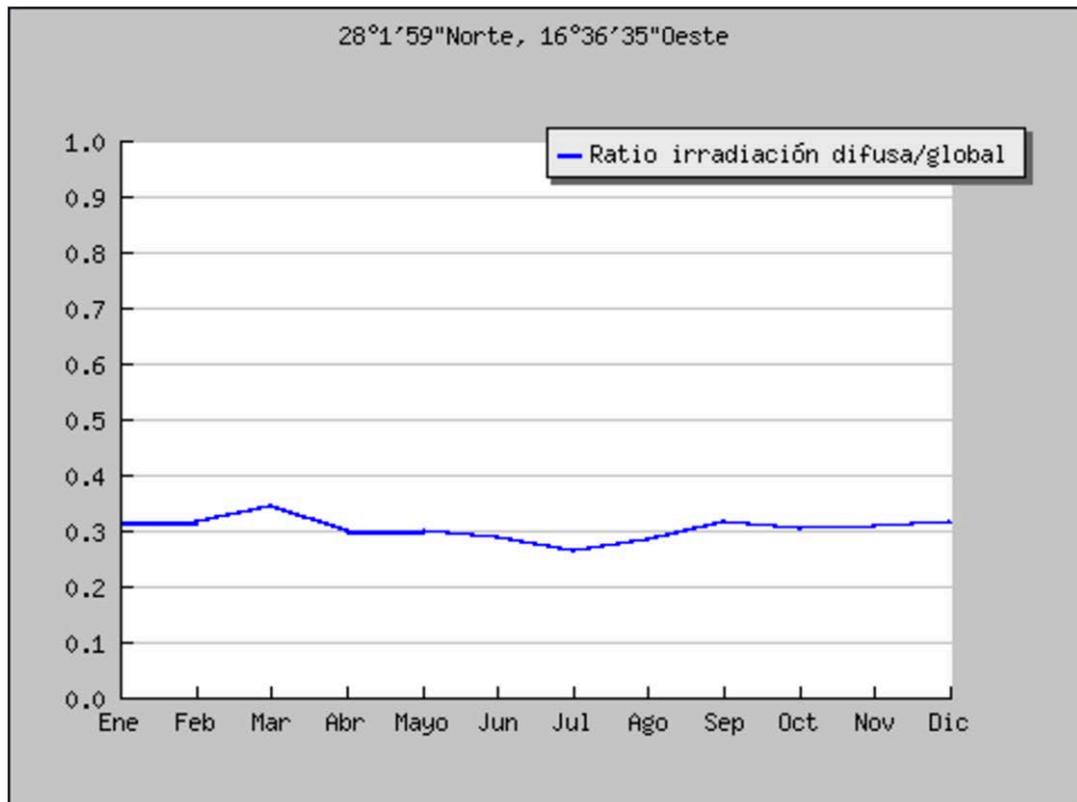


Figura 79. Ratio irradiación difusa / global

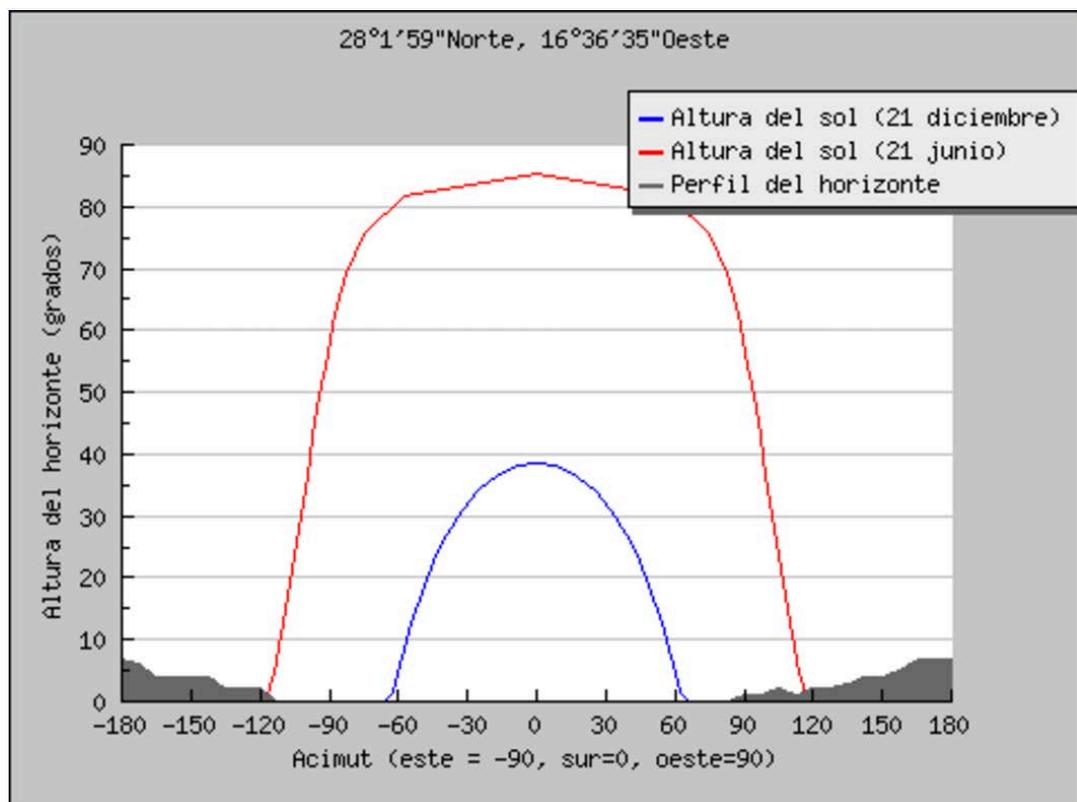


Figura 80. Altura del sol / Perfil del horizonte

### 3.3.2.1. Viabilidad de la instalación fotovoltaica

Una vez analizado los datos del recurso solar (ver apartado anterior **Obtención del recurso solar disponible**) en el emplazamiento de Golf del Sur, donde los datos de irradiancia son bastantes elevados a lo largo del año, aunque con diferencias entre los meses de verano e invierno, es evidente que el perfil de potencia a cubrir en las diferentes horas del día es abordable con una infraestructura formada por paneles FV.

### 3.3.3. Datos climáticos

Se define como clima al conjunto de fenómenos meteorológicos que suceden en las diferentes regiones de la esfera global los cuales están abarcados por elementos como precipitaciones, humedad, presión, viento, temperatura rugosidad. Por estos diferentes componentes, una región puede ser totalmente diferente a otra y no solo en cuanto a temperatura o humedad sino también en cuanto a la flora y fauna disponible [40].

En las Islas Canarias, y más concretamente en el municipio de San Miguel de Abona donde se ubica el generador, se presenta un clima templado y cálido. Los meses de invierno son mucho más lluviosos que los meses de verano en dicha localización. Según el sistema Köppen-Geiger, el cual es un sistema de clasificación del clima mundial que identifica cada tipo de clima con una serie de letras que indican el comportamiento de las temperaturas y precipitaciones, se cataloga como Cs [41]. En la siguiente **Figura 81** se observa la clasificación KG correspondiente a las diferentes zonas mundiales.

Esta simbología indica que el clima en el municipio de San Miguel de Abona se clasifica como verano seco, donde la temperatura media del mes más cálido supera los 22°C y las precipitaciones son escasas. Se ha recabado información climática global del municipio (mostradas en la **Figura 82, Figura 83, Figura 84**) y de la estación meteorológica más cercana situada en el aeropuerto de Tenerife Sur, ubicada a una distancia aproximada de 3 km de la ubicación del generador por lo que los datos son muy fiables (ilustrados en la **Figura 85** y en la **Tabla 12**).

CLASIFICACIÓN KÖPPEN-GEIGER

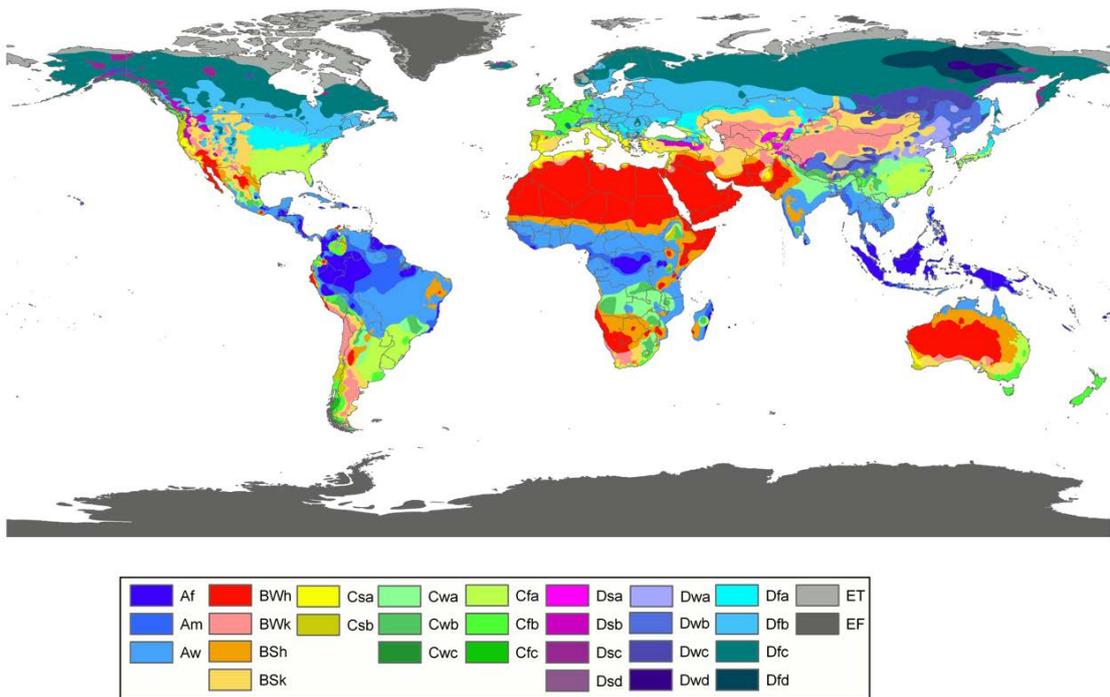


Figura 81. Clasificación KG mundial [42]

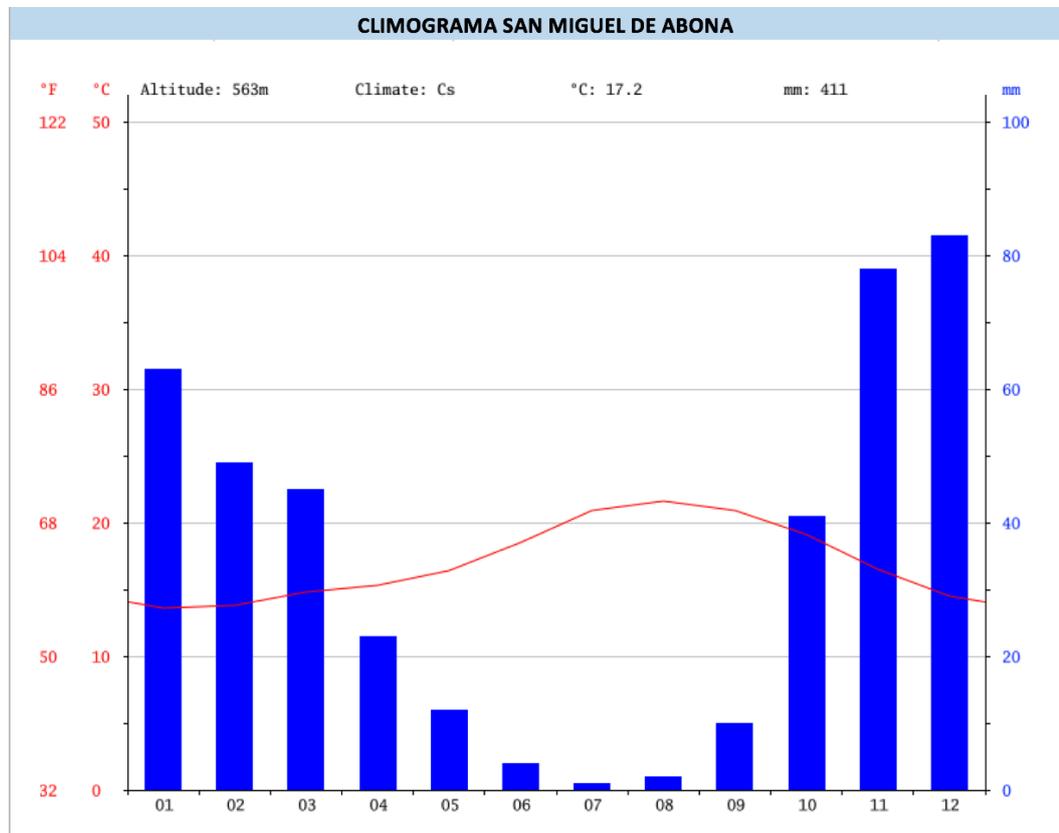


Figura 82. Climograma de San Miguel de Abona [41]

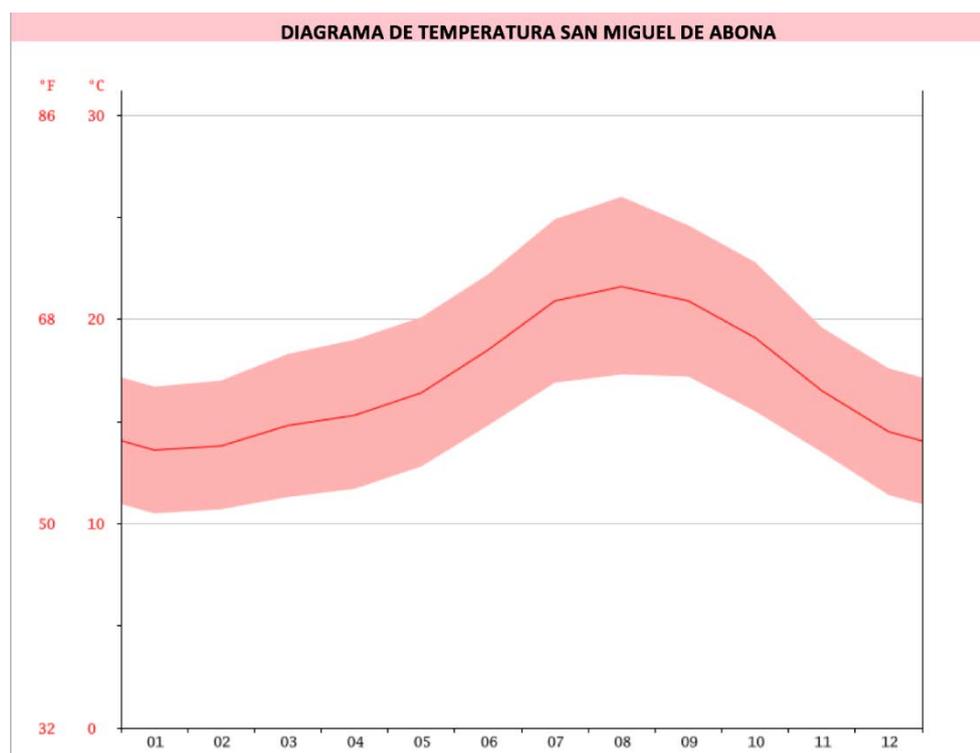


Figura 83. Diagrama de temperatura [41]

TABLA CLIMÁTICA // DATOS HISTÓRICOS DEL TIEMPO SAN MIGUEL DE ABONA

month	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dec
mm	63	49	45	23	12	4	1	2	10	41	78	83
°C	13.6	13.8	14.8	15.3	16.4	18.5	20.9	21.6	20.9	19.1	16.5	14.5
°C (min)	10.5	10.7	11.3	11.7	12.8	14.8	16.9	17.3	17.2	15.5	13.5	11.4
°C (max)	16.7	17.0	18.3	19.0	20.1	22.2	24.9	26.0	24.6	22.8	19.6	17.6
°F	56.5	56.8	58.6	59.5	61.5	65.3	69.6	70.9	69.6	66.4	61.7	58.1
°F (min)	50.9	51.3	52.3	53.1	55.0	58.6	62.4	63.1	63.0	59.9	56.3	52.5
°F (max)	62.1	62.6	64.9	66.2	68.2	72.0	76.8	78.8	76.3	73.0	67.3	63.7

Figura 84. Datos históricos 2016

Resumen de datos anuales para 2016:

- Temperatura Máxima: 30 °C
- Temperatura Media: 20 °C
- Velocidad media del viento: 18.9 km/h
- Temperatura Mínima: 12 °C
- Precipitación: -- mm
- Rachas máximas de viento: 79.6 km/h

Figura 85. Resumen de datos anuales 2016 [43]

**Tabla 12. Distribución anual detallada de los factores climáticos [43]**

Mes	T	TM	Tm	R	H	DR	DN	DT	DF	DH	DD	I
Enero	18,4	21.7	15.2	17	62	1.8	0.0	0.2	0.1	0.0	8.3	193
Febrero	18,5	22.0	15.0	20	64	2.2	0.0	0.2	0.0	0.0	8.9	195
Marzo	19,3	23.1	15.6	15	63	1.9	0.0	0.4	0.1	0.0	9.2	226
Abril	19,5	23.1	16.0	7	65	1.1	0.0	0.0	0.1	0.0	6.4	219
Mayo	20,4	23.9	17.0	1	66	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	7.0	246
Junio	22,1	25.4	18.8	0	68	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	10.3	259
Julio	24	27.7	20.2	0	65	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	19.8	295
Agosto	24,7	28.4	21.1	1	67	0.2	0.0	0.1	0.0	0.0	16.6	277
Septiembre	24,5	27.9	21.1	4	68	0.6	0.0	0.1	0.0	0.0	9.2	213
Octubre	23,4	26.8	20.0	12	67	1.6	0.0	0.0	0.0	0.0	6.9	214
Noviembre	21,5	24.8	18.2	26	64	1.9	0.0	0.3	0.0	0.0	6.1	193
Diciembre	19,7	22.8	16.5	30	66	3.5	0.0	0.3	0.0	0.0	6.3	195
Año	21,4	24.8	17.9	132	66	15.2	0.0	1.5	0.3	0.0	114.0	-
<b>Leyenda</b>												
T	Temperatura media mensual/anual (°C)											
TM	Media mensual/anual de las temperaturas máximas diarias (°C)											
Tm	Media mensual/anual de las temperaturas mínimas diarias (°C)											
R	Precipitación mensual/anual media (mm)											
H	Humedad relativa media (%)											
DR	Número medio mensual/anual de días de precipitación superior o igual a 1 mm											
DN	Número medio mensual/anual de días de nieve											
DT	Número medio mensual/anual de días de tormenta											
DF	Número medio mensual/anual de días de niebla											
DH	Número medio mensual/anual de días de helada											
DD	Número medio mensual/anual de días despejados											
I	Número medio mensual/anual de horas de sol											

De cara a la implementación de cualquier infraestructura renovable, y más en concreto en este proyecto para el diseño del GFV, hay que tener en cuenta los factores climáticos, ya que están directamente relacionados con la capacidad de generación de energía, como por ejemplo, la producción de potencia de cada módulo fotovoltaico. Para el cálculo del generador se utilizarán los valores de temperatura media mensual/anual registrados en la **Tabla 12**.

### 3.4. Cálculo del generador

Tras la recopilación de los datos necesarios para determinar el dimensionamiento del generador renovable, se empezarán con las diferentes opciones estudiadas de panel FV y la posterior elección final del mismo.

#### 3.4.1. Elección del panel

Se ha realizado una amplia búsqueda de paneles donde se analizan los parámetros principales como son potencia pico, eficiencia y precio por watio. A continuación, en la **Tabla 13** se añaden algunos paneles donde se recogen sus características principales.

Tabla 13. Módulo FV evaluados

Modelo	Tipo	Potencia (W)	Eficiencia (%)	Precio por Watio (€/W)	Garantía
SunForte PM318B00	Monocristalino	318	19,5	1,13	5 años para materiales - 10 años para el rendimiento
MAXEON SPR-E20-327	Monocristalino	327	20,4	0,82	15 años
LG Neon2	Monocristalino	320	19,5	1,92	12 años
<b>Panasonic VBHN330SJ47 / N330</b>	<b>Monocristalino</b>	<b>330</b>	<b>19,70</b>	<b>1,03</b>	<b>15 años</b>
MAXPOWER CS6U-330M	Monocristalino	330	16,97	1,12	10 años
Amerisolar AS-6P	Policristalino	315	16,23	1,21	12 años
RED190-72P	Policristalino	190	14,88	1,05	10 años

A partir del estudio y análisis de los diferentes datasheet de los módulos fotovoltaicos analizados, se elige el modelo Panasonic VBHN330SJ47/N330, ya que la relación existente entre la eficiencia, la potencia máxima y el precio es coherente en comparación a los demás paneles evaluados. El precio óptimo por watio se debe a que se ha encontrado un proveedor que realiza descuentos por el envío de cada 10 módulos fotovoltaicos. Con una eficiencia del 19.7% y una potencia máxima en condiciones NOCT de 251,9 W. Se han obtenido del datasheet del módulo FV elegido (ver **Figura 86**) los datos más importantes (ver **Tabla 14**) para el posterior cálculo de la potencia de la instalación generadora.



Figura 86. Overview datasheet Panasonic VBHN330SJ47 / N330

**Tabla 14. Características eléctricas y mecánicas del módulo FV Panasonic VBHN330SJ47 / N330**

Panel elegido:		Panasonic VBHN330SJ47 / N330	
<b>Condiciones NOCT</b>			
Potencia máxima (W)	251,9		
Tensión max.pot (Vmp)	56,3		
Intensidad max. pot(Imp)	4,54		
Tensión Circuito Abierto Voc(V)	65,8		
Intensidad Isc(A)	4,89		
Eficiencia del panel ( $\eta$ )	19,70%		
Temperatura celula ( $^{\circ}$ )	44		
Coeficiente de temperatura de potencia(%/ $^{\circ}$ C)	-0,29		
Coeficiente de temperatura de tension(V/ $^{\circ}$ C)	-0,174		
Coeficiente de temperatura de corriente(mA/ $^{\circ}$ C)	1,82	<b>Dimensiones</b>	
		Largo (m)	1,59
		Ancho (m)	1,05
		Superficie(m <sup>2</sup> )	1,67
<b>Condiciones STC</b>			
Potencia máxima (W)	330		
Tensión max.pot (Vmpp)	58		
Intensidad max. pot(Impp)	5,7		
Tensión Voc(V)	69,7		
Intensidad Isc(A)	6,07		
Eficiencia del panel ( $\eta$ )	0,197		
Factor de Forma(FFstc)	0,7799962		

### 3.4.2. Criterios para el dimensionamiento

El dimensionamiento del GFV se realiza a partir de los parámetros de generación asociados al módulo fotovoltaico. Se calcula la potencia máxima que genera cada panel FV con influencia de la temperatura en el emplazamiento donde se ubica el GFV en el campo de Golf del Sur. Para ello se utiliza la expresión [3.2]

$$P_{m\acute{a}x_{T_{cell}}} = P_{m\acute{a}x} * [1 + TK_{p_{m\acute{a}x}} * (T_{cell} - 25)] \quad [3.2]$$

Los valores correspondientes a  $P_{m\acute{a}x}$  y  $T_{cell}$  se obtienen a través de las siguientes ecuaciones [3.3] y [3.4]:

$$P_{m\acute{a}x} = E * Rendimiento * Superficie \quad [3.3]$$

$$T_{Cell(E)} = T_{amb} + \frac{T_{cell_{NOCT}} - 20}{800} \quad [3.4]$$

Para el cálculo de  $T_{Cell(E)}$  en la ecuación [3.4] se utilizarán como valores de  $T_{amb}$  los recabados en la **Tabla 12**.

El valor de la irradiancia no es constante a lo largo del día (ver **Tabla 11**), por lo que debido a esta variación y al efecto de la temperatura ambiente, los resultados de las expresiones descritas anteriormente [3.2], [3.3] y [3.4] se ven afectados directamente por esta medida. Los valores asociados al mes de Enero se muestran en la **Tabla 15**.

**Tabla 15. Valores de Pmax (Enero)**

ENERO	
HORA	PmaxTcell_Panel (KW)
9:13	0,10
9:28	0,12
9:43	0,13
9:58	0,14
10:13	0,16
10:28	0,17
10:43	0,18
10:58	0,19
11:13	0,20
11:28	0,21
11:43	0,22
11:58	0,22
12:13	0,23
12:28	0,23
12:43	0,23
12:58	0,23
13:13	0,23
13:28	0,23
13:43	0,23
13:58	0,23
14:13	0,22
14:28	0,22
14:43	0,21
14:58	0,20
15:13	0,19
15:28	0,18
15:43	0,17
15:58	0,16
16:13	0,14
16:28	0,13
16:43	0,12
16:58	0,10
17:13	0,08
17:28	0,07
17:43	0,05
17:58	0,03
18:13	0,02

Se adjuntan los valores de un día típico de cada mes de  $T_{cell(E)}$ ,  $P_{máx}$  y  $P_{máx_{T_{cell}}}$  calculados para todos los meses del año en el **ANEXO B: TABLAS DEL GFV POR MESES B.1. POTENCIA EN FUNCIÓN DE IRRADIANCIA Y TEMPERATURA**. Para el peor de los casos se consideran los meses de enero y diciembre, en los cuales la generación de cada módulo FV es de apenas 0,233 kW y 0,223 kW de potencia máxima en las horas centrales del día, respectivamente. En el resto de meses la generación de cada panel se incrementa hasta alcanzar los máximos en los meses de julio y agosto proporcionando valores de 0,297 kW y 0,293 kW.

Fuera de estos márgenes horarios, es decir, los comprendidos antes de las 9:00 y después de las 18:00 horas, siguen existiendo valores de irradiancia, por lo tanto también implican generación eléctrica, sin embargo, no se han tenido en cuenta para el criterio del dimensionamiento del GFV.

Una vez obtenidos los datos de irradiancia en el emplazamiento y de generación del panel FV seleccionado, se determina que no es posible alcanzar el 100% de la demanda energética con el perfil horario expuesto en el apartado **3.2** en la **Tabla 6** y **Tabla 7**.

Por ello, se propone un nuevo perfil horario de recarga de BE, que determina el de consumo energético, más acorde con el de generación FV para, de este modo cumplir con los objetivos de diseño planteados en este TFG.

- Los BE que llegan entre la 13:00 y las 15:00 de la tarde se recargarán durante las horas siguientes, siendo el tiempo de recarga aproximado de 3 horas, por lo que la última recarga finalizará aproximadamente sobre las 18:00 de la tarde.
- Los BE que lleguen después de las 15:00 de la tarde, se cargaran durante la mañana y se han agrupado de manera que se recargarán de forma más eficiente a través del uso de energía FV.

*Tabla 16. Distribución real / Nueva Distribución para temporada alta*

**Temporada alta TEMPORADA ALTA / 01-01 => 31-04 & 01-11 => 31/12**

Hora	Distribución Real BE		Nueva Distribución Recargas	
	Salida	Entrada	Comienzo	Finalización
0:00				
1:00				
2:00				
3:00				
4:00				
5:00				
6:00				
7:00				
8:00				
9:00	5		15	
10:00	7		9	
11:00	8		4	
12:00	15		4	15
13:00	5	5	14	9
14:00	4	7	5	4
15:00	4	8	7	4
16:00	3	15	8	14
17:00	7	5		5
18:00		4		7
19:00		4		8
20:00		3		
21:00		7		
22:00				
23:00				

Se ha confeccionado la **Tabla 16** para ilustrar la nueva distribución en lo que se refiere a temporada alta. Para tener una visión más global del nuevo perfil horario de recargas para los meses de mayor demanda, adaptado al recurso disponible en el emplazamiento, se ha confeccionado la **Tabla 17** donde se muestra el número de vehículos que se recargan en las diferentes tramas horarias. Se puede observar cómo en las primeras horas del día el objetivo es el de completar el mayor número de ciclos de carga de los BE, ya que son aquellos que han llegado a partir de las 15:00 de la tarde del día anterior, para que vuelvan a estar disponibles lo antes posible.

**Tabla 17. Nº de BE en carga / Nº total de BE que se cargan simultáneamente para temporada alta**

<b>Temporada alta TEMPORADA ALTA / 01-01 =&gt; 31-04 &amp; 01-11 =&gt; 31/12</b>								
Hora	Nº de BE en carga						Nº total de BE que se cargan simultáneamente	
9:00	15						15	
9:59	15						15	
10:00	15	9					24	
10:59	15	9					24	
11:00	15	9	4				28	
11:59	15	9	4				28	
12:00		9	4	14			27	
12:59		9	4	14			27	
13:00			4	14	5		23	
13:59			4	14	5		23	
14:00				14	5	7	26	
14:59				14	5	7	26	
15:00					5	7	8	20
15:59					5	7	8	20
16:00						7	8	15
16:59						7	8	15
17:00							8	8
17:59							8	8
18:00								

Para el escenario de temporada baja se ha rediseñado un nuevo perfil de recargas, el cual se ha confeccionado para obtener la mejor adaptación al recurso disponible para estos meses del año, siguiendo el criterio utilizado para el escenario de temporada alta. Es decir, se recargarán el mayor número de vehículos cuanto antes sea posible. Los resultados para el nuevo rediseño son los que se adjuntan en la **Tabla 18** y **Tabla 19**.

Tabla 18. Distribución real / Nueva Distribución para temporada baja

**TEMPORADA BAJA / 01-05 => 31/10**

Hora	Distribución Real BE		Nueva Distribución Recargas	
	Salida	Entrada	Comienzo	Finalización
0:00				
1:00				
2:00				
3:00				
4:00				
5:00				
6:00				
7:00				
8:00				
9:00	3		8	
10:00	5		5	
11:00	7		5	
12:00	8			8
13:00	2	3	3	5
14:00	1	5	5	5
15:00	2	7	7	
16:00	2	8		3
17:00	3	2		5
18:00		1		7
19:00		2		
20:00		2		
21:00		3		
22:00				
23:00				

*Tabla 19. Nº de BE en carga / Nº total de BE que se cargan simultáneamente para temporada baja*

TEMPORADA BAJA / 01-05 => 31/10									
Hora	Nº de BE en carga						Nº total de BE que se cargan simultáneamente		
9:00	8						8		
9:59	8						8		
10:00	8	5					13		
10:59	8	5					13		
11:00	8	5	5				18		
11:59	8	5	5				18		
12:00		5	5				10		
12:59		5	5				10		
13:00			5		3		8		
13:59			5		3		8		
14:00					3	5	8		
14:59					3	5	8		
15:00					3	5	7	15	
15:59					3	5	7	15	
16:00						5	7	12	
16:59						5	7	12	
17:00							7	7	
17:59							7	7	
18:00									

### 3.4.3. Cálculo del número de paneles fotovoltaicos

Para el cálculo del número de paneles que formarán parte del GFV se debe tener en cuenta que en el planteamiento inicial de este TFG se pretendía que el generador estuviese compuesto por el GFV más otro eólico. Como se concluyó en el **Capítulo 3. (Viabilidad de la instalación eólica)**, el sistema no incluirá elementos de captación de energía eólica por lo que será el GFV el único que deberá cubrir la demanda energética procedente de la recarga de BE.

El presente TFG está formado por un generador FV interconectado con la RPD, como se ilustra en la **Figura 102**. Por una parte, el sistema está conectado a la RPD y por otra parte la infraestructura también se conecta a la parte de generación eléctrica donde se encuentra el GFV.

La capacidad de generación del GFV estará determinada por los diferentes valores de irradiancia existentes en el emplazamiento de Golf del Sur a lo largo del

año, los cuales van implícitos en el cálculo de la potencia de generación de cada módulo FV, y por el número de paneles que formarán la infraestructura renovable.

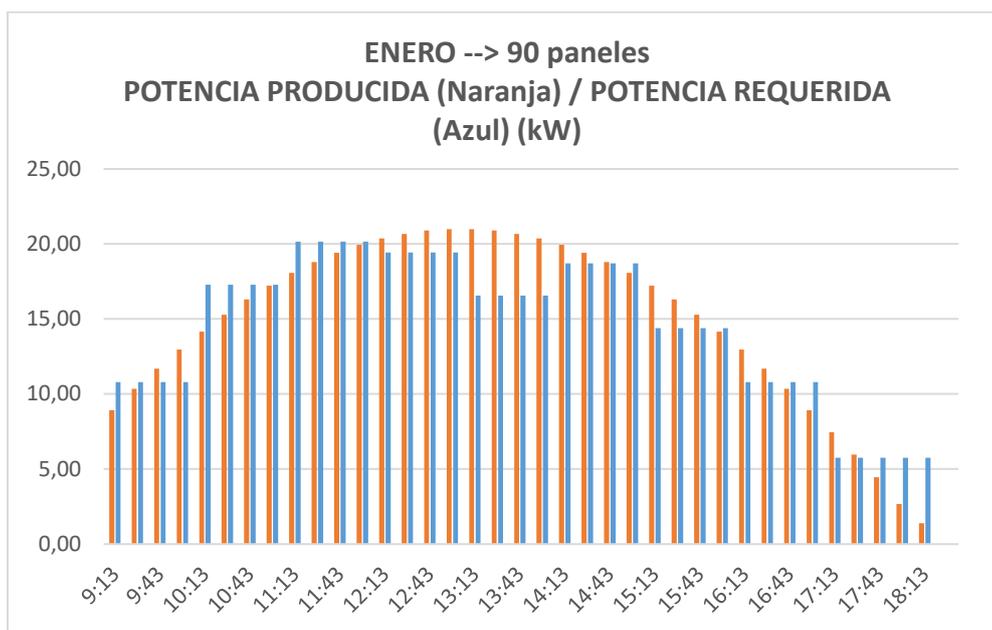
Llegado a este punto, hay que sondear que número de paneles será el más óptimo en cuanto a generación eléctrica. Se han estudiado diferentes opciones para la elección del valor del número de paneles. Por una parte, se ha seleccionado enero como mes de peor producción, en el cuál se realiza una simulación en cuanto a generación a través de una infraestructura compuesta por 90 o 60 paneles.

Para cada escenario, a partir del número de paneles seleccionado y con el dato de  $P_{m\acute{a}x_{T_{cell}}}$  calculado en el apartado de **Criterios para el dimensionamiento**, se calculará la potencia producida [3.4] en cada sector horario en los que se realizarán las recargas de los BE. Este valor se obtendrá de:

$$Potencia_{producida} = N^{\circ} \text{ paneles} * P_{m\acute{a}x_{T_{cell}}} \quad [3.4]$$

Se han confeccionado dos tablas, **Tabla 20** y **Tabla 21**, donde se adjuntan los valores de potencia producida, potencia requerida y número de paneles para los dos escenarios presentes a la hora de la recarga de los BE. Para tener una visión más clara, también se ha representado el valor de la potencia producida frente a la potencia requerida en la **Figura 87** y **Figura 89**, así como también el balance de potencias en la **Figura 88** y **Figura 90**, el cual es la recta que da cómo resultado de la potencia producida menos la potencia requerida según los diferentes tramos horarios de demanda.

- **Escenario 1: 90 paneles en el mes más desfavorable**



**Figura 87. Potencia Producida / Potencia requerida para 90 paneles en el mes de Enero**

Tabla 20. Generación eléctrica de Enero con 90 paneles

HORA	Pmax Tcell 1Panel (kW)	GFV		RECARGA			Balance de Potencias (kW)
		Nº Paneles	Potencia Producida (kW)	Entrada BE	Nº BE en recarga	Potencia Requerida por Horas (kW)	
9:13	0,10	90	8,92	15	15	10,8	-1,88
9:28	0,12		10,35			10,8	-0,45
9:43	0,13		11,70			10,8	0,90
9:58	0,14		12,96			10,8	2,16
10:13	0,16		14,16	9	24	17,28	-3,12
10:28	0,17		15,29			17,28	-1,99
10:43	0,18		16,30			17,28	-0,98
10:58	0,19		17,22			17,28	-0,06
11:13	0,20		18,06	4	28	20,16	-2,10
11:28	0,21		18,79			20,16	-1,37
11:43	0,22		19,41			20,16	-0,75
11:58	0,22		19,94			20,16	-0,22
12:13	0,23		20,36	14	27	19,44	0,92
12:28	0,23		20,67			19,44	1,23
12:43	0,23		20,90			19,44	1,46
12:58	0,23		20,98			19,44	1,54
13:13	0,23		20,98	5	23	16,56	4,42
13:28	0,23		20,90			16,56	4,34
13:43	0,23		20,67			16,56	4,11
13:58	0,23		20,36			16,56	3,80
14:13	0,22		19,94	7	26	18,72	1,22
14:28	0,22		19,41			18,72	0,69
14:43	0,21		18,79			18,72	0,07
14:58	0,20		18,06			18,72	-0,66
15:13	0,19		17,22	8	20	14,4	2,82
15:28	0,18		16,30			14,4	1,90
15:43	0,17		15,29			14,4	0,89
15:58	0,16		14,16			14,4	-0,24
16:13	0,14		12,96	15	15	10,8	2,16
16:28	0,13		11,70			10,8	0,90
16:43	0,12	10,35	10,8			-0,45	
16:58	0,10	8,92	10,8			-1,88	
17:13	0,08	7,46	8		5,76	1,70	
17:28	0,07	5,97			5,76	0,21	
17:43	0,05	4,46			5,76	-1,30	
17:58	0,03	2,66			5,76	-3,10	
18:13	0,02	1,40		5,76	-4,36		

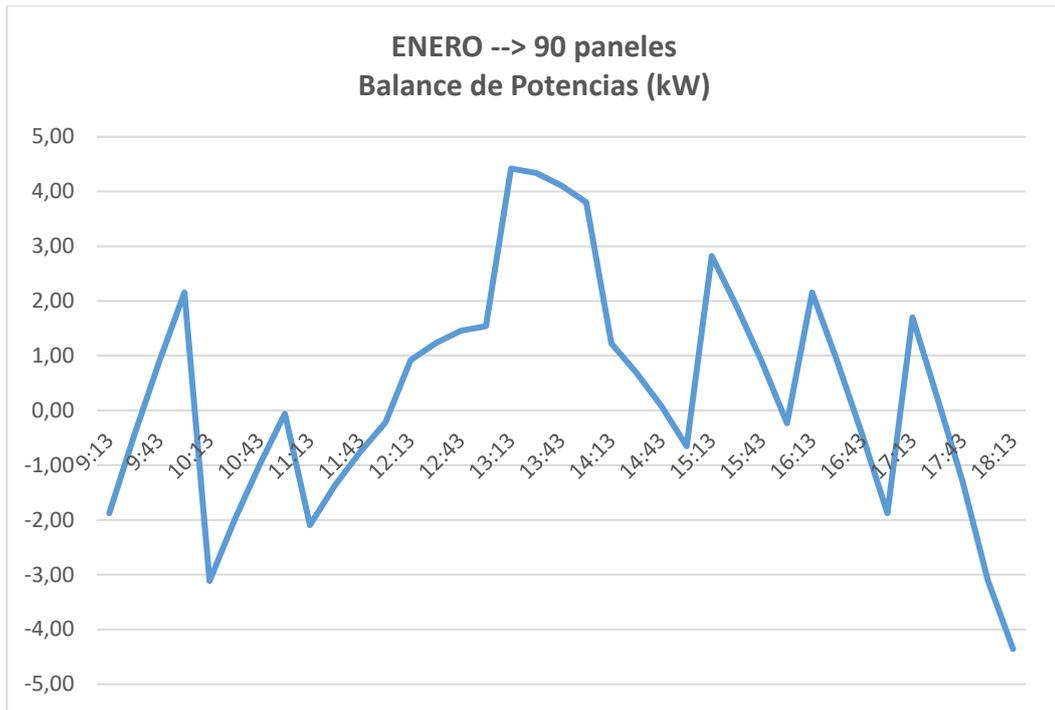


Figura 88. Balance de potencias con 90 paneles para el mes de Enero

- Escenario 2: 60 paneles en el mes más desfavorable

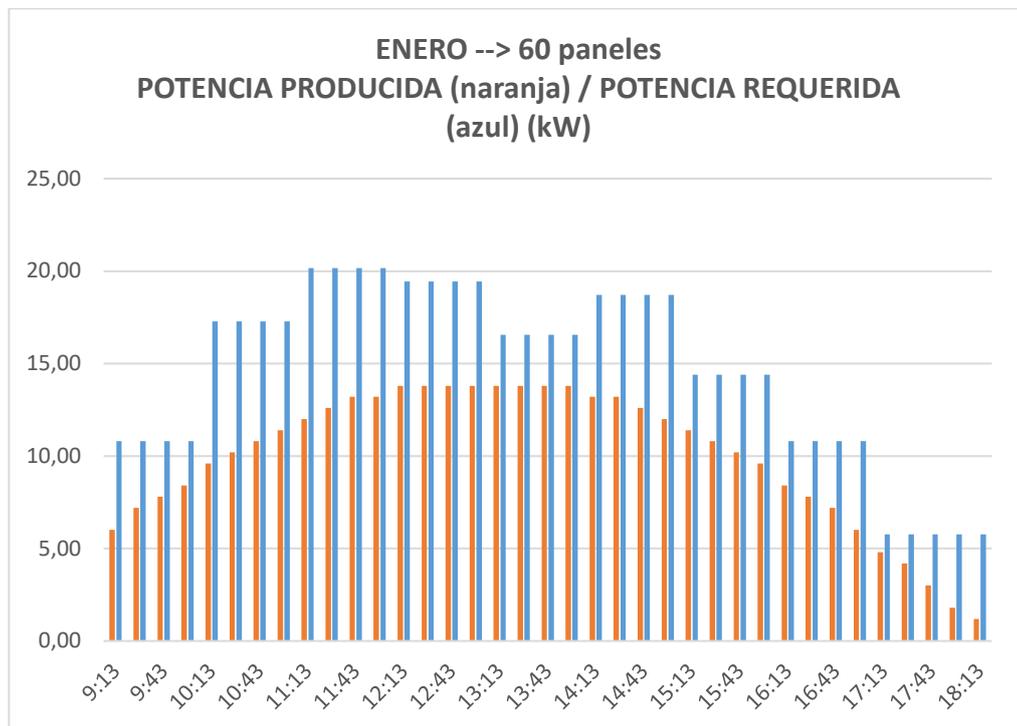


Figura 89. Potencia Producida / Potencia requerida para 60 paneles en el mes de Enero

Tabla 21. Generación eléctrica con 60 paneles para Enero

HORA	Pmax Tcell 1Panel (kW)	GFV			RECARGA		
		Nº Panel es	Potencia Producida (kW)	Entrada BE	Nº BE en recarga	Potencia requerida (kW)	Balance de Potencias (kW)
9:13	0,10	60	6,00	15	15	10,8	-4,80
9:28	0,12		7,20			10,8	-3,60
9:43	0,13		7,80			10,8	-3,00
9:58	0,14		8,40			10,8	-2,40
10:13	0,16		9,60	9	24	17,28	-7,68
10:28	0,17		10,20			17,28	-7,08
10:43	0,18		10,80			17,28	-6,48
10:58	0,19		11,40			17,28	-5,88
11:13	0,20		12,00	4	28	20,16	-8,16
11:28	0,21		12,60			20,16	-7,56
11:43	0,22		13,20			20,16	-6,96
11:58	0,22		13,20			20,16	-6,96
12:13	0,23		13,80	14	27	19,44	-5,64
12:28	0,23		13,80			19,44	-5,64
12:43	0,23		13,80			19,44	-5,64
12:58	0,23		13,80			19,44	-5,64
13:13	0,23		13,80	5	23	16,56	-2,76
13:28	0,23		13,80			16,56	-2,76
13:43	0,23		13,80			16,56	-2,76
13:58	0,23		13,80			16,56	-2,76
14:13	0,22		13,20	7	26	18,72	-5,52
14:28	0,22		13,20			18,72	-5,52
14:43	0,21		12,60			18,72	-6,12
14:58	0,20		12,00			18,72	-6,72
15:13	0,19		11,40	8	20	14,4	-3,00
15:28	0,18		10,80			14,4	-3,60
15:43	0,17		10,20			14,4	-4,20
15:58	0,16		9,60			14,4	-4,80
16:13	0,14		8,40	15	15	10,8	-2,40
16:28	0,13		7,80			10,8	-3,00
16:43	0,12	7,20	10,8			-3,60	
16:58	0,10	6,00	10,8			-4,80	
17:13	0,08	4,80	8		5,76	-0,96	
17:28	0,07	4,20			5,76	-1,56	
17:43	0,05	3,00			5,76	-2,76	
17:58	0,03	1,80			5,76	-3,96	
18:13	0,02	1,20		5,76	-4,56		

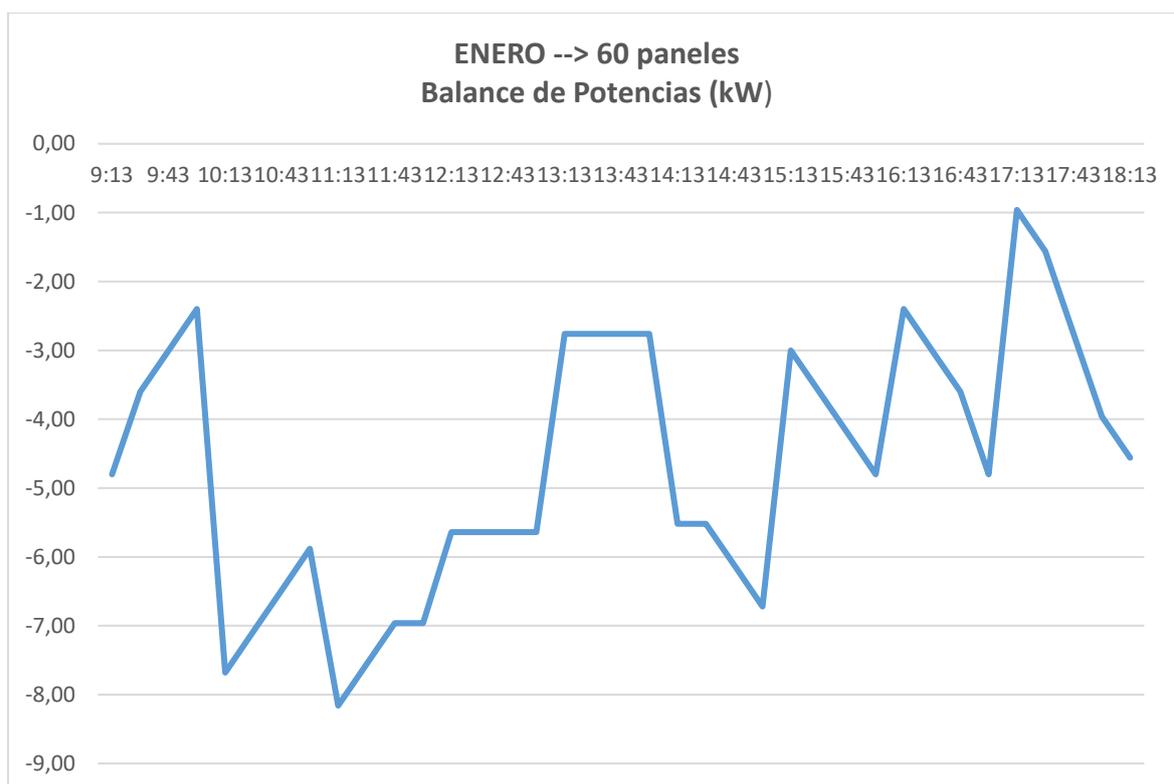


Figura 90. Balance de potencias con 60 paneles para el mes de Enero

- **Conclusiones obtenidas escenario 1 y 2**

A partir de los resultados que se han obtenido para el mes más desfavorable con 90 paneles, enero, se observa como existen pequeños tramos durante el día en los cuales se requeriría potencia de la RPD. En términos generales, para ser el mes más desfavorable, existe mayor balance positivo que negativo (este último se encuentra en las horas iniciales y finales del día).

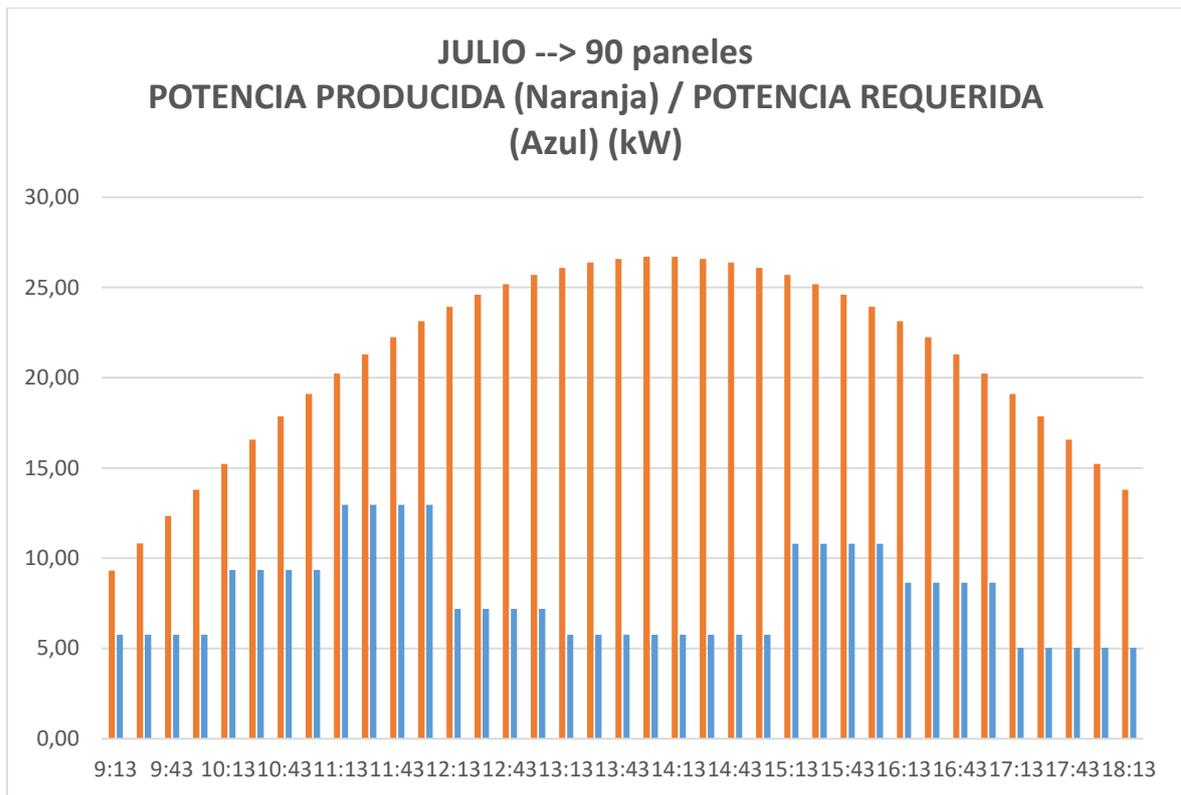
En cuanto a los resultados para enero, con 60 paneles, como se observa en la **Figura 90**, se presenta una deficiencia en todos los tramos horarios para cubrir el perfil de consumo acorde a esta época del año. Teniendo en cuenta que este hábito es de 6 meses y considerando los datos de irradiancia de los diferentes meses, se descarta por totalidad la opción de una infraestructura formada por 60 paneles.

- **Escenario 3: 90 paneles en el mes más favorable y balance anual**

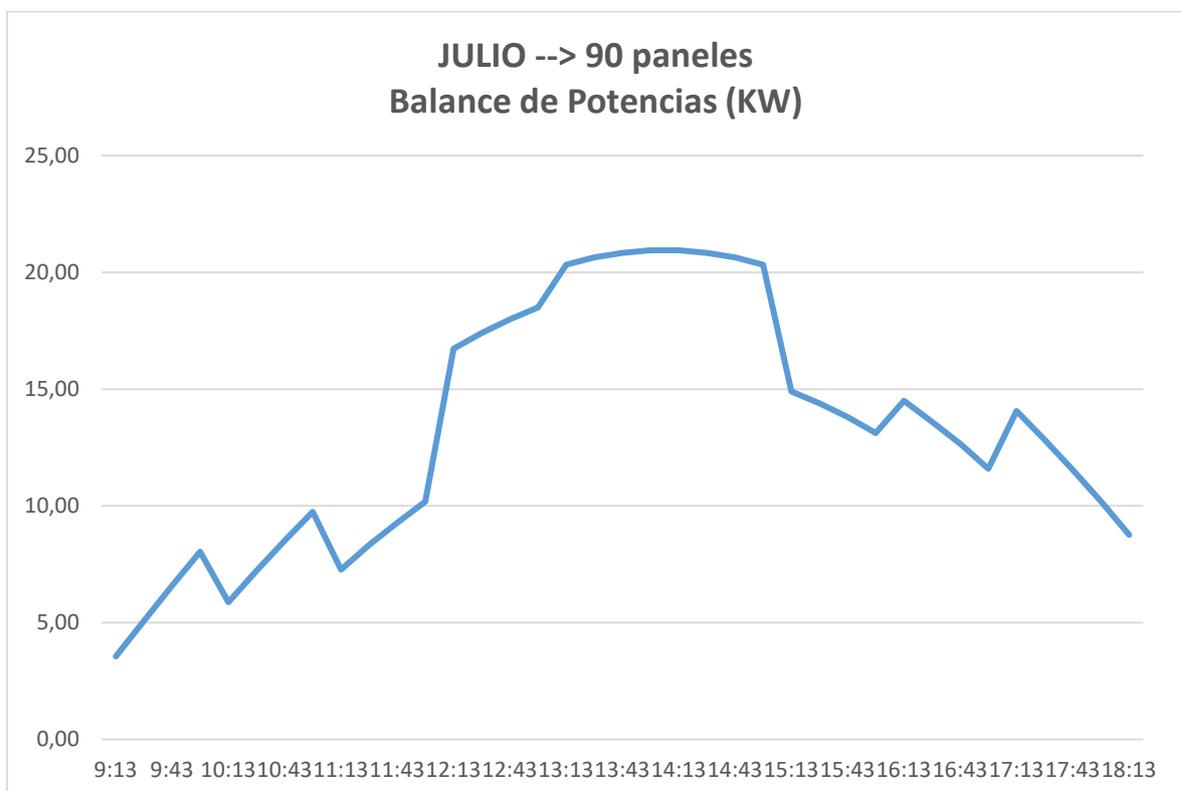
El siguiente paso, será analizar cómo se comportará la infraestructura formada por 90 paneles para el mes más favorable, julio. Al igual que para enero, se ha realizado la **Tabla 22**, la **Figura 91** y la **Figura 92**, donde se recaban los valores más determinantes para la capacidad de generación.

Tabla 22. Generación eléctrica con 90 paneles para Julio

HORA	Pmax Tcell 1Panel (kW)	GFV		RECARGA			
		Nº Paneles	Potencia Producida (kW)	Entrada BE	Nº BE en recarga	Potencia Requerida (kW)	Balace de Potencias (kW)
9:13	0,10	90	9,31	8	8	5,76	3,55
9:28	0,12		10,83			5,76	5,07
9:43	0,14		12,34			5,76	6,58
9:58	0,15		13,80			5,76	8,04
10:13	0,17		15,23	5	13	9,36	5,87
10:28	0,18		16,58			9,36	7,22
10:43	0,20		17,87			9,36	8,51
10:58	0,21		19,10			9,36	9,74
11:13	0,22		20,22	5	18	12,96	7,26
11:28	0,24		21,29			12,96	8,33
11:43	0,25		22,24			12,96	9,28
11:58	0,26		23,14			12,96	10,18
12:13	0,27		23,93		10	7,2	16,73
12:28	0,27		24,60			7,2	17,40
12:43	0,28		25,19			7,2	17,99
12:58	0,29		25,69			7,2	18,49
13:13	0,29		26,09	3	8	5,76	20,33
13:28	0,29		26,39			5,76	20,63
13:43	0,30		26,59			5,76	20,83
13:58	0,30		26,70			5,76	20,94
14:13	0,30		26,70	5	8	5,76	20,94
14:28	0,30		26,59			5,76	20,83
14:43	0,29		26,39			5,76	20,63
14:58	0,29		26,09			5,76	20,33
15:13	0,29		25,69	7	15	10,8	14,89
15:28	0,28		25,19			10,8	14,39
15:43	0,27		24,60			10,8	13,80
15:58	0,27		23,93			10,8	13,13
16:13	0,26		23,14		12	8,64	14,50
16:28	0,25		22,24			8,64	13,60
16:43	0,24	21,29	8,64			12,65	
16:58	0,22	20,22	8,64			11,58	
17:13	0,21	19,10	7	7	5,04	14,06	
17:28	0,20	17,87			5,04	12,83	
17:43	0,18	16,58			5,04	11,54	
17:58	0,17	15,23			5,04	10,19	
18:13	0,15	13,80			5,04	8,76	



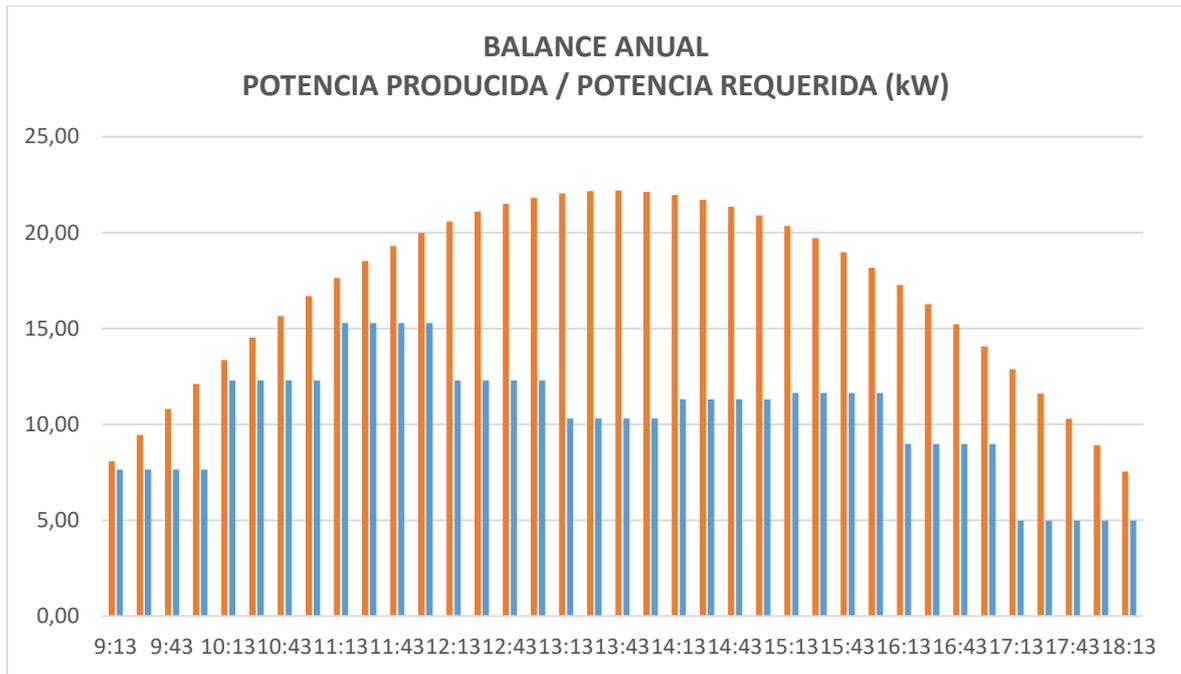
**Figura 91. Potencia Producida / Potencia requerida para 90 paneles en el mes de Julio**



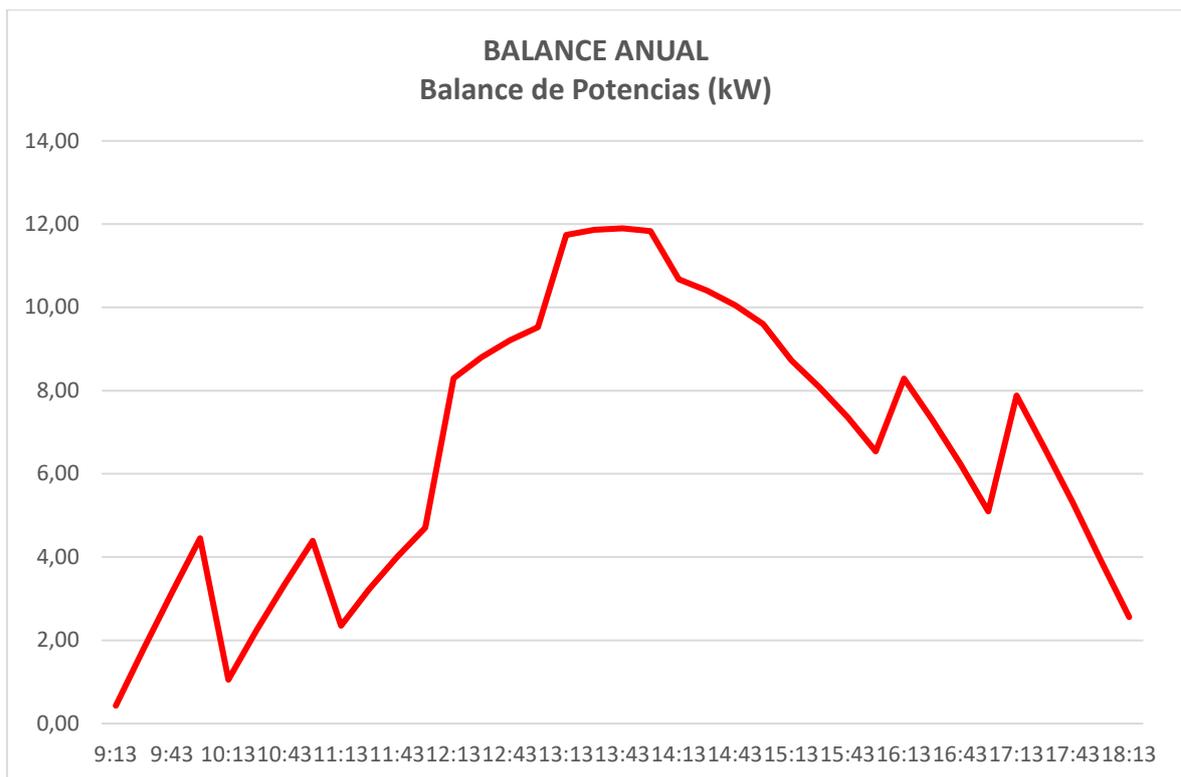
**Figura 92. Balace de potencias con 90 paneles para el mes de Enero**

Tabla 23. Balance - Generación eléctrica anual con 90 paneles

<b>BALANCE ANUAL</b>			
<b>HORA</b>	<b>POTENCIA PRODUCIDA (kW)</b>	<b>POTENCIA REQUERIDA POR HORAS (kW)</b>	<b>BALANCE DE POTENCIAS (kW)</b>
9:13	8,07	7,64	0,43
9:28	9,45	7,64	1,81
9:43	10,80	7,64	3,16
9:58	12,10	7,64	4,45
10:13	13,35	12,30	1,06
10:28	14,53	12,30	2,24
10:43	15,64	12,30	3,35
10:58	16,68	12,30	4,39
11:13	17,64	15,29	2,35
11:28	18,51	15,29	3,23
11:43	19,29	15,29	4,01
11:58	19,99	15,29	4,70
12:13	20,59	12,30	8,29
12:28	21,10	12,30	8,80
12:43	21,51	12,30	9,21
12:58	21,82	12,30	9,52
13:13	22,04	10,30	11,74
13:28	22,17	10,30	11,86
13:43	22,20	10,30	11,90
13:58	22,13	10,30	11,83
14:13	21,97	11,30	10,67
14:28	21,71	11,30	10,41
14:43	21,35	11,30	10,05
14:58	20,90	11,30	9,60
15:13	20,35	11,63	8,72
15:28	19,71	11,63	8,08
15:43	18,99	11,63	7,36
15:58	18,17	11,63	6,54
16:13	17,26	8,97	8,29
16:28	16,27	8,97	7,30
16:43	15,21	8,97	6,24
16:58	14,07	8,97	5,10
17:13	12,86	4,98	7,88
17:28	11,60	4,98	6,61
17:43	10,29	4,98	5,30
17:58	8,90	4,98	3,92
18:13	7,54	4,98	2,55



**Figura 93. Balance anual de potencia producida frente a potencia requerida**



**Figura 94. Balance de potencias anual**

- **Conclusiones escenario 3**

Tras la evaluación del mes más favorable y del balance anual que se ha elaborado a través de la media de todos los meses para cada valor horario (como se adjunta en las ilustraciones siguientes:

**Tabla 23, Figura 93 y Figura 94**), se obtiene un balance positivo en cualquier franja horaria con un número de 90 paneles. Para el resto de meses del año, se ha seguido el mismo procedimiento que en este apartado, por lo que todo el cálculo se adjunta en el **ANEXO B: TABLAS DEL GFV POR MESES B.2. BALANCE DE POTENCIAS GFV-CARGA.**

A partir de las evaluaciones previas realizadas en este apartado en relación a los diferentes escenarios que se han propuesto (es decir, 60 o 90 paneles), se concluye que la infraestructura del GFV será la formada por 6 marquesinas solares, en las cuales se incorporaran los 90 paneles.

#### **3.4.4. Cálculo y elección del inversor**

El inversor es el dispositivo que se encarga de transformar la corriente continua en alterna. Los parámetros de la corriente alterna deben ser compatibles con los equipos a alimentar o con las de la red eléctrica donde se integren. Respecto a los parámetros de la corriente continua, ésta puede provenir de las baterías (12V, 24V, 48V), generalmente en sistemas aislados, o de un conjunto de paneles solares interconectados con tensiones de salida del orden de los cientos de voltios en sistemas interconectados con la RPD.

En la actualidad se comercializa una gran gama de inversores los cuales poseen diversas tecnologías. El objetivo es que el propio aparato debe garantizar un funcionamiento automático, proporcionar el seguimiento de máxima potencia y evitar el funcionamiento en isla, es decir, que el sistema no funcione sin estar interconectado, por lo que actuaría como controlador permanente de aislamiento para la conexión-desconexión automática de la instalación.

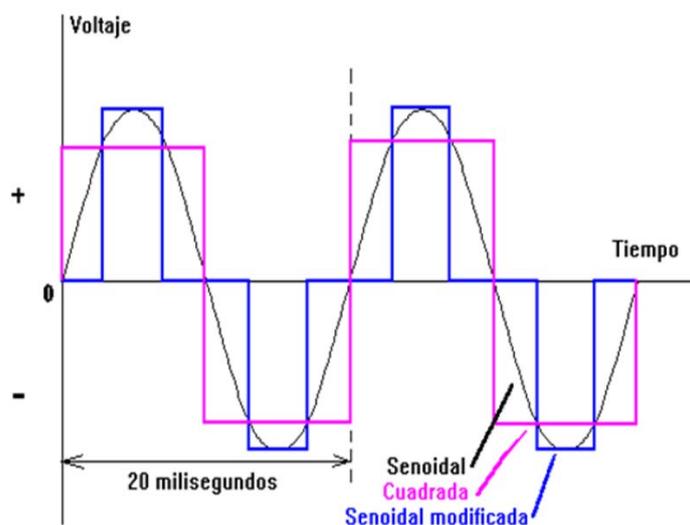
Dependiendo del tipo de instalación y del uso de la misma, se presentarán diferentes exigencias, entre las que se destaca, por ejemplo, la capacidad para adaptarse a la red eléctrica en sistemas conectados a la red. Dado que los módulos fotovoltaicos son dispositivos muy fiables, el elemento que requiere una gran atención técnica es el inversor.

Se presentan dos grandes tipos de inversores en función del modo de conexión que presente la infraestructura renovable:

- Tipo1: son aquellos inversores que se usan en infraestructuras en las que se presenta algún sistema de almacenamiento con baterías.

- Tipo2: son aquellos inversores que se utilizan en instalaciones conectadas a la red.

También se pueden clasificar según la forma de onda de la señal alterna en: inversores de onda modificada o inversores de onda pura.



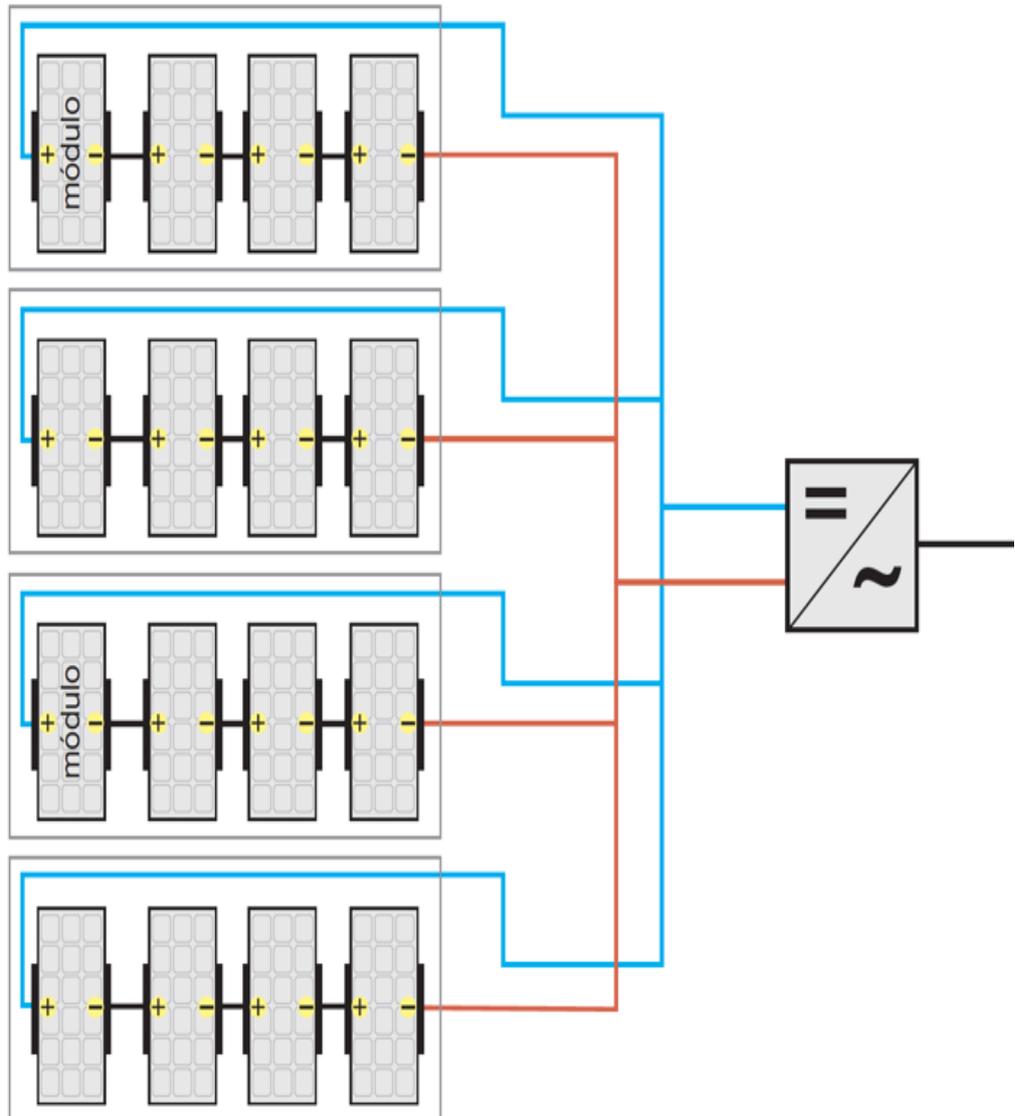
**Figura 95. Formas de ondas según el tipo de inversor**

La potencia que suministra el GFV depende del punto de la instalación en el que está operando. Es muy recomendado que el generador se adapte a la carga, por lo que en ese caso el punto de funcionamiento corresponde siempre al punto de potencia máxima. Este punto MPPT, se define a partir de Maximum Power Point Tracking, donde se calcula el valor instantáneo de la curva I-V.

A través de la asociación de los diferentes módulos fotovoltaicos en las posibles infraestructuras de generación, aparece el concepto de disposición del campo solar, es decir, la conexión de las cadenas de inversores se pueden realizar en las siguientes formas:

- Planta con un solo inversor: se utilizan en pequeñas instalaciones (ramales de 3 a 5 módulos) y generalmente en aquellas donde la exposición diaria de irradiancia es constante. Por una parte, la implementación de este tipo de plantas conlleva una reducción bastante significativa en el precio de la instalación y una baja tensión de salida del GFV, por lo que al estar dentro de este rango se incrementa la seguridad, se produce una menor cantidad de sombras, y se optimiza el mantenimiento temporal. Por otra parte, si se produce cualquier tipo de avería se detendrá la producción energética de toda

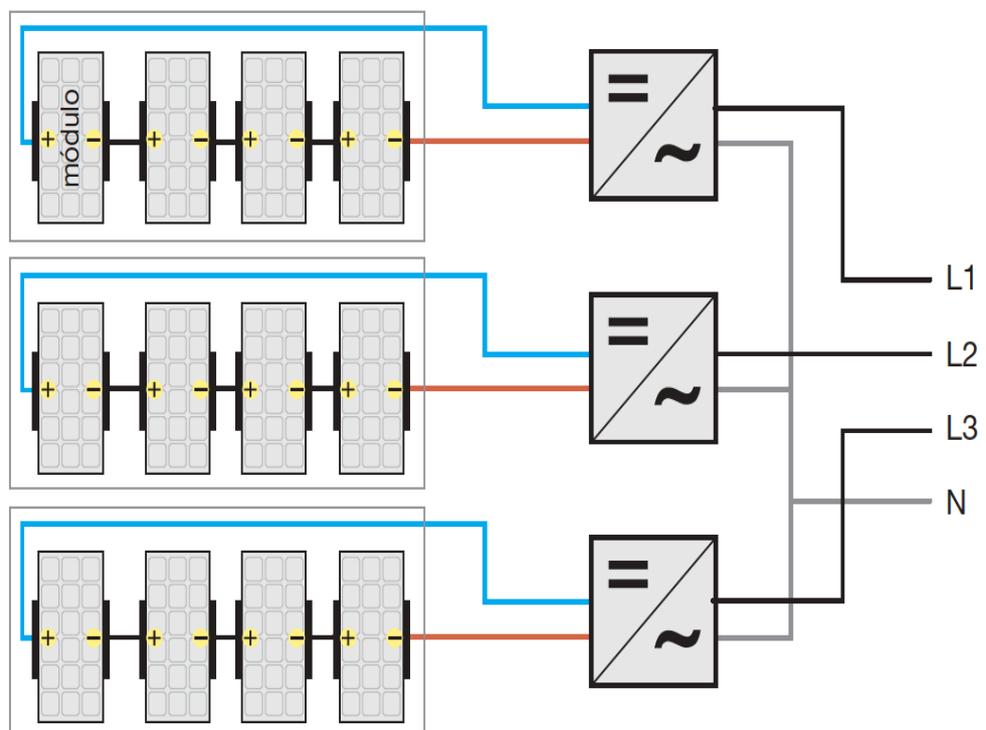
la instalación generadora, por lo que se deberá prestar especial atención a este aspecto. En la siguiente **Figura 96**, se puede observar una infraestructura que se agrupa en 4 líneas y 5 paneles en serie por cada línea, estos a su vez se encuentran conectados a la entrada del inversor (CC\_IN):



**Figura 96. Planta con un solo inversor [29]**

- Planta con un inversor por cadena: se suelen implementar en infraestructuras de tamaño medio, donde cada string (conjunto de varios paneles conectados en serie) se conecta a su propio inversor y la estructura está en paralelo con la de las otras ramas. En este se produce su punto de potencia máxima donde se elimina la caja de conexiones, se reduce el cableado y sus costes asociados. Esta disposición, a través del diodo de bloqueo, evita que la dirección de la

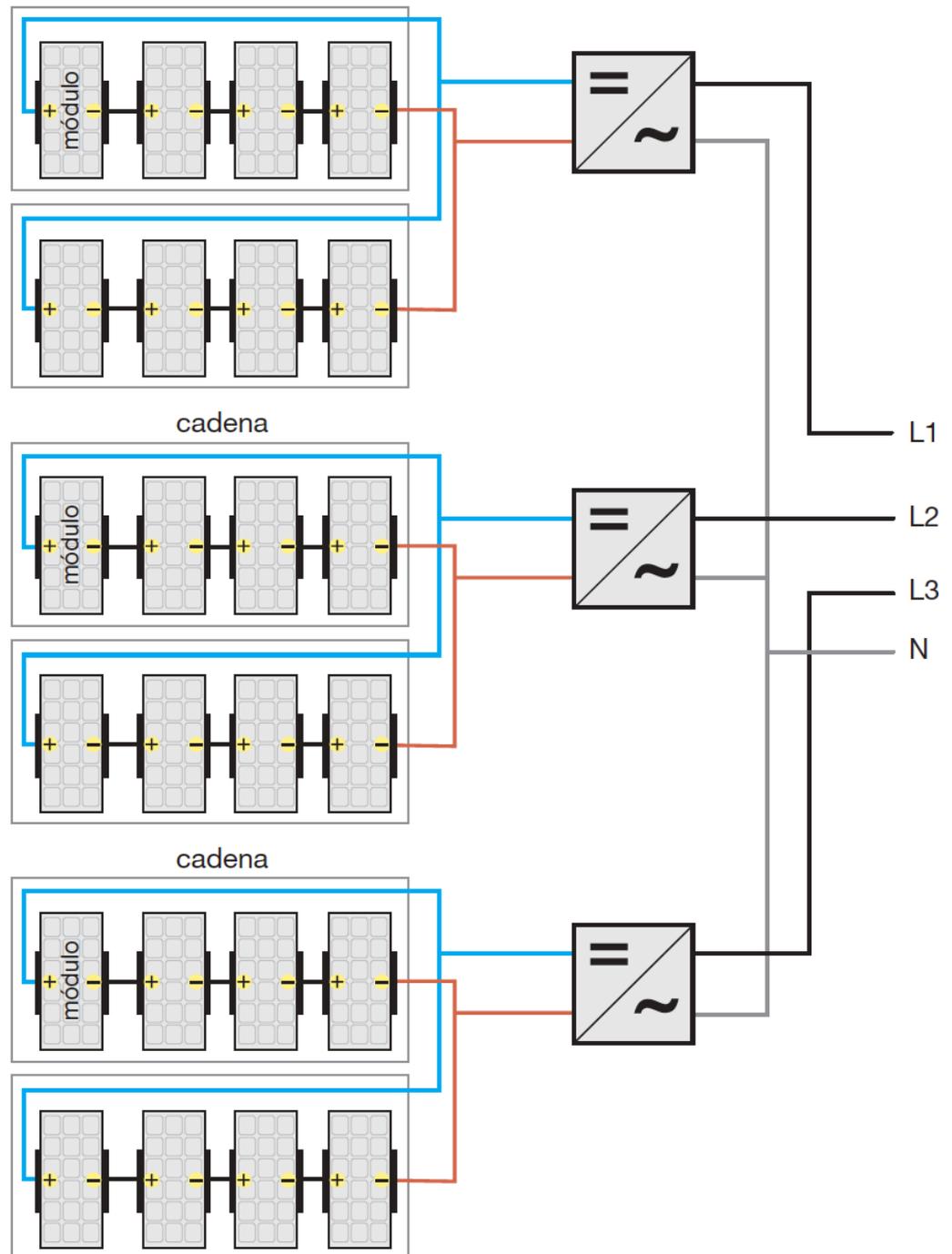
fuente se invierta. Se limitan los problemas de acoplamiento entre módulos e inversores y también se reducen los problemas asociados a las sombras en los strings que no sean afectados por el grupo de inversores que están bajo el área de la misma. En la **Figura 97** se muestra como se ha agrupado cada string con un inversor, por lo que a la salida de los mismos, aparte de las 3 líneas de salida (CA\_OUT), se encuentra el neutro común. Este caso particular de inversor por ramal (puede ser corto o largo) se suele conocer como configuración de conexión en paralelo.



**Figura 97. Planta con un inversor por cadena [29]**

- Planta con varios inversores: en grandes instalaciones, se divide el campo FV en diferentes subcampos, es decir, se realizan asociaciones en serie y paralelo para cuando la instalación cuenta con un número importante de paneles para lograr la máxima eficiencia de la propia infraestructura. Se reduce el número de inversores en relación a la planta descrita en el apartado anterior, esto conlleva una reducción en costes de inversión y mantenimiento, lo cual es muy importante a la hora de la visión económica del proyecto. En caso de que se presente algún tipo de fallo en el inversor, este afectará a aquellos módulos que sean abarcados por el mismo inversor sin

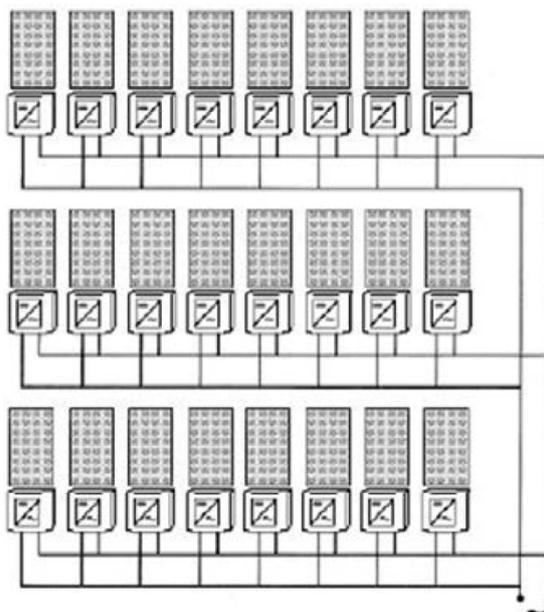
alterar al resto de inversores presentes. En la **Figura 98** se han agrupado cada dos líneas (4 paneles en serie) la conexión en paralelo entre ellas y a su vez al inversor.



**Figura 98.** Planta con asociación (serie-paralela) de inversores [29]

- Inversor en módulo: se instala un pequeño inversor independiente a cada uno de los módulos fotovoltaicos (ver **Figura 99**) que componen la instalación. A partir de esta estructura, se consigue que cada uno

de los módulos trabaje en su punto de máxima potencia y la instalación se puede ampliar de manera muy sencilla.



*Figura 99. Inversor en módulo [26]*

La selección del inversor se realiza en relación a la potencia nominal FV que deba gestionar. En cuanto al tamaño del mismo, este se determina partiendo de un valor de 0,8 a 0,9, donde se relaciona la potencia inyectada a la red y la potencia nominal del generador FV. En esta relación se considera la pérdida de potencia de los módulos FV en condiciones reales de funcionamiento y la eficiencia del inversor. Esta generación de potencia depende también de los datos que se presentan en la ubicación del inversor. Por ello, el inversor está equipado con una limitación automática de potencia suministrada para los momentos en los que existe una sobreproducción de potencia generada, es decir, los picos que se dan en ciertos momentos en la red eléctrica. Hay que considerar una serie de características para el preciso dimensionamiento del inversor [29]:

- En la parte de CC:
  - Potencia nominal y potencia máxima en el inversor.
  - Tensión nominal y tensión máxima admisible del inversor.
  - Rango de fluctuaciones de la tensión MPPT para condiciones estándar.
- En la parte de CA:
  - Potencia máxima que el grupo de conversión puede suministrar de manera continua, así como el campo de

temperatura ambiente en el que puede suministrarse dicha potencia.

- Intensidad nominal entregada por el inversor.
- Intensidad máxima suministrada que permite el cálculo del GFV a la intensidad de cortocircuito.
- Tensión máxima y valor de distorsión del factor de potencia.
- Eficiencia con una carga parcial y al 100% de la potencia nominal a través de la llamada “eficiencia europea”.

En instalaciones pequeñas de hasta 6 KW con conexión monofásica a la red de BT se suele instalar un solo inversor. En cambio, en aquellas cuya potencia es superior a estos 6 KW con conexión trifásica a la red de BT, se instala normalmente más de un inversor.

Para infraestructuras de tamaño pequeño-medio, como primera opción se recomendada la solución con inversores monofásicos distribuidos equitativamente en las tres fases y en el neutro común.

Siguiendo este último planteamiento y el procedimiento de cálculo del inversor, se han definidos dos distribuciones posibles para la elección de los mismos. Los datos de funcionamiento que nos proporciona el panel FV elegido, Panasonic VBHN330SJ47/N330, vienen dados en condiciones STC, por lo que hay que realizar una migración para adaptarlo a las condiciones del emplazamiento que se ha seleccionado en el campo de Golf del Sur.

Por una parte hay que calcular el valor de la variación de la corriente de cortocircuito ( $I_{sc}$ ) con la temperatura de la célula ( $I_{sc\_Tcell}$ ), la cual se recoge en la expresión [3.5], por otra parte también hay que calcular el valor de la variación de la tensión a circuito abierto ( $V_{oc}$ ) con la temperatura de la célula ( $V_{oc\_Tcell}$ ). Los valores de las constantes de intensidad de cortocircuito ( $TK_{ISC}$ ) y de tensión a circuito a abierto ( $TK_{VOC}$ ) son proporcionadas por el fabricante del panel.

$$I_{sc\_Tcell} = I_{sc} * [1 + TK_{ISC} * (T_{cell} - 25)] \quad [3.5]$$

$$V_{oc\_Tcell} = V_{oc} * [1 + TK_{VOC} * (T_{cell} - 25)] \quad [3.6]$$

Se ha realizado el cálculo de las mismas para las diferentes horas de todos los meses del año, en las que tenemos que proporcionar energía a la infraestructura que se ha diseñado. Como la cantidad de datos que se obtiene es muy extensa, se ha realizado el promedio asociado a cada mes de los valores de  $I_{sc\_Tcell}$  y  $V_{oc\_Tcell}$ .

A continuación se adjuntan los datos referidos al mes más desfavorable (ver **Tabla 25**) y el más favorable (ver **Tabla 26**) en cuanto a generación de energía para observar los diferentes resultados de  $I_{sc\_Tcell}$  y  $V_{oc\_Tcell}$  y posteriormente realizar el dimensionamiento y la elección del inversor.

El resto de meses, con sus valores diarios y de promedio, se encuentran recogidos en el **ANEXO B: TABLAS DEL GFV POR MESES B.3. VARIACIÓN  $I_{SC}$ ,  $V_{OC}$  CON LA TEMPERATURA.**

Antes de realizar el cálculo del inversor hay que considerar el número máximo de paneles FV que se pueden conectar en serie en una misma cadena de strings, el cual depende de dos datos que son proporcionados por el fabricante del panel, Max System Voltage y  $V_{oc}$ . La relación por la que se determina es la siguiente **[3.7]**:

$$N^{\circ}_{paneles_{maxserie}} = \frac{Max\ System\ Voltage}{V_{oc}} \quad [3.7]$$

Para la instalación que se presenta en este Trabajo Fin de Grado, el número máximo que soportará la infraestructura renovable será de 15 paneles, como se comprueba a continuación en la **Tabla 24**:

*Tabla 24. N° máximo de paneles en serie antes del inversor*

<b>Max.System.Voltage (V)</b>	1000	<b>15,20</b>
<b>Voc (V)</b>	65,8	

Tabla 25. Promedio corriente y tensión en función de la temperatura de la célula para el mes de enero

Día Típico Mes	TK_voc	Voc_Tcell	TK_isc	Isc_Tcell
ENERO	-0,002	66,23	0,002	4,86
	-0,002	66,01	0,002	4,87
	-0,002	65,82	0,002	4,89
	-0,002	65,64	0,002	4,90
	-0,002	65,46	0,002	4,92
	-0,002	65,29	0,002	4,93
	-0,002	65,12	0,002	4,94
	-0,002	64,97	0,002	4,95
	-0,002	64,82	0,002	4,97
	-0,002	64,68	0,002	4,98
	-0,002	64,56	0,002	4,99
	-0,002	64,45	0,002	5,00
	-0,002	64,34	0,002	5,00
	-0,002	64,25	0,002	5,01
	-0,002	64,18	0,002	5,02
	-0,002	64,11	0,002	5,02
	-0,002	64,06	0,002	5,03
	-0,002	64,02	0,002	5,03
	-0,002	64,00	0,002	5,03
	-0,002	63,99	0,002	5,03
	-0,002	63,99	0,002	5,03
	-0,002	64,00	0,002	5,03
	-0,002	64,02	0,002	5,03
	-0,002	64,06	0,002	5,03
	-0,002	64,11	0,002	5,02
	-0,002	64,18	0,002	5,02
	-0,002	64,25	0,002	5,01
	-0,002	64,34	0,002	5,00
	-0,002	64,45	0,002	5,00
	-0,002	64,56	0,002	4,99
	-0,002	64,68	0,002	4,98
-0,002	64,82	0,002	4,97	
-0,002	64,97	0,002	4,95	
-0,002	65,12	0,002	4,94	
-0,002	65,29	0,002	4,93	
-0,002	65,46	0,002	4,92	
-0,002	65,64	0,002	4,90	
-0,002	65,82	0,002	4,89	
-0,002	66,01	0,002	4,87	
-0,002	66,23	0,002	4,86	
-0,002	66,38	0,002	4,84	
<b>PROMEDIO</b>		<b>64,84</b>		<b>4,96</b>

Tabla 26. Promedio corriente y tensión en función de la temperatura de la célula para el mes de julio

Día Típico Mes	Tkvoc	Voc_Tcell	TKisc	Isc_Tcell
JULIO	-0,002	64,96	0,002	4,96
	-0,002	64,77	0,002	4,97
	-0,002	64,59	0,002	4,98
	-0,002	64,40	0,002	5,00
	-0,002	64,22	0,002	5,01
	-0,002	64,05	0,002	5,03
	-0,002	63,88	0,002	5,04
	-0,002	63,73	0,002	5,05
	-0,002	63,58	0,002	5,06
	-0,002	63,44	0,002	5,07
	-0,002	63,31	0,002	5,08
	-0,002	63,19	0,002	5,09
	-0,002	63,08	0,002	5,10
	-0,002	62,98	0,002	5,11
	-0,002	62,90	0,002	5,12
	-0,002	62,83	0,002	5,12
	-0,002	62,77	0,002	5,13
	-0,002	62,72	0,002	5,13
	-0,002	62,68	0,002	5,13
	-0,002	62,66	0,002	5,13
	-0,002	62,64	0,002	5,14
	-0,002	62,64	0,002	5,14
	-0,002	62,66	0,002	5,13
	-0,002	62,68	0,002	5,13
	-0,002	62,72	0,002	5,13
	-0,002	62,77	0,002	5,13
	-0,002	62,83	0,002	5,12
	-0,002	62,90	0,002	5,12
	-0,002	62,98	0,002	5,11
	-0,002	63,08	0,002	5,10
	-0,002	63,19	0,002	5,09
-0,002	63,31	0,002	5,08	
-0,002	63,44	0,002	5,07	
-0,002	63,58	0,002	5,06	
-0,002	63,73	0,002	5,05	
-0,002	63,88	0,002	5,04	
-0,002	64,05	0,002	5,03	
-0,002	64,22	0,002	5,01	
-0,002	64,40	0,002	5,00	
-0,002	64,59	0,002	4,98	
-0,002	64,77	0,002	4,97	
-0,002	64,96	0,002	4,96	
-0,002	65,15	0,002	4,94	
<b>PROMEDIO</b>		<b>63,53</b>		<b>5,07</b>

Como conclusiones a estas explicaciones previas se recogen:

- En las primeras horas del día cuando el valor de la irradiancia es menor, en la tensión  $V_{oc\_Tcell}$  se produce una disminución en cuanto a su valor inicial. En cambio, cuando se produce el ocaso del Sol, esta tensión vuelve a aumentar. Para la corriente  $I_{sc\_Tcell}$  la respuesta es inversa, es decir, por la mañana el valor de la corriente es menor que en las horas centrales del día y a lo largo del transcurso de la tarde vuelve a disminuir.
- Los factores de corriente y de tensión (TK) están directamente relacionados con los valores que se obtienen durante las diferentes horas diarias, la alternancia de resultados entre uno y otro se debe a que el valor de  $TK_{VOC}$  es negativo y el de  $TK_{ISC}$  es positivo.
- En cuanto al periodo anual, debido a la irradiancia que se presenta, se produce un aumento del valor de la tensión y disminución del valor de la corriente para invierno y para los meses de verano aumenta la corriente y disminuye la tensión.
- El número de paneles en serie, está delimitado por la tensión que el sistema es capaz de aguantar. En la mayoría de los módulos esta tensión se encuentra aproximadamente sobre los 1000 (V).

Seguidamente, tras la valoración de las conclusiones, se adjuntan las dos distribuciones que se han considerado óptimas para la infraestructura renovable.

La primera de ellas será la formada por un subcampo de 30 paneles, es decir, 3 inversores para cubrir los 90 paneles. Esto implicará, que se agruparán en una cadena de strings de 10 paneles en serie distribuidas con 3 en paralelo antes de la colocación del inversor. Por ello, el valor de la tensión a la salida de la distribución será la suma de 10 veces la tensión de circuito abierto en condiciones STC. En la **Tabla 27** se recogen los datos más destacados de esta distribución. A partir del promedio de los valores calculados en el **ANEXO B: TABLAS DEL GFV POR MESES**, apartado **B.3. VARIACIÓN  $I_{SC}$ ,  $V_{OC}$  CON LA TEMPERATURA** de  $I_{sc\_Tcell}$  y  $V_{oc\_Tcell}$ , se han obtenido los valores correspondientes para esta nueva distribución (ver **Tabla 28**).

Tabla 27. Primera distribución para el inversor

OPCIÓN A	
<b>Subcampo Tipo (30 paneles)</b>	
Número de paneles en serie	<b>10</b>
Número de paneles en paralelo	<b>3</b>
Vmpp panel (V)	<b>658</b>
<b>3 INVERSORES</b>	

Tabla 28. Valores para la elección del inversor, distribución 1

Mes	Voc_Tcell (PROMEDIO)	Voc_Tcell (Serie)	Isc_Tcell (PROMEDIO)	Isc_Tcell (Paralelo)	
Enero	64,84	648,40	4,96	14,89	
Febrero	64,68	646,82	4,98	14,93	
Marzo	64,15	641,51	4,97	14,92	
Abril	64,21	642,15	5,01	15,04	
Mayo	64,08	640,75	5,00	15,01	
Junio	63,83	638,27	5,04	15,13	
Julio	63,53	635,34	5,07	15,20	
Agosto	63,53	635,26	5,07	15,20	
Septiembre	63,77	637,66	5,05	15,14	
Octubre	63,97	639,75	5,03	15,10	
Noviembre	64,47	644,72	4,99	14,98	
Diciembre	64,80	648,01	4,97	14,90	<b>Potencia Máxima Panel (kW)</b>
<b>Media</b>	<b>64,16</b>	<b>641,55</b>	<b>5,01</b>	<b>15,04</b>	<b>7,56</b>

Para la segunda distribución, se seguirá el mismo criterio, es decir, se priorizará que la conexión de los inversores se establezca de manera equilibrada entre fases para que se encuentren uniformemente distribuidas. Se ha planteado el escenario formado por un subcampo de 15 paneles, 5 en serie y 3 strings en paralelo del mismo tamaño, el cual se reduciría a la mitad en comparación con el primer escenario. Como consecuencia el valor de  $V_{oc\_Tcell}$  se disminuye pasando de 641,55 (V) de media a 320,78 (V).

Tabla 29. Segunda distribución para el inversor

OPCIÓN B	
<b>Subcampo Tipo (15 paneles)</b>	
Número de paneles en serie (string)	<b>5</b>
Número de strings en paralelo	<b>3</b>
Vmpp panel (V)	<b>329</b>
<b>6 INVERSORES</b>	

**Tabla 30. Valores para la elección del inversor, distribución 2**

Mes	Voc_Tcell (PROMEDIO)	Voc_Tcell (Serie)	Isc_Tcell (PROMEDIO)	Isc_Tcell (Paralelo)	
Enero	64,84	324,20	4,96	14,89	
Febrero	64,68	323,41	4,98	14,93	
Marzo	64,15	320,75	4,97	14,92	
Abril	64,21	321,07	5,01	15,04	
Mayo	64,08	320,38	5,00	15,01	
Junio	63,83	319,13	5,04	15,13	
Julio	63,53	317,67	5,07	15,20	
Agosto	63,53	317,63	5,07	15,20	
Septiembre	63,77	318,83	5,05	15,14	
Octubre	63,97	319,87	5,03	15,10	
Noviembre	64,47	322,36	4,99	14,98	
Diciembre	64,80	324,01	4,97	14,90	<b>Potencia Máxima Panel (kW)</b>
<b>Media</b>	<b>64,16</b>	<b>320,78</b>	<b>5,01</b>	<b>15,04</b>	<b>3,78</b>

Una vez analizadas las dos opciones, se toma como solución la segunda distribución, ya que el nº de paneles afectados por cada inversor es menor y no supone un gran incremento en costes para la instalación. Tras realizar una búsqueda, se ha seleccionado el modelo de INGECON® SUNLITE 4,6 TL [44], el cual cumple con los requisitos que se han planteado en la distribución, como se puede comprobar en la hoja de características. Por una parte, cumple los criterios de tensión e intensidad de entrada. Hay que tener en cuenta estos valores máximos, que en relación a la tensión es de 324,20 V en el mes de enero y para la intensidad es de 15,20 A en el mes de junio. La potencia de salida para esta distribución es de 3,78 kW, por lo que el inversor tiene que ser capaz de aportarla a la salida. En cuanto a la potencia que aporta este modelo de inversor es de 5KW, por lo que el rendimiento del mismo se vería disminuido hasta un 75,57%. Tal como se ilustra en la **Tabla 31**, este valor no es significativo, ya que la eficiencia no sufre variación alguna.

**Tabla 31. Valor de la eficiencia afectada por la potencia máxima de salida del inversor**

Potencia máxima panel (kW)	Eficiencia (%)
3,78	75,57%
5	100%

	2,5TL	3TL	3,3TL	3,68TL	4,6TL
<b>Valores de Entrada (DC)</b>					
Rango pot. campo FV recomendado <sup>(1)</sup>	2,8 - 3,3 kWp	3,2 - 4 kWp	3,8 - 4,3 kWp	3,9 - 4,8 kWp	5,2 - 6 kWp
Rango de tensión MPP	100 - 450 V				
Tensión mínima para Pnom	160 V	195 V	155 V	175 V	145 V
Tensión máxima <sup>(2)</sup>	550 V				
Corriente máxima	17 A	17 A	22 A	22 A	33 A
Nº entradas	3	3	3	3	4
MPPT	1	1	1	1	1
<b>Valores de Salida (AC)</b>					
Potencia nominal <sup>(3)</sup>	2,7 kW	3 kW	3,63 kW	3,68 kW	5 kW
Corriente máxima	13 A	13,5 A	17 A	17 A	24,2 A
Tensión nominal	230 / 240 V				
Frecuencia nominal	50 / 60 Hz				
Coseno Phi	1	1	1	1	1
Coseno Phi ajustable	Si. Smáx=2,7 kVA	Si. Smáx=3 kVA	Si. Smáx=3,63 kVA	Si. Smáx=3,68 kVA	Si. Smáx=5 kVA
THD	<3%	<3%	<3%	<3%	<3%
<b>Rendimiento</b>					
Eficiencia máxima	96,6%	96,6%	96,8%	96,8%	97%
Euroeficiencia	95%	95,1%	95,2%	95,2%	96%
<b>Datos Generales</b>					
Refrigeración por aire	30 m <sup>3</sup> /h	30 m <sup>3</sup> /h	45 m <sup>3</sup> /h	45 m <sup>3</sup> /h	90 m <sup>3</sup> /h
Consumo en stand-by <sup>(4)</sup>	<10 W				
Consumo nocturno	0 W	0 W	0 W	0 W	0 W
Temperatura de funcionamiento	-20°C a +70°C				
Humedad relativa (sin condensación)	0 - 100%	0 - 100%	0 - 100%	0 - 100%	0 - 100%
Grado de protección	IP65	IP65	IP65	IP65	IP65

Figura 100. Datasheet INGECON 4,6 TL [44]

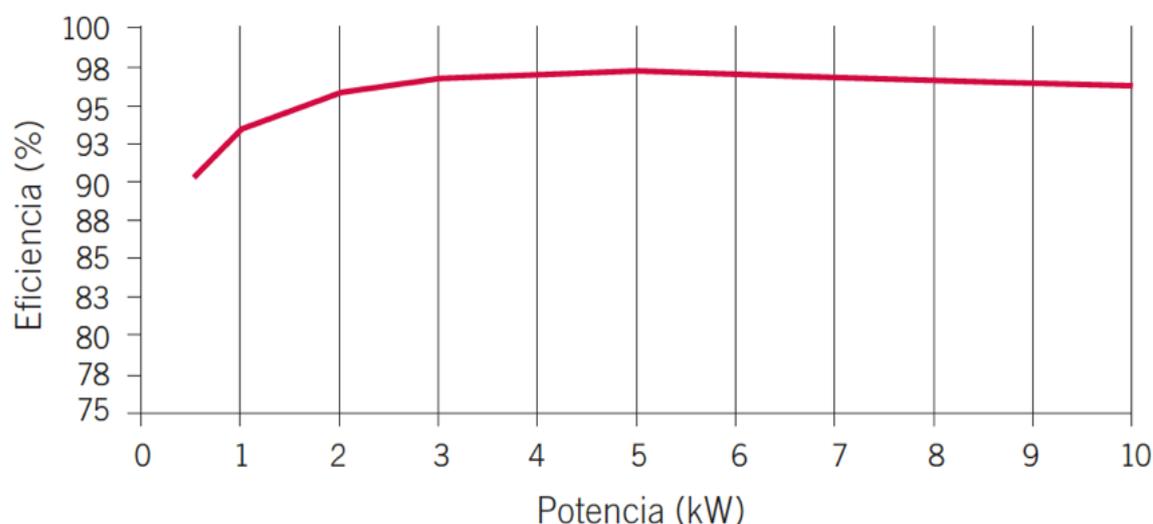


Figura 101. Curva de eficiencia INGECON 4,6 TL [44]

## Capítulo 4.

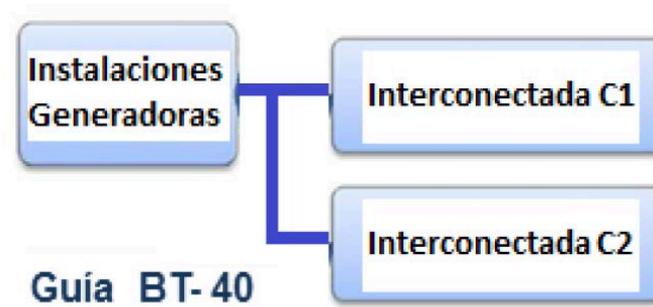
### Cálculo de la instalación eléctrica

Para realizar el cálculo de una instalación eléctrica es fundamental el conocimiento de la reglamentación y la normativa de aplicación para las instalaciones de baja tensión.

Por una parte, la red distribución se lleva a cabo en función de la situación de las cargas, la unión a tierra, la distribución de secciones, las canalizaciones y las protecciones, y se realiza en función de la reglamentación vigente. Por eso se realizará un estudio teórico donde se analizarán y se incluirán los diferentes criterios a tener en cuenta para la elección y justificación de los mismos. Las instalaciones generadoras suelen estar conectadas a dos puntos de conexión, es decir, a la red de baja tensión y a la red de alta tensión. El esquemático asociado sería el ilustrado en la **Figura 102**.



*Figura 102. Sistema de generación interconectado con EERR [26]*



*Figura 103. Puntos de conexión de una instalación generadora*

Como puntos de conexión se distinguen C1 y C2. C1 es el punto de conexión en Red de Baja Tensión en la que existen otros circuitos e instalaciones de BT, en paralelo con la red eléctrica de la infraestructura. En cambio, C2 es el punto de conexión en la Red de Alta Tensión, el cual se realiza mediante un transformador elevador de tensión (ver **Figura 103**).

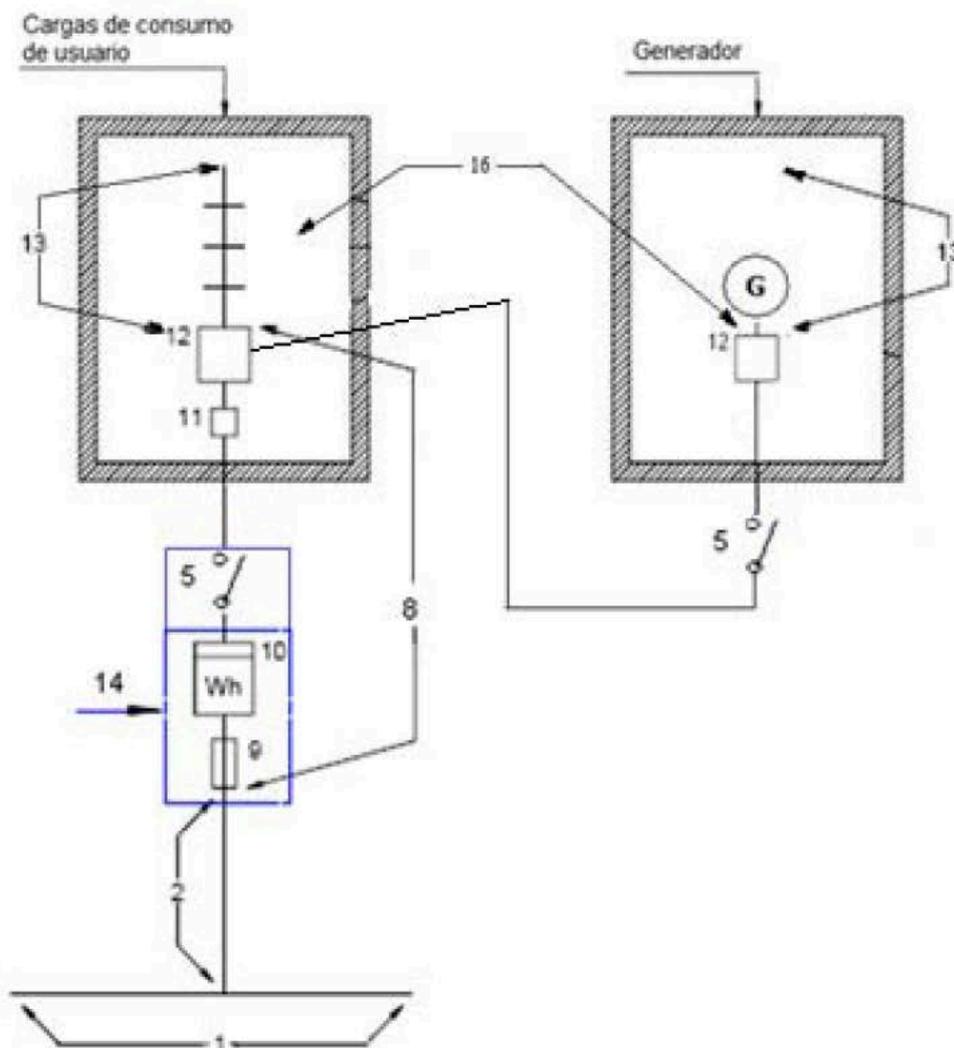
Se ha realizado el esquema unifilar de la instalación en el **Capítulo 6. Planos** donde se recogen todas las partes de la misma, así como también los componentes que la forman.

Al tratarse de una instalación interconectada, el esquema unifilar tiene que seguir la estructura que se define en la guía técnica de aplicación BT – 40, apartado 4 (condiciones para la conexión), epígrafe 4.3 (instalaciones interconectadas). El esquema de la instalación de este TFG es la que pertenece al esquema 8, **Figura 104**.

#### 4.3.A.2.2.1.1.3 Método de medida bidireccional. Conexión al DGMP o CMP

El generador y la instalación de consumo pueden estar en el mismo o distinto local.

El generador debe estar conectado en un circuito dedicado e independiente del resto de circuitos. Por tanto no debe compartir circuito con ninguna otra carga de la instalación



Esquema 8

Figura 104. Esquema 8 - BT 40. Instalaciones interconectadas [21]

## 4.1. Elección de los conductores

La vida útil del cable es de los factores más importantes que el consumidor demanda cuando realiza la compra, por lo que la prestación que se demanda es de aproximadamente 25 años de perfecta funcionalidad para cualquier instalación fotovoltaica que este correctamente diseñada y en adecuadas condiciones de uso

con un mantenimiento óptimo durante ese período. Como características principales se diferencian resistencia térmica, resistencia climática y resistencia al incendio.

En los últimos años se ha tratado de unificar las diferentes normas de aplicación de este campo, por lo que se ha editado la especificación AENOR. EA0038: Cables eléctricos de utilización en circuitos de sistemas fotovoltaicos.

- Objeto y campo de aplicación: la especificación es de aplicación a los cables unipolares flexibles para utilización en instalación fija o móvil en los circuitos eléctricos de los sistemas fotovoltaicos, con una tensión asignada de 1,8 KV en corriente continua (CC) (conductor/conductor, sin puesta a tierra).
- Las especificaciones se han establecido teniendo en cuenta su vida útil, fijada en 25 años.

Los cables de esta especificación EA0038 son los siguientes:

- Cables para instalación entre paneles fotovoltaicos.
- Cables para instalación entre los paneles fotovoltaicos y la caja de conexión.
- Cables para instalación entre la caja de conexiones y el inversor de corriente continua a alterna.

Dependiendo del fabricante, cada modelo de cable incorpora la designación PV u otra con mención explícita de aplicación en sistemas Solares Fotovoltaicos, de acuerdo a diferentes normas como podrían ser: EA0038, DKE/VDE, entre otras.

Para el cálculo de las diferentes secciones que se corresponden a los diferentes tramos en los que se divide en el generador fotovoltaico, se tiene que aplicar el REBT, la ITC BT 40 "Instalaciones generadoras de baja tensión " y la norma UNE 20460-5-523:2004, sobre intensidades máximas admisibles la cual se incluye en la ITC BT 19 [21].

El proceso general para el cálculo de los conductores es el siguiente:

- Características de los receptores de la línea:
  - Tipo de carga: monofásica o trifásica, factores de corrección y potencia nominal.
  - Potencia total a instalar.

- Sección de cable para que cumpla dos condiciones: capacidad térmica (es decir, intensidad máxima según el tipo de cable) y modo de instalación y máxima caída de tensión (que se establece según el tramo de aplicación). Ambos se rigen por el REBT.
- Elección de cable, tipo de cable y modo de instalación con los factores de corrección.

El vigente REBT no hace mención específica a instalaciones FV. En cuanto al RD 1663/2000, sobre la conexión de instalaciones FV a la red de baja tensión, tampoco agrupa requisitos técnicos necesarios. En cambio, se recomienda seguir las recomendaciones de protección eléctrica necesarias para cualquier instalación FV con objetivo de garantizar unas condiciones mínimas de seguridad y de correcto funcionamiento.

Antes de realizar el cálculo de los conductores hay que aplicar varios criterios para que el resultado sea el correcto de acuerdo a la normativa existente.

- Máxima intensidad admisible: se aplica en la parte de continua (aguas arriba del inversor) y también en la parte de alterna (aguas abajo del inversor). En la guía técnica de aplicación BT- 40, apartado 5 (cables de conexión), se enuncia “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 ”. La expresión para el cálculo es la siguiente **[4.1]** :

$$I_{SC\_STC_{BT-40}} = I_{SC\_STC} * 1,25 \quad \mathbf{[4.1]}$$

Donde:

- $I_{SC\_STC_{BT-40}}$  es la corriente máxima que no debe ser superada
- $I_{SC\_STC}$  es la corriente en condiciones STC del GFV
- 1,25% factor de corrección del GFV en relación a la variación de la intensidad (BT-40)
- Factor de corrección de la intensidad admisible: se sigue aplicando tanto en la parte de corriente continua como en la de alterna, siempre que las instalaciones estén expuestas directamente al sol. Siguiendo

la guía técnica de aplicación BT – 06, apartado 4 (intensidades máximas admisibles por los conductores), “en zonas en las que la radiación solar es muy fuerte, se deberá tener en cuenta el calentamiento de la superficie de los cables con relación a la temperatura ambiente, por lo que en estos casos se aplica un factor de corrección de 0,9 o inferior, tal como recomiendan las normas de la serie UNE 20.435”. La expresión para el cálculo es la posterior **[4.2]**:

$$I_{Cable_{BT-06}} = I_{m\acute{a}x_{admisible}} * 0,9 \quad \mathbf{[4.2]}$$

- Máxima caída de tensión: se aplica para los tramos en los que existe sección (aguas arriba del inversor y aguas debajo del inversor) hasta el punto donde se conecta la LIG. Tal como especifica la guía técnica de aplicación BT – 15, apartado 3 (Cables), “para el caso de derivaciones individuales en suministros para un único usuario en que no exista línea general de alimentación: 1,5% ”. La expresión general siguiente **[4.3]** es la que define la máxima caída de tensión:

$$V_{GFV_{BT-15}} = V_{GFV} * 0,015 \quad \mathbf{[4.3]}$$

Donde:

- $V_{GFV_{BT-15}}$  es la tensión resultante tras la distribución desde el GFV hasta la LIG
- $V_{GFV}$  tensión de generación FV original en cada tramo de estudio
- 0,015 valor en tanto por uno que elige el usuario para establecer el porcentaje de caída de tensión (BT-15) para derivaciones individuales
- Cálculo de la sección del cable: hay que hacer dos distinciones. La primera es la que afecta a la parte de la instalación donde la tensión es monofásica **[4.4]**, y la segunda es para la sección en donde la tensión de trabajo es trifásica **[4.5]**.

$$S_{mono} = \frac{2 * L * I}{\gamma * V} \quad \mathbf{[4.4]}$$

$$S_{trifa} \geq \frac{L * I}{\gamma * V} \quad \mathbf{[4.5]}$$

Donde:

- S: Sección trifásica o monofásica ( $mm^2$ )
  - L: Longitud del cable ( $m$ )
  - I: Intensidad que circula por el conductor
  - $\gamma$ : Conductividad del cobre a  $90^\circ = 44 \left(\frac{m}{\Omega \cdot mm^2}\right)$
  - V: Producto caída de tensión (%) y la tensión (2–3 fases)
- Intensidad propia de la sección: la corriente que circula por cada rama, generalmente a partir de las condiciones STC, tiene que ser menor a la intensidad máxima admisible de la sección elegida que soporta el cable.

$$I_{SC} < I_{m\acute{a}x\_adm\_cable} \quad \mathbf{[4.4]}$$

La instalación que se presenta en este Trabajo Fin de Grado se ha diseñado según la siguiente distribución (ver **Figura 105**), donde se incluyen los conductores, protecciones, canalizaciones y distribución de los paneles FV.

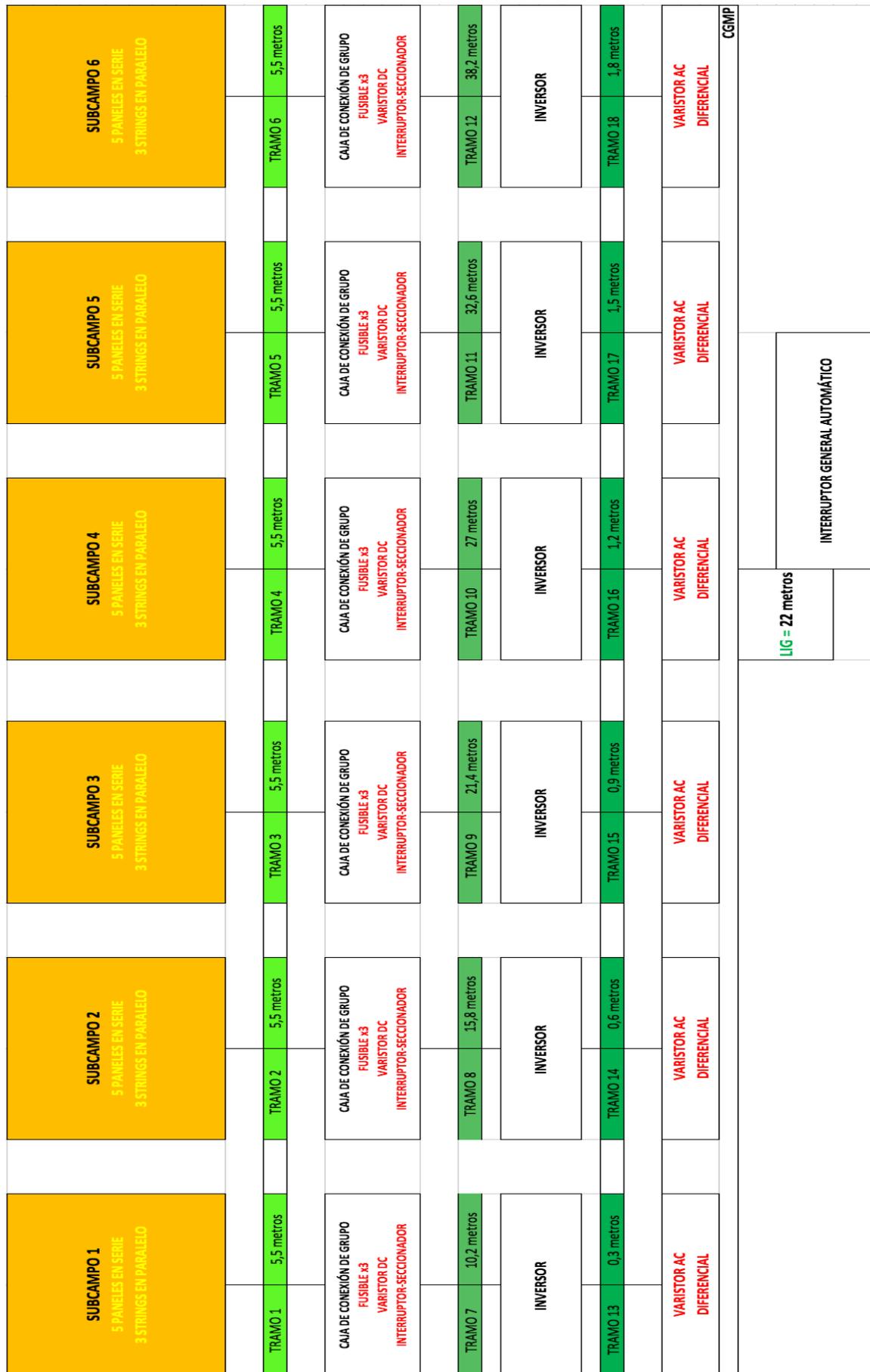


Figura 105. Estructura de la Instalación eléctrica del GFV

### 4.1.1. Justificación de las distancias de la instalación

Tras lo comentado en el capítulo anterior, la instalación estará formada por 6 estructuras solares, las cuales se agruparán en 6 subcampos formados por 5 paneles en serie, una cadena de strings de 5 paneles en paralelo y la distancia comprendida desde la caseta donde se encuentra el cuadro general de mando y protección hasta la acometida de 22 metros, la cual estará formada por una canalización subterránea.

Cada subcampo tendrá a la salida tres secciones de igual tamaño antes de la entrada de la caja de conexión de grupo. Se ha fijado una distancia de 5,5 metros, ya que es aproximadamente la distancia de la marquesina solar. Existen 18 tramos con esta misma longitud aunque en la **Figura 105** se han distribuido en 6 en relación a los subcampos existentes.

A la salida de caja de conexión de grupo, es decir, desde el tramo 7 hasta el tramo 12 de la **Figura 105**, las distancias no son constantes debido a la distribución de las marquesinas solares. Para ello, hay que tener en cuenta la distancia que existe entre cada estructura, la altura desde la caja de conexión de grupo al suelo y la distancia desde la puerta de la caseta hasta la entrada del inversor. Se ha diseñado la **Tabla 32**, donde se justifican los resultados de las distancias para estos tramos.

*Tabla 32. Distancias instalación eléctrica asociadas al GFV*

Estructuras	Distancia hasta la acometida (metros)	DISTANCIA DE CADA ESTRUCTURA A LA CASETA (metros)		
Primera	31,2	10,2	Distancia entre paneles (metros)	5,6
Segunda	36,8	15,8		
Tercera	42,4	21,4		
Cuarta	48	27	Distancia entre el suelo y la estructura (metros)	3,6
Quinta	53,6	32,6		
Sexta	59,2	38,2		
			Distancia desde la puerta de la caseta a los inversores (metros)	1

Los consiguientes tramos, del 13 al 18, se encuentran separados por una distancia de 0,3 metros los cuales están distribuidos dentro de la caseta. Siendo el tramo máximo para el 18 con una distancia de 1,8 metros.

El último tramo es el que se presenta desde la salida de la caseta hasta la acometida que se encuentra en los bajos de la casa club, siendo aproximadamente de 22 metros. En la **Tabla 32** también se han calculado las distancias totales desde cada subcampo del GFV hasta la acometida.

#### 4.1.2. Conductores aguas arriba del inversor

Una vez, justificado y definido el proceso de cálculo de los conductores en los apartados anteriores de este capítulo. Se procederá a calcular las diferentes secciones del cable para los diferentes tramos que componen la instalación del GFV.

**1º sector:** tramos desde GFV (marquesinas) hasta las cajas de conexión de grupo, en la que la asociación correspondiente de cada tramo es la que se muestra en la **Figura 105**.

**Tabla 33. Tramos asociados Panel - CCG**

PANEL - CCG	TRAMO 1	TRAMO 2	TRAMO 3	TRAMO 4	TRAMO 5	TRAMO 6	SECCIÓN ELEGIDA
Nº de String por tramo	1	1	1	1	1	1	1
Nº paneles FV por String	5	5	5	5	5	5	5
Conductividad del cable (Cu a 90º)(γ)	44	44	44	44	44	44	44
Longitud (m)	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5
Isc_STC (A) (125% (BT-40))	7,59	7,59	7,59	7,59	7,59	7,59	7,59
Caída de tensión (ΔV)(%)	0,091%	0,091%	0,091%	0,091%	0,091%	0,091%	0,091%
Voc_STC (V)	348,5	348,5	348,5	348,5	348,5	348,5	348,5
Sección calculada (mm2) (Criterio caída de tensión)	5,98	5,98	5,98	5,98	5,98	5,98	6,00
Cable elegido	TECSU N PV1-F(AS)						
Sección elegida del cable (mm2)	6	6	6	6	6	6	6
Reducción de intensidad (Factor multiplicador 0,9 BT-6 Exposición solar)	53,1	53,1	53,1	53,1	53,1	53,1	53,1
I <sub>max</sub> que soporta el cable (A)	59	59	59	59	59	59	59
V <sub>max</sub> que soporta el cable (V)	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
Temperatura máxima de servicio(°C)	120	120	120	120	120	120	120

En cuanto a los resultados que se han obtenido para este primer sector, las distancias son iguales (5,5 metros), por lo que el resultado de la sección de cable es de  $6 \text{ mm}^2$  para una caída de tensión es de 0,091%. A partir de este valor de sección y tensión asociada se determinarán el resto de tramos de la instalación eléctrica.

**2º sector:** tramos desde la CCG hasta la entrada del inversor. En estos tramos existen diferentes distancias.

**Tabla 34. Tramos asociados CCG - Inversor**

CCG - INVERSOR	TRAMO 7	TRAMO 8	TRAMO 9	TRAMO 10	TRAMO 11	TRAMO 12	SECCIÓN ELEGIDA
Nº de String por tramo	3	3	3	3	3	3	3
Nº paneles FV por String	5	5	5	5	5	5	5
Conductividad del cable (Cu a 90º)(γ)	44	44	44	44	44	44	44
Longitud (m)	10,2	15,8	21,4	27	32,6	38,2	38,2
Isc_STC (A) (125% (BT-40))	22,76	22,76	22,76	22,76	22,76	22,76	22,76
Caída de tensión (ΔV)(%)	0,63%	0,63%	0,63%	0,63%	0,63%	0,63%	0,63%
Voc_STC (V)	348,5	348,5	348,5	348,5	348,5	348,5	348,5
Sección calculada (mm <sup>2</sup> ) (Criterio caída de tensión)	4,81	7,45	10,08	12,72	15,36	18,00	18,00
Cable elegido	TECSU N PV1-F(AS)						
Sección elegida del cable (mm <sup>2</sup> )	6	10	16	16	16	25	25
Reducción de intensidad (Factor multiplicador 0,9 BT-6 Exposición solar)	53,1	73,8	99	99	99	126	126
I <sub>max</sub> que soporta el cable (A)	59	82	110	110	110	140	140
V <sub>max</sub> que soporta el cable (V)	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
Temperatura máxima de servicio(°C)	120	120	120	120	120	120	120

En este segundo sector se encuentra la mayor distancia de la instalación eléctrica, la cual mide aproximadamente 38,2 metros. El porcentaje de caída de tensión es de 0,63%, por lo que se han distribuido uniformemente todos los tramos de sección correspondiente a este sector, siendo el mínimo de  $6 \text{ mm}^2$  y el máximo de  $25 \text{ mm}^2$ .

El cable que se ha elegido para cubrir la instalación eléctrica de los tramos asociados aguas arribas del inversor es el modelo de PRYSMIAN CABLES &

SYSTEMS [45], cuya designación genérica es PV1-F (AS), recogido dentro del apartado de cables y accesorios para instalaciones de energías renovables. Cumple requisitos de tensión, monofásica y exposición directa al sol con factor multiplicativo de 0,9.

energías renovables
Instalaciones solares fotovoltaicas

ESPECIAL FOTOVOLTAICA

## 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)

### DESCRIPCIÓN

#### AISLAMIENTO

**Material:** HEPR 120 °C similar a IEC 60502-1 (compuesto tipo EI6/EI8).

#### CUBIERTA

**Material:** EVA 120 °C según DIN VDE 0282-1, HD 22.1 (compuesto tipo EM4 / EM8). Doble capa. **Color:** Negro, rojo o azul.

### APLICACIONES

Cable de alta seguridad (AS), especialmente diseñado para instalaciones solares fotovoltaicas interiores, exteriores, industriales, agrícolas, fijas o móviles (con seguidores)... Pueden ser instalados en bandejas, conductos, soterrado o en equipos. Son aptos para aplicaciones con aislamiento de protección, (protección de clase II). También para conexión de paneles en serie.

NOTA: para sus accesorios de conexión ver Tecplug.

Figura 106. Overview TECSUN (PV) (AS) [45]

### CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

#### DIMENSIONES, PESOS Y RESISTENCIAS (aproximados)

Sección nominal mm <sup>2</sup>	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/mm<sup>2</sup> en posición final, 50 N/mm<sup>2</sup> durante la instalación.

Figura 107. Características técnicas TECSUN (PV) (AS) [45]

### 4.1.3. Protecciones aguas arriba del inversor

Las protecciones que se han desplegado en la zona de corriente continua son:

- **Fusibles:** son aquellos dispositivos que se encargan de proteger al circuito ante un exceso de intensidad o sobrecargas que puede ser producidas por un defecto de aislamiento, una avería o una demanda excesiva de carga de la máquina conectada a un motor eléctrico. El fusible permite el paso de la corriente mientras esta no supere un valor establecido. Los fusibles se ubican en la CCG y se han estructurado de manera que cada subcampo disponga de 3 fusibles a la salida de la agrupación de la distribución de cada subcampo (3 en serie y 5 paralelo). La normativa de aplicación en cuanto a criterios de corriente es la que se adjunta en la página 4 de la guía técnica de aplicación BT - 22 (ver **Figura 108**):

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

*Siendo:*

- $I_B$  corriente para la que se ha diseñado el circuito según la previsión de cargas.  
 $I_z$  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 108. 1ª regla contra sobrecarga [21]**

Para determinar los valores normalizados de  $I_n$  e  $I_{f5}$ , hay que consultar la norma UNEEN60269/1 tabla 3, clase gG:

**Tabla 35. Norma UNEEN60269/1 tabla 3, clase gG**

In	If5	In	If5	In	If5	In	If5	In	If5
2	12	12	70	40	220	160	1000	500	3600
4	22	16	90	50	280	200	1300	630	5000
6	28	20	110	63	350	250	1700	800	7000
8	36	25	140	80	460	315	2200	1000	9000
10	50	32	180	100	600	400	2800		

✓ 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:*

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

*Siendo:*

- t* duración del cortocircuito en segundos
- S* sección en mm<sup>2</sup>
- 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<sub>cc</sub> máxima, como para la I<sub>cc</sub> mínima.*

**Figura 109. 2º regla contra cortocircuito [21]**

El valor de la constante K de aplicación a la segunda norma, según el tipo de aislamiento, se obtiene en la página 8 de la misma BT – 22 (ver **Tabla 36**).

**Tabla 36. Constante de aislamiento de los conductores (BT - 22)**

	Aislamiento de los conductores							
	PVC 70°C ≤ 300 mm <sup>2</sup>	PVC 70°C > 300 mm <sup>2</sup>	PVC 90°C ≤ 300 mm <sup>2</sup>	PVC 90°C > 300 mm <sup>2</sup>	PR/EPR	Goma 60 °C	Mineral Con PVC	Mineral Desnudo
Temperatura inicial °C	70	70	90	90	90	60	70	105
Temperatura final °C	160	140	160	140	250	200	160	250
Material del conductor								
Cobre	115	103	100	86	143	141	115 <sup>*)</sup>	135
Aluminio	76	68	66	57	94	93	-	-
Conexiones soldadas con estaño para conductores de cobre	115	-	-	-	-	-	-	-

<sup>\*)</sup> 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 10mm<sup>2</sup>);
- 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.

Se agruparán los 18 tramos (3 tramos por cada subcampo) y se procederá a realizar la elección del fusible aplicando los criterios explicados anteriormente. Para ello se realizará el cálculo el cual se adjunta a continuación en la **Tabla 37**.

**Tabla 37. Elección del fusible**

<b>TRAMOS 1-18</b>		
<b>I_circuito (A)</b>		7,59
<b>Sección del cable (mm<sup>2</sup>)</b>		6
<b>I admisible (A)</b>		59
<b>1º Regla contra sobrecarga</b>	<b>I_n (intensidad nominal asignada al fusible) (A)</b>	20
	<b>¿ Es I_circuito &lt; I_n &lt; I admisible ?</b>	Sí
	<b>I_f ( intensidad de funcionamiento) (A) (I_f = 1,6 * I_n)</b>	32
	<b>0.9 * I admisible (I_B ≤ I_n ≤ I_z)</b>	53,1
	<b>¿ Es I_n &lt; 0,9 * I_admisible_cable ?</b>	Sí, se cumple la 1º regla
<b>2º Regla contra cortocircuito</b>	<b>Material aislante seleccionado (Cu)</b>	HEPR
	<b>K constante tabla UNE 20460-4-43</b>	143
	<b>t (duración cortocircuito en segundos)</b>	5
	<b>I_f_5 (Tabla norma UNEEN60269/1 tabla3, clase gG) (A)</b>	110
	<b>(K*S)/√5</b>	383,71
	<b>¿ ES (I_f_5 &lt; (K*S)/√5) ?</b>	Sí, se cumple la 2º regla

Tras realizar el cálculo de los parámetros del fusible, se ha elegido uno de 20 (A) de corriente nominal y 1000 V (CC). La

descripción del mismo es la que se aprecia en la **Figura 110**. La referencia del mismo es 491635 [46] y como se observa cumple todos los requisitos para el correcto funcionamiento de la instalación.

CORRIENTE ASIGNADA (A)	REFERENCIA		POTENCIA DISIPADA (W @ 0,7 m)		POTENCIA DISIPADA (W @ m)		I <sup>2</sup> t PREARCO (A <sup>2</sup> s)		I <sup>2</sup> t TOTAL (A <sup>2</sup> s)		
	1000V DC	600V DC	1000V DC	600V DC	1000V DC	600V DC	1000V DC	600V DC	1000V DC	600V DC	
10x38	1	491601	491901	0,31	0,31	0,76	0,76	0,35	0,35	1,3	0,8
	2	491602	491902	0,78	0,62	1,45	1,54	0,62	1,78	1,0	3,9
	3	491604	491904	0,66	0,54	1,66	1,35	1,9	9,0	3,1	19,6
	4	491605	491905	0,64	0,73	1,57	1,84	6,9	3,0	11	6,6
	5	491606	491906	0,60	0,93	1,65	2,22	14	4,4	22	9,6
	6	491610	491910	0,76	0,96	1,84	2,40	24	8,5	38	18,8
	8	491615	491915	0,80	1,02	1,92	2,55	62	25	99	55,0
	10	491620	491920	0,94	1,03	2,2	2,58	10	11	48	27,9
	12	491625	491925	0,98	1,04	2,4	2,60	18	25	94	62,8
	15	491629	491929	1,0	1,07	2,6	2,44	46	25	110	82,8
	16	491630	491930	1,1	1,08	2,7	2,70	46	33	110	82,8
	20	491635	491935	1,2	1,16	2,9	2,90	118	85	282	212
	25	-	491940	-	1,10	-	2,74	-	280	-	460
	30	-	491944	-	1,70	-	4,00	-	400	-	650
	32	-	491945	-	1,76	-	4,40	-	400	-	650

Figura 110. Parámetros asociados al fusible [46]

- Varistor DC: es un dispositivo que protege a la instalación eléctrica frente a descargas atmosféricas o sobretensiones que se den en la red eléctrica. Se ubica en la CCG perteneciente a cada subcampo del GFV. Para realizar la elección, hay que calcular la tensión nominal de trabajo, a través de la  $V_{OC}$  y de la agrupación del número de paneles en serie. El cálculo, dimensionamiento y elección del descargador de sobretensiones se encuentra en la siguiente **Tabla 38**. El modelo elegido DG YPV SCI 600 [47], cumple los criterios requeridos por la infraestructura del GFV, con una tensión máxima de trabajo de 600 (V) y un nivel de protección de 2,5 (KV), el cual cumple los requisitos de la infraestructura FV.

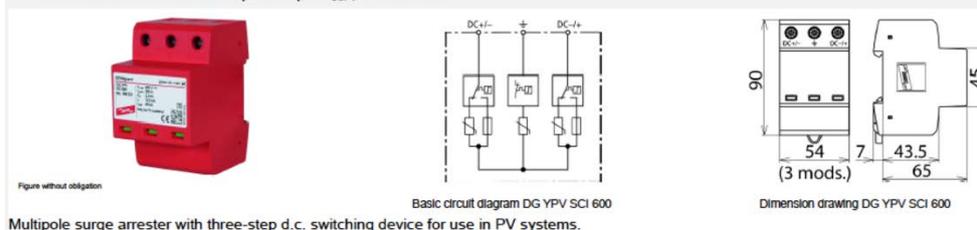
Tabla 38. Elección del varistor AC

Elección del varistor DC		DG YPV SCI 600
Para condiciones de trabajo (STC)		
PANEL	Tensión Voc(V)	69,7
	Intensidad Isc(A)	6,07
DISTRIBUCIÓN	Nº Strings en paralelo	3
	Nª Paneles en serie	5
	Voc salida de cada subcampo (V)	348,5
CARACTERÍSTICAS VARISTOR	Tipo Varistor	Clase 2
	Tensión máxima (Vmax)	600 V

	Nivel de protección	< 2,5 kV
	Máxima corriente de descarga (0,4μs)	40 kA
<b>CONDICIÓN</b>	¿Tipo 2? ¿ Se cumple que Voc_salida_subcampo < Vmax ?	SI

**DG YPV SCI 600 (950 531)**

- Prewired complete unit for use in photovoltaic systems
- Combined disconnection and short-circuiting device with safe electrical isolation (patented SCI principle)
- Can be used without backup fuse up to  $I_{SCPV} = 1000$  A d.c.



Type	DG YPV SCI 600
Part No.	950 531
SPD according to EN 50539-11	type 2
Max. PV voltage ( $U_{CPV}$ )	600 V
Short-circuit current rating ( $I_{SCPV}$ )	1000 A
Total discharge current (8/20 μs) ( $I_{tmax}$ )	40 kA
Nominal discharge current (8/20 μs) [(DC+/DC-) → PE] ( $I_n$ )	12.5 kA
Max. discharge current (8/20 μs) [(DC+/DC-) → PE] ( $I_{max}$ )	25 kA
Voltage protection level ( $U_p$ )	≤ 2.5 kV
Voltage protection level at 5 kA ( $U_p$ )	≤ 2 kV
Response time ( $t_a$ )	≤ 25 ns
Operating temperature range ( $T_U$ )	-40 °C ... +80 °C
Operating state / fault indication	green / red
Number of ports	1
Cross-sectional area (min.)	1.5 mm <sup>2</sup> solid / flexible
Cross-sectional area (max.)	35 mm <sup>2</sup> stranded / 25 mm <sup>2</sup> flexible
For mounting on	35 mm DIN rails acc. to EN 60715
Enclosure material	thermoplastic, red, UL 94 V-0
Place of installation	indoor installation
Degree of protection	IP 20
Capacity	3 mod(s), DIN 43880
Approvals	KEMA, UL

Figura 111. Hoja de características varistor DG YPV SCI 600 [47]

- Interruptor-seccionador: es un dispositivo de gran utilidad en la instalación eléctrica. En la actualidad sustituyen a los seccionadores clásicos. Este dispositivo mecánico realiza la desconexión de la instalación eléctrica sin ocasionar ningún riesgo en la propia instalación, tanto a operarios que, por ejemplo, pueden estar realizando operaciones de limpieza, como a los propios componentes de la instalación. En la presente infraestructura del GFV se ha dimensionado, calculado y elegido el modelo de interruptor-seccionador (21PV 2102) [48] adecuado a la instalación (se muestra en la **Tabla 39**). El modelo elegido, se ubicará de forma en que cada subcampo pueda quedar aislado, es decir, un interruptor-seccionador

por cada 15 paneles. La intensidad para condiciones estándar que circula por cada rama es de aproximadamente de 22,76 (A). El modelo que se ha elegido soporta 30 (A), por lo que el criterio de intensidad se cumple. Además, incorpora un sistema de apertura rápida por lo que elimina de una manera rápida y eficaz los voltajes nominales con un valor máximo de 600 (V). La hoja de características con los valores más representativos del modelo de interruptor-seccionador de SIRCO MC PV son los que se muestran en la **Figura 112**.

**Tabla 39. Elección del interruptor-seccionador**

Elección del interruptor-seccionador		21PV 2102
Para condiciones de trabajo (STC)		
PANEL	Tensión Voc(V)	69,7
	Intensidad Isc(A)	6,07
DISTRIBUCIÓN	Nº Strings en paralelo	3
	Nº Paneles en serie	5
	Voc salida de cada subcampo (V)	348,5
	I_salida de cada subcampo (I)	22,77
INTERRUPTOR SECCIONADOR	Tipo de Interruptor-Seccionador	Aplicaciones Solares
	Tensión máxima (Vdc)	600 V
	Corriente máxima (Idc)	30 A
	Número de subcampos admitidos	1
CONDICIÓN	¿ Voc_out & I_salida < Voc & Idc ?	SI

IEC 60947-3							
NUMBER OF CIRCUITS	VOLTAGE VDC	25 A		30 A		40 A	
		DIMENSIONS (mm)	REFERENCES	DIMENSIONS (mm)	REFERENCES	DIMENSIONS (mm)	REFERENCES
1 CIRCUIT	600 Vdc		21PV 2102		21PV 2102		21PV 3124
	1000 Vdc		21PV 3722	-	-		21PV 4754
2 CIRCUITS	600 Vdc		21PV 5102		21PV 5102		21PV 6124
	1000 Vdc		21PV 6722	-	-		21PV 8154
3 CIRCUITS	600 Vdc	Consult us					
	1000 Vdc						

**Figura 112. Características técnicas interruptor-seccionador 21PV 6722 [48]**

#### 4.1.4. Conductores aguas abajo del inversor

Se seguirá el mismo procedimiento que el empleado para el cálculo de los conductores aguas arriba del inversor. Los nuevos tramos son los que se muestran a continuación:

**3º sector:** tramos ubicados desde el inversor hasta el cuadro general de mando y protección. Se usará el mismo conductor de PRYSMIAN CABLES & SYSTEMS, con designación genérica PV1-F (AS) y se asociará una caída de tensión a estos tramos de 0,13% .

**Tabla 40. Tramos asociados al Inversor - CGMP**

INVERSOR - CGMP	Tramo 13	Tramo 14	Tramo 15	Tramo 16	Tramo 17	Tramo 18	SECCIÓN ELEGIDA
Conductividad del cable (Cu a 90º)(γ)	44	44	44	44	44	44	44
Longitud (m)	0,3	0,6	0,9	1,2	1,5	1,8	1,8
I_salida_inversor (A)(125% BT-40)	30,25	30,25	30,25	30,25	30,25	30,25	30,25
V_RBT_monofasico(230(V))	230	230	230	230	230	230	230
Caída de tensión (ΔV)(%)	0,13%	0,13%	0,13%	0,13%	0,13%	0,13%	0,13%
Sección calculada (mm <sup>2</sup> ) (Criterio caída de tensión)	1,38	2,76	4,14	5,52	6,90	8,28	21
Cable elegido	PV1-F (AS)						
Sección elegida del cable (mm <sup>2</sup> )	4	4	6	6	10	10	25
I <sub>max</sub> que soporta el cable (A)	46	46	59	59	82	82	116
V <sub>max</sub> que soporta el cable (V)	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
Temperatura máxima de servicio (°C)	90	90	90	90	90	90	90

**4º sector:** tramo correspondiente a la LIG. En esta línea se usará el conductor RZ1-K (AS), el cual soporta tensión trifásica. Su intensidad se determinará por [4.6]. Las características asociadas al conductor y al tramo se muestran en la **Tabla 41**, **Figura 113** y **Figura 114**:

$$I = \frac{P * n^{\circ} \text{ subcampos}}{\sqrt{3} * \cos \varphi * v} \quad [4.6]$$

Tabla 41. Tramos asociados a la LIG - IGA

LIG - IGA	Tramo 19	SECCIÓN ELEGIDA
Longitud (m)	22	22
Conductividad del cable (Cu a 90º)(γ)	44	44
I (A)	43,30	43,30
V de trabajo	400	400
Caída de tensión (ΔV)(%)	0,65%	0,65%
Sección (mm <sup>2</sup> ) (Criterio caída de tensión)	24,98	25
Cable elegido	RZ1-K (AS)	RZ1-K (AS)
Sección elegida del cable (mm <sup>2</sup> )	25	25
I <sub>max</sub> que soporta el cable (A) (0,8 FC - BT-07)	76,8	76,8
V <sub>max</sub> que soporta el cable (V)	1000	1000
Temperatura máxima de servicio(°C)	90	90

## 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.

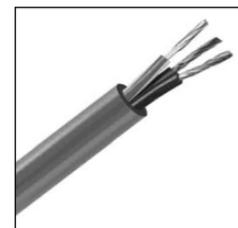


Figura 113. Overview AFUMEX RZ1-K (AS) [45]

Sección nominal mm <sup>2</sup>	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
3 x 35	0,9	24,9	1355	0,55	137	117	1,17	1,01
3 x 50	1	28,6	1869	0,38	167	138	0,86	0,77
3 x 70	1,1	32,1	2530	0,27	214	170	0,6	0,56
3 x 95	1,1	36,4	3322	0,20	259	202	0,43	0,42
3 x 120	1,2	40,3	4301	0,16	301	230	0,34	0,35
3 x 150	1,4	44,9	5332	0,12	343	260	0,28	0,3
3 x 185	1,6	49,8	6521	0,10	391	291	0,22	0,26
3 x 240	1,7	56,1	8576	0,08	468	336	0,17	0,21
3 x 300	1,8	61,8	10633	0,06	565	380	0,14	0,18

(1) Instalación en bandeja al aire (40°C).

→ XLPE3 con instalación tipo F → columna 11 (1x trifásica).

→ XLPE2 con instalación tipo E → columna 12 (2x, 3G monofásica).

→ XLPE3 con instalación tipo E → columna 10 (3x, 4G, 4x, 5G trifásica).

(2) Instalación enterrada, directamente o bajo tubo con resistividad térmica del terreno estándar de 2,5 K·m/W.

→ XLPE3 con instalación tipo Método D (Cu) → 1x, 3x, 4G, 4x, 5G trifásica.

→ XLPE2 con instalación tipo D (Cu) → 2x, 3G monofásica.

**Figura 114. Características técnicas AFUMEX RZ1- K (AS) [45]**

Este último tramo (4º sector) es subterráneo, por lo que lleva asociada una canalización. Dicha canalización se determinará consultando la guía técnica de aplicación: instalaciones interiores (tubos y canales protectores), en cumplimiento con la norma UNE-EN 50.086 -2-4. Se enuncia que “los tubos deberán tener un diámetro tal que permitan un fácil alojamiento y extracción de los cables o conductores aislados. En la Tabla 9 figuran los diámetros exteriores mínimos de los tubos en función del número y la sección de los conductores o cables a conducir”.

Tabla 42. Tabla 9. BT - 21

Tabla 9. Diámetros exteriores mínimos de los tubos en función del número y la sección de los conductores o cables a conducir.

Sección nominal de los conductores unipolares (mm <sup>2</sup> )	Diámetro exterior de los tubos (mm)				
	Número de conductores				
	< 6	7	8	9	10
1,5	25	32	32	32	32
2,5	32	32	40	40	40
4	40	40	40	40	50
6	50	50	50	63	63
10	63	63	63	75	75
16	63	75	75	75	90
25	90	90	90	110	110
35	90	110	110	110	125
50	110	110	125	125	140
70	125	125	140	160	160
95	140	140	160	160	180
120	160	160	180	180	200
150	180	180	200	200	225
185	180	200	225	225	250
240	225	225	250	250	--

Como se ha determinado en este apartado, el tramo de la LIG tendrá un conductor de 25 mm<sup>2</sup> de sección. Debido a que la instalación posee menos de 6 conductores, el diámetro de la canalización a instalar será de 90 mm<sup>2</sup> por normativa. La canalización de uso es una tubería para protección de conductores (eléctricas, telecomunicaciones, gas y agua) fabricados por tubos de estructura celular. Los datos de dimensiones son los que se encuentran en la **Figura 115**.

DIAMETRO NOMINAL		40	50	63	75	90	110	125	160	200	250	315
∅ mm	EXTERIOR	40 <sup>+0,8</sup> <sub>-0</sub>	50 <sup>+1,0</sup> <sub>-0</sub>	63 <sup>+1,2</sup> <sub>-0</sub>	75 <sup>+1,4</sup> <sub>-0</sub>	90 <sup>+1,7</sup> <sub>-0</sub>	110 <sup>+2,0</sup> <sub>-0</sub>	125 <sup>+2,3</sup> <sub>-0</sub>	160 <sup>+2,9</sup> <sub>-0</sub>	200 <sup>+3,6</sup> <sub>-0</sub>	250 <sup>+4,5</sup> <sub>-0</sub>	315 <sup>+5,5</sup> <sub>-0</sub>
	INTERIOR MÍNIMO	30	37	47	56	67	82	94	120	150	188	237
	INTERIOR	31	40	50	61	75	92	107	135	170	220	276

Figura 115. Datos dimensionales de la canalización [49]

#### 4.1.5. Protecciones aguas abajo del inversor

En la zona de corriente alterna se encuentran las protecciones correspondientes a los circuitos como los de la conexión a la RPD o a la carga presente. Las protecciones que se presentan son:

- Varistor AC: se ha seleccionado el dispositivo PU II 1+1/R 280 V / 40kA [47] como elemento contra sobretensiones, el cual se ubica en paralelo a la salida del inversor. En la **Tabla 43** se adjuntan los valores de elección más significativos así como también sus características (ver **Figura 116**).

Tabla 43. Elección del varistor AC

Elección del Varistor AC		PU II 1+1/R 280 V / 40kA
Para condiciones de trabajo (STC)		
INVERSOR	V salida inductor (V <sub>out_inv</sub> ) (V)	230/240
	I salida inductor (I <sub>out_inv</sub> ) (A)	24,2
	Potencia nominal (KW)	5
VARISTOR AC	Tipo Varistor	Clase 2
	V nominal (Vn_AC) (V)	230/400
	Nivel de protección	< 1,4 KV
	Máxima corriente de descarga (0,4µs)	40 kA
CONDICIÓN	¿Tipo 2? ¿ Tensión de operación correcta ? ¿230/240?	SI

Tensión nominal, Un (AC)	230 V
Máxima tensión permanente, Uc (AC)	280 V
Tipo según IEC 61643-1	Tipo 2 *
Corriente descarga nominal, por polo In (8/20 µs)	20 kA
Corriente descarga máxima, por polo Imax (8/20 µs)	40 kA
Corriente descarga máxima, total Itotal (8/20 µs)	75 kA
Tiempo de respuesta	≤ 25 ns
Intensidad máx. del equipo a proteger	125 A gl
Máxima tensión permanente, Uc (N-PE)	260 V
Máxima corriente de descarga por circuito 8/20 µs (N-PE)	40 kA
Nivel de protección con In (Up) (L-N) / (N-PE)	< 1450 V / < 1350 V
Indicación óptica de funcionamiento ctuoso, cambiar	verde = ok, rojo = descargador defectuoso, cambiar
Contacto de aviso PU II 1+1 R	250 V 1A 1CO en PU II 1+1 R
Diseño Módulos insertables a TS 35	2 TE ; Módulos insertables a TS 35
Color negro, descargador rojo / azul	base negro, descargador rojo / azul
Temperatura de servicio	-40°C ... 70°C
Temperatura almacenamiento	-40°C ... 70°C
Homologaciones	CE, ÖVE, cURus disponible en breve

Figura 116. Características técnicas PU II 1+1/R 280 V / 40kA

- Diferencial: son aquellos dispositivos capaces de asegurar una protección de personas contra los riesgos de la corriente eléctrica, en baja tensión, como consecuencia de un contacto directo o indirecto. Estos dispositivos de protección detectan una diferencia de corriente, es decir, una corriente residual. Esto se debe por un defecto de aislamiento entre un conductor activo y una masa, donde se produce una corriente en sentido inverso a la fuente de corriente. Generalmente, los interruptores más usados son aquellos de alta sensibilidad ( $I_{\Delta n} \leq 30 \text{ mA}$ ). Por ello, se dispone de un fusible a la salida de cada inductor, y se dimensiona y selecciona como se

muestra en la **Tabla 44**. Posee un calibre de 63 (A) y sensibilidad de 30 (mA). Lo fundamental es que el calibre del diferencial se encuentre entre la corriente que circula por el conductor a la salida del inversor 30,25 (A) y la intensidad máxima que es capaz de resistir el propio conductor 116 (A). A continuación, se adjunta la **Figura 117** y la **Figura 118**, donde se muestran las hojas de características de este modelo (DE FI63).

**Tabla 44. Elección del diferencial**

Elección del diferencial		DE FI63
Para condiciones de trabajo (STC)		
CABLEADO CONDICIONES	I_salida_inversor (A)(125% BT-40)	30,25
	V_RBT_monofásico(230(V))	230
	I_max_cable que soporta el cable (A)	116
PROTECCIÓN DIFERENCIAL	Calibre de la protección diferencial (Cal_dif)	63 A
	Frecuencia nominal	50/60 Hz
	Sensibilidad	30 mA
	Nº Polos	2
CONDICIONES	¿ I_salida_inversor < Cal_dif < I_max_cable?	SI

## DE FI63 Protección diferencial

### Características

#### Diseño atractivo y moderno

- Apariencia elegante, en caja curvada

#### Elevada intensidad nominal

- Intensidad nominal de 63A, apto para circuitos e instalaciones de 16A, 25A, 32A, 40A y 63A

#### Alta capacidad de corto circuito

- La gama DE FI63 ofrece una elevada capacidad de corto circuito de 10 kA
- Vida electromecánica de 4000 maniobras

#### Preparada para intensidades sinusoidales y no-sinusoidales

- Protección diferencial clase A garantiza un funcionamiento correcto también para señales no-lineales evitando desconexiones indeseadas debido a armónicos o distorsiones



**Figura 117. Overview diferencial DE FI63 [50]**

### Datos técnicos

Nº de Polos	2P, 4P
Tensión nominal	230/400V
Sensibilidad $I_{\Delta n}$	30mA, 100mA, 300mA
Calibres (A)	63
Clase protección	A
Int. corto circuito (I <sub>cn</sub> )	10 kA
Frecuencia nominal	50 / 60 Hz
Intensidad cierre/corte	630A
Tiempo actuación	< 0,1s
Margen int. residual	0,5 $I_{\Delta n}$ - 1 $I_{\Delta n}$
Vida electro-mecánica	4000
Tipo de terminal	Tornillo, borne de caja
Capacidad borne	Conductor rígido hasta 25mm <sup>2</sup>
Par de apriete	2,0 Nm
Fijación	Carril DIN 35mm / tornillos
Normas	IEC61008, CE, SEMKO

**Figura 118. Características diferencial DE FI63 [50]**

- Interruptor automático: se ubica en la sección trifásica de la instalación, como elemento posterior a las protecciones diferenciales. La elección de este dispositivo se realiza en función al receptor. En este TFG, se tendrá en cuenta el grupo perteneciente a la curva B (generadores, personas y cables de gran longitud donde no existen grandes variaciones de intensidad). La característica de disparo es de 3 a 5 veces la  $I_n$ .

$$I_b \leq I_r \leq I_z \quad [4.7]$$

Donde:

- $I_b$  = Intensidad calculada para la sección de línea
- $I_r$  = Calibre del magnetotérmico (corriente nominal)
- $I_z$  = Intensidad máxima admisible por el cable (modo de instalación)

La corriente máxima que circula por este tramo (LIG-IGA) es de aproximadamente 43,30 (A), valor correspondiente a  $I_b$ . En cuanto a  $I_z$ , toma el valor de la corriente tras la aplicación del factor de corrección (0,8) correspondiente a una línea con cable tripolar en el interior de un mismo tubo, por lo que  $I_z = 76,8$  (A). El magnetotérmico (interruptor automático) que se presenta en la instalación (Schneider

- 28624) [51] se encuentra entre los valores de  $I_b$  e  $I_z$  mencionados en este párrafo, y posee una intensidad nominal de 63 (A). Los valores asociados a este interruptor son los que se observan a continuación en la **Figura 119**.

**Hoja de datos del producto 28624**  
 Características

Interruptor automático NG160N - TMD - 63 A - 3 polos 3d



**Principal**

Gama de producto	NG160
Tipo de producto o componente	Interruptor automático
Nombre corto del dispositivo	NG160N
Nombre del interruptor automático	NG160N
Aplicación de dispositivo	Distribución
Número de polos	3P
Descripción de polos protegidos	3t
Tipo de red	CA
Frecuencia de red	50/60 Hz
Intensidad nominal (In)	63 A ( 40 °C )
Código de poder de corte	N
Poder de corte	10 kA Icu de acuerdo con IEC 60947-2 en 500 V CA 50/60 Hz 16 kA Icu de acuerdo con IEC 60947-2 en 440 V CA 50/60 Hz 25 kA Icu de acuerdo con IEC 60947-2 en 380...415 V CA 50/60 Hz 40 kA Icu de acuerdo con IEC 60947-2 en 220...240 V CA 50/60 Hz
[Ics] poder de corte en servicio	Ics 30 kA 220/240 V CA 50/60 Hz Ics 7.5 kA 500 V CA 50/60 Hz Ics 12 kA 440 V CA 50/60 Hz Ics 18.75 kA 380/415 V CA 50/60 Hz

**Figura 119. Características interruptor automático [51]**

## 4.2. Toma de tierra

En la guía técnica de aplicación de instalaciones generadoras de baja tensión (BT - 40), apartado 8 (instalaciones de puesta a tierra), se enuncia que “las centrales de instalaciones generadoras deberán estar provistas de sistemas de puesta a tierra que, en todo momento, aseguren que las tensiones que se puedan presentar en las masas metálicas de las instalación no sean superadas”.

Existe una guía de aplicación del REBT que posee una BT específica donde se recogen los puntos principales de la puesta a tierra de una instalación (BT-18). A continuación se muestran los más importantes:

- Definición: “La puesta a tierra es la conexión eléctrica directa, sin dispositivos de protección, de una parte del circuito eléctrico o de una

parte conductora no perteneciente al mismo mediante una toma de tierra con un electrodo o grupo de electrodos enterrados en el suelo”.

- Objetivo: “Limitar la tensión que, con respecto a tierra, puedan presentar en un momento dado las masas metálicas, asegurar la actuación de las protecciones y eliminar o disminuir el riesgo que supone una avería en los materiales eléctricos utilizados”.

Con respecto a las instalaciones generadoras de baja tensión interconectadas con la RPD (infraestructura que se presenta en este TFG), en la BT-40, subapartado 8.2.3 (instalaciones generadoras interconectadas, conectadas a instalaciones receptoras que pueden ser alimentadas, de forma simultánea o independiente, por dichos grupos o por la Red de Distribución Pública), se especifica que “cuando la instalación receptora esté acoplada a RDP que tenga el nuestro puesto a tierra, el esquema de puesta a tierra será el TT y se conectarán las masas de la instalación y receptores a una tierra independiente de la del neutro de la RDP”.

La instalación eléctrica que se presenta en el campo de Golf del Sur, posee la siguiente infraestructura: líneas, cargadores de los BE, toma de tierra y protecciones. A esta infraestructura se añade la nueva parte de la instalación perteneciente a los GFV, la cual aprovechará parte de esta instalación en donde se incluye la toma de tierra.



---

# Capítulo 5.

## Bibliografía

---

- [1] Comisión Europea, "Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo, al Comité de las Regiones y al Banco de Inversores Europeo. Estado de la Unión de la Energía 2015." 2015. [Online]. Available: <http://ec.europa.eu/transparency/regdoc/rep/1/2015/ES/1-2015-572-ES-F1-1.PDF> .
- [2] M.A. Gallardo, "Cambio Climático Global," 2015. [Online]. Available: <http://cambioclimaticoglobal.com/sobre-cambio-climatico-global> .
- [3] S. Salaet and J. Roca, "Agotamiento de los combustibles fósiles y emisiones de CO2: Algunos posibles escenarios futuros de emisiones," *Revista Galega De Economía*, vol. 19, (1), 2010.
- [4] Organización de Naciones Unidas, "Objetivos de desarrollo sostenible," 2015. [Online]. Available: <http://www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible/> .
- [5] Gobierno de Canarias, "ANUARIO ENERGÉTICO DE CANARIAS 2014," 2014. [Online]. Available: <http://www.gobcan.es/ceic/energia/doc/Publicaciones/AnuarioEnergeticoCanarias/Anuario2014.pdf> .
- [6] S. McLean, "Golf por el mundo. Todos los campos que hay en el mundo." vol. GolfDigest, 2015. [Online]. Available: <http://www.golfdigest.es/la-vida-del-golf/Reportajes/articulo/Golf-por-el-mundo-todos-los-campos-que-hay-en-el-mundo> .
- [7] Asociación de Empresas de Energías Renovables, "Energías Renovables," 2016. [Online]. Available: <http://www.appa.es/01energias/03renovables.php>
- [8] Asociación de Promotores y Productores de Energías Renovables de Andalucía, "Biocarburantes," Available: <http://www.aprean.com/biocarburantes.html> .
- [9] R. Rejón, "Europa rectifica y obliga ahora a reducir el uso del biodiesel," 28/05/2015, 2015. [Online]. Available: [http://www.eldiario.es/sociedad/Europa-rectifica-frenara-burbuja-biodiesel\\_0\\_382162476.html](http://www.eldiario.es/sociedad/Europa-rectifica-frenara-burbuja-biodiesel_0_382162476.html) .
- [10] Asociación de Empresas de Energías Renovables, "Biomasa," 2016. [Online]. Available: [http://www.appa.es/04biomasa/04que\\_es.php](http://www.appa.es/04biomasa/04que_es.php) .
- [11] Twenergy, "Energía Eólica," 2017. [Online]. Available: <https://twenergy.com/energia/energia-eolica> .
- [12] Asociación de Empresas de Energías Renovables, "¿Qué es la Energía Eólica?," 2016. [Online]. Available: <http://www.appa.es/05eolica/05situacion.php>.
- [13] Asociación de Empresas de Energías Renovables, "¿Qué es la Energía Geotérmica de Baja Entalpía?," 2016. [Online]. Available: [http://www.appa.es/06geotermica\\_baja/06situacion.php](http://www.appa.es/06geotermica_baja/06situacion.php)

- [14] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, "Energías del Mar," [Online]. Available: <http://www.idae.es/tecnologias/energias-renovables/uso-electrico/energias-del-mar> .
- [15] Acciona, "Energía Solar Fotovoltaica," [Online]. Available: <https://www.acciona.com/es/energias-renovables/energia-solar/fotovoltaica/> .
- [16] Krannich (The Global PV Experts), "Normativa Fotovoltaica," 2016. [Online]. Available: <http://es.krannich-solar.com/es/autoconsumo/normativa-fotovoltaica.html> .
- [17] Gobierno de Canarias (Consejería de Economía, Industria, Comercio y Conocimiento), "Procedimientos. Instalaciones de energías renovables conectadas a red (Régimen especial)," [Online]. Available: <http://www.gobcan.es/ceic/energia/temas/energiasrenovables/procedimientos/> .
- [18] Cabildo Insular de Tenerife, "Plan Territorial de Ordenación de la Comarca de Abona (Equipamientos Deportivos - Turísticos)," Febrero 2008. [Online]. Available: <http://www.tenerife.es/planes/PTPOAbona/adjuntos/M04.pdf> .
- [19] Stenten's (Golf Cart Accessories, INC), "Things about Golf Carts," Abril, 2015. [Online]. Available: <http://www.stenten.com> .
- [20] Golfenvironment, "Desarrollo sostenible de Golf. Creación de un legado positivo," 2013. [Online]. Available: [https://www.golfenvironment.org/assets/0001/9040/Sustainable\\_Golf\\_Development\\_Spanish\\_29\\_08\\_13.pdf](https://www.golfenvironment.org/assets/0001/9040/Sustainable_Golf_Development_Spanish_29_08_13.pdf) .
- [21] Gobierno de España (Secretaría General de Industria y de la Pequeña y Mediana Empresa), "Guía Técnica de aplicación al Reglamento Eletrotécnico de Baja Tensión," 2002. [Online]. Available: [http://www.f2i2.net/legislacionseguridadindustrial/rebt\\_guia.aspx](http://www.f2i2.net/legislacionseguridadindustrial/rebt_guia.aspx) .
- [22] Parlamento Europeo (Comisiones), "Documentos (Directivas)," [Online]. Available: <http://www.europarl.europa.eu/committees/es/search-in-documents.html> .
- [23] ABB, "Cuaderno de aplicaciones técnicas nº12: Plantas eólicas," 2012.
- [24] IDAE. Meteosim (Truewind), "Mapa Eólico de las Islas Canarias," [Online]. Available: [http://atlaseolico.idae.es/inc/get\\_map.php?pdf=sta80\\_es-ic](http://atlaseolico.idae.es/inc/get_map.php?pdf=sta80_es-ic) .
- [25] Universidad de Castilla - La Mancha, "Curso de Física Ambiental (Energía Eólica)," [Online]. Available: [https://previa.uclm.es/profesorado/ajbarbero/faa/eeolica\\_febrero2012\\_g9.pdf](https://previa.uclm.es/profesorado/ajbarbero/faa/eeolica_febrero2012_g9.pdf) .
- [26] M. Enríquez, "Transparencias de la asignatura Infraestructuras de Energía (43721)," 2016.
- [27] AEOLOS wind turbine, "Productos," [Online]. Available: <http://www.windturbinestar.com/products.html> .
- [28] Engineering and Technology History Wiki, "Ruseel Ohl Biography," 2016. [Online]. Available: [http://ethw.org/Russell\\_Ohl](http://ethw.org/Russell_Ohl) .
- [29] ABB, "Cuaderno de aplicaciones técnicas nº10: Plantas fotovoltaicas," 2011.
- [30] J.L. Balenzategui, "Fundamentos de la conversión fotovoltaica: la célula solar," [Online]. Available: <https://www.eoi.es/es/file/18640/download?token=vilM3mLa> .

- [31] Colegio Oficial de Ingenieros de Telecomunicación (Grupo de Nuevas Actividades Profesionales), “Energía Solar Fotovoltaica” 2003. [Online]. Available: <https://www.coit.es/file/4245/download?token=F3kPOsFh> .
- [32] AENOR, “ Norma Española. UNE-EN- 50380,” Diciembre 2003. [Online]. Available: <https://www-aenor-es.bibproxy.ulpgc.es/aenor/visor.asp?pidnorma=087057057060057060061060-613182845&pidioma=ES&pidtipo=N>
- [33] Pontificia Universidad Católica de Valparaíso, “Geometría Solar,” [Online]. Available: [http://wiki.ead.pucv.cl/images/c/ca/Clase\\_Heliod%C3%B3n\\_Magister\\_N%C3%A1utico\\_y\\_Mar%C3%ADtimo.pdf](http://wiki.ead.pucv.cl/images/c/ca/Clase_Heliod%C3%B3n_Magister_N%C3%A1utico_y_Mar%C3%ADtimo.pdf) .
- [34] Elektra Group Company (Energema), “Hora Solar Pico (HSP),” Febrero 2014. [Online]. Available: <http://www.grupoelektra.es/blog/wp-content/uploads/2014/10/como-somos-los-delektra-que-son-las-HSP.pdf>.
- [35] Comisión Europea, “JRC's Directorate C: Energy, Transport and Climate (PVGIS),” 2017. [Online]. Available: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/> .
- [36] Solarstem, “Marquesinas Fotovoltaicas Solarpark,” Febrero 2017. [Online]. Available: <http://solarstem.com/marquesinas-fotovoltaicas-solarpark/> .
- [37] IDAE (Acceso al aplicativo), “Atlas Eólico de España,” 2017. [Online]. Available: <http://atlaseolico.idae.es/meteosim/> .
- [38] Mapas de Canarias (Cartográfica de Canarias), “El mapa eólico en IDECanarias,” 2017. [Online]. Available: <https://www.grafcan.es/2014/01/el-mapa-eolico-en-idecanarias> .
- [39] On Board Solutions (A ProMariner Company), “ ProTech-C Industrial Battery Charger (Product Manual and Installation Guide),” Febrero 2009. [Online]. Available: [www.onboardsolutions.biz](http://www.onboardsolutions.biz) .
- [40] Una Guía de Ayuda, “Importancia del Clima,” [Online]. Available: <https://www.importancia.org/clima.php> .
- [41] Climate-Data, “Clima: San Miguel de Abona,” [Online]. Available: <https://es.climate-data.org/location/27478/> .
- [42] M.C. Peel (Universidad de Melbourne), “Mapa Mundial Clasificación Climática de Köppen ”. [Online]. Available: [https://es.wikipedia.org/wiki/Clasificaci%C3%B3n\\_clim%C3%A1tica\\_de\\_K%C3%B6ppen#Cs\\_-\\_Verano\\_seco](https://es.wikipedia.org/wiki/Clasificaci%C3%B3n_clim%C3%A1tica_de_K%C3%B6ppen#Cs_-_Verano_seco) .
- [43] Agencia Estatal de Meteorología (AEMET), “Predicción por Municipios. San Miguel de Abona (Santa Cruz de Tenerife),” 2017. [Online]. Available: <http://www.aemet.es/es/el tiempo/prediccion/municipios/san-miguel-de-abona-id38035> .
- [44] Ingeteam (Energía Fotovoltaica), “Inversores Fotovoltaicos (INGECON SUN LITE,)” . [Online]. Available: <https://autosolar.es/pdf/Ingeteam-Ingecon-Sun-Lite.pdf> .
- [45] Prysmian Group, “Cables y Accesorios para Instalaciones de Energías Renovables” [Online]. Available: <http://es.prysmiangroup.com/es/index.html>
- [46] Df Electric (Fusibles & Bases Fotovoltaicos), “Fusibles para Aplicaciones Fotovoltaicas (10x38),” . [Online]. Available: <http://www.df-sa.es/es/?portfolio=fusibles-cilindricos-gpv> .

- [47] DEHN Ibérica, “Productos (Protección contra rayos y puesta a tierra),”. [Online]. Available: <https://www.dehn.es/es/proteccion-contra-rayos-y-puestas-a-tierra-0> .
- [48] Socomec (Innovate Power Solutions), “SIRCO MC PV (Disconnect switches for photovoltaic applications up to 45<sup>a</sup>, up to 1000 Vdc),”. [Online]. Available: [http://www.socomec.com/range-load-break-switches-photovoltaic-applications\\_en.html?product=/sirco-mc-pv-iec-60947-3\\_en.html](http://www.socomec.com/range-load-break-switches-photovoltaic-applications_en.html?product=/sirco-mc-pv-iec-60947-3_en.html) .
- [49] Odi-Bakar, “Fábrica de tubos para conducciones eléctricas, usos industriales, agrícolas, saneamiento y otras aplicaciones,” 2014. [Online]. Available: [http://www.odibakar.com/upload/files/Catalogo\\_ODI-BAKAR\\_2014.pdf](http://www.odibakar.com/upload/files/Catalogo_ODI-BAKAR_2014.pdf) .
- [50] Direct Electro, “Productos (Int prot diferencial DE FI63 2P 30mA 63A cl A),”. [Online]. Available: [https://www.direct-electro.es/files/productos/epp/Interruptor-diferencial\\_DE\\_FI.pdf](https://www.direct-electro.es/files/productos/epp/Interruptor-diferencial_DE_FI.pdf) .
- [51] Schneider Electric, “Productos (Interruptores automáticos de potencia y relés diferenciales),”. [Online]. Available: <https://www.schneider-electric.es/es/product-range-selector/1747-compact-ng160/> .

# Capítulo 6.

---

## Planos

**Plano número 1: Situación de la infraestructura renovable**

**Plano número 2: Esquema unifilar de la infraestructura renovable**



# MAPA DE SITUACIÓN

## COORDENADAS GEOGRÁFICAS

Latitud 28°1'59.11"N

Longitud 16°36'35.31"O



Trabajo fin de grado: Generador eléctrico mediante energías renovables para un campo de golf

Plano Nº 1

Mapa de situación de la infraestructura renovable para la generación eléctrica

Escala: Ninguna

Situación: Urb. Golf del Sur, Casa Club,, Av. J.M. Galván Bello, 38639. San Miguel de Abona, Tenerife.

Peticionario: Universidad de Las Palmas de Gran Canaria (ULPGC)

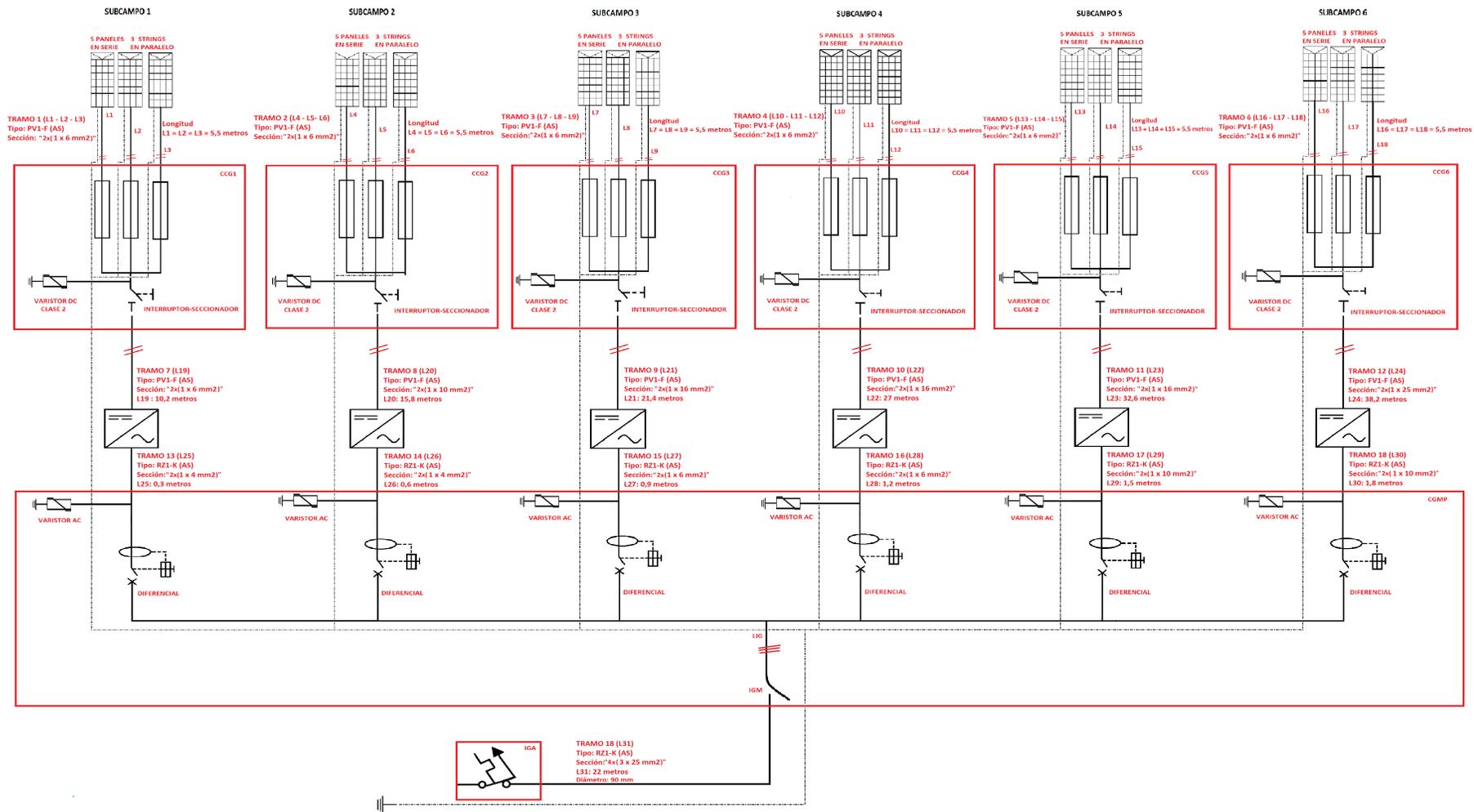
Fecha: Julio de 2017

Colegiado Nº  
XXXXXXX

Graduado en Ingeniería en Tecnologías de la Telecomunicación.  
Mención: Sistemas Electrónicos. Saúl Perera Castilla.

Firma:

# ESQUEMA UNIFILAR



**LEYENDA**

	MÓDULO FOTOVOLTAICO PANASONIC VBHN330S147 / N330		FUSIBLE DF Electric 491635 20 A
	VARISTOR DC DC VPU SCI 600 CLASE 2		INTERRUPTOR SECCIONADOR 21PV 2102 25 A
	INVERSOR INGECON 4,6-TL		VARISTOR AC VPU II 1+1/R CLASE 2
	DIFERENCIAL DE FI63-2-30-63		INTERRUPTOR GENERAL DE MANIOBRA HN125H
	INTERRUPTOR GENERAL AUTOMÁTICO 28624		

**Información adicional:**  
 La conexión de los inversores de red se realizará de manera equilibrada entre fases

CCG: Caja de Conexión de Grupo  
 CGMP: Caja General de Mando y Protección

Trabajo fin de grado: Generador eléctrico mediante energías renovables para un campo de golf		Plano Nº 2	
Esquema Unifilar de la infraestructura renovable para la generación eléctrica		Escala: Ninguna	
Situación: Urb. Golf del Sur, Casa Club., Av. J.M. Galván Belle, 38639. San Miguel de Abona, Tenerife.		Fecha: Julio de 2017	
Graduado en Ingeniería en Tecnologías de la Telecomunicación. Mención: Sistemas Electrónicos. Saúl Perera Castilla.		Colegiado Nº XXXXXXX	
Peticiónario: Universidad de Las Palmas de Gran Canaria (ULPGC)		Firma:	

# Capítulo 7.

---

## Conclusiones

Las conclusiones obtenidas de este TFG son numerosas y se han recogido en función del proceso y de los resultados, así como también según la aplicación práctica del proyecto desarrollado.

En cuanto a la valoración del proceso y los resultados del proyecto, ha sido acorde a las expectativas propuestas inicialmente. Ha surgido algún imprevisto en relación a la ubicación del GFV, pero se ha solventado sin generar cambios en la estructura ni en la planificación del proyecto. Se ha seguido una metodología flexible y se ha adoptado una actitud abierta a la resolución de problemas emergentes, como parte de una evaluación continua a lo largo del TFG. A continuación se añaden los siguientes puntos de autoevaluación del proyecto:

- Se destaca la relevancia de realizar un estudio previo de todos los apartados que se han implementado en este TFG, los cuales se fundamentan en muchos conceptos teóricos (estado del arte, evolución de la tecnología eólica y solar, elementos captadores, elementos de conexión y protección). Así como también la labor de investigación en donde se identifican las leyes y normativas, las cuales están implícitas en el procedimiento de cálculo de la infraestructura diseñada.
- Por otra parte, la importancia de disponer del mayor número de datos (los más exactos posibles) en el emplazamiento donde se ubica la infraestructura renovable. En cuanto a la energía solar, existen periodos durante el año donde los valores de energía disminuyen debido a la nubosidad y a la distancia con respecto al sol. Por esto, uno de los aspectos claves del proyecto es adaptar el perfil de consumo que se requiere en función de la energía presente. Para que la producción mediante energía eólica sea productiva, es necesaria una velocidad media del viento, la cual de soporte al aerogenerador y permita que este opere durante la mayor parte del tiempo a su potencia nominal produciendo una generación óptima de energía. Si no se tiene en cuenta lo comentado en este párrafo, tanto la

instalación de infraestructuras solares como eólicas suponen un riesgo en cuanto a inversión económica y producción energética.

Con respecto a la aplicación práctica del TFG hay que recalcar la importancia que tienen la energías alternativas y sostenibles en la actualidad. La situación del uso de combustibles fósiles es insostenible y en las próximas décadas estas fuentes serán muy escasas. De modo que el ingeniero tiene que emplear los conocimientos y las técnicas científicas de aplicación para la resolución de los problemas de la sociedad; preservando, conservando y protegiendo los recursos naturales para el beneficio de la humanidad y del planeta donde vivimos. Si la aplicación de estas tecnologías renovables, tanto en campos de golf como en diferentes instalaciones deportivas, fuesen una realidad, se reducirían en gran cantidad las emisiones que se vierten día a día a la atmósfera. De esta manera cobra especial sentido el lema originalmente propuesto por Patrick Geddes a principios del siglo XX: “piensa globalmente, actúa localmente”.

Por otra parte, y para finalizar, como líneas futuras de investigación y acción relacionados con el presente TFG, se proponen las siguientes:

- Ampliar el abanico de estudio de las diferentes cargas presentes en el campo de golf, como pueden ser: recarga de motos eléctricas; recarga de carritos eléctricos de golf; luminarias exteriores e interiores, bombas de riego; aire acondicionado; entre otros.
- Estudiar diferentes tecnologías renovables de aplicación para los diferentes entornos y escenarios que se presentan en Golf del Sur en particular y en los campos de golf en general.
- Colocación de una estación meteorológica en el campo de golf para recabar datos solares y eólicos. Estos pueden ser de gran utilidad para los diferentes campos de golf que se encuentran anexos a Golf del Sur.
- Implantar en el parking de Golf del Sur puntos de recarga para vehículos eléctricos.
- “Vender” la electricidad que se genera en los momentos de superproducción a la compañía eléctrica. Es decir, que se separe la parte de producción de energía de la del consumo.

**Parte II**  
**Presupuesto**



# Capítulo 8.

## Presupuesto

En este TFG se han realizado todos los cálculos relacionados con la infraestructura renovable diseñada, así como también los de los dispositivos asociados a ella. No obstante, no se ha elaborado un documento integral que defina aspectos vinculados a un proyecto de instalación definitivo, como los que están asociados al transporte, mano de obra o costes de instalación. La infraestructura diseñada está centrada totalmente en la parte de generación, por lo que a continuación se puede ver con detalle el desglose de todos los elementos. Se muestra y se representa el presupuesto de los elementos asociados al GFV (ver **Tabla 45**), a las marquesinas solares (ver **Tabla 46**) y a la instalación eléctrica (ver **Tabla 47**). También se incluye un resumen con los totales de las diferentes partes (ver **Figura 121** y **Tabla 48**).

**Tabla 45. Presupuesto asociado al GFV**

	Componente	Modelo	Unidades	Precio unitario	Precio Total	Porcentaje
Partida presupuestaria nº 1 = GFV	Panel Solar	Panasonic VBHN330SJ47 / N330	90	320,00 €	28.800,00 €	48,65%
	Inversor	INGECON 4,6 TL	6	1.134,84 €	6.809,04 €	11,50%
				<b>SUBTOTAL</b>	<b>35.609,04 €</b>	<b>60,16%</b>

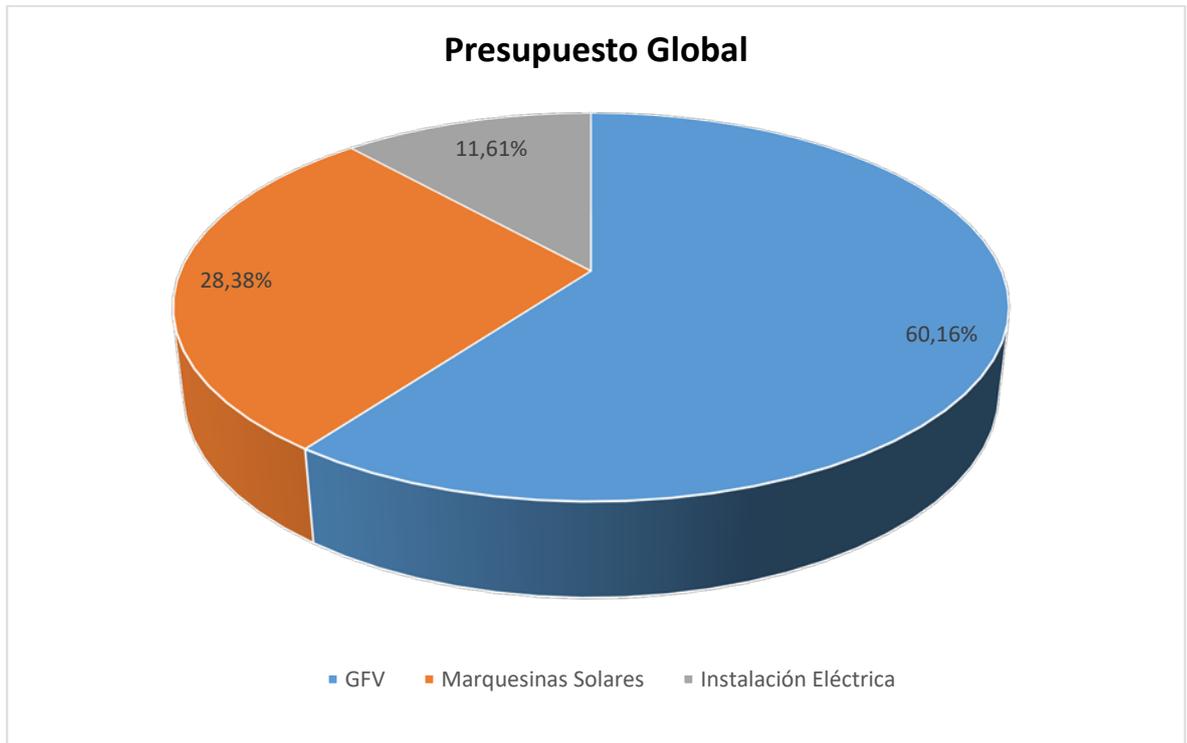
**Tabla 46. Presupuesto asociado marquesinas solares**

	Componente	Modelo	Unidades	Precio unitario	Precio Total	Porcentaje
Partida presupuestaria nº 2 = Marquesinas Solares	SOLARSTEM individual	Solarstem	6	2.800,00 €	16.800,00 €	28,38%
				<b>SUBTOTAL</b>	<b>16.800,00 €</b>	<b>28,38%</b>

Tabla 47. Presupuesto asociado a la instalación eléctrica

PROTECCIONES						
Componente	Modelo	Unidades	Precio unitario	Precio Total	Porcentaje	
Fusible	DF Electric	18	98,00 €	1.764,00 €	2,98%	
Varistor_DC	DG YPV SCI 600 (950 531)	6	167,14 €	1.002,85 €	1,69%	
Interruptor-Seccionador	21PV 2102	6	43,79 €	262,74 €	0,44%	
Varistor_AC	VPU II 1+1/R 280V / 40kA	6	119,75 €	718,50 €	1,21%	
Diferencial	DE FI63-2-30-63	6	27,03 €	162,18 €	0,27%	
Interruptor General de Maniobra	HNC125H	1	1.181,56 €	1.181,56 €	2,00%	
Interruptor General Automático	28624	1	300,59 €	300,59 €	0,51%	
			<b>SUBTOTAL</b>	<b>5.392,42 €</b>	<b>9,10%</b>	
CABLES						
Componente	Modelo	Metros	Precio unitario	Precio Total	Porcentaje	
Cable (4 mm2)	TECSUN PV1-F(AS)	1	2,02 €	2,02 €	0,003%	
Cable tramo (6 mm2)	TECSUN PV1-F(AS)	46,1	2,76 €	127,24 €	0,215%	
Cable tramo (10 mm2)	TECSUN PV1-F(AS)	19,1	4,56 €	87,10 €	0,15%	
Cable tramo (16 mm2)	TECSUN PV1-F(AS)	81	7,20 €	583,20 €	0,99%	
Cable tramo (25 mm2)	TECSUN PV1-F(AS)	38,2	9,20 €	351,44 €	0,59%	
Cable tramo (25 mm2)	AFUMEX RZ1-K / 20132651	22	4,09 €	89,94 €	0,15%	
			<b>SUBTOTAL</b>	<b>1.240,93 €</b>	<b>2,10%</b>	
CANALIZACIONES						
Componente	Modelo	Metros	Precio unitario	Precio Total	Porcentaje	
CCG (Caja estanca IP65)	DF02	6	25,53 €	153,18 €	0,26%	
Canalización	DECAPLAST	22	4,16 €	91,52 €	0,15%	
			<b>SUBTOTAL</b>	<b>244,70 €</b>	<b>0,41%</b>	

Partida presupuestaria nº 3 = Instalación eléctrica

**Figura 120. Gráfico asociado al presupuesto global**

Sumando todos los porcentajes asociados a las tres partes en las que se ha dividido el presupuesto se obtiene el global del mismo:

**Tabla 48. Presupuesto global**

RESUMEN	Generador Fotovoltaico	35.609,04 €
	Marquesinas Solares	16.800,00 €
	Instalación Eléctrica	6.878,05 €
	TOTAL	59.287,09 €
	IGIC	7%
	<b>TOTAL PRESUPUESTO</b>	<b>63.437,18 €</b>

El presente presupuesto asciende a la cantidad de SESENTA Y TRES MIL CUATROSCIENTOS TREINTA Y SIETE EUROS CON DIECIOCHO CÉNTIMOS.

Fecha: Julio 2017

Firma: Saúl Perera Castilla



**Parte III**  
**Anexos**



## **ANEXO A: TABLAS DEL RECURSO SOLAR POR MESES**

ENERO			
Hora	E (W/m <sup>2</sup> )	Ed (W/m <sup>2</sup> )	Ec (W/m <sup>2</sup> )
7:07	95	46	96
7:22	159	74	165
7:37	213	89	230
7:52	266	102	295
8:07	318	115	360
8:22	369	125	423
8:37	417	135	485
8:52	462	143	543
9:07	505	150	599
9:22	545	156	651
9:37	581	161	699
9:52	614	165	743
10:07	644	168	783
10:22	670	171	818
10:37	692	174	849
10:52	711	175	874
11:07	726	177	895
11:22	737	178	910
11:37	745	178	921
11:52	748	178	926
12:07	748	178	926
12:22	745	178	921
12:37	737	178	910
12:52	726	177	895
13:07	711	175	874
13:22	692	174	849
13:37	670	171	818
13:52	644	168	783
14:07	614	165	743
14:22	581	161	699
14:37	545	156	651
14:52	505	150	599
15:07	462	143	543
15:22	417	135	485
15:37	369	125	423
15:52	318	115	360
16:07	266	102	295
16:22	213	89	230
16:37	159	74	165
16:52	95	46	96
17:07	50	29	46

FEBRERO			
Hora	E (W/m <sup>2</sup> )	Ed (W/m <sup>2</sup> )	Ec (W/m <sup>2</sup> )
7:07	165	82	166
7:22	221	98	232
7:37	276	113	300
7:52	331	127	368
8:07	384	138	436
8:22	435	149	501
8:37	483	158	564
8:52	529	165	625
9:07	572	172	682
9:22	611	177	736
9:37	647	181	785
9:52	680	185	831
10:07	709	188	871
10:22	735	190	908
10:37	757	192	939
10:52	776	193	965
11:07	791	194	986
11:22	802	194	1000
11:37	809	195	1010
11:52	813	195	1020
12:07	813	195	1020
12:22	809	195	1010
12:37	802	194	1000
12:52	791	194	986
13:07	776	193	965
13:22	757	192	939
13:37	735	190	908
13:52	709	188	871
14:07	680	185	831
14:22	647	181	785
14:37	611	177	736
14:52	572	172	682
15:07	529	165	625
15:22	483	158	564
15:37	435	149	501
15:52	384	138	436
16:07	331	127	368
16:22	276	113	300
16:37	221	98	232
16:52	165	82	166
17:07	100	52	95

MARZO			
Hora	E (W/m <sup>2</sup> )	Ed (W/m <sup>2</sup> )	Ec (W/m <sup>2</sup> )
7:07	256	131	232
7:22	317	150	299
7:37	378	167	368
7:52	437	181	436
8:07	494	194	504
8:22	548	206	569
8:37	600	215	632
8:52	648	223	693
9:07	693	229	750
9:22	734	235	803
9:37	772	239	852
9:52	806	242	897
10:07	837	244	938
10:22	863	246	974
10:37	886	247	1010
10:52	905	248	1030
11:07	920	248	1050
11:22	932	248	1070
11:37	939	248	1080
11:52	943	249	1080
12:07	943	249	1080
12:22	939	248	1080
12:37	932	248	1070
12:52	920	248	1050
13:07	905	248	1030
13:22	886	247	1010
13:37	863	246	974
13:52	837	244	938
14:07	806	242	897
14:22	772	239	852
14:37	734	235	803
14:52	693	229	750
15:07	648	223	693
15:22	600	215	632
15:37	548	206	569
15:52	494	194	504
16:07	437	181	436
16:22	378	167	368
16:37	317	150	299
16:52	256	131	232
17:07	195	110	166

ABRIL			
Hora	E (W/m <sup>2</sup> )	Ed (W/m <sup>2</sup> )	Ec (W/m <sup>2</sup> )
7:07	281	128	284
7:22	336	142	350
7:37	390	154	416
7:52	443	165	482
8:07	494	174	546
8:22	543	182	609
8:37	590	188	669
8:52	633	194	727
9:07	674	198	781
9:22	712	201	832
9:37	746	203	879
9:52	777	205	921
10:07	805	206	960
10:22	830	207	994
10:37	851	207	1020
10:52	868	207	1050
11:07	882	207	1070
11:22	893	207	1080
11:37	900	207	1090
11:52	903	207	1100
12:07	903	207	1100
12:22	900	207	1090
12:37	893	207	1080
12:52	882	207	1070
13:07	868	207	1050
13:22	851	207	1020
13:37	830	207	994
13:52	805	206	960
14:07	777	205	921
14:22	746	203	879
14:37	712	201	832
14:52	674	198	781
15:07	633	194	727
15:22	590	188	669
15:37	543	182	609
15:52	494	174	546
16:07	443	165	482
16:22	390	154	416
16:37	336	142	350
16:52	281	128	284
17:07	227	113	220

MAYO			
Hora	E (W/m <sup>2</sup> )	Ed (W/m <sup>2</sup> )	Ec (W/m <sup>2</sup> )
7:07	306	137	306
7:22	358	150	367
7:37	410	161	428
7:52	460	170	489
8:07	509	178	549
8:22	556	185	606
8:37	601	191	662
8:52	643	195	715
9:07	682	199	765
9:22	719	202	812
9:37	752	204	855
9:52	783	205	895
10:07	810	206	930
10:22	834	207	962
10:37	854	207	989
10:52	871	207	1010
11:07	885	207	1030
11:22	895	207	1040
11:37	902	207	1050
11:52	906	207	1060
12:07	906	207	1060
12:22	902	207	1050
12:37	895	207	1040
12:52	885	207	1030
13:07	871	207	1010
13:22	854	207	989
13:37	834	207	962
13:52	810	206	930
14:07	783	205	895
14:22	752	204	855
14:37	719	202	812
14:52	682	199	765
15:07	643	195	715
15:22	601	191	662
15:37	556	185	606
15:52	509	178	549
16:07	460	170	489
16:22	410	161	428
16:37	358	150	367
16:52	306	137	306
17:07	254	124	247

JUNIO			
Hora	E (W/m <sup>2</sup> )	Ed (W/m <sup>2</sup> )	Ec (W/m <sup>2</sup> )
7:07	322	139	316
7:22	374	150	375
7:37	426	160	434
7:52	476	169	492
8:07	525	177	549
8:22	571	183	604
8:37	616	188	657
8:52	658	192	708
9:07	697	196	756
9:22	734	198	801
9:37	768	200	843
9:52	798	202	880
10:07	825	202	915
10:22	849	203	945
10:37	870	203	971
10:52	887	203	993
11:07	901	203	1010
11:22	911	203	1020
11:37	918	203	1030
11:52	922	203	1040
12:07	922	203	1040
12:22	918	203	1030
12:37	911	203	1020
12:52	901	203	1010
13:07	887	203	993
13:22	870	203	971
13:37	849	203	945
13:52	825	202	915
14:07	798	202	880
14:22	768	200	843
14:37	734	198	801
14:52	697	196	756
15:07	658	192	708
15:22	616	188	657
15:37	571	183	604
15:52	525	177	549
16:07	476	169	492
16:22	426	160	434
16:37	374	150	375
16:52	322	139	316
17:07	271	126	259

JULIO			
Hora	E (W/m <sup>2</sup> )	Ed (W/m <sup>2</sup> )	Ec (W/m <sup>2</sup> )
7:07	332	132	323
7:22	386	142	384
7:37	440	152	445
7:52	492	160	506
8:07	543	167	565
8:22	591	173	623
8:37	637	178	678
8:52	681	182	730
9:07	721	185	780
9:22	759	187	826
9:37	793	189	869
9:52	825	190	908
10:07	853	190	944
10:22	877	190	975
10:37	898	190	1000
10:52	916	190	1020
11:07	930	190	1040
11:22	941	190	1060
11:37	948	190	1070
11:52	952	189	1070
12:07	952	189	1070
12:22	948	190	1070
12:37	941	190	1060
12:52	930	190	1040
13:07	916	190	1020
13:22	898	190	1000
13:37	877	190	975
13:52	853	190	944
14:07	825	190	908
14:22	793	189	869
14:37	759	187	826
14:52	721	185	780
15:07	681	182	730
15:22	637	178	678
15:37	591	173	623
15:52	543	167	565
16:07	492	160	506
16:22	440	152	445
16:37	386	142	384
16:52	332	132	323
17:07	277	119	262

AGOSTO			
Hora	E (W/m <sup>2</sup> )	Ed (W/m <sup>2</sup> )	Ec (W/m <sup>2</sup> )
7:07	297	128	290
7:22	353	141	353
7:37	408	153	416
7:52	462	163	479
8:07	515	171	540
8:22	565	178	600
8:37	613	185	658
8:52	658	189	712
9:07	701	193	764
9:22	740	196	813
9:37	776	199	858
9:52	809	200	899
10:07	838	201	936
10:22	864	202	968
10:37	886	202	996
10:52	904	202	1020
11:07	919	202	1040
11:22	930	202	1050
11:37	938	202	1060
11:52	941	202	1070
12:07	941	202	1070
12:22	938	202	1060
12:37	930	202	1050
12:52	919	202	1040
13:07	904	202	1020
13:22	886	202	996
13:37	864	202	968
13:52	838	201	936
14:07	809	200	899
14:22	776	199	858
14:37	740	196	813
14:52	701	193	764
15:07	658	189	712
15:22	613	185	658
15:37	565	178	600
15:52	515	171	540
16:07	462	163	479
16:22	408	153	416
16:37	353	141	353
16:52	297	128	290
17:07	241	114	228

SEPTIEMBRE			
Hora	$E$ (W/m <sup>2</sup> )	$E_d$ (W/m <sup>2</sup> )	$E_c$ (W/m <sup>2</sup> )
7:07	235	115	236
7:22	290	130	299
7:37	345	144	364
7:52	399	156	429
8:07	451	167	493
8:22	501	176	555
8:37	549	184	615
8:52	595	191	673
9:07	637	196	727
9:22	676	200	778
9:37	712	204	825
9:52	745	206	868
10:07	774	208	907
10:22	800	210	941
10:37	822	211	971
10:52	841	211	996
11:07	855	212	1020
11:22	866	212	1030
11:37	874	212	1040
11:52	878	212	1050
12:07	878	212	1050
12:22	874	212	1040
12:37	866	212	1030
12:52	855	212	1020
13:07	841	211	996
13:22	822	211	971
13:37	800	210	941
13:52	774	208	907
14:07	745	206	868
14:22	712	204	825
14:37	676	200	778
14:52	637	196	727
15:07	595	191	673
15:22	549	184	615
15:37	501	176	555
15:52	451	167	493
16:07	399	156	429
16:22	345	144	364
16:37	290	130	299
16:52	235	115	236
17:07	181	98	174

OCTUBRE			
Hora	$E$ (W/m <sup>2</sup> )	$E_d$ (W/m <sup>2</sup> )	$E_c$ (W/m <sup>2</sup> )
7:07	172	86	164
7:22	229	103	225
7:37	288	119	289
7:52	346	132	353
8:07	404	145	417
8:22	460	156	479
8:37	513	165	540
8:52	564	173	598
9:07	612	180	653
9:22	657	186	704
9:37	698	190	752
9:52	735	194	796
10:07	769	197	835
10:22	798	200	870
10:37	824	202	900
10:52	845	203	926
11:07	862	204	946
11:22	875	205	962
11:37	884	205	972
11:52	888	205	977
12:07	888	205	977
12:22	884	205	972
12:37	875	205	962
12:52	862	204	946
13:07	845	203	926
13:22	824	202	900
13:37	798	200	870
13:52	769	197	835
14:07	735	194	796
14:22	698	190	752
14:37	657	186	704
14:52	612	180	653
15:07	564	173	598
15:22	513	165	540
15:37	460	156	479
15:52	404	145	417
16:07	346	132	353
16:22	288	119	289
16:37	229	103	225
16:52	172	86	164
17:07	117	67	107

NOVIEMBRE			
Hora	<i>E</i> (W/m <sup>2</sup> )	<i>Ed</i> (W/m <sup>2</sup> )	<i>Ec</i> (W/m <sup>2</sup> )
7:07	96	48	97
7:22	155	73	163
7:37	209	88	225
7:52	262	101	288
8:07	315	114	351
8:22	366	124	413
8:37	415	134	473
8:52	462	142	530
9:07	506	149	585
9:22	547	155	636
9:37	585	160	683
9:52	620	164	727
10:07	650	168	766
10:22	678	171	801
10:37	701	173	831
10:52	721	175	856
11:07	737	176	877
11:22	749	177	892
11:37	756	178	902
11:52	760	178	907
12:07	760	178	907
12:22	756	178	902
12:37	749	177	892
12:52	737	176	877
13:07	721	175	856
13:22	701	173	831
13:37	678	171	801
13:52	650	168	766
14:07	620	164	727
14:22	585	160	683
14:37	547	155	636
14:52	506	149	585
15:07	462	142	530
15:22	415	134	473
15:37	366	124	413
15:52	315	114	351
16:07	262	101	288
16:22	209	88	225
16:37	155	73	163
16:52	96	48	97
17:07	52	31	49

DICIEMBRE			
Hora	<i>E</i> (W/m <sup>2</sup> )	<i>Ed</i> (W/m <sup>2</sup> )	<i>Ec</i> (W/m <sup>2</sup> )
7:07	72	36	72
7:22	129	63	134
7:37	181	78	196
7:52	234	91	258
8:07	285	103	321
8:22	335	114	383
8:37	383	124	442
8:52	428	132	499
9:07	471	139	553
9:22	511	145	604
9:37	547	151	651
9:52	581	155	694
10:07	611	159	733
10:22	637	162	768
10:37	660	164	798
10:52	679	166	823
11:07	694	168	843
11:22	705	169	858
11:37	713	169	868
11:52	717	170	873
12:07	717	170	873
12:22	713	169	868
12:37	705	169	858
12:52	694	168	843
13:07	679	166	823
13:22	660	164	798
13:37	637	162	768
13:52	611	159	733
14:07	581	155	694
14:22	547	151	651
14:37	511	145	604
14:52	471	139	553
15:07	428	132	499
15:22	383	124	442
15:37	335	114	383
15:52	285	103	321
16:07	234	91	258
16:22	181	78	196
16:37	129	63	134
16:52	72	36	72
17:07	19	19	12



## **ANEXO B: TABLAS DEL GFV POR MESES**



## **B.1. POTENCIA EN FUNCIÓN DE IRRADIANCIA Y TEMPERATURA**

Día Típico Mes	HORA SOLAR	HORA GMT	T ambiente °C	Irradiancia Plano Fijo (E) (KW/m2)	Vco_E G (V)	Pmax G(KW)	Tcell G (°C)	Pmax Tcell (KW)
ENERO	07:07	08:13	18.4	0.10	65.8	0.03	21.25	0.030
	07:22	08:28	18.4	0.16	65.8	0.05	23.17	0.050
	07:37	08:43	18.4	0.21	65.8	0.07	24.79	0.066
	07:52	08:58	18.4	0.27	65.8	0.09	26.38	0.083
	08:07	09:13	18.4	0.32	65.8	0.10	27.94	0.099
	08:22	09:28	18.4	0.37	65.8	0.12	29.47	0.115
	08:37	09:43	18.4	0.42	65.8	0.14	30.91	0.130
	08:52	09:58	18.4	0.46	65.8	0.15	32.26	0.144
	09:07	10:13	18.4	0.51	65.8	0.17	33.55	0.157
	09:22	10:28	18.4	0.55	65.8	0.18	34.75	0.170
	09:37	10:43	18.4	0.58	65.8	0.19	35.83	0.181
	09:52	10:58	18.4	0.61	65.8	0.20	36.82	0.191
	10:07	11:13	18.4	0.64	65.8	0.21	37.72	0.201
	10:22	11:28	18.4	0.67	65.8	0.22	38.5	0.209
	10:37	11:43	18.4	0.69	65.8	0.23	39.16	0.216
	10:52	11:58	18.4	0.71	65.8	0.23	39.73	0.222
	11:07	12:13	18.4	0.73	65.8	0.24	40.18	0.226
	11:22	12:28	18.4	0.74	65.8	0.24	40.51	0.230
	11:37	12:43	18.4	0.75	65.8	0.25	40.75	0.232
	11:52	12:58	18.4	0.75	65.8	0.25	40.84	0.233
	12:07	13:13	18.4	0.75	65.8	0.25	40.84	0.233
	12:22	13:28	18.4	0.75	65.8	0.25	40.75	0.232
	12:37	13:43	18.4	0.74	65.8	0.24	40.51	0.230
	12:52	13:58	18.4	0.73	65.8	0.24	40.18	0.226
	13:07	14:13	18.4	0.71	65.8	0.23	39.73	0.222
	13:22	14:28	18.4	0.69	65.8	0.23	39.16	0.216
	13:37	14:43	18.4	0.67	65.8	0.22	38.5	0.209
	13:52	14:58	18.4	0.64	65.8	0.21	37.72	0.201
	14:07	15:13	18.4	0.61	65.8	0.20	36.82	0.191
	14:22	15:28	18.4	0.58	65.8	0.19	35.83	0.181
14:37	15:43	18.4	0.55	65.8	0.18	34.75	0.170	
14:52	15:58	18.4	0.51	65.8	0.17	33.55	0.157	
15:07	16:13	18.4	0.46	65.8	0.15	32.26	0.144	
15:22	16:28	18.4	0.42	65.8	0.14	30.91	0.130	
15:37	16:43	18.4	0.37	65.8	0.12	29.47	0.115	
15:52	16:58	18.4	0.32	65.8	0.10	27.94	0.099	
16:07	17:13	18.4	0.27	65.8	0.09	26.38	0.083	
16:22	17:28	18.4	0.21	65.8	0.07	24.79	0.066	
16:37	17:43	18.4	0.16	65.8	0.05	23.17	0.050	
16:52	17:58	18.4	0.10	65.8	0.03	21.25	0.030	
17:07	18:13	18.4	0.05	65.8	0.02	19.9	0.016	

Día Típico Mes	HORA SOLAR	HORA GMT	T ambiente (°C)	Irradiancia Plano Fijo (E) (KW/m2)	Vco_E G (V)	Pmax G(KW)	Tcell G (°C)	Pmax Tcell (KW)
FEBRERO	6:52	7:58	18,5	0,10	65,8	0,03	21,5	0,031
	7:07	8:13	18,5	0,17	65,8	0,05	23,45	0,051
	7:22	8:28	18,5	0,22	65,8	0,07	25,13	0,069
	7:37	8:43	18,5	0,28	65,8	0,09	26,78	0,086
	7:52	8:58	18,5	0,33	65,8	0,11	28,43	0,103
	8:07	9:13	18,5	0,38	65,8	0,13	30,02	0,120
	8:22	9:28	18,5	0,44	65,8	0,14	31,55	0,136
	8:37	9:43	18,5	0,48	65,8	0,16	32,99	0,151
	8:52	9:58	18,5	0,53	65,8	0,17	34,37	0,165
	9:07	10:13	18,5	0,57	65,8	0,19	35,66	0,178
	9:22	10:28	18,5	0,61	65,8	0,20	36,83	0,190
	9:37	10:43	18,5	0,65	65,8	0,21	37,91	0,202
	9:52	10:58	18,5	0,68	65,8	0,22	38,9	0,212
	10:07	11:13	18,5	0,71	65,8	0,23	39,77	0,221
	10:22	11:28	18,5	0,74	65,8	0,24	40,55	0,229
	10:37	11:43	18,5	0,76	65,8	0,25	41,21	0,236
	10:52	11:58	18,5	0,78	65,8	0,26	41,78	0,242
	11:07	12:13	18,5	0,79	65,8	0,26	42,23	0,247
	11:22	12:28	18,5	0,80	65,8	0,26	42,56	0,250
	11:37	12:43	18,5	0,81	65,8	0,27	42,77	0,252
	11:52	12:58	18,5	0,81	65,8	0,27	42,89	0,253
	12:07	13:13	18,5	0,81	65,8	0,27	42,89	0,253
	12:22	13:28	18,5	0,81	65,8	0,27	42,77	0,252
	12:37	13:43	18,5	0,80	65,8	0,26	42,56	0,250
	12:52	13:58	18,5	0,79	65,8	0,26	42,23	0,247
	13:07	14:13	18,5	0,78	65,8	0,26	41,78	0,242
	13:22	14:28	18,5	0,76	65,8	0,25	41,21	0,236
	13:37	14:43	18,5	0,74	65,8	0,24	40,55	0,229
	13:52	14:58	18,5	0,71	65,8	0,23	39,77	0,221
	14:07	15:13	18,5	0,68	65,8	0,22	38,9	0,212
	14:22	15:28	18,5	0,65	65,8	0,21	37,91	0,202
	14:37	15:43	18,5	0,61	65,8	0,20	36,83	0,190
14:52	15:58	18,5	0,57	65,8	0,19	35,66	0,178	
15:07	16:13	18,5	0,53	65,8	0,17	34,37	0,165	
15:22	16:28	18,5	0,48	65,8	0,16	32,99	0,151	
15:37	16:43	18,5	0,44	65,8	0,14	31,55	0,136	
15:52	16:58	18,5	0,38	65,8	0,13	30,02	0,120	
16:07	17:13	18,5	0,33	65,8	0,11	28,43	0,103	
16:22	17:28	18,5	0,28	65,8	0,09	26,78	0,086	
16:37	17:43	18,5	0,22	65,8	0,07	25,13	0,069	
16:52	17:58	18,5	0,17	65,8	0,05	23,45	0,051	
17:07	18:13	18,5	0,10	65,8	0,03	21,5	0,031	
17:22	18:28	18,5	0,06	65,8	0,02	20,15	0,017	

Día Típico Mes	HORA SOLAR	HORA GMT	T ambiente ( °C)	Irradiancia Plano Fijo (E) (KW/m2)	Vco_E G (V)	Pmax G(KW)	Tcell G (°C)	Pmax Tcell (KW)
MARZO	6:52	7:58	19,3	0,20	65,8	0,06	25,15	0,061
	7:07	8:13	19,3	0,26	65,8	0,08	26,98	0,080
	7:22	8:28	19,3	0,32	65,8	0,10	28,81	0,099
	7:37	8:43	19,3	0,38	65,8	0,12	30,64	0,118
	7:52	8:58	19,3	0,44	65,8	0,14	32,41	0,136
	8:07	9:13	19,3	0,49	65,8	0,16	34,12	0,154
	8:22	9:28	19,3	0,55	65,8	0,18	35,74	0,171
	8:37	9:43	19,3	0,60	65,8	0,20	37,3	0,187
	8:52	9:58	19,3	0,65	65,8	0,21	38,74	0,202
	9:07	10:13	19,3	0,69	65,8	0,23	40,09	0,216
	9:22	10:28	19,3	0,73	65,8	0,24	41,32	0,229
	9:37	10:43	19,3	0,77	65,8	0,25	42,46	0,241
	9:52	10:58	19,3	0,81	65,8	0,27	43,48	0,251
	10:07	11:13	19,3	0,84	65,8	0,28	44,41	0,261
	10:22	11:28	19,3	0,86	65,8	0,28	45,19	0,269
	10:37	11:43	19,3	0,89	65,8	0,29	45,88	0,276
	10:52	11:58	19,3	0,91	65,8	0,30	46,45	0,282
	11:07	12:13	19,3	0,92	65,8	0,30	46,9	0,287
	11:22	12:28	19,3	0,93	65,8	0,31	47,26	0,290
	11:37	12:43	19,3	0,94	65,8	0,31	47,47	0,293
	11:52	12:58	19,3	0,94	65,8	0,31	47,59	0,294
	12:07	13:13	19,3	0,94	65,8	0,31	47,59	0,294
	12:22	13:28	19,3	0,94	65,8	0,31	47,47	0,293
	12:37	13:43	19,3	0,93	65,8	0,31	47,26	0,290
	12:52	13:58	19,3	0,92	65,8	0,30	46,9	0,287
	13:07	14:13	19,3	0,91	65,8	0,30	46,45	0,282
	13:22	14:28	19,3	0,89	65,8	0,29	45,88	0,276
	13:37	14:43	19,3	0,86	65,8	0,28	45,19	0,269
	13:52	14:58	19,3	0,84	65,8	0,28	44,41	0,261
	14:07	15:13	19,3	0,81	65,8	0,27	43,48	0,251
14:22	15:28	19,3	0,77	65,8	0,25	42,46	0,241	
14:37	15:43	19,3	0,73	65,8	0,24	41,32	0,229	
14:52	15:58	19,3	0,69	65,8	0,23	40,09	0,216	
15:07	16:13	19,3	0,65	65,8	0,21	38,74	0,202	
15:22	16:28	19,3	0,60	65,8	0,20	37,3	0,187	
15:37	16:43	19,3	0,55	65,8	0,18	35,74	0,171	
15:52	16:58	19,3	0,49	65,8	0,16	34,12	0,154	
16:07	17:13	19,3	0,44	65,8	0,14	32,41	0,136	
16:22	17:28	19,3	0,38	65,8	0,12	30,64	0,118	
16:37	17:43	19,3	0,32	65,8	0,10	28,81	0,099	
16:52	17:58	19,3	0,26	65,8	0,08	26,98	0,080	
17:07	18:13	19,3	0,20	65,8	0,06	25,15	0,061	
17:22	18:28	19,3	0,14	65,8	0,04	23,38	0,042	

Día Típico Mes	HORA SOLAR	CORRECCIÓN HORARIO VERANO	2:06:00	Irradiancia Plano Fijo (E) (KW/m2)	Vco_E G (V)	Pmax G(KW)	Tcell G (°C)	Pmax Tcell (KW)
ABRIL	6:52	8:58	19,5	0,23	65,8	0,07	26,31	0,071
	7:07	9:13	19,5	0,28	65,8	0,09	27,93	0,088
	7:22	9:28	19,5	0,34	65,8	0,11	29,58	0,105
	7:37	9:43	19,5	0,39	65,8	0,13	31,2	0,122
	7:52	9:58	19,5	0,44	65,8	0,15	32,79	0,138
	8:07	10:13	19,5	0,49	65,8	0,16	34,32	0,154
	8:22	10:28	19,5	0,54	65,8	0,18	35,79	0,169
	8:37	10:43	19,5	0,59	65,8	0,19	37,2	0,184
	8:52	10:58	19,5	0,63	65,8	0,21	38,49	0,197
	9:07	11:13	19,5	0,67	65,8	0,22	39,72	0,210
	9:22	11:28	19,5	0,71	65,8	0,23	40,86	0,222
	9:37	11:43	19,5	0,75	65,8	0,25	41,88	0,232
	9:52	11:58	19,5	0,78	65,8	0,26	42,81	0,242
	10:07	12:13	19,5	0,81	65,8	0,27	43,65	0,251
	10:22	12:28	19,5	0,83	65,8	0,27	44,4	0,259
	10:37	12:43	19,5	0,85	65,8	0,28	45,03	0,265
	10:52	12:58	19,5	0,87	65,8	0,29	45,54	0,271
	11:07	13:13	19,5	0,88	65,8	0,29	45,96	0,275
	11:22	13:28	19,5	0,89	65,8	0,29	46,29	0,278
	11:37	13:43	19,5	0,90	65,8	0,30	46,5	0,280
	11:52	13:58	19,5	0,90	65,8	0,30	46,59	0,281
	12:07	14:13	19,5	0,90	65,8	0,30	46,59	0,281
	12:22	14:28	19,5	0,90	65,8	0,30	46,5	0,280
	12:37	14:43	19,5	0,89	65,8	0,29	46,29	0,278
	12:52	14:58	19,5	0,88	65,8	0,29	45,96	0,275
	13:07	15:13	19,5	0,87	65,8	0,29	45,54	0,271
	13:22	15:28	19,5	0,85	65,8	0,28	45,03	0,265
	13:37	15:43	19,5	0,83	65,8	0,27	44,4	0,259
	13:52	15:58	19,5	0,81	65,8	0,27	43,65	0,251
	14:07	16:13	19,5	0,78	65,8	0,26	42,81	0,242
	14:22	16:28	19,5	0,75	65,8	0,25	41,88	0,232
	14:37	16:43	19,5	0,71	65,8	0,23	40,86	0,222
14:52	16:58	19,5	0,67	65,8	0,22	39,72	0,210	
15:07	17:13	19,5	0,63	65,8	0,21	38,49	0,197	
15:22	17:28	19,5	0,59	65,8	0,19	37,2	0,184	
15:37	17:43	19,5	0,54	65,8	0,18	35,79	0,169	
15:52	17:58	19,5	0,49	65,8	0,16	34,32	0,154	
16:07	18:13	19,5	0,44	65,8	0,15	32,79	0,138	
16:22	18:28	19,5	0,39	65,8	0,13	31,2	0,122	
16:37	18:43	19,5	0,34	65,8	0,11	29,58	0,105	
16:52	18:58	19,5	0,28	65,8	0,09	27,93	0,088	
17:07	19:13	19,5	0,23	65,8	0,07	26,31	0,071	
17:22	19:28	19,5	0,17	65,8	0,06	24,69	0,054	

Día Típico Mes	HORA SOLAR	CORRECCIÓN HORARIO VERANO	2:06:00	Irradiancia Plano Fijo (E) (KW/m2)	Vco_E G (V)	Pmax G(KW)	Tcell G (°C)	Pmax Tcell (KW)
MAYO	6:52	8:58	20,4	0,25	65,8	0,08	28,02	0,079
	7:07	9:13	20,4	0,31	65,8	0,10	29,58	0,095
	7:22	9:28	20,4	0,36	65,8	0,12	31,14	0,112
	7:37	9:43	20,4	0,41	65,8	0,14	32,7	0,128
	7:52	9:58	20,4	0,46	65,8	0,15	34,2	0,143
	8:07	10:13	20,4	0,51	65,8	0,17	35,67	0,159
	8:22	10:28	20,4	0,56	65,8	0,18	37,08	0,173
	8:37	10:43	20,4	0,60	65,8	0,20	38,43	0,187
	8:52	10:58	20,4	0,64	65,8	0,21	39,69	0,200
	9:07	11:13	20,4	0,68	65,8	0,22	40,86	0,213
	9:22	11:28	20,4	0,72	65,8	0,24	41,97	0,224
	9:37	11:43	20,4	0,75	65,8	0,25	42,96	0,234
	9:52	11:58	20,4	0,78	65,8	0,26	43,89	0,244
	10:07	12:13	20,4	0,81	65,8	0,27	44,7	0,252
	10:22	12:28	20,4	0,83	65,8	0,28	45,42	0,260
	10:37	12:43	20,4	0,85	65,8	0,28	46,02	0,266
	10:52	12:58	20,4	0,87	65,8	0,29	46,53	0,271
	11:07	13:13	20,4	0,89	65,8	0,29	46,95	0,276
	11:22	13:28	20,4	0,90	65,8	0,30	47,25	0,279
	11:37	13:43	20,4	0,90	65,8	0,30	47,46	0,281
	11:52	13:58	20,4	0,91	65,8	0,30	47,58	0,282
	12:07	14:13	20,4	0,91	65,8	0,30	47,58	0,282
	12:22	14:28	20,4	0,90	65,8	0,30	47,46	0,281
	12:37	14:43	20,4	0,90	65,8	0,30	47,25	0,279
	12:52	14:58	20,4	0,89	65,8	0,29	46,95	0,276
	13:07	15:13	20,4	0,87	65,8	0,29	46,53	0,271
	13:22	15:28	20,4	0,85	65,8	0,28	46,02	0,266
	13:37	15:43	20,4	0,83	65,8	0,28	45,42	0,260
	13:52	15:58	20,4	0,81	65,8	0,27	44,7	0,252
	14:07	16:13	20,4	0,78	65,8	0,26	43,89	0,244
14:22	16:28	20,4	0,75	65,8	0,25	42,96	0,234	
14:37	16:43	20,4	0,72	65,8	0,24	41,97	0,224	
14:52	16:58	20,4	0,68	65,8	0,22	40,86	0,213	
15:07	17:13	20,4	0,64	65,8	0,21	39,69	0,200	
15:22	17:28	20,4	0,60	65,8	0,20	38,43	0,187	
15:37	17:43	20,4	0,56	65,8	0,18	37,08	0,173	
15:52	17:58	20,4	0,51	65,8	0,17	35,67	0,159	
16:07	18:13	20,4	0,46	65,8	0,15	34,2	0,143	
16:22	18:28	20,4	0,41	65,8	0,14	32,7	0,128	
16:37	18:43	20,4	0,36	65,8	0,12	31,14	0,112	
16:52	18:58	20,4	0,31	65,8	0,10	29,58	0,095	
17:07	19:13	20,4	0,25	65,8	0,08	28,02	0,079	
17:22	19:28	20,4	0,20	65,8	0,07	26,49	0,063	

Día Típico Mes	HORA SOLAR	CORRECCIÓN HORARIO VERANO	2:06:00	Irradiancia Plano Fijo (E) (KW/m2)	Vco_E G (V)	Pmax G(KW)	Tcell G (°C)	Pmax Tcell (KW)
JUNIO	6:52	8:58	22,1	0,27	65,8	0,09	30,23	0,084
	7:07	9:13	22,1	0,32	65,8	0,11	31,76	0,100
	7:22	9:28	22,1	0,37	65,8	0,12	33,32	0,117
	7:37	9:43	22,1	0,43	65,8	0,14	34,88	0,133
	7:52	9:58	22,1	0,48	65,8	0,16	36,38	0,148
	8:07	10:13	22,1	0,53	65,8	0,17	37,85	0,164
	8:22	10:28	22,1	0,57	65,8	0,19	39,23	0,178
	8:37	10:43	22,1	0,62	65,8	0,20	40,58	0,192
	8:52	10:58	22,1	0,66	65,8	0,22	41,84	0,205
	9:07	11:13	22,1	0,70	65,8	0,23	43,01	0,217
	9:22	11:28	22,1	0,73	65,8	0,24	44,12	0,229
	9:37	11:43	22,1	0,77	65,8	0,25	45,14	0,239
	9:52	11:58	22,1	0,80	65,8	0,26	46,04	0,249
	10:07	12:13	22,1	0,83	65,8	0,27	46,85	0,257
	10:22	12:28	22,1	0,85	65,8	0,28	47,57	0,265
	10:37	12:43	22,1	0,87	65,8	0,29	48,2	0,271
	10:52	12:58	22,1	0,89	65,8	0,29	48,71	0,276
	11:07	13:13	22,1	0,90	65,8	0,30	49,13	0,281
	11:22	13:28	22,1	0,91	65,8	0,30	49,43	0,284
	11:37	13:43	22,1	0,92	65,8	0,30	49,64	0,286
	11:52	13:58	22,1	0,92	65,8	0,30	49,76	0,287
	12:07	14:13	22,1	0,92	65,8	0,30	49,76	0,287
	12:22	14:28	22,1	0,92	65,8	0,30	49,64	0,286
	12:37	14:43	22,1	0,91	65,8	0,30	49,43	0,284
	12:52	14:58	22,1	0,90	65,8	0,30	49,13	0,281
	13:07	15:13	22,1	0,89	65,8	0,29	48,71	0,276
	13:22	15:28	22,1	0,87	65,8	0,29	48,2	0,271
	13:37	15:43	22,1	0,85	65,8	0,28	47,57	0,265
	13:52	15:58	22,1	0,83	65,8	0,27	46,85	0,257
	14:07	16:13	22,1	0,80	65,8	0,26	46,04	0,249
14:22	16:28	22,1	0,77	65,8	0,25	45,14	0,239	
14:37	16:43	22,1	0,73	65,8	0,24	44,12	0,229	
14:52	16:58	22,1	0,70	65,8	0,23	43,01	0,217	
15:07	17:13	22,1	0,66	65,8	0,22	41,84	0,205	
15:22	17:28	22,1	0,62	65,8	0,20	40,58	0,192	
15:37	17:43	22,1	0,57	65,8	0,19	39,23	0,178	
15:52	17:58	22,1	0,53	65,8	0,17	37,85	0,164	
16:07	18:13	22,1	0,48	65,8	0,16	36,38	0,148	
16:22	18:28	22,1	0,43	65,8	0,14	34,88	0,133	
16:37	18:43	22,1	0,37	65,8	0,12	33,32	0,117	
16:52	18:58	22,1	0,32	65,8	0,11	31,76	0,100	
17:07	19:13	22,1	0,27	65,8	0,09	30,23	0,084	
17:22	19:28	22,1	0,22	65,8	0,07	28,7	0,069	

Día Típico Mes	HORA SOLAR	CORRECCIÓN HORARIO VERANO	2:06:00	Irradiancia Plano Fijo (E) (KW/m2)	Vco_E G (V)	Pmax G(KW)	Tcell G (°C)	Pmax Tcell (KW)
JULIO	6:52	8:58	24	0,28	65,8	0,09	32,31	0,086
	7:07	9:13	24	0,33	65,8	0,11	33,96	0,103
	7:22	9:28	24	0,39	65,8	0,13	35,58	0,120
	7:37	9:43	24	0,44	65,8	0,15	37,2	0,137
	7:52	9:58	24	0,49	65,8	0,16	38,76	0,153
	8:07	10:13	24	0,54	65,8	0,18	40,29	0,169
	8:22	10:28	24	0,59	65,8	0,19	41,73	0,184
	8:37	10:43	24	0,64	65,8	0,21	43,11	0,199
	8:52	10:58	24	0,68	65,8	0,22	44,43	0,212
	9:07	11:13	24	0,72	65,8	0,24	45,63	0,225
	9:22	11:28	24	0,76	65,8	0,25	46,77	0,237
	9:37	11:43	24	0,79	65,8	0,26	47,79	0,247
	9:52	11:58	24	0,83	65,8	0,27	48,75	0,257
	10:07	12:13	24	0,85	65,8	0,28	49,59	0,266
	10:22	12:28	24	0,88	65,8	0,29	50,31	0,273
	10:37	12:43	24	0,90	65,8	0,30	50,94	0,280
	10:52	12:58	24	0,92	65,8	0,30	51,48	0,285
	11:07	13:13	24	0,93	65,8	0,31	51,9	0,290
	11:22	13:28	24	0,94	65,8	0,31	52,23	0,293
	11:37	13:43	24	0,95	65,8	0,31	52,44	0,295
	11:52	13:58	24	0,95	65,8	0,31	52,56	0,297
	12:07	14:13	24	0,95	65,8	0,31	52,56	0,297
	12:22	14:28	24	0,95	65,8	0,31	52,44	0,295
	12:37	14:43	24	0,94	65,8	0,31	52,23	0,293
	12:52	14:58	24	0,93	65,8	0,31	51,9	0,290
	13:07	15:13	24	0,92	65,8	0,30	51,48	0,285
	13:22	15:28	24	0,90	65,8	0,30	50,94	0,280
	13:37	15:43	24	0,88	65,8	0,29	50,31	0,273
	13:52	15:58	24	0,85	65,8	0,28	49,59	0,266
	14:07	16:13	24	0,83	65,8	0,27	48,75	0,257
	14:22	16:28	24	0,79	65,8	0,26	47,79	0,247
	14:37	16:43	24	0,76	65,8	0,25	46,77	0,237
14:52	16:58	24	0,72	65,8	0,24	45,63	0,225	
15:07	17:13	24	0,68	65,8	0,22	44,43	0,212	
15:22	17:28	24	0,64	65,8	0,21	43,11	0,199	
15:37	17:43	24	0,59	65,8	0,19	41,73	0,184	
15:52	17:58	24	0,54	65,8	0,18	40,29	0,169	
16:07	18:13	24	0,49	65,8	0,16	38,76	0,153	
16:22	18:28	24	0,44	65,8	0,15	37,2	0,137	
16:37	18:43	24	0,39	65,8	0,13	35,58	0,120	
16:52	18:58	24	0,33	65,8	0,11	33,96	0,103	
17:07	19:13	24	0,28	65,8	0,09	32,31	0,086	
17:22	19:28	24	0,22	65,8	0,07	30,69	0,069	

Día Típico Mes	HORA SOLAR	CORRECCIÓN HORARIO VERANO	2:06:00	Irradiancia Plano Fijo (E) (KW/m2)	Vco_E G (V)	Pmax G(KW)	Tcell G (°C)	Pmax Tcell (KW)
AGOSTO	6:52	8:58	24,7	0,24	65,8	0,08	31,93	0,075
	7:07	9:13	24,7	0,30	65,8	0,10	33,61	0,093
	7:22	9:28	24,7	0,35	65,8	0,12	35,29	0,110
	7:37	9:43	24,7	0,41	65,8	0,13	36,94	0,127
	7:52	9:58	24,7	0,46	65,8	0,15	38,56	0,144
	8:07	10:13	24,7	0,52	65,8	0,17	40,15	0,161
	8:22	10:28	24,7	0,57	65,8	0,19	41,65	0,176
	8:37	10:43	24,7	0,61	65,8	0,20	43,09	0,191
	8:52	10:58	24,7	0,66	65,8	0,22	44,44	0,205
	9:07	11:13	24,7	0,70	65,8	0,23	45,73	0,218
	9:22	11:28	24,7	0,74	65,8	0,24	46,9	0,231
	9:37	11:43	24,7	0,78	65,8	0,26	47,98	0,242
	9:52	11:58	24,7	0,81	65,8	0,27	48,97	0,252
	10:07	12:13	24,7	0,84	65,8	0,28	49,84	0,261
	10:22	12:28	24,7	0,86	65,8	0,28	50,62	0,269
	10:37	12:43	24,7	0,89	65,8	0,29	51,28	0,276
	10:52	12:58	24,7	0,90	65,8	0,30	51,82	0,282
	11:07	13:13	24,7	0,92	65,8	0,30	52,27	0,286
	11:22	13:28	24,7	0,93	65,8	0,31	52,6	0,290
	11:37	13:43	24,7	0,94	65,8	0,31	52,84	0,292
	11:52	13:58	24,7	0,94	65,8	0,31	52,93	0,293
	12:07	14:13	24,7	0,94	65,8	0,31	52,93	0,293
	12:22	14:28	24,7	0,94	65,8	0,31	52,84	0,292
	12:37	14:43	24,7	0,93	65,8	0,31	52,6	0,290
	12:52	14:58	24,7	0,92	65,8	0,30	52,27	0,286
	13:07	15:13	24,7	0,90	65,8	0,30	51,82	0,282
	13:22	15:28	24,7	0,89	65,8	0,29	51,28	0,276
	13:37	15:43	24,7	0,86	65,8	0,28	50,62	0,269
	13:52	15:58	24,7	0,84	65,8	0,28	49,84	0,261
	14:07	16:13	24,7	0,81	65,8	0,27	48,97	0,252
	14:22	16:28	24,7	0,78	65,8	0,26	47,98	0,242
	14:37	16:43	24,7	0,74	65,8	0,24	46,9	0,231
14:52	16:58	24,7	0,70	65,8	0,23	45,73	0,218	
15:07	17:13	24,7	0,66	65,8	0,22	44,44	0,205	
15:22	17:28	24,7	0,61	65,8	0,20	43,09	0,191	
15:37	17:43	24,7	0,57	65,8	0,19	41,65	0,176	
15:52	17:58	24,7	0,52	65,8	0,17	40,15	0,161	
16:07	18:13	24,7	0,46	65,8	0,15	38,56	0,144	
16:22	18:28	24,7	0,41	65,8	0,13	36,94	0,127	
16:37	18:43	24,7	0,35	65,8	0,12	35,29	0,110	
16:52	18:58	24,7	0,30	65,8	0,10	33,61	0,093	
17:07	19:13	24,7	0,24	65,8	0,08	31,93	0,075	
17:22	19:28	24,7	0,19	65,8	0,06	30,31	0,058	

Día Típico Mes	HORA SOLAR	CORRECCIÓN HORARIO VERANO	2:06:00	Irradiancia Plano Fijo (E) (KW/m2)	Vco_E G (V)	Pmax G(KW)	Tcell G (°C)	Pmax Tcell (KW)
SEPTIEMBRE	6:52	8:58	24,5	0,18	65,8	0,06	29,93	0,056
	7:07	9:13	24,5	0,24	65,8	0,08	31,55	0,073
	7:22	9:28	24,5	0,29	65,8	0,10	33,2	0,090
	7:37	9:43	24,5	0,35	65,8	0,11	34,85	0,108
	7:52	9:58	24,5	0,40	65,8	0,13	36,47	0,124
	8:07	10:13	24,5	0,45	65,8	0,15	38,03	0,141
	8:22	10:28	24,5	0,50	65,8	0,17	39,53	0,156
	8:37	10:43	24,5	0,55	65,8	0,18	40,97	0,171
	8:52	10:58	24,5	0,60	65,8	0,20	42,35	0,185
	9:07	11:13	24,5	0,64	65,8	0,21	43,61	0,199
	9:22	11:28	24,5	0,68	65,8	0,22	44,78	0,211
	9:37	11:43	24,5	0,71	65,8	0,23	45,86	0,222
	9:52	11:58	24,5	0,75	65,8	0,25	46,85	0,232
	10:07	12:13	24,5	0,77	65,8	0,26	47,72	0,241
	10:22	12:28	24,5	0,80	65,8	0,26	48,5	0,249
	10:37	12:43	24,5	0,82	65,8	0,27	49,16	0,256
	10:52	12:58	24,5	0,84	65,8	0,28	49,73	0,262
	11:07	13:13	24,5	0,86	65,8	0,28	50,15	0,266
	11:22	13:28	24,5	0,87	65,8	0,29	50,48	0,270
	11:37	13:43	24,5	0,87	65,8	0,29	50,72	0,272
	11:52	13:58	24,5	0,88	65,8	0,29	50,84	0,274
	12:07	14:13	24,5	0,88	65,8	0,29	50,84	0,274
	12:22	14:28	24,5	0,87	65,8	0,29	50,72	0,272
	12:37	14:43	24,5	0,87	65,8	0,29	50,48	0,270
	12:52	14:58	24,5	0,86	65,8	0,28	50,15	0,266
	13:07	15:13	24,5	0,84	65,8	0,28	49,73	0,262
	13:22	15:28	24,5	0,82	65,8	0,27	49,16	0,256
	13:37	15:43	24,5	0,80	65,8	0,26	48,5	0,249
	13:52	15:58	24,5	0,77	65,8	0,26	47,72	0,241
	14:07	16:13	24,5	0,75	65,8	0,25	46,85	0,232
14:22	16:28	24,5	0,71	65,8	0,23	45,86	0,222	
14:37	16:43	24,5	0,68	65,8	0,22	44,78	0,211	
14:52	16:58	24,5	0,64	65,8	0,21	43,61	0,199	
15:07	17:13	24,5	0,60	65,8	0,20	42,35	0,185	
15:22	17:28	24,5	0,55	65,8	0,18	40,97	0,171	
15:37	17:43	24,5	0,50	65,8	0,17	39,53	0,156	
15:52	17:58	24,5	0,45	65,8	0,15	38,03	0,141	
16:07	18:13	24,5	0,40	65,8	0,13	36,47	0,124	
16:22	18:28	24,5	0,35	65,8	0,11	34,85	0,108	
16:37	18:43	24,5	0,29	65,8	0,10	33,2	0,090	
16:52	18:58	24,5	0,24	65,8	0,08	31,55	0,073	
17:07	19:13	24,5	0,18	65,8	0,06	29,93	0,056	
17:22	19:28	24,5	0,13	65,8	0,04	28,37	0,040	

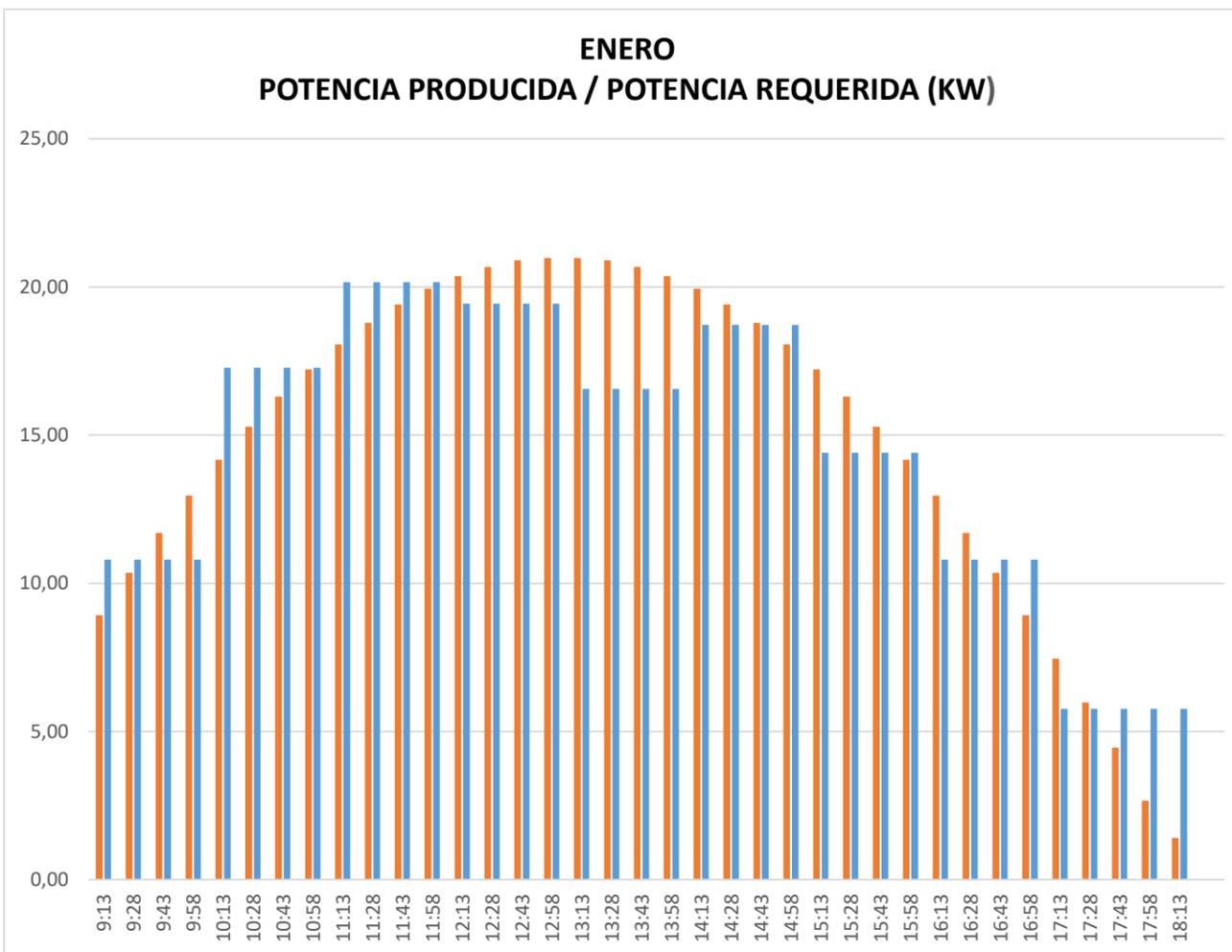
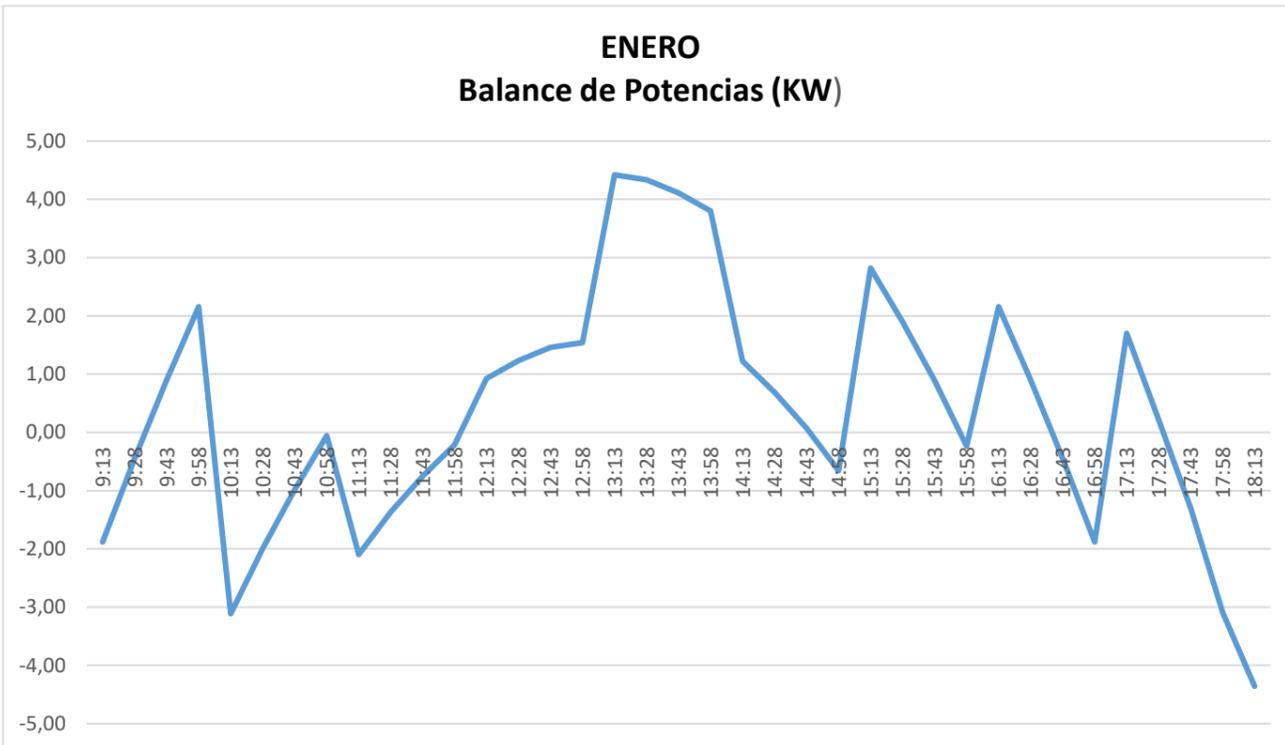
Día Típico Mes	HORA SOLAR	CORRECCIÓN HORARIO VERANO	2:06:00	Irradiancia Plano Fijo (E) (KW/m2)	Vco_E G (V)	Pmax G(KW)	Tcell G (°C)	Pmax Tcell (KW)
OCTUBRE	6:52	8:58	23,4	0,12	65,8	0,04	26,91	0,036
	7:07	9:13	23,4	0,17	65,8	0,06	28,56	0,054
	7:22	9:28	23,4	0,23	65,8	0,08	30,27	0,071
	7:37	9:43	23,4	0,29	65,8	0,09	32,04	0,090
	7:52	9:58	23,4	0,35	65,8	0,11	33,78	0,108
	8:07	10:13	23,4	0,40	65,8	0,13	35,52	0,126
	8:22	10:28	23,4	0,46	65,8	0,15	37,2	0,143
	8:37	10:43	23,4	0,51	65,8	0,17	38,79	0,160
	8:52	10:58	23,4	0,56	65,8	0,19	40,32	0,176
	9:07	11:13	23,4	0,61	65,8	0,20	41,76	0,191
	9:22	11:28	23,4	0,66	65,8	0,22	43,11	0,205
	9:37	11:43	23,4	0,70	65,8	0,23	44,34	0,218
	9:52	11:58	23,4	0,74	65,8	0,24	45,45	0,229
	10:07	12:13	23,4	0,77	65,8	0,25	46,47	0,240
	10:22	12:28	23,4	0,80	65,8	0,26	47,34	0,249
	10:37	12:43	23,4	0,82	65,8	0,27	48,12	0,257
	10:52	12:58	23,4	0,85	65,8	0,28	48,75	0,263
	11:07	13:13	23,4	0,86	65,8	0,28	49,26	0,269
	11:22	13:28	23,4	0,88	65,8	0,29	49,65	0,273
	11:37	13:43	23,4	0,88	65,8	0,29	49,92	0,276
	11:52	13:58	23,4	0,89	65,8	0,29	50,04	0,277
	12:07	14:13	23,4	0,89	65,8	0,29	50,04	0,277
	12:22	14:28	23,4	0,88	65,8	0,29	49,92	0,276
	12:37	14:43	23,4	0,88	65,8	0,29	49,65	0,273
	12:52	14:58	23,4	0,86	65,8	0,28	49,26	0,269
	13:07	15:13	23,4	0,85	65,8	0,28	48,75	0,263
	13:22	15:28	23,4	0,82	65,8	0,27	48,12	0,257
	13:37	15:43	23,4	0,80	65,8	0,26	47,34	0,249
	13:52	15:58	23,4	0,77	65,8	0,25	46,47	0,240
	14:07	16:13	23,4	0,74	65,8	0,24	45,45	0,229
	14:22	16:28	23,4	0,70	65,8	0,23	44,34	0,218
	14:37	16:43	23,4	0,66	65,8	0,22	43,11	0,205
14:52	16:58	23,4	0,61	65,8	0,20	41,76	0,191	
15:07	17:13	23,4	0,56	65,8	0,19	40,32	0,176	
15:22	17:28	23,4	0,51	65,8	0,17	38,79	0,160	
15:37	17:43	23,4	0,46	65,8	0,15	37,2	0,143	
15:52	17:58	23,4	0,40	65,8	0,13	35,52	0,126	
16:07	18:13	23,4	0,35	65,8	0,11	33,78	0,108	
16:22	18:28	23,4	0,29	65,8	0,09	32,04	0,090	
16:37	18:43	23,4	0,23	65,8	0,08	30,27	0,071	
16:52	18:58	23,4	0,17	65,8	0,06	28,56	0,054	
17:07	19:13	23,4	0,12	65,8	0,04	26,91	0,036	
17:22	19:28	23,4	0,06	65,8	0,02	25,26	0,019	

Día Típico Mes	HORA SOLAR	CORRECCIÓN GMT	1:06:00	Irradiancia Plano Fijo (E) (KW/m2)	Vco_E G (V)	Pmax G(KW)	Tcell G (°C)	Pmax Tcell (KW)
NOVIEMBRE	7:07	8:13	21,5	0,10	65,8	0,03	24,38	0,030
	7:22	8:28	21,5	0,16	65,8	0,05	26,15	0,048
	7:37	8:43	21,5	0,21	65,8	0,07	27,77	0,065
	7:52	8:58	21,5	0,26	65,8	0,09	29,36	0,082
	8:07	9:13	21,5	0,32	65,8	0,10	30,95	0,098
	8:22	9:28	21,5	0,37	65,8	0,12	32,48	0,114
	8:37	9:43	21,5	0,42	65,8	0,14	33,95	0,129
	8:52	9:58	21,5	0,46	65,8	0,15	35,36	0,144
	9:07	10:13	21,5	0,51	65,8	0,17	36,68	0,158
	9:22	10:28	21,5	0,55	65,8	0,18	37,91	0,170
	9:37	10:43	21,5	0,59	65,8	0,19	39,05	0,182
	9:52	10:58	21,5	0,62	65,8	0,20	40,1	0,193
	10:07	11:13	21,5	0,65	65,8	0,21	41	0,203
	10:22	11:28	21,5	0,68	65,8	0,22	41,84	0,211
	10:37	11:43	21,5	0,70	65,8	0,23	42,53	0,218
	10:52	11:58	21,5	0,72	65,8	0,24	43,13	0,225
	11:07	12:13	21,5	0,74	65,8	0,24	43,61	0,230
	11:22	12:28	21,5	0,75	65,8	0,25	43,97	0,233
	11:37	12:43	21,5	0,76	65,8	0,25	44,18	0,236
	11:52	12:58	21,5	0,76	65,8	0,25	44,3	0,237
	12:07	13:13	21,5	0,76	65,8	0,25	44,3	0,237
	12:22	13:28	21,5	0,76	65,8	0,25	44,18	0,236
	12:37	13:43	21,5	0,75	65,8	0,25	43,97	0,233
	12:52	13:58	21,5	0,74	65,8	0,24	43,61	0,230
	13:07	14:13	21,5	0,72	65,8	0,24	43,13	0,225
	13:22	14:28	21,5	0,70	65,8	0,23	42,53	0,218
	13:37	14:43	21,5	0,68	65,8	0,22	41,84	0,211
	13:52	14:58	21,5	0,65	65,8	0,21	41	0,203
	14:07	15:13	21,5	0,62	65,8	0,20	40,1	0,193
	14:22	15:28	21,5	0,59	65,8	0,19	39,05	0,182
14:37	15:43	21,5	0,55	65,8	0,18	37,91	0,170	
14:52	15:58	21,5	0,51	65,8	0,17	36,68	0,158	
15:07	16:13	21,5	0,46	65,8	0,15	35,36	0,144	
15:22	16:28	21,5	0,42	65,8	0,14	33,95	0,129	
15:37	16:43	21,5	0,37	65,8	0,12	32,48	0,114	
15:52	16:58	21,5	0,32	65,8	0,10	30,95	0,098	
16:07	17:13	21,5	0,26	65,8	0,09	29,36	0,082	
16:22	17:28	21,5	0,21	65,8	0,07	27,77	0,065	
16:37	17:43	21,5	0,16	65,8	0,05	26,15	0,048	
16:52	17:58	21,5	0,10	65,8	0,03	24,38	0,030	
17:07	18:13	21,5	0,05	65,8	0,02	23,06	0,016	

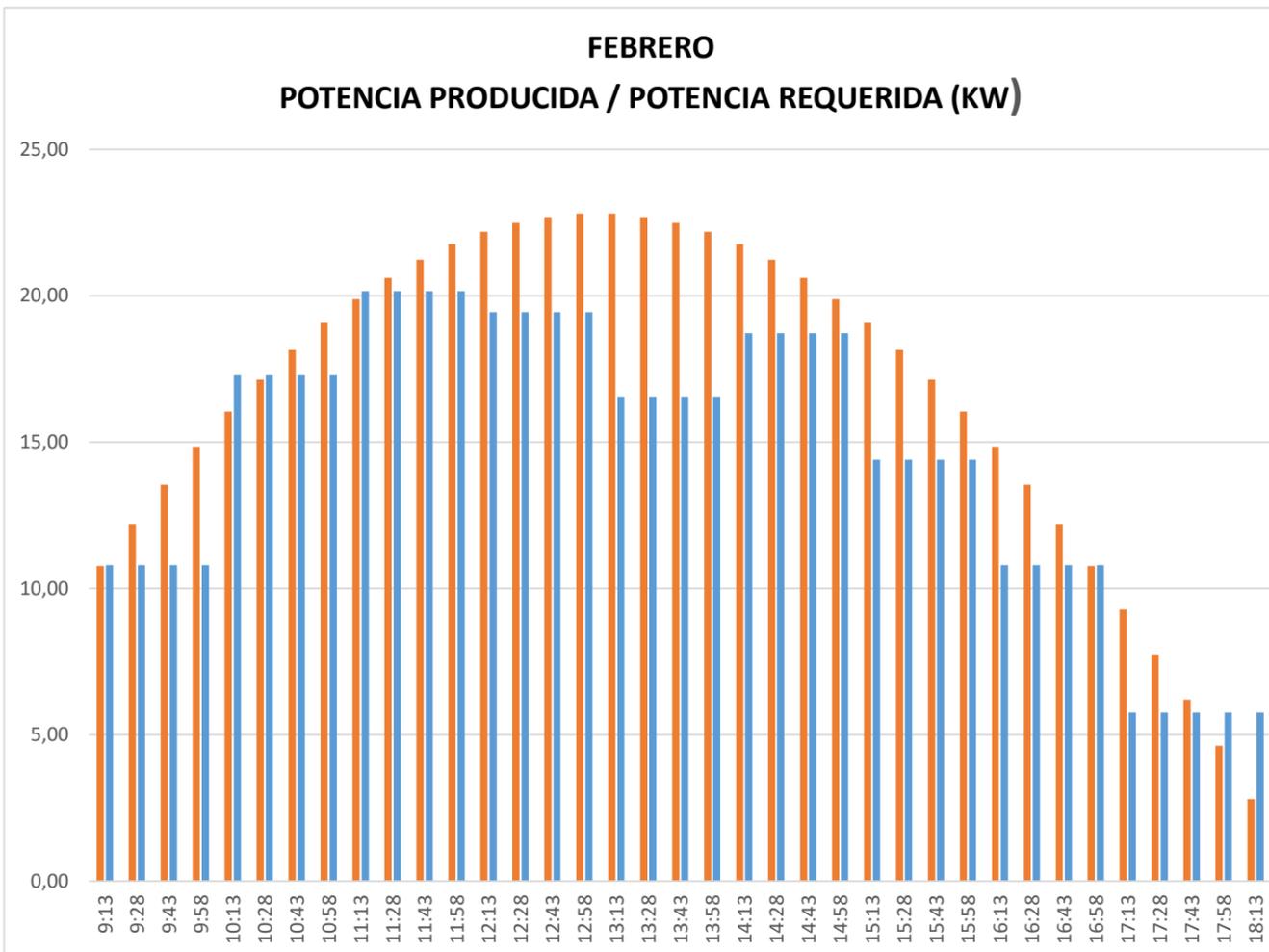
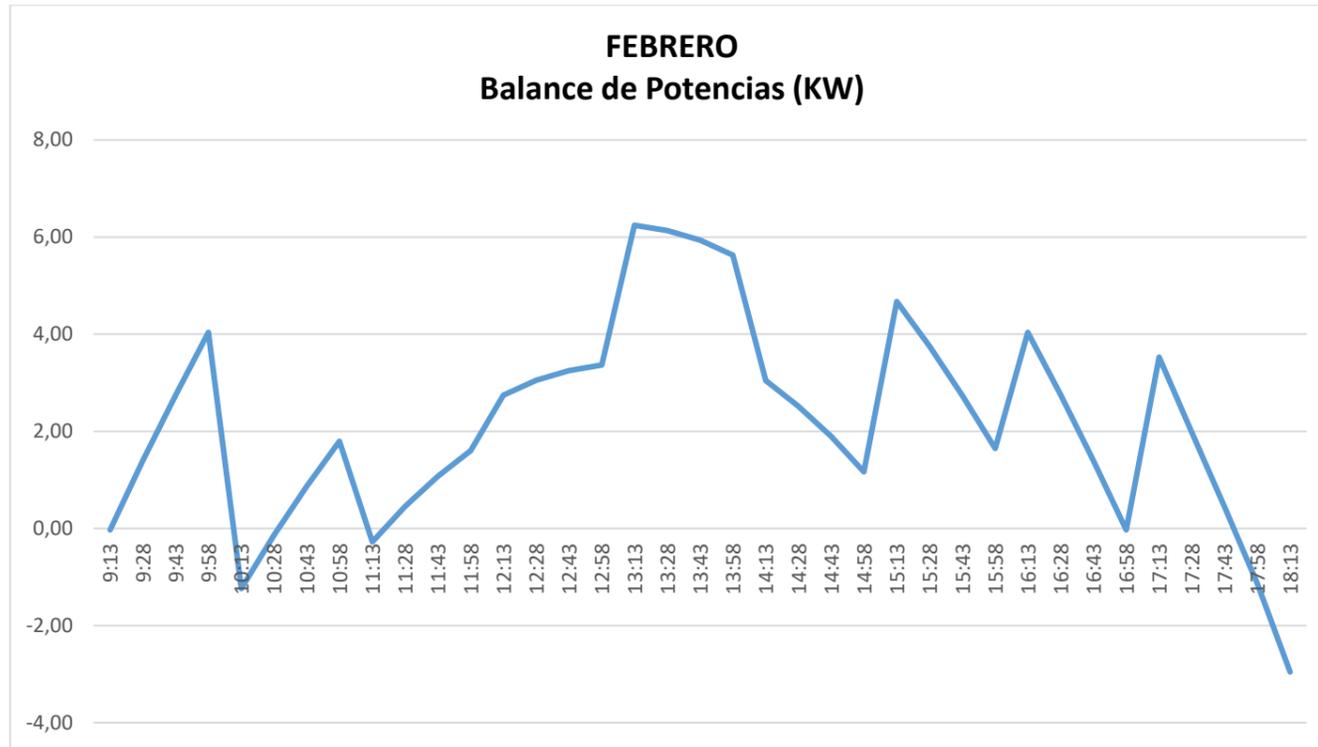
Día Típico Mes	HORA SOLAR	CORRECCIÓN GMT	1:06:00	Irradiancia Plano Fijo (E) (KW/m2)	Vco_E G (V)	Pmax G(KW)	Tcell G (°C)	Pmax Tcell (KW)
DICIEMBRE	7:07	8:13	19,7	0,07	65,8	0,02	21,86	0,022
	7:22	8:28	19,7	0,13	65,8	0,04	23,57	0,040
	7:37	8:43	19,7	0,18	65,8	0,06	25,13	0,056
	7:52	8:58	19,7	0,23	65,8	0,08	26,72	0,073
	8:07	9:13	19,7	0,29	65,8	0,09	28,25	0,089
	8:22	9:28	19,7	0,34	65,8	0,11	29,75	0,104
	8:37	9:43	19,7	0,38	65,8	0,13	31,19	0,119
	8:52	9:58	19,7	0,43	65,8	0,14	32,54	0,133
	9:07	10:13	19,7	0,47	65,8	0,16	33,83	0,147
	9:22	10:28	19,7	0,51	65,8	0,17	35,03	0,159
	9:37	10:43	19,7	0,55	65,8	0,18	36,11	0,170
	9:52	10:58	19,7	0,58	65,8	0,19	37,13	0,181
	10:07	11:13	19,7	0,61	65,8	0,20	38,03	0,190
	10:22	11:28	19,7	0,64	65,8	0,21	38,81	0,199
	10:37	11:43	19,7	0,66	65,8	0,22	39,5	0,206
	10:52	11:58	19,7	0,68	65,8	0,22	40,07	0,212
	11:07	12:13	19,7	0,69	65,8	0,23	40,52	0,216
	11:22	12:28	19,7	0,71	65,8	0,23	40,85	0,220
	11:37	12:43	19,7	0,71	65,8	0,24	41,09	0,222
	11:52	12:58	19,7	0,72	65,8	0,24	41,21	0,223
	12:07	13:13	19,7	0,72	65,8	0,24	41,21	0,223
	12:22	13:28	19,7	0,71	65,8	0,24	41,09	0,222
	12:37	13:43	19,7	0,71	65,8	0,23	40,85	0,220
	12:52	13:58	19,7	0,69	65,8	0,23	40,52	0,216
	13:07	14:13	19,7	0,68	65,8	0,22	40,07	0,212
	13:22	14:28	19,7	0,66	65,8	0,22	39,5	0,206
	13:37	14:43	19,7	0,64	65,8	0,21	38,81	0,199
	13:52	14:58	19,7	0,61	65,8	0,20	38,03	0,190
	14:07	15:13	19,7	0,58	65,8	0,19	37,13	0,181
	14:22	15:28	19,7	0,55	65,8	0,18	36,11	0,170
14:37	15:43	19,7	0,51	65,8	0,17	35,03	0,159	
14:52	15:58	19,7	0,47	65,8	0,16	33,83	0,147	
15:07	16:13	19,7	0,43	65,8	0,14	32,54	0,133	
15:22	16:28	19,7	0,38	65,8	0,13	31,19	0,119	
15:37	16:43	19,7	0,34	65,8	0,11	29,75	0,104	
15:52	16:58	19,7	0,29	65,8	0,09	28,25	0,089	
16:07	17:13	19,7	0,23	65,8	0,08	26,72	0,073	
16:22	17:28	19,7	0,18	65,8	0,06	25,13	0,056	
16:37	17:43	19,7	0,13	65,8	0,04	23,57	0,040	
16:52	17:58	19,7	0,07	65,8	0,02	21,86	0,022	
17:07	18:13	19,7	0,02	65,8	0,01	20,27	0,006	



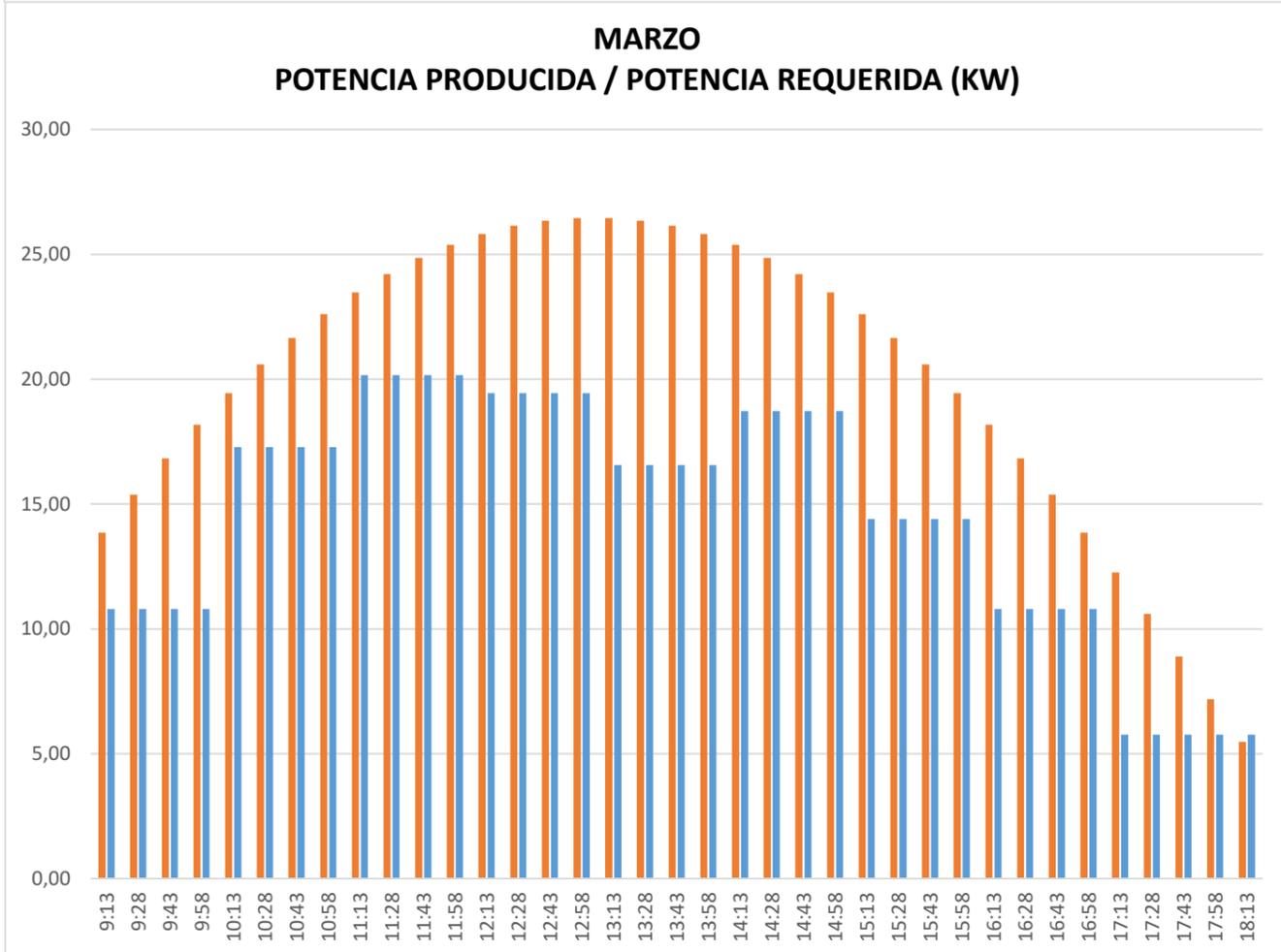
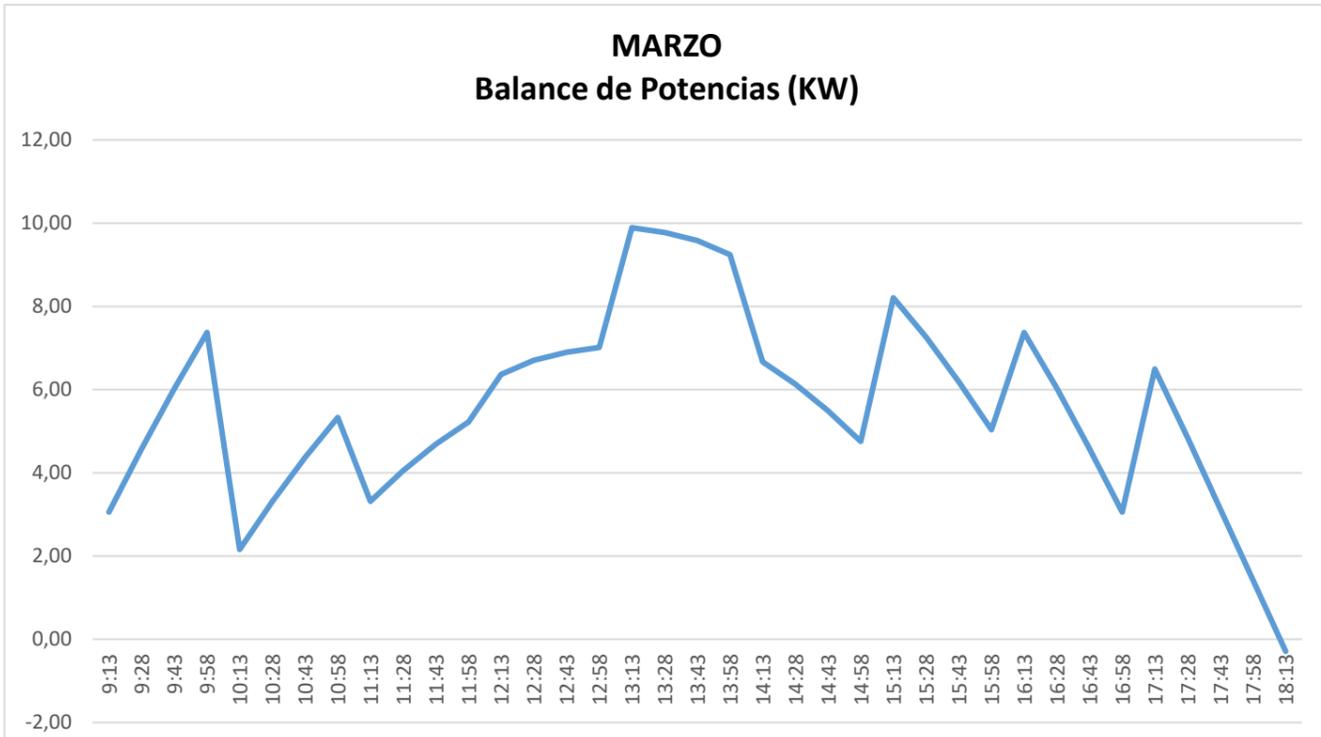
## **B.2. BALANCE DE POTENCIAS GFV-CARGA**



HORA	POTENCIA PRODUCIDA (kW)	POTENCIA REQUERIDA POR HORAS (kW)	PmaxTcell_Panel (kW)	Nº Paneles	Balance de Potencias (kW)	Nº Vehículos en recarga	Nº vehiculos a cargar
9:13	8,92	10,8	0,10	90	-1,88	15	15
9:28	10,35	10,8	0,12	90	-0,45		
9:43	11,70	10,8	0,13	90	0,90		
9:58	12,96	10,8	0,14	90	2,16		
10:13	14,16	17,28	0,16	90	-3,12	24	9
10:28	15,29	17,28	0,17	90	-1,99		
10:43	16,30	17,28	0,18	90	-0,98		
10:58	17,22	17,28	0,19	90	-0,06		
11:13	18,06	20,16	0,20	90	-2,10	28	4
11:28	18,79	20,16	0,21	90	-1,37		
11:43	19,41	20,16	0,22	90	-0,75		
11:58	19,94	20,16	0,22	90	-0,22		
12:13	20,36	19,44	0,23	90	0,92	27	14
12:28	20,67	19,44	0,23	90	1,23		
12:43	20,90	19,44	0,23	90	1,46		
12:58	20,98	19,44	0,23	90	1,54		
13:13	20,98	16,56	0,23	90	4,42	23	5
13:28	20,90	16,56	0,23	90	4,34		
13:43	20,67	16,56	0,23	90	4,11		
13:58	20,36	16,56	0,23	90	3,80		
14:13	19,94	18,72	0,22	90	1,22	26	7
14:28	19,41	18,72	0,22	90	0,69		
14:43	18,79	18,72	0,21	90	0,07		
14:58	18,06	18,72	0,20	90	-0,66		
15:13	17,22	14,4	0,19	90	2,82	20	8
15:28	16,30	14,4	0,18	90	1,90		
15:43	15,29	14,4	0,17	90	0,89		
15:58	14,16	14,4	0,16	90	-0,24		
16:13	12,96	10,8	0,14	90	2,16	15	
16:28	11,70	10,8	0,13	90	0,90		
16:43	10,35	10,8	0,12	90	-0,45		
16:58	8,92	10,8	0,10	90	-1,88		
17:13	7,46	5,76	0,08	90	1,70	8	
17:28	5,97	5,76	0,07	90	0,21		
17:43	4,46	5,76	0,05	90	-1,30		
17:58	2,66	5,76	0,03	90	-3,10		
18:13	1,40	5,76	0,02	90	-4,36		

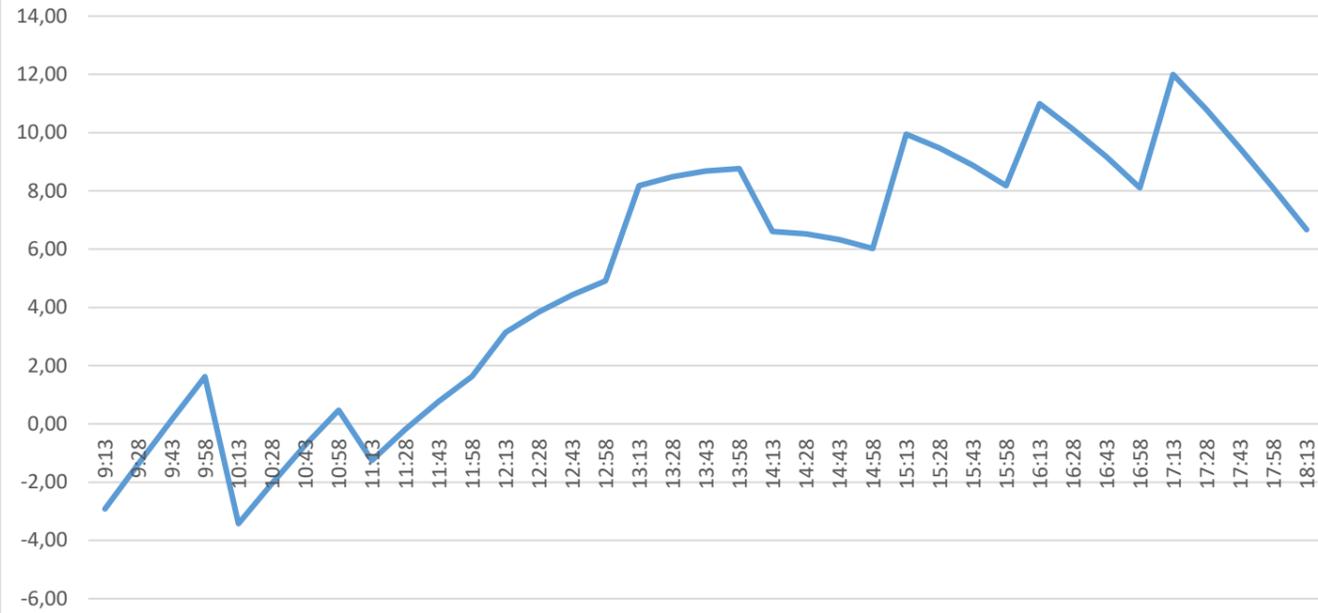


HORA	POTENCIA PRODUCIDA (kW)	POTENCIA REQUERIDA POR HORAS (kW)	PmaxTcell_Panel (KW)	Nº Paneles	Balace de Potencias (kW)	Nº Vehículos en recarga	Nº vehículos a cargar
9:13	10,77	10,8	0,12	90	-0,03	15	15
9:28	12,20	10,8	0,14	90	1,40		
9:43	13,55	10,8	0,15	90	2,75		
9:58	14,84	10,8	0,16	90	4,04		
10:13	16,04	17,28	0,18	90	-1,24	24	9
10:28	17,14	17,28	0,19	90	-0,14		
10:43	18,15	17,28	0,20	90	0,87		
10:58	19,07	17,28	0,21	90	1,79		
11:13	19,89	20,16	0,22	90	-0,27	28	4
11:28	20,62	20,16	0,23	90	0,46		
11:43	21,23	20,16	0,24	90	1,07		
11:58	21,77	20,16	0,24	90	1,61		
12:13	22,19	19,44	0,25	90	2,75	27	14
12:28	22,50	19,44	0,25	90	3,06		
12:43	22,69	19,44	0,25	90	3,25		
12:58	22,80	19,44	0,25	90	3,36		
13:13	22,80	16,56	0,25	90	6,24	23	5
13:28	22,69	16,56	0,25	90	6,13		
13:43	22,50	16,56	0,25	90	5,94		
13:58	22,19	16,56	0,25	90	5,63		
14:13	21,77	18,72	0,24	90	3,05	26	7
14:28	21,23	18,72	0,24	90	2,51		
14:43	20,62	18,72	0,23	90	1,90		
14:58	19,89	18,72	0,22	90	1,17		
15:13	19,07	14,4	0,21	90	4,67	20	8
15:28	18,15	14,4	0,20	90	3,75		
15:43	17,14	14,4	0,19	90	2,74		
15:58	16,04	14,4	0,18	90	1,64		
16:13	14,84	10,8	0,16	90	4,04	15	
16:28	13,55	10,8	0,15	90	2,75		
16:43	12,20	10,8	0,14	90	1,40		
16:58	10,77	10,8	0,12	90	-0,03		
17:13	9,28	5,76	0,10	90	3,52	8	
17:28	7,74	5,76	0,09	90	1,98		
17:43	6,20	5,76	0,07	90	0,44		
17:58	4,63	5,76	0,05	90	-1,13		
18:13	2,80	5,76	0,03	90	-2,96		

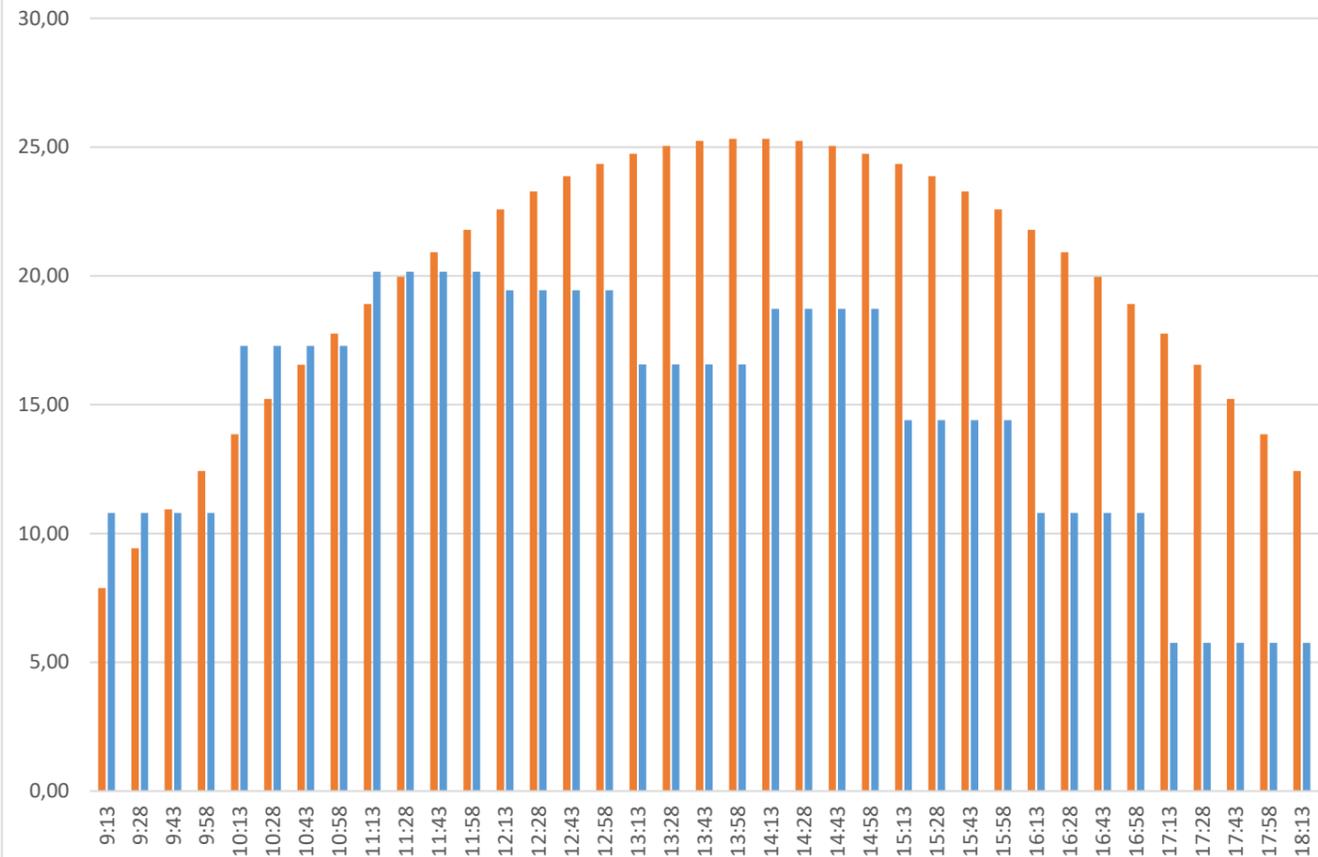


HORA	POTENCIA PRODUCIDA (kW)	POTENCIA REQUERIDA POR HORAS (kW)	PmaxTcell_Panel (KW)	Nº Paneles	Balace de Potencias (kW)	Nº Vehículos	Nº vehiculos a cargar
9:13	13,86	10,8	0,15	90	3,06	15	15
9:28	15,37	10,8	0,17	90	4,57		
9:43	16,83	10,8	0,19	90	6,03		
9:58	18,18	10,8	0,20	90	7,38		
10:13	19,44	17,28	0,22	90	2,16	24	9
10:28	20,59	17,28	0,23	90	3,31		
10:43	21,65	17,28	0,24	90	4,37		
10:58	22,61	17,28	0,25	90	5,33		
11:13	23,48	20,16	0,26	90	3,32	28	4
11:28	24,21	20,16	0,27	90	4,05		
11:43	24,85	20,16	0,28	90	4,69		
11:58	25,38	20,16	0,28	90	5,22		
12:13	25,81	19,44	0,29	90	6,37	27	14
12:28	26,14	19,44	0,29	90	6,70		
12:43	26,34	19,44	0,29	90	6,90		
12:58	26,45	19,44	0,29	90	7,01		
13:13	26,45	16,56	0,29	90	9,89	23	5
13:28	26,34	16,56	0,29	90	9,78		
13:43	26,14	16,56	0,29	90	9,58		
13:58	25,81	16,56	0,29	90	9,25		
14:13	25,38	18,72	0,28	90	6,66	26	7
14:28	24,85	18,72	0,28	90	6,13		
14:43	24,21	18,72	0,27	90	5,49		
14:58	23,48	18,72	0,26	90	4,76		
15:13	22,61	14,4	0,25	90	8,21	20	8
15:28	21,65	14,4	0,24	90	7,25		
15:43	20,59	14,4	0,23	90	6,19		
15:58	19,44	14,4	0,22	90	5,04		
16:13	18,18	10,8	0,20	90	7,38	15	
16:28	16,83	10,8	0,19	90	6,03		
16:43	15,37	10,8	0,17	90	4,57		
16:58	13,86	10,8	0,15	90	3,06		
17:13	12,26	5,76	0,14	90	6,50	8	
17:28	10,60	5,76	0,12	90	4,84		
17:43	8,89	5,76	0,10	90	3,13		
17:58	7,18	5,76	0,08	90	1,42		
18:13	5,47	5,76	0,06	90	-0,29		

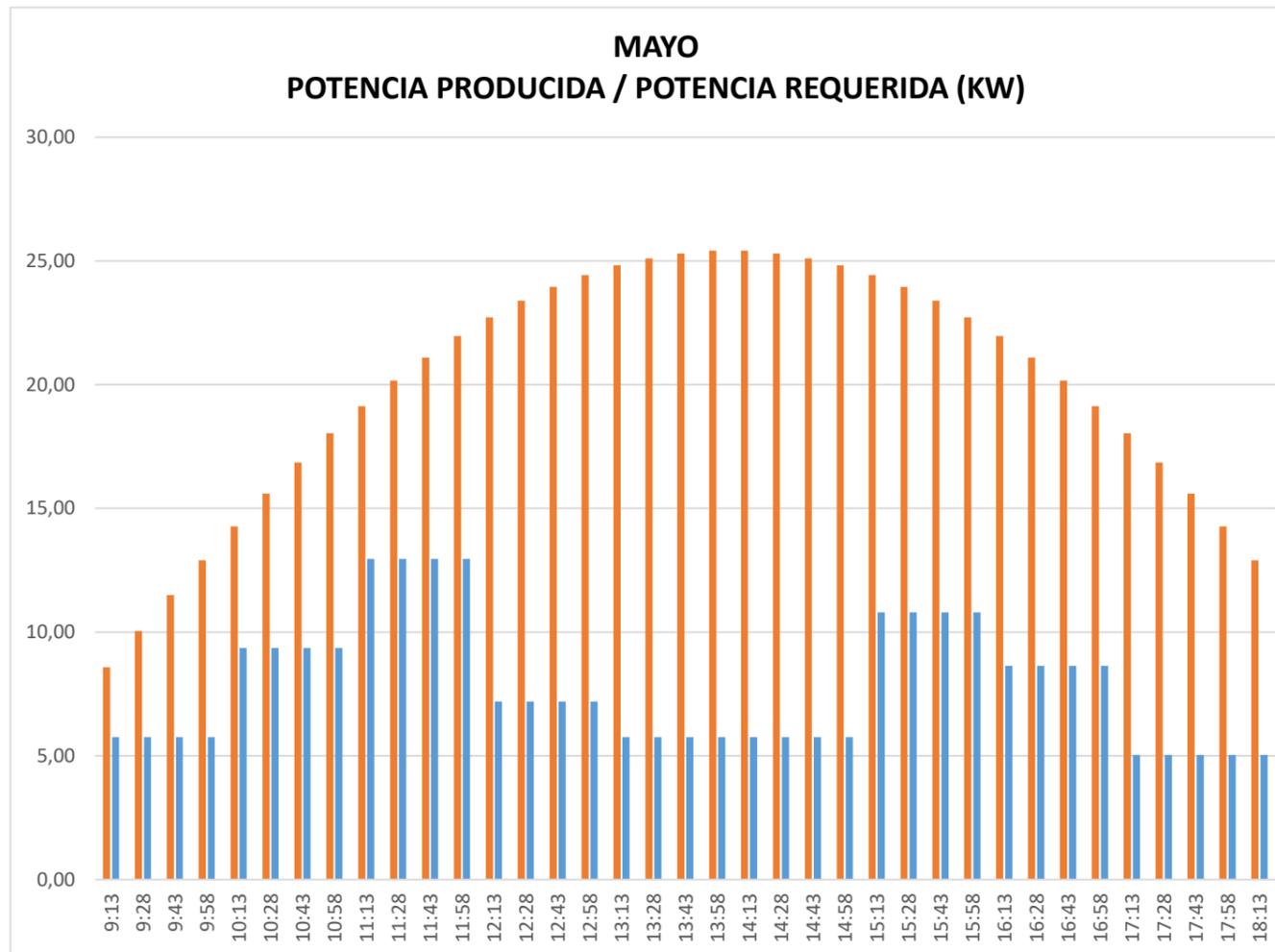
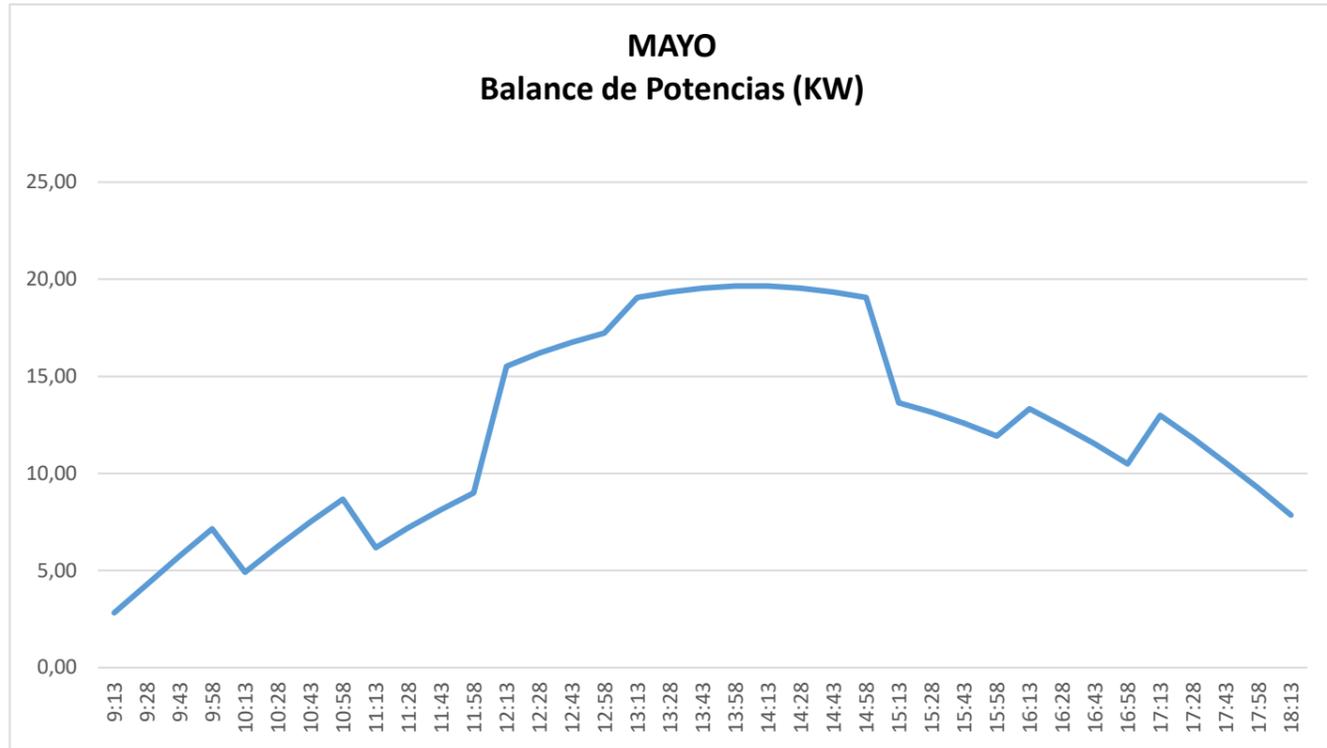
**ABRIL**  
**Balance de Potencias (KW)**



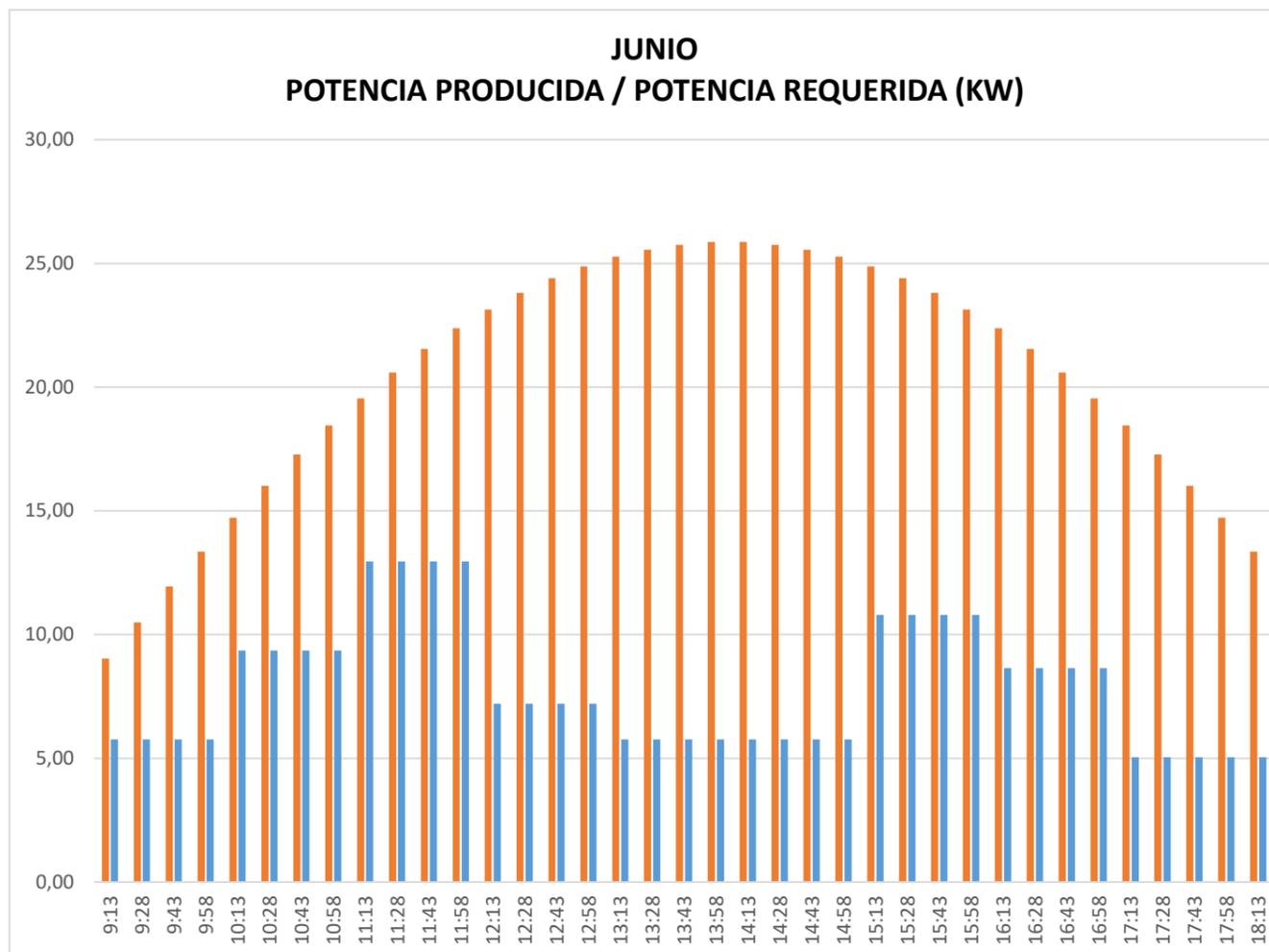
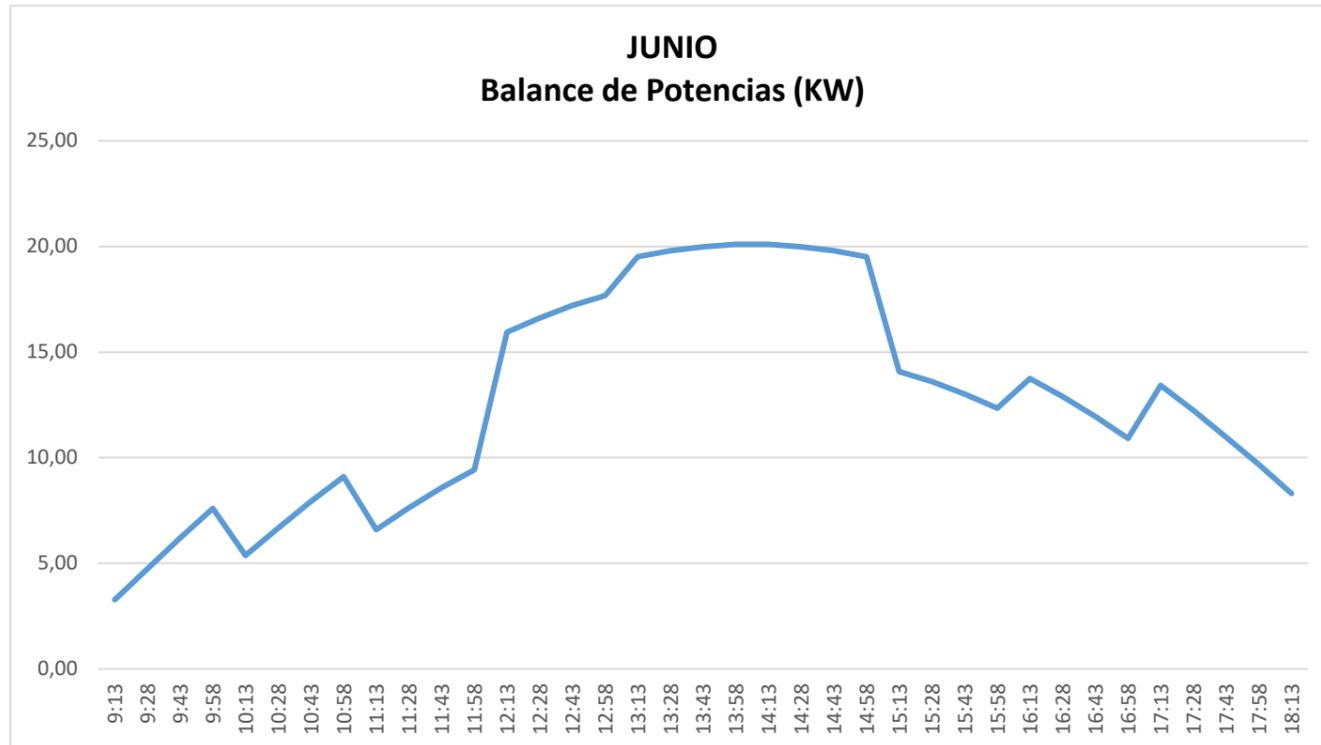
**ABRIL**  
**POTENCIA PRODUCIDA / POTENCIA REQUERIDA (KW)**



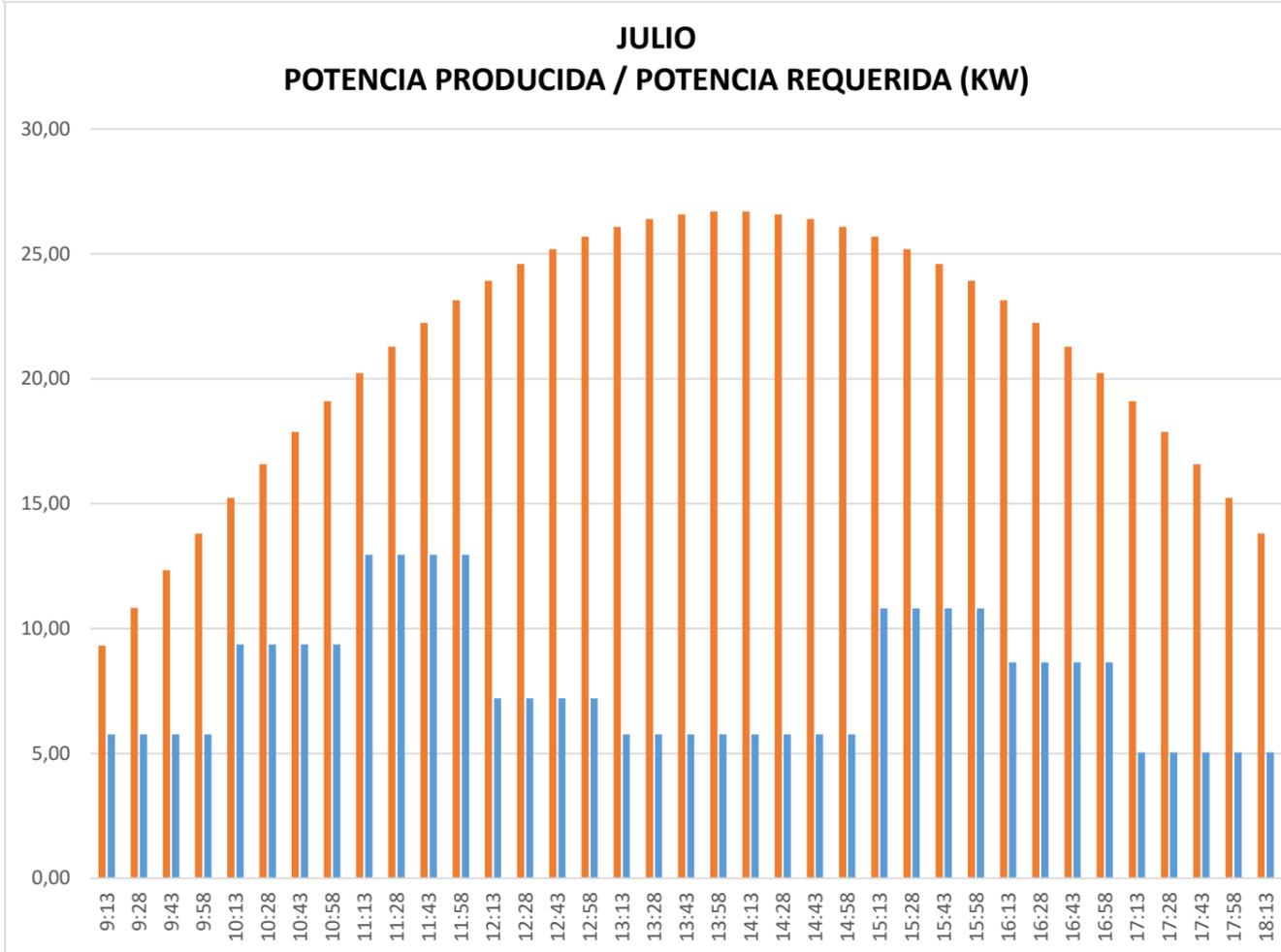
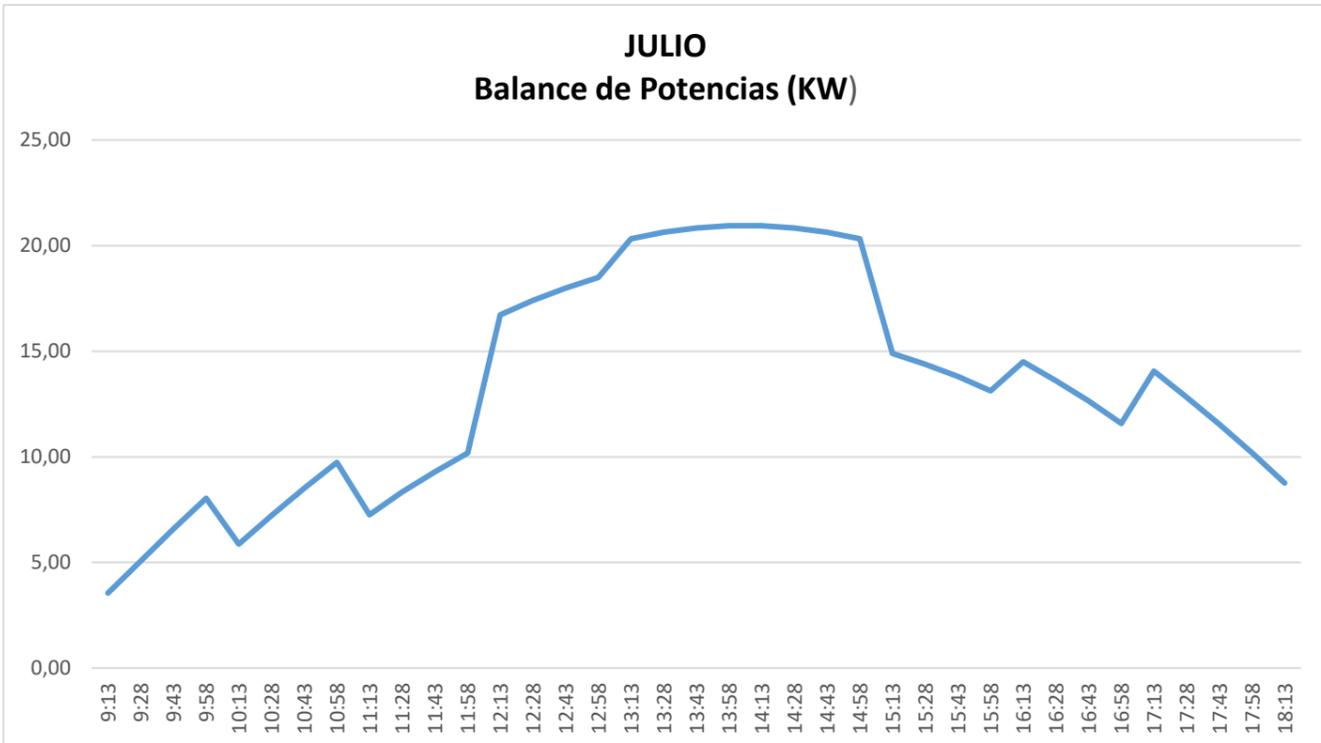
HORA	POTENCIA PRODUCIDA (kW)	POTENCIA REQUERIDA POR HORAS (kW)	PmaxTcell_Panel (KW)	Nº Paneles	Balance de Potencias (kW)	Nº Vehículos	Nº vehículos a cargar
9:13	7,88	10,8	0,09	90	-2,92	15	15
9:28	9,42	10,8	0,10	90	-1,38		
9:43	10,94	10,8	0,12	90	0,14		
9:58	12,43	10,8	0,14	90	1,63		
10:13	13,86	17,28	0,15	90	-3,42	24	9
10:28	15,23	17,28	0,17	90	-2,05		
10:43	16,55	17,28	0,18	90	-0,73		
10:58	17,76	17,28	0,20	90	0,48		
11:13	18,91	20,16	0,21	90	-1,25	28	4
11:28	19,97	20,16	0,22	90	-0,19		
11:43	20,92	20,16	0,23	90	0,76		
11:58	21,79	20,16	0,24	90	1,63		
12:13	22,58	19,44	0,25	90	3,14	27	14
12:28	23,28	19,44	0,26	90	3,84		
12:43	23,87	19,44	0,27	90	4,43		
12:58	24,35	19,44	0,27	90	4,91		
13:13	24,74	16,56	0,27	90	8,18	23	5
13:28	25,05	16,56	0,28	90	8,49		
13:43	25,24	16,56	0,28	90	8,68		
13:58	25,33	16,56	0,28	90	8,77		
14:13	25,33	18,72	0,28	90	6,61	26	7
14:28	25,24	18,72	0,28	90	6,52		
14:43	25,05	18,72	0,28	90	6,33		
14:58	24,74	18,72	0,27	90	6,02		
15:13	24,35	14,4	0,27	90	9,95	20	8
15:28	23,87	14,4	0,27	90	9,47		
15:43	23,28	14,4	0,26	90	8,88		
15:58	22,58	14,4	0,25	90	8,18		
16:13	21,79	10,8	0,24	90	10,99	15	
16:28	20,92	10,8	0,23	90	10,12		
16:43	19,97	10,8	0,22	90	9,17		
16:58	18,91	10,8	0,21	90	8,11		
17:13	17,76	5,76	0,20	90	12,00	8	
17:28	16,55	5,76	0,18	90	10,79		
17:43	15,23	5,76	0,17	90	9,47		
17:58	13,86	5,76	0,15	90	8,10		
18:13	12,43	5,76	0,14	90	6,67		



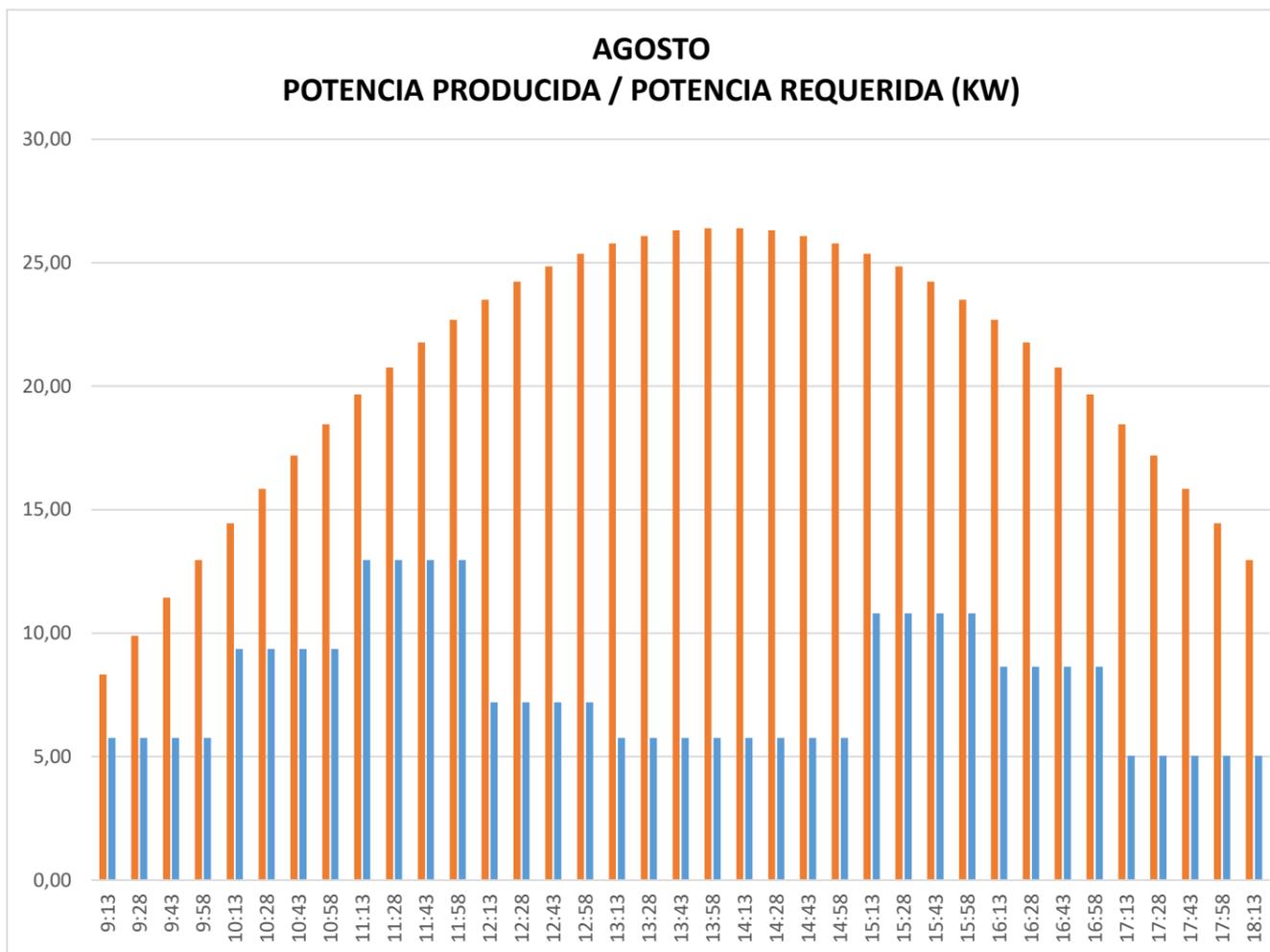
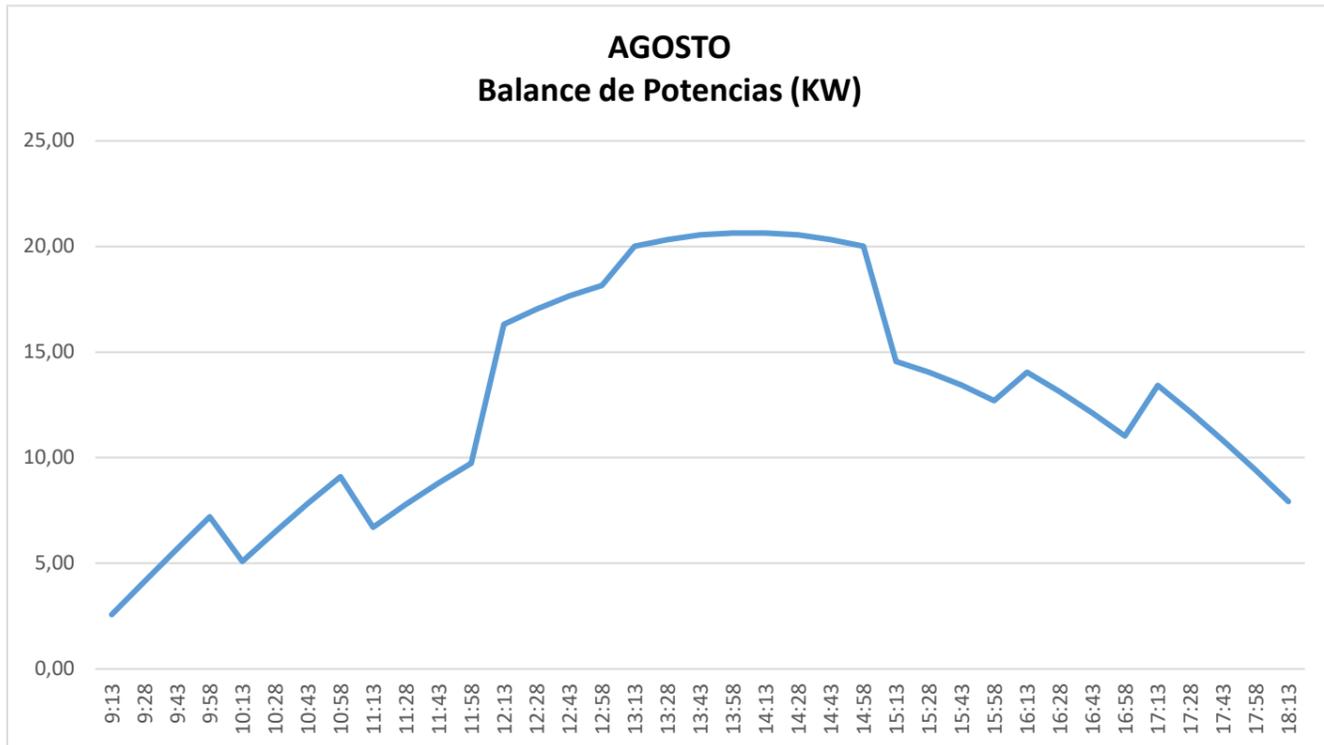
HORA	POTENCIA PRODUCIDA (kW)	POTENCIA REQUERIDA POR HORAS (kW)	PmaxTcell_Panel (kW)	Nº Paneles	Balace de Potencias (kW)	Nº Vehiculos	Nº vehiculos a cargar
9:13	8,58	5,76	0,10	90	2,82		
9:28	10,04	5,76	0,11	90	4,28		
9:43	11,50	5,76	0,13	90	5,74	8	8
9:58	12,90	5,76	0,14	90	7,14		
10:13	14,28	9,36	0,16	90	4,92		
10:28	15,60	9,36	0,17	90	6,24	13	5
10:43	16,86	9,36	0,19	90	7,50		
10:58	18,04	9,36	0,20	90	8,68		
11:13	19,13	12,96	0,21	90	6,17		
11:28	20,17	12,96	0,22	90	7,21	18	5
11:43	21,09	12,96	0,23	90	8,13		
11:58	21,96	12,96	0,24	90	9,00		
12:13	22,72	7,2	0,25	90	15,52		
12:28	23,39	7,2	0,26	90	16,19	10	
12:43	23,95	7,2	0,27	90	16,75		
12:58	24,43	7,2	0,27	90	17,23		
13:13	24,82	5,76	0,28	90	19,06		
13:28	25,10	5,76	0,28	90	19,34	8	3
13:43	25,30	5,76	0,28	90	19,54		
13:58	25,41	5,76	0,28	90	19,65		
14:13	25,41	5,76	0,28	90	19,65		
14:28	25,30	5,76	0,28	90	19,54	8	5
14:43	25,10	5,76	0,28	90	19,34		
14:58	24,82	5,76	0,28	90	19,06		
15:13	24,43	10,8	0,27	90	13,63		
15:28	23,95	10,8	0,27	90	13,15	15	7
15:43	23,39	10,8	0,26	90	12,59		
15:58	22,72	10,8	0,25	90	11,92		
16:13	21,96	8,64	0,24	90	13,32		
16:28	21,09	8,64	0,23	90	12,45	12	
16:43	20,17	8,64	0,22	90	11,53		
16:58	19,13	8,64	0,21	90	10,49		
17:13	18,04	5,04	0,20	90	13,00		
17:28	16,86	5,04	0,19	90	11,82		
17:43	15,60	5,04	0,17	90	10,56	7	
17:58	14,28	5,04	0,16	90	9,24		
18:13	12,90	5,04	0,14	90	7,86		



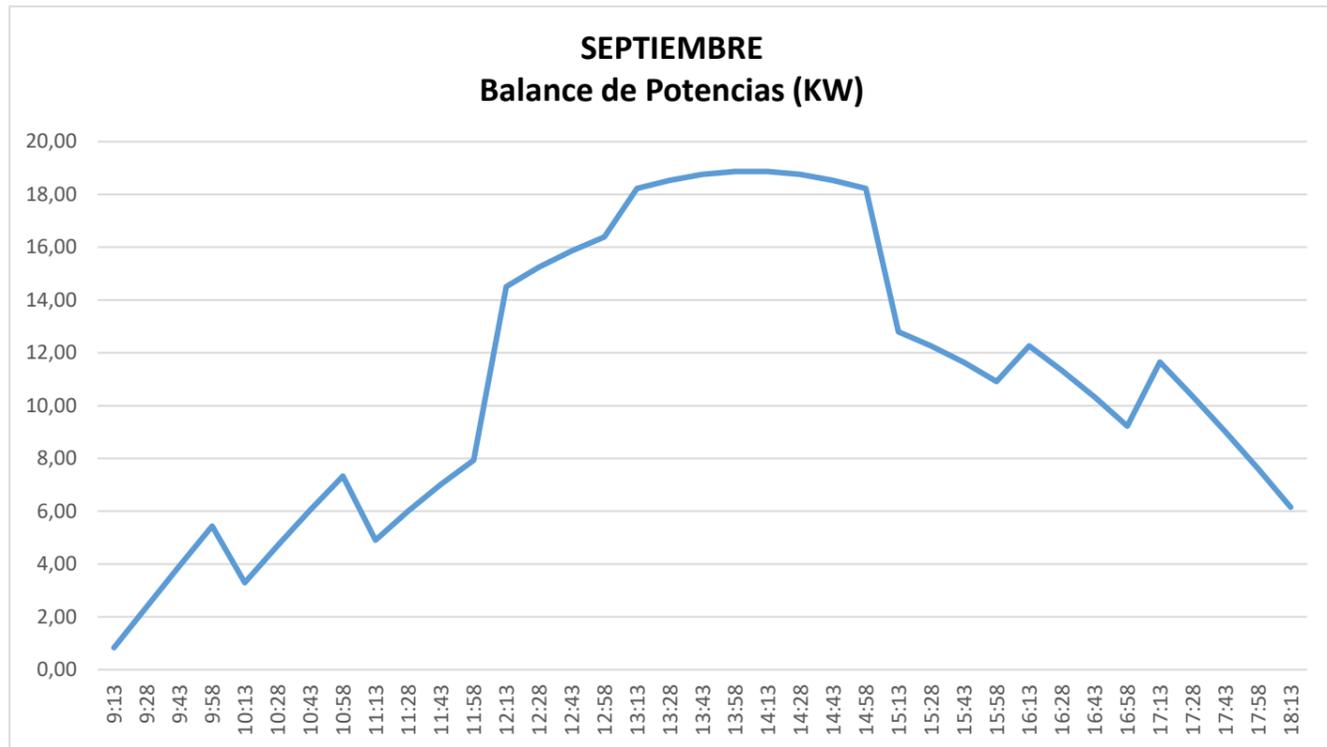
HORA	POTENCIA PRODUCIDA (kW)	POTENCIA REQUERIDA POR HORAS (kW)	PmaxTcell_Panel (KW)	Nº Paneles	Balace de Potencias (kW)	Nº Vehículos	Nº vehiculos a cargar
9:13	9,03	5,76	0,10	90	3,27	8	8
9:28	10,49	5,76	0,12	90	4,73		
9:43	11,95	5,76	0,13	90	6,19		
9:58	13,35	5,76	0,15	90	7,59		
10:13	14,73	9,36	0,16	90	5,37	13	5
10:28	16,02	9,36	0,18	90	6,66		
10:43	17,28	9,36	0,19	90	7,92		
10:58	18,46	9,36	0,21	90	9,10		
11:13	19,55	12,96	0,22	90	6,59	18	5
11:28	20,59	12,96	0,23	90	7,63		
11:43	21,54	12,96	0,24	90	8,58		
11:58	22,38	12,96	0,25	90	9,42		
12:13	23,14	7,2	0,26	90	15,94	10	
12:28	23,81	7,2	0,26	90	16,61		
12:43	24,40	7,2	0,27	90	17,20		
12:58	24,88	7,2	0,28	90	17,68		
13:13	25,27	5,76	0,28	90	19,51	8	3
13:28	25,55	5,76	0,28	90	19,79		
13:43	25,75	5,76	0,29	90	19,99		
13:58	25,86	5,76	0,29	90	20,10		
14:13	25,86	5,76	0,29	90	20,10	8	5
14:28	25,75	5,76	0,29	90	19,99		
14:43	25,55	5,76	0,28	90	19,79		
14:58	25,27	5,76	0,28	90	19,51		
15:13	24,88	10,8	0,28	90	14,08	15	7
15:28	24,40	10,8	0,27	90	13,60		
15:43	23,81	10,8	0,26	90	13,01		
15:58	23,14	10,8	0,26	90	12,34		
16:13	22,38	8,64	0,25	90	13,74	12	
16:28	21,54	8,64	0,24	90	12,90		
16:43	20,59	8,64	0,23	90	11,95		
16:58	19,55	8,64	0,22	90	10,91		
17:13	18,46	5,04	0,21	90	13,42	7	
17:28	17,28	5,04	0,19	90	12,24		
17:43	16,02	5,04	0,18	90	10,98		
17:58	14,73	5,04	0,16	90	9,69		
18:13	13,35	5,04	0,15	90	8,31		



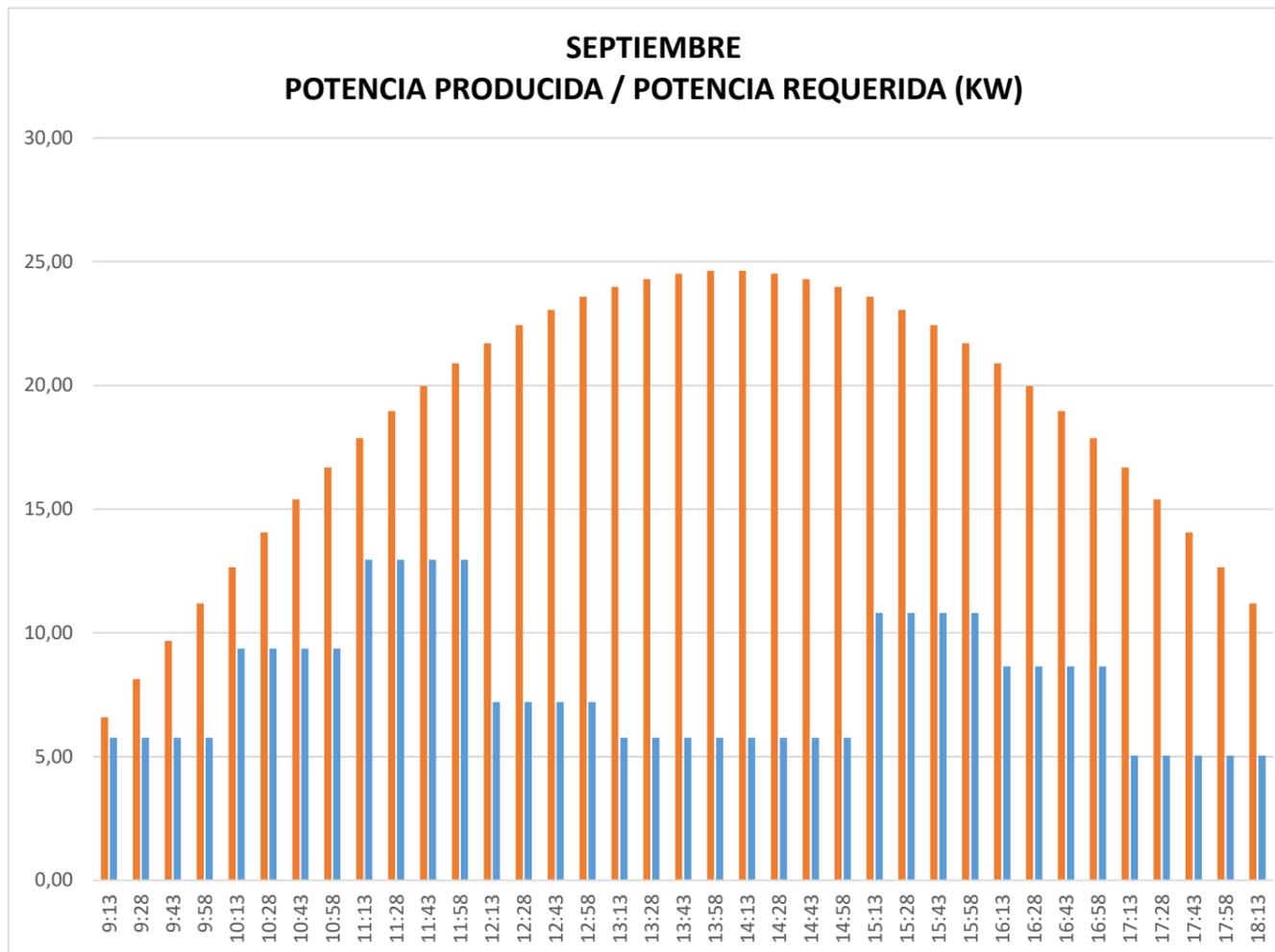
HORA	POTENCIA PRODUCIDA (kW)	POTENCIA REQUERIDA POR HORAS (kW)	PmaxTcell_Panel (KW)	Nº Paneles	Balace de Potencias (kW)	Nº Vehículos	Nº vehiculos a cargar
9:13	9,31	5,76	0,10	90	3,55	8	8
9:28	10,83	5,76	0,12	90	5,07		
9:43	12,34	5,76	0,14	90	6,58		
9:58	13,80	5,76	0,15	90	8,04		
10:13	15,23	9,36	0,17	90	5,87	13	5
10:28	16,58	9,36	0,18	90	7,22		
10:43	17,87	9,36	0,20	90	8,51		
10:58	19,10	9,36	0,21	90	9,74		
11:13	20,22	12,96	0,22	90	7,26	18	5
11:28	21,29	12,96	0,24	90	8,33		
11:43	22,24	12,96	0,25	90	9,28		
11:58	23,14	12,96	0,26	90	10,18		
12:13	23,93	7,2	0,27	90	16,73	10	
12:28	24,60	7,2	0,27	90	17,40		
12:43	25,19	7,2	0,28	90	17,99		
12:58	25,69	7,2	0,29	90	18,49		
13:13	26,09	5,76	0,29	90	20,33	8	3
13:28	26,39	5,76	0,29	90	20,63		
13:43	26,59	5,76	0,30	90	20,83		
13:58	26,70	5,76	0,30	90	20,94		
14:13	26,70	5,76	0,30	90	20,94	8	5
14:28	26,59	5,76	0,30	90	20,83		
14:43	26,39	5,76	0,29	90	20,63		
14:58	26,09	5,76	0,29	90	20,33		
15:13	25,69	10,8	0,29	90	14,89	15	7
15:28	25,19	10,8	0,28	90	14,39		
15:43	24,60	10,8	0,27	90	13,80		
15:58	23,93	10,8	0,27	90	13,13		
16:13	23,14	8,64	0,26	90	14,50	12	
16:28	22,24	8,64	0,25	90	13,60		
16:43	21,29	8,64	0,24	90	12,65		
16:58	20,22	8,64	0,22	90	11,58		
17:13	19,10	5,04	0,21	90	14,06	7	
17:28	17,87	5,04	0,20	90	12,83		
17:43	16,58	5,04	0,18	90	11,54		
17:58	15,23	5,04	0,17	90	10,19		
18:13	13,80	5,04	0,15	90	8,76		

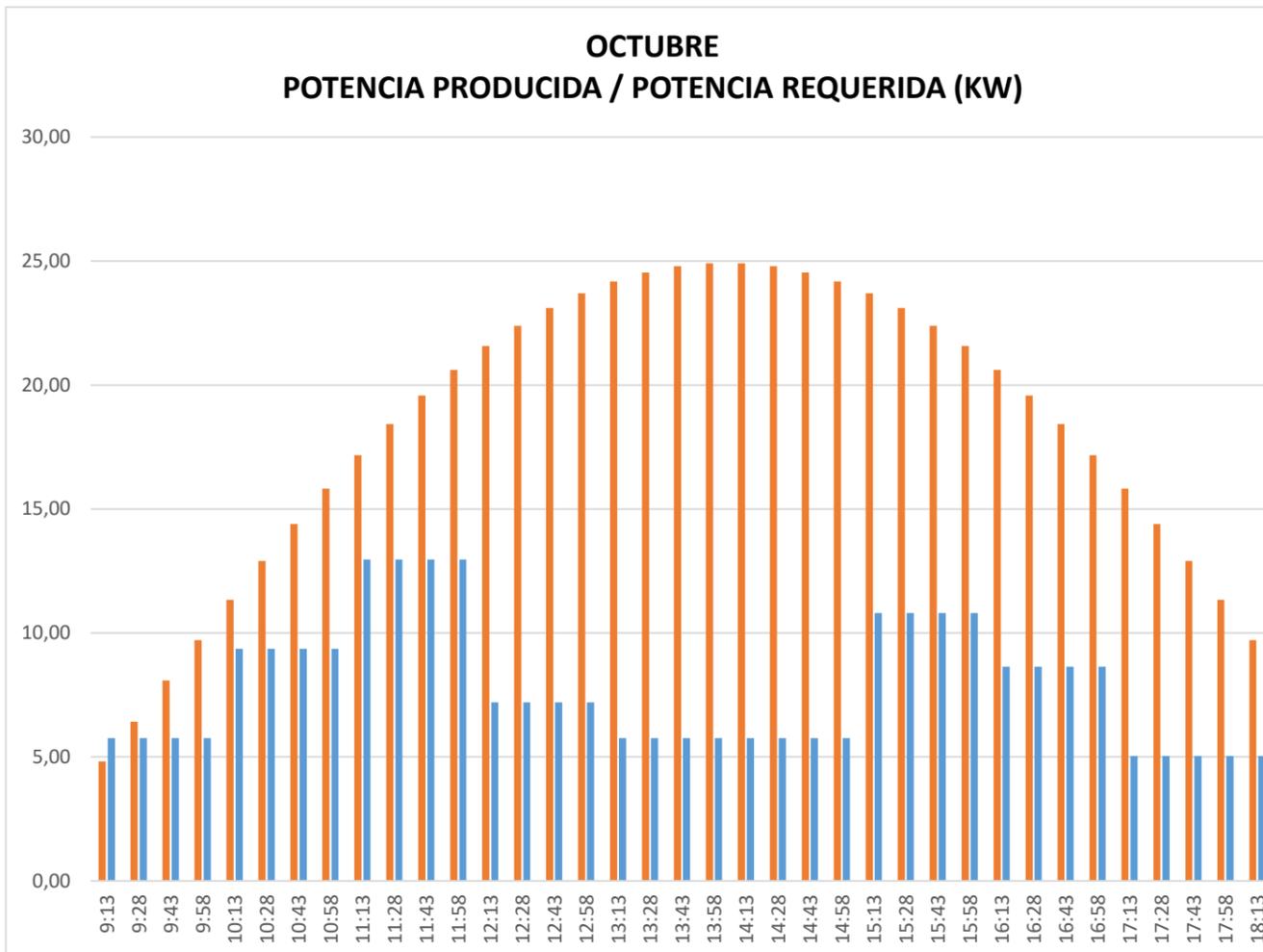
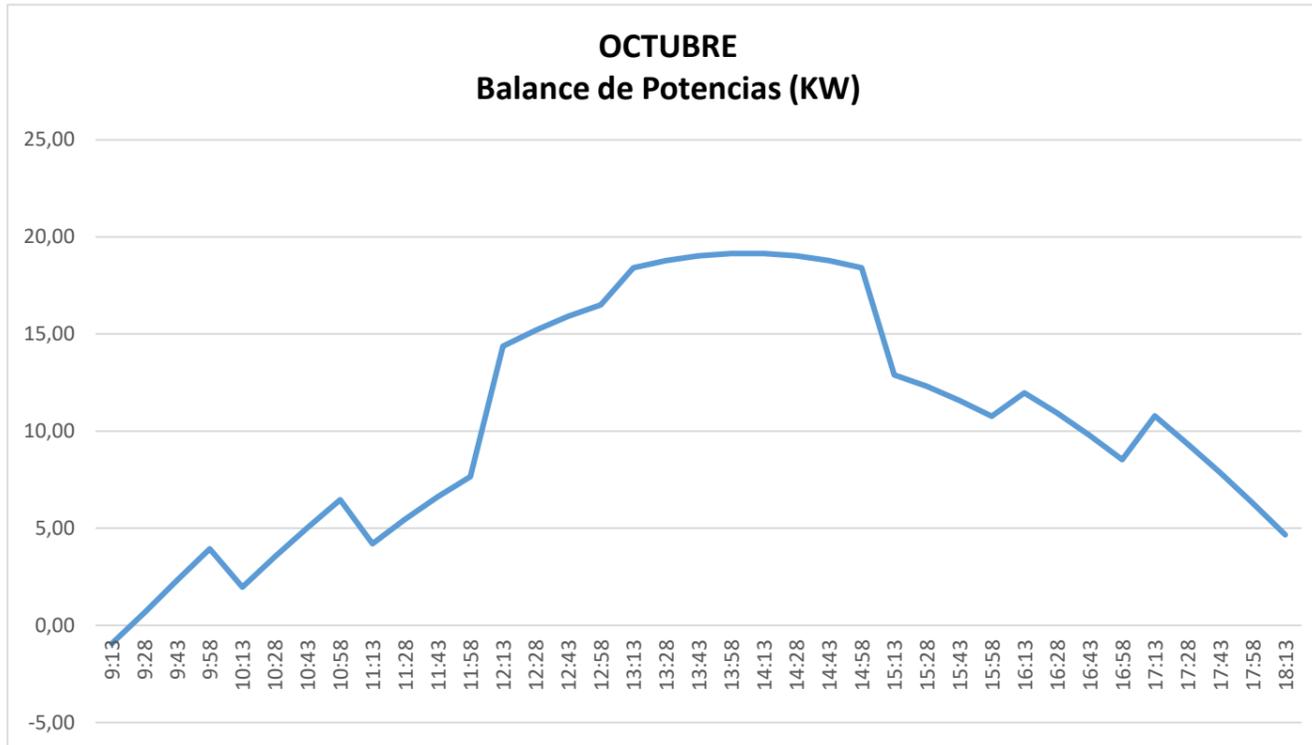


HORA	POTENCIA PRODUCIDA (kW)	POTENCIA REQUERIDA POR HORAS (kW)	PmaxTcell_Panel (kW)	Nº Paneles	Balace de Potencias (kW)	Nº Vehículos	Nº vehiculos a cargar
9:13	8,33	5,76	0,09	90	2,57		
9:28	9,90	5,76	0,11	90	4,14	8	8
9:43	11,44	5,76	0,13	90	5,68		
9:58	12,96	5,76	0,14	90	7,20		
10:13	14,45	9,36	0,16	90	5,09		
10:28	15,85	9,36	0,18	90	6,49	13	5
10:43	17,19	9,36	0,19	90	7,83		
10:58	18,46	9,36	0,21	90	9,10		
11:13	19,66	12,96	0,22	90	6,70	18	5
11:28	20,76	12,96	0,23	90	7,80		
11:43	21,77	12,96	0,24	90	8,81		
11:58	22,69	12,96	0,25	90	9,73		
12:13	23,51	7,2	0,26	90	16,31	10	
12:28	24,23	7,2	0,27	90	17,03		
12:43	24,85	7,2	0,28	90	17,65		
12:58	25,36	7,2	0,28	90	18,16		
13:13	25,78	5,76	0,29	90	20,02	8	3
13:28	26,09	5,76	0,29	90	20,33		
13:43	26,31	5,76	0,29	90	20,55		
13:58	26,39	5,76	0,29	90	20,63		
14:13	26,39	5,76	0,29	90	20,63	8	5
14:28	26,31	5,76	0,29	90	20,55		
14:43	26,09	5,76	0,29	90	20,33		
14:58	25,78	5,76	0,29	90	20,02		
15:13	25,36	10,8	0,28	90	14,56	15	7
15:28	24,85	10,8	0,28	90	14,05		
15:43	24,23	10,8	0,27	90	13,43		
15:58	23,51	10,8	0,26	90	12,71		
16:13	22,69	8,64	0,25	90	14,05	12	
16:28	21,77	8,64	0,24	90	13,13		
16:43	20,76	8,64	0,23	90	12,12		
16:58	19,66	8,64	0,22	90	11,02		
17:13	18,46	5,04	0,21	90	13,42	7	
17:28	17,19	5,04	0,19	90	12,15		
17:43	15,85	5,04	0,18	90	10,81		
17:58	14,45	5,04	0,16	90	9,41		
18:13	12,96	5,04	0,14	90	7,92		



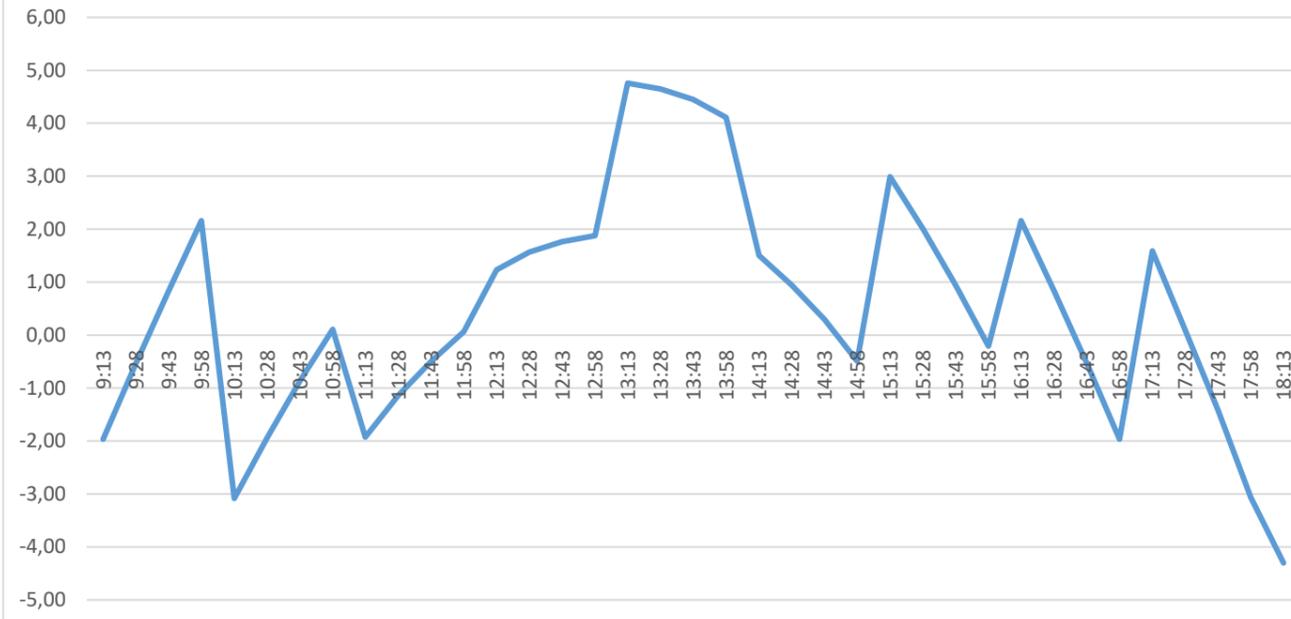
HORA	POTENCIA PRODUCIDA (kW)	POTENCIA REQUERIDA POR HORAS (kW)	PmaxTcell_Panel (KW)	Nº Paneles	Balace de Potencias (kW)	Nº Vehículos	Nº vehiculos a cargar
9:13	6,59	5,76	0,07	90	0,83	8	8
9:28	8,13	5,76	0,09	90	2,37		
9:43	9,68	5,76	0,11	90	3,92		
9:58	11,19	5,76	0,12	90	5,43		
10:13	12,65	9,36	0,14	90	3,29	13	5
10:28	14,05	9,36	0,16	90	4,69		
10:43	15,40	9,36	0,17	90	6,04		
10:58	16,69	9,36	0,19	90	7,33		
11:13	17,87	12,96	0,20	90	4,91	18	5
11:28	18,96	12,96	0,21	90	6,00		
11:43	19,97	12,96	0,22	90	7,01		
11:58	20,90	12,96	0,23	90	7,94		
12:13	21,71	7,2	0,24	90	14,51	10	
12:28	22,44	7,2	0,25	90	15,24		
12:43	23,06	7,2	0,26	90	15,86		
12:58	23,59	7,2	0,26	90	16,39		
13:13	23,98	5,76	0,27	90	18,22	8	3
13:28	24,29	5,76	0,27	90	18,53		
13:43	24,51	5,76	0,27	90	18,75		
13:58	24,63	5,76	0,27	90	18,87		
14:13	24,63	5,76	0,27	90	18,87	8	5
14:28	24,51	5,76	0,27	90	18,75		
14:43	24,29	5,76	0,27	90	18,53		
14:58	23,98	5,76	0,27	90	18,22		
15:13	23,59	10,8	0,26	90	12,79	15	7
15:28	23,06	10,8	0,26	90	12,26		
15:43	22,44	10,8	0,25	90	11,64		
15:58	21,71	10,8	0,24	90	10,91		
16:13	20,90	8,64	0,23	90	12,26	12	
16:28	19,97	8,64	0,22	90	11,33		
16:43	18,96	8,64	0,21	90	10,32		
16:58	17,87	8,64	0,20	90	9,23		
17:13	16,69	5,04	0,19	90	11,65	7	
17:28	15,40	5,04	0,17	90	10,36		
17:43	14,05	5,04	0,16	90	9,01		
17:58	12,65	5,04	0,14	90	7,61		
18:13	11,19	5,04	0,12	90	6,15		



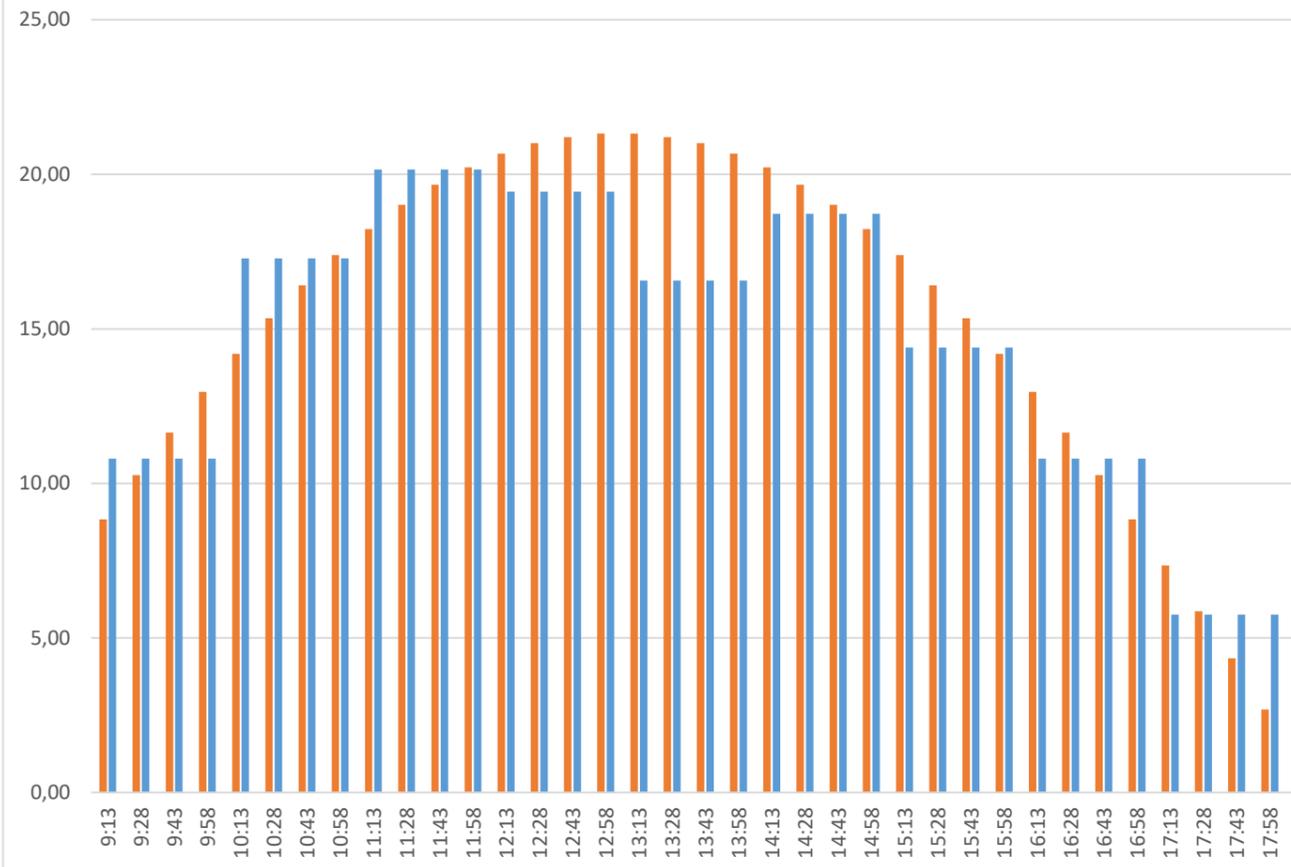


HORA	POTENCIA PRODUCIDA (kW)	POTENCIA REQUERIDA POR HORAS (kW)	PmaxTcell_Panel (kW)	Nº Paneles	Balace de Potencias (kW)	Nº Vehículos que se cargan	Nº vehiculos a cargar
9:13	4,82	5,76	0,05	90	-0,94	8	8
9:28	6,42	5,76	0,07	90	0,66		
9:43	8,08	5,76	0,09	90	2,32		
9:58	9,71	5,76	0,11	90	3,95		
10:13	11,33	9,36	0,13	90	1,97	13	5
10:28	12,90	9,36	0,14	90	3,54		
10:43	14,39	9,36	0,16	90	5,03		
10:58	15,82	9,36	0,18	90	6,46		
11:13	17,17	12,96	0,19	90	4,21	18	5
11:28	18,43	12,96	0,20	90	5,47		
11:43	19,58	12,96	0,22	90	6,62		
11:58	20,62	12,96	0,23	90	7,66		
12:13	21,57	7,2	0,24	90	14,37	10	
12:28	22,38	7,2	0,25	90	15,18		
12:43	23,11	7,2	0,26	90	15,91		
12:58	23,70	7,2	0,26	90	16,50		
13:13	24,18	5,76	0,27	90	18,42	8	3
13:28	24,54	5,76	0,27	90	18,78		
13:43	24,80	5,76	0,28	90	19,04		
13:58	24,91	5,76	0,28	90	19,15		
14:13	24,91	5,76	0,28	90	19,15	8	5
14:28	24,80	5,76	0,28	90	19,04		
14:43	24,54	5,76	0,27	90	18,78		
14:58	24,18	5,76	0,27	90	18,42		
15:13	23,70	10,8	0,26	90	12,90	15	7
15:28	23,11	10,8	0,26	90	12,31		
15:43	22,38	10,8	0,25	90	11,58		
15:58	21,57	10,8	0,24	90	10,77		
16:13	20,62	8,64	0,23	90	11,98	12	
16:28	19,58	8,64	0,22	90	10,94		
16:43	18,43	8,64	0,20	90	9,79		
16:58	17,17	8,64	0,19	90	8,53		
17:13	15,82	5,04	0,18	90	10,78	7	
17:28	14,39	5,04	0,16	90	9,35		
17:43	12,90	5,04	0,14	90	7,86		
17:58	11,33	5,04	0,13	90	6,29		
18:13	9,71	5,04	0,11	90	4,67		

**NOVIEMBRE**  
**Balance de Potencias (KW)**

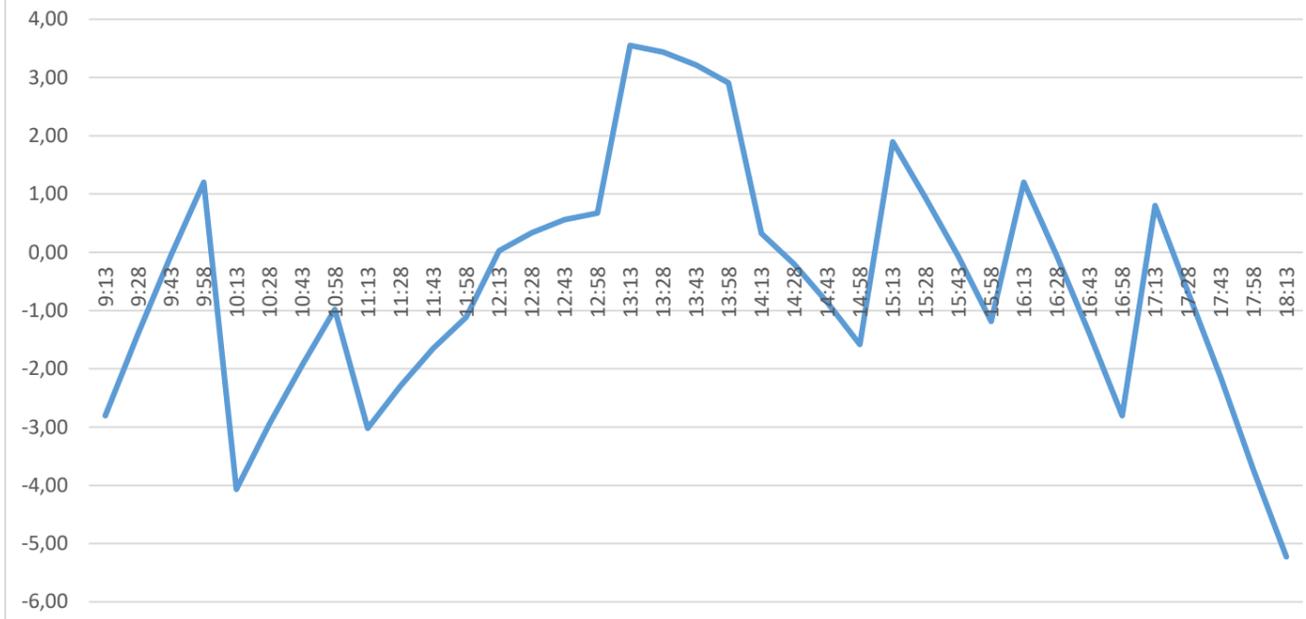


**NOVIEMBRE**  
**POTENCIA PRODUCIDA / POTENCIA REQUERIDA (KW)**

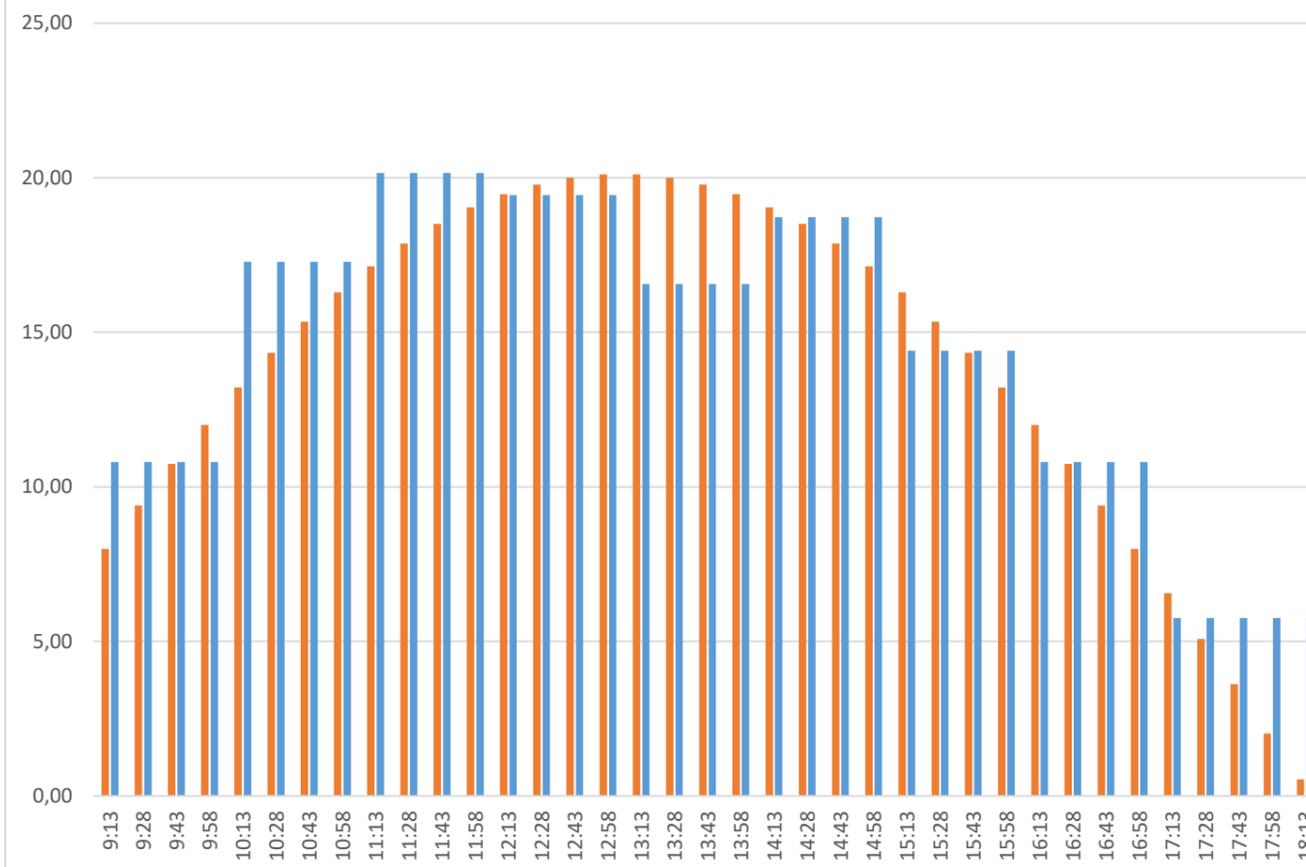


HORA	POTENCIA PRODUCIDA (kW)	POTENCIA REQUERIDA POR HORAS (kW)	PmaxTcell_Panel (kW)	Nº Paneles	Balance de Potencias (kW)	Nº Vehículos que se cargan	Nº vehiculos a cargar
9:13	8,84	10,8	0,10	90	-1,96	15	15
9:28	10,27	10,8	0,11	90	-0,53		
9:43	11,64	10,8	0,13	90	0,84		
9:58	12,96	10,8	0,14	90	2,16		
10:13	14,19	17,28	0,16	90	-3,09	24	9
10:28	15,34	17,28	0,17	90	-1,94		
10:43	16,41	17,28	0,18	90	-0,87		
10:58	17,39	17,28	0,19	90	0,11		
11:13	18,23	20,16	0,20	90	-1,93	28	4
11:28	19,02	20,16	0,21	90	-1,14		
11:43	19,66	20,16	0,22	90	-0,50		
11:58	20,22	20,16	0,22	90	0,06		
12:13	20,67	19,44	0,23	90	1,23	27	14
12:28	21,01	19,44	0,23	90	1,57		
12:43	21,21	19,44	0,24	90	1,77		
12:58	21,32	19,44	0,24	90	1,88		
13:13	21,32	16,56	0,24	90	4,76	23	5
13:28	21,21	16,56	0,24	90	4,65		
13:43	21,01	16,56	0,23	90	4,45		
13:58	20,67	16,56	0,23	90	4,11		
14:13	20,22	18,72	0,22	90	1,50	26	7
14:28	19,66	18,72	0,22	90	0,94		
14:43	19,02	18,72	0,21	90	0,30		
14:58	18,23	18,72	0,20	90	-0,49		
15:13	17,39	14,4	0,19	90	2,99	20	8
15:28	16,41	14,4	0,18	90	2,01		
15:43	15,34	14,4	0,17	90	0,94		
15:58	14,19	14,4	0,16	90	-0,21		
16:13	12,96	10,8	0,14	90	2,16	15	8
16:28	11,64	10,8	0,13	90	0,84		
16:43	10,27	10,8	0,11	90	-0,53		
16:58	8,84	10,8	0,10	90	-1,96		
17:13	7,35	5,76	0,08	90	1,59	8	
17:28	5,86	5,76	0,07	90	0,10		
17:43	4,35	5,76	0,05	90	-1,41		
17:58	2,69	5,76	0,03	90	-3,07		
18:13	1,46	5,76	0,02	90	-4,30		

**DICIEMBRE**  
**Balance de Potencias (KW)**



**DICIEMBRE**  
**POTENCIA PRODUCIDA / POTENCIA REQUERIDA (KW)**



HORA	POTENCIA PRODUCIDA (kW)	POTENCIA REQUERIDA POR HORAS (kW)	PmaxTcell_Panel (kW)	Nº Paneles	Balance de Potencias (kW)	Nº Vehículos que se cargan	Nº vehiculos a cargar
9:13	7,99	10,8	0,09	90	-2,81	15	15
9:28	9,40	10,8	0,10	90	-1,40		
9:43	10,74	10,8	0,12	90	-0,06		
9:58	12,01	10,8	0,13	90	1,21		
10:13	13,21	17,28	0,15	90	-4,07	24	9
10:28	14,33	17,28	0,16	90	-2,95		
10:43	15,34	17,28	0,17	90	-1,94		
10:58	16,30	17,28	0,18	90	-0,98		
11:13	17,14	20,16	0,19	90	-3,02	28	4
11:28	17,87	20,16	0,20	90	-2,29		
11:43	18,51	20,16	0,21	90	-1,65		
11:58	19,05	20,16	0,21	90	-1,11		
12:13	19,47	19,44	0,22	90	0,03	27	14
12:28	19,77	19,44	0,22	90	0,33		
12:43	20,00	19,44	0,22	90	0,56		
12:58	20,11	19,44	0,22	90	0,67		
13:13	20,11	16,56	0,22	90	3,55	23	5
13:28	20,00	16,56	0,22	90	3,44		
13:43	19,77	16,56	0,22	90	3,21		
13:58	19,47	16,56	0,22	90	2,91		
14:13	19,05	18,72	0,21	90	0,33	26	7
14:28	18,51	18,72	0,21	90	-0,21		
14:43	17,87	18,72	0,20	90	-0,85		
14:58	17,14	18,72	0,19	90	-1,58		
15:13	16,30	14,4	0,18	90	1,90	20	8
15:28	15,34	14,4	0,17	90	0,94		
15:43	14,33	14,4	0,16	90	-0,07		
15:58	13,21	14,4	0,15	90	-1,19		
16:13	12,01	10,8	0,13	90	1,21	15	
16:28	10,74	10,8	0,12	90	-0,06		
16:43	9,40	10,8	0,10	90	-1,40		
16:58	7,99	10,8	0,09	90	-2,81		
17:13	6,56	5,76	0,07	90	0,80	8	
17:28	5,08	5,76	0,06	90	-0,68		
17:43	3,62	5,76	0,04	90	-2,14		
17:58	2,02	5,76	0,02	90	-3,74		
18:13	0,53	5,76	0,01	90	-5,23		



### **B.3. VARIACIÓN $I_{SC}$ , $V_{OC}$ CON LA TEMPERATURA**

GENERADOR ELÉCTRICO MEDIANTE ENERGÍAS RENOVABLES PARA UN CAMPO DE GOLF

Día Típico Mes	Tkvoc	Voc_Tcell	Tkisc	Isc_Tcel	Día Típico Mes	TKvoc	Voc_Tcell	TKisc	Isc_Tcell
ENERO	-0,002	66,23	0,002	4,86	FEBRERO	-0,002	66,20	0,002	4,86
	-0,002	66,01	0,002	4,87		-0,002	65,98	0,002	4,88
	-0,002	65,82	0,002	4,89		-0,002	65,79	0,002	4,89
	-0,002	65,64	0,002	4,90		-0,002	65,60	0,002	4,91
	-0,002	65,46	0,002	4,92		-0,002	65,41	0,002	4,92
	-0,002	65,29	0,002	4,93		-0,002	65,23	0,002	4,93
	-0,002	65,12	0,002	4,94		-0,002	65,05	0,002	4,95
	-0,002	64,97	0,002	4,95		-0,002	64,89	0,002	4,96
	-0,002	64,82	0,002	4,97		-0,002	64,73	0,002	4,97
	-0,002	64,68	0,002	4,98		-0,002	64,58	0,002	4,98
	-0,002	64,56	0,002	4,99		-0,002	64,45	0,002	5,00
	-0,002	64,45	0,002	5,00		-0,002	64,32	0,002	5,00
	-0,002	64,34	0,002	5,00		-0,002	64,21	0,002	5,01
	-0,002	64,25	0,002	5,01		-0,002	64,11	0,002	5,02
	-0,002	64,18	0,002	5,02		-0,002	64,02	0,002	5,03
	-0,002	64,11	0,002	5,02		-0,002	63,94	0,002	5,03
	-0,002	64,06	0,002	5,03		-0,002	63,88	0,002	5,04
	-0,002	64,02	0,002	5,03		-0,002	63,83	0,002	5,04
	-0,002	64,00	0,002	5,03		-0,002	63,79	0,002	5,05
	-0,002	63,99	0,002	5,03		-0,002	63,77	0,002	5,05
	-0,002	63,99	0,002	5,03		-0,002	63,75	0,002	5,05
	-0,002	64,00	0,002	5,03		-0,002	63,75	0,002	5,05
	-0,002	64,02	0,002	5,03		-0,002	63,77	0,002	5,05
	-0,002	64,06	0,002	5,03		-0,002	63,79	0,002	5,05
	-0,002	64,11	0,002	5,02		-0,002	63,83	0,002	5,04
	-0,002	64,18	0,002	5,02		-0,002	63,88	0,002	5,04
	-0,002	64,25	0,002	5,01		-0,002	63,94	0,002	5,03
	-0,002	64,34	0,002	5,00		-0,002	64,02	0,002	5,03
	-0,002	64,45	0,002	5,00		-0,002	64,11	0,002	5,02
	-0,002	64,56	0,002	4,99		-0,002	64,21	0,002	5,01
	-0,002	64,68	0,002	4,98		-0,002	64,32	0,002	5,00
-0,002	64,82	0,002	4,97	-0,002	64,45	0,002	5,00		
-0,002	64,97	0,002	4,95	-0,002	64,58	0,002	4,98		
-0,002	65,12	0,002	4,94	-0,002	64,73	0,002	4,97		
-0,002	65,29	0,002	4,93	-0,002	64,89	0,002	4,96		
-0,002	65,46	0,002	4,92	-0,002	65,05	0,002	4,95		
-0,002	65,64	0,002	4,90	-0,002	65,23	0,002	4,93		
-0,002	65,82	0,002	4,89	-0,002	65,41	0,002	4,92		
-0,002	66,01	0,002	4,87	-0,002	65,60	0,002	4,91		
-0,002	66,23	0,002	4,86	-0,002	65,79	0,002	4,89		
-0,002	66,38	0,002	4,84	-0,002	65,98	0,002	4,88		
-0,002				-0,002	66,20	0,002	4,86		
-0,002				-0,002	66,36	0,002	4,85		
<b>PROMEDIO</b>		<b>64,84</b>		<b>4,96</b>	<b>PROMEDIO</b>		<b>64,68</b>		<b>4,98</b>

Día Típico Mes	Tkvoc	Voc_Tcell	Tkisc	Isc_Tcell	Día Típico Mes	Tkvoc	Voc_Tcell	Tkisc	Isc_Tcell
MARZO	-0,002	65,57	0,002	4,91	ABRIL	-0,002	65,65	0,002	4,90
	-0,002	65,36	0,002	4,92		-0,002	65,46	0,002	4,92
	-0,002	65,15	0,002	4,94		-0,002	65,28	0,002	4,93
	-0,002	64,95	0,002	4,96		-0,002	65,09	0,002	4,95
	-0,002	64,76	0,002	4,97		-0,002	64,91	0,002	4,96
	-0,002	64,57	0,002	4,99		-0,002	64,73	0,002	4,97
	-0,002	64,39	0,002	5,00		-0,002	64,56	0,002	4,99
	-0,002	64,23	0,002	5,01		-0,002	64,40	0,002	5,00
	-0,002	64,07	0,002	5,02		-0,002	64,26	0,002	5,01
	-0,002	63,93	0,002	5,04		-0,002	64,11	0,002	5,02
	-0,002	63,80	0,002	5,05		-0,002	63,98	0,002	5,03
	-0,002	63,68	0,002	5,05		-0,002	63,87	0,002	5,04
	-0,002	63,58	0,002	5,06		-0,002	63,76	0,002	5,05
	-0,002	63,49	0,002	5,07		-0,002	63,66	0,002	5,06
	-0,002	63,41	0,002	5,08		-0,002	63,58	0,002	5,06
	-0,002	63,34	0,002	5,08		-0,002	63,51	0,002	5,07
	-0,002	63,29	0,002	5,08		-0,002	63,45	0,002	5,07
	-0,002	63,25	0,002	5,09		-0,002	63,40	0,002	5,08
	-0,002	63,23	0,002	5,09		-0,002	63,36	0,002	5,08
	-0,002	63,21	0,002	5,09		-0,002	63,34	0,002	5,08
	-0,002	63,21	0,002	5,09		-0,002	63,33	0,002	5,08
	-0,002	63,23	0,002	5,09		-0,002	63,33	0,002	5,08
	-0,002	63,25	0,002	5,09		-0,002	63,34	0,002	5,08
	-0,002	63,29	0,002	5,08		-0,002	63,36	0,002	5,08
	-0,002	63,34	0,002	5,08		-0,002	63,40	0,002	5,08
	-0,002	63,41	0,002	5,08		-0,002	63,45	0,002	5,07
	-0,002	63,49	0,002	5,07		-0,002	63,51	0,002	5,07
	-0,002	63,58	0,002	5,06		-0,002	63,58	0,002	5,06
	-0,002	63,68	0,002	5,05		-0,002	63,66	0,002	5,06
	-0,002	63,80	0,002	5,05		-0,002	63,76	0,002	5,05
	-0,002	63,93	0,002	5,04		-0,002	63,87	0,002	5,04
-0,002	64,07	0,002	5,02	-0,002	63,98	0,002	5,03		
-0,002	64,23	0,002	5,01	-0,002	64,11	0,002	5,02		
-0,002	64,39	0,002	5,00	-0,002	64,26	0,002	5,01		
-0,002	64,57	0,002	4,99	-0,002	64,40	0,002	5,00		
-0,002	64,76	0,002	4,97	-0,002	64,56	0,002	4,99		
-0,002	64,95	0,002	4,96	-0,002	64,73	0,002	4,97		
-0,002	65,15	0,002	4,94	-0,002	64,91	0,002	4,96		
-0,002	65,36	0,002	4,92	-0,002	65,09	0,002	4,95		
-0,002	65,57	0,002	4,91	-0,002	65,28	0,002	4,93		
-0,002	65,78	0,002	4,89	-0,002	65,46	0,002	4,92		
-0,002	65,99	0,002	4,88	-0,002	65,65	0,002	4,90		
-0,002				-0,002	65,84	0,002	4,89		
<b>PROMEDIO</b>		<b>64,15</b>		<b>5,02</b>	<b>PROMEDIO</b>		<b>64,21</b>		<b>5,01</b>

GENERADOR ELÉCTRICO MEDIANTE ENERGÍAS RENOVABLES PARA UN CAMPO DE GOLF

Día Típico Mes	Tkvoc	Voc_Tcell	Tkisc	Isc_Tcell	Día Típico Mes	Tkvoc	Voc_Tcell	Tkisc	Isc_Tcell
MAYO	-0,002	65,45	0,002	4,92	JUNIO	-0,002	65,20	0,002	4,94
	-0,002	65,28	0,002	4,93		-0,002	65,03	0,002	4,95
	-0,002	65,10	0,002	4,94		-0,002	64,85	0,002	4,96
	-0,002	64,92	0,002	4,96		-0,002	64,67	0,002	4,98
	-0,002	64,75	0,002	4,97		-0,002	64,50	0,002	4,99
	-0,002	64,58	0,002	4,98		-0,002	64,33	0,002	5,00
	-0,002	64,42	0,002	5,00		-0,002	64,17	0,002	5,02
	-0,002	64,26	0,002	5,01		-0,002	64,02	0,002	5,03
	-0,002	64,12	0,002	5,02		-0,002	63,87	0,002	5,04
	-0,002	63,98	0,002	5,03		-0,002	63,74	0,002	5,05
	-0,002	63,86	0,002	5,04		-0,002	63,61	0,002	5,06
	-0,002	63,74	0,002	5,05		-0,002	63,49	0,002	5,07
	-0,002	63,64	0,002	5,06		-0,002	63,39	0,002	5,08
	-0,002	63,54	0,002	5,07		-0,002	63,30	0,002	5,08
	-0,002	63,46	0,002	5,07		-0,002	63,22	0,002	5,09
	-0,002	63,39	0,002	5,08		-0,002	63,14	0,002	5,10
	-0,002	63,33	0,002	5,08		-0,002	63,09	0,002	5,10
	-0,002	63,29	0,002	5,09		-0,002	63,04	0,002	5,10
	-0,002	63,25	0,002	5,09		-0,002	63,00	0,002	5,11
	-0,002	63,23	0,002	5,09		-0,002	62,98	0,002	5,11
	-0,002	63,21	0,002	5,09		-0,002	62,97	0,002	5,11
	-0,002	63,21	0,002	5,09		-0,002	62,97	0,002	5,11
	-0,002	63,23	0,002	5,09		-0,002	62,98	0,002	5,11
	-0,002	63,25	0,002	5,09		-0,002	63,00	0,002	5,11
	-0,002	63,29	0,002	5,09		-0,002	63,04	0,002	5,10
	-0,002	63,33	0,002	5,08		-0,002	63,09	0,002	5,10
	-0,002	63,39	0,002	5,08		-0,002	63,14	0,002	5,10
	-0,002	63,46	0,002	5,07		-0,002	63,22	0,002	5,09
	-0,002	63,54	0,002	5,07		-0,002	63,30	0,002	5,08
	-0,002	63,64	0,002	5,06		-0,002	63,39	0,002	5,08
	-0,002	63,74	0,002	5,05		-0,002	63,49	0,002	5,07
-0,002	63,86	0,002	5,04	-0,002	63,61	0,002	5,06		
-0,002	63,98	0,002	5,03	-0,002	63,74	0,002	5,05		
-0,002	64,12	0,002	5,02	-0,002	63,87	0,002	5,04		
-0,002	64,26	0,002	5,01	-0,002	64,02	0,002	5,03		
-0,002	64,42	0,002	5,00	-0,002	64,17	0,002	5,02		
-0,002	64,58	0,002	4,98	-0,002	64,33	0,002	5,00		
-0,002	64,75	0,002	4,97	-0,002	64,50	0,002	4,99		
-0,002	64,92	0,002	4,96	-0,002	64,67	0,002	4,98		
-0,002	65,10	0,002	4,94	-0,002	64,85	0,002	4,96		
-0,002	65,28	0,002	4,93	-0,002	65,03	0,002	4,95		
-0,002	65,45	0,002	4,92	-0,002	65,20	0,002	4,94		
-0,002	65,63	0,002	4,90	-0,002	65,38	0,002	4,92		
<b>PROMEDIO</b>		<b>64,08</b>		<b>5,02</b>	<b>PROMEDIO</b>		<b>63,83</b>		<b>5,04</b>

Día Típico Mes	Tkvoc	Voc_Tcell	TKisc	Isc_Tcell	Día Típico Mes	Tkvoc	Voc_Tcell	TKisc	Isc_Tcell
JULIO	-0,002	64,96	0,002	4,96	AGOSTO	-0,002	65,01	0,002	4,95
	-0,002	64,77	0,002	4,97		-0,002	64,81	0,002	4,97
	-0,002	64,59	0,002	4,98		-0,002	64,62	0,002	4,98
	-0,002	64,40	0,002	5,00		-0,002	64,43	0,002	5,00
	-0,002	64,22	0,002	5,01		-0,002	64,25	0,002	5,01
	-0,002	64,05	0,002	5,03		-0,002	64,07	0,002	5,02
	-0,002	63,88	0,002	5,04		-0,002	63,89	0,002	5,04
	-0,002	63,73	0,002	5,05		-0,002	63,73	0,002	5,05
	-0,002	63,58	0,002	5,06		-0,002	63,57	0,002	5,06
	-0,002	63,44	0,002	5,07		-0,002	63,43	0,002	5,07
	-0,002	63,31	0,002	5,08		-0,002	63,29	0,002	5,08
	-0,002	63,19	0,002	5,09		-0,002	63,17	0,002	5,09
	-0,002	63,08	0,002	5,10		-0,002	63,06	0,002	5,10
	-0,002	62,98	0,002	5,11		-0,002	62,96	0,002	5,11
	-0,002	62,90	0,002	5,12		-0,002	62,87	0,002	5,12
	-0,002	62,83	0,002	5,12		-0,002	62,79	0,002	5,12
	-0,002	62,77	0,002	5,13		-0,002	62,73	0,002	5,13
	-0,002	62,72	0,002	5,13		-0,002	62,68	0,002	5,13
	-0,002	62,68	0,002	5,13		-0,002	62,64	0,002	5,14
	-0,002	62,66	0,002	5,13		-0,002	62,61	0,002	5,14
	-0,002	62,64	0,002	5,14		-0,002	62,60	0,002	5,14
	-0,002	62,64	0,002	5,14		-0,002	62,60	0,002	5,14
	-0,002	62,66	0,002	5,13		-0,002	62,61	0,002	5,14
	-0,002	62,68	0,002	5,13		-0,002	62,64	0,002	5,14
	-0,002	62,72	0,002	5,13		-0,002	62,68	0,002	5,13
	-0,002	62,77	0,002	5,13		-0,002	62,73	0,002	5,13
	-0,002	62,83	0,002	5,12		-0,002	62,79	0,002	5,12
	-0,002	62,90	0,002	5,12		-0,002	62,87	0,002	5,12
	-0,002	62,98	0,002	5,11		-0,002	62,96	0,002	5,11
	-0,002	63,08	0,002	5,10		-0,002	63,06	0,002	5,10
	-0,002	63,19	0,002	5,09		-0,002	63,17	0,002	5,09
-0,002	63,31	0,002	5,08	-0,002	63,29	0,002	5,08		
-0,002	63,44	0,002	5,07	-0,002	63,43	0,002	5,07		
-0,002	63,58	0,002	5,06	-0,002	63,57	0,002	5,06		
-0,002	63,73	0,002	5,05	-0,002	63,73	0,002	5,05		
-0,002	63,88	0,002	5,04	-0,002	63,89	0,002	5,04		
-0,002	64,05	0,002	5,03	-0,002	64,07	0,002	5,02		
-0,002	64,22	0,002	5,01	-0,002	64,25	0,002	5,01		
-0,002	64,40	0,002	5,00	-0,002	64,43	0,002	5,00		
-0,002	64,59	0,002	4,98	-0,002	64,62	0,002	4,98		
-0,002	64,77	0,002	4,97	-0,002	64,81	0,002	4,97		
-0,002	64,96	0,002	4,96	-0,002	65,01	0,002	4,95		
-0,002	65,15	0,002	4,94	-0,002	65,19	0,002	4,94		
<b>PROMEDIO</b>		<b>63,53</b>		<b>5,07</b>	<b>PROMEDIO</b>		<b>63,53</b>		<b>5,07</b>

GENERADOR ELÉCTRICO MEDIANTE ENERGÍAS RENOVABLES PARA UN CAMPO DE GOLF

Día Típico Mes	Tkvoc	Voc_Tcell	TKisc	Isc_Tcell	Día Típico Mes	Tkvoc	Voc_Tcell	TKisc	Isc_Tcell
SEPTIEMBRE	-0,002	65,24	0,002	4,93	OCTUBRE	-0,002	65,58	0,002	4,91
	-0,002	65,05	0,002	4,95		-0,002	65,39	0,002	4,92
	-0,002	64,86	0,002	4,96		-0,002	65,20	0,002	4,94
	-0,002	64,67	0,002	4,98		-0,002	64,99	0,002	4,95
	-0,002	64,49	0,002	4,99		-0,002	64,79	0,002	4,97
	-0,002	64,31	0,002	5,01		-0,002	64,60	0,002	4,98
	-0,002	64,14	0,002	5,02		-0,002	64,40	0,002	5,00
	-0,002	63,97	0,002	5,03		-0,002	64,22	0,002	5,01
	-0,002	63,81	0,002	5,04		-0,002	64,05	0,002	5,03
	-0,002	63,67	0,002	5,06		-0,002	63,88	0,002	5,04
	-0,002	63,54	0,002	5,07		-0,002	63,73	0,002	5,05
	-0,002	63,41	0,002	5,08		-0,002	63,59	0,002	5,06
	-0,002	63,30	0,002	5,08		-0,002	63,46	0,002	5,07
	-0,002	63,20	0,002	5,09		-0,002	63,34	0,002	5,08
	-0,002	63,11	0,002	5,10		-0,002	63,24	0,002	5,09
	-0,002	63,03	0,002	5,11		-0,002	63,15	0,002	5,10
	-0,002	62,97	0,002	5,11		-0,002	63,08	0,002	5,10
	-0,002	62,92	0,002	5,11		-0,002	63,02	0,002	5,11
	-0,002	62,88	0,002	5,12		-0,002	62,98	0,002	5,11
	-0,002	62,86	0,002	5,12		-0,002	62,95	0,002	5,11
	-0,002	62,84	0,002	5,12		-0,002	62,93	0,002	5,11
	-0,002	62,84	0,002	5,12		-0,002	62,93	0,002	5,11
	-0,002	62,86	0,002	5,12		-0,002	62,95	0,002	5,11
	-0,002	62,88	0,002	5,12		-0,002	62,98	0,002	5,11
	-0,002	62,92	0,002	5,11		-0,002	63,02	0,002	5,11
	-0,002	62,97	0,002	5,11		-0,002	63,08	0,002	5,10
	-0,002	63,03	0,002	5,11		-0,002	63,15	0,002	5,10
	-0,002	63,11	0,002	5,10		-0,002	63,24	0,002	5,09
	-0,002	63,20	0,002	5,09		-0,002	63,34	0,002	5,08
	-0,002	63,30	0,002	5,08		-0,002	63,46	0,002	5,07
	-0,002	63,41	0,002	5,08		-0,002	63,59	0,002	5,06
-0,002	63,54	0,002	5,07	-0,002	63,73	0,002	5,05		
-0,002	63,67	0,002	5,06	-0,002	63,88	0,002	5,04		
-0,002	63,81	0,002	5,04	-0,002	64,05	0,002	5,03		
-0,002	63,97	0,002	5,03	-0,002	64,22	0,002	5,01		
-0,002	64,14	0,002	5,02	-0,002	64,40	0,002	5,00		
-0,002	64,31	0,002	5,01	-0,002	64,60	0,002	4,98		
-0,002	64,49	0,002	4,99	-0,002	64,79	0,002	4,97		
-0,002	64,67	0,002	4,98	-0,002	64,99	0,002	4,95		
-0,002	64,86	0,002	4,96	-0,002	65,20	0,002	4,94		
-0,002	65,05	0,002	4,95	-0,002	65,39	0,002	4,92		
-0,002	65,24	0,002	4,93	-0,002	65,58	0,002	4,91		
-0,002	65,41	0,002	4,92	-0,002	65,77	0,002	4,89		
<b>PROMEDIO</b>		<b>63,77</b>		<b>5,05</b>	<b>PROMEDIO</b>		<b>63,97</b>		<b>5,03</b>

Día Típico Mes	Tkvoc	Voc_Tcell	TKisc	Isc_Tcell	Día Típico Mes	Tkvoc	Voc_Tcell	TKisc	Isc_Tcell
NOVIEMBRE	-0,002	65,87	0,002	4,88	DICIEMBRE	-0,002	66,16	0,002	4,86
	-0,002	65,67	0,002	4,90		-0,002	65,96	0,002	4,88
	-0,002	65,48	0,002	4,91		-0,002	65,79	0,002	4,89
	-0,002	65,30	0,002	4,93		-0,002	65,60	0,002	4,91
	-0,002	65,12	0,002	4,94		-0,002	65,43	0,002	4,92
	-0,002	64,94	0,002	4,96		-0,002	65,26	0,002	4,93
	-0,002	64,78	0,002	4,97		-0,002	65,09	0,002	4,95
	-0,002	64,61	0,002	4,98		-0,002	64,94	0,002	4,96
	-0,002	64,46	0,002	4,99		-0,002	64,79	0,002	4,97
	-0,002	64,32	0,002	5,00		-0,002	64,65	0,002	4,98
	-0,002	64,19	0,002	5,02		-0,002	64,53	0,002	4,99
	-0,002	64,07	0,002	5,02		-0,002	64,41	0,002	5,00
	-0,002	63,97	0,002	5,03		-0,002	64,31	0,002	5,01
	-0,002	63,87	0,002	5,04		-0,002	64,22	0,002	5,01
	-0,002	63,79	0,002	5,05		-0,002	64,14	0,002	5,02
	-0,002	63,72	0,002	5,05		-0,002	64,07	0,002	5,02
	-0,002	63,67	0,002	5,06		-0,002	64,02	0,002	5,03
	-0,002	63,63	0,002	5,06		-0,002	63,99	0,002	5,03
	-0,002	63,60	0,002	5,06		-0,002	63,96	0,002	5,03
	-0,002	63,59	0,002	5,06		-0,002	63,94	0,002	5,03
	-0,002	63,59	0,002	5,06		-0,002	63,94	0,002	5,03
	-0,002	63,60	0,002	5,06		-0,002	63,96	0,002	5,03
	-0,002	63,63	0,002	5,06		-0,002	63,99	0,002	5,03
	-0,002	63,67	0,002	5,06		-0,002	64,02	0,002	5,03
	-0,002	63,72	0,002	5,05		-0,002	64,07	0,002	5,02
	-0,002	63,79	0,002	5,05		-0,002	64,14	0,002	5,02
	-0,002	63,87	0,002	5,04		-0,002	64,22	0,002	5,01
	-0,002	63,97	0,002	5,03		-0,002	64,31	0,002	5,01
	-0,002	64,07	0,002	5,02		-0,002	64,41	0,002	5,00
	-0,002	64,19	0,002	5,02		-0,002	64,53	0,002	4,99
-0,002	64,32	0,002	5,00	-0,002	64,65	0,002	4,98		
-0,002	64,46	0,002	4,99	-0,002	64,79	0,002	4,97		
-0,002	64,61	0,002	4,98	-0,002	64,94	0,002	4,96		
-0,002	64,78	0,002	4,97	-0,002	65,09	0,002	4,95		
-0,002	64,94	0,002	4,96	-0,002	65,26	0,002	4,93		
-0,002	65,12	0,002	4,94	-0,002	65,43	0,002	4,92		
-0,002	65,30	0,002	4,93	-0,002	65,60	0,002	4,91		
-0,002	65,48	0,002	4,91	-0,002	65,79	0,002	4,89		
-0,002	65,67	0,002	4,90	-0,002	65,96	0,002	4,88		
-0,002	65,87	0,002	4,88	-0,002	66,16	0,002	4,86		
-0,002	66,02	0,002	4,87	-0,002	66,34	0,002	4,85		
<b>PROMEDIO</b>		<b>64,47</b>		<b>4,99</b>	<b>PROMEDIO</b>		<b>64,80</b>		<b>4,97</b>

## **ANEXO C. TABLAS DEL CÁLCULO ELÉCTRICO**

**SE CONSIDERA QUE DENTRO DE CADA TRAMO 1-6 EXISTEN 3 SUBTRAMOS DE MISMO TAMAÑO CON UN FUSIBLE POR CADA TRAMO**

Segunda Ubicación															
PANEL - CCG y CCG - INVERSOR	TRAMO 1	TRAMO 2	TRAMO 3	TRAMO 4	TRAMO 5	TRAMO 6	SECCIÓN AJUSTADA	PANEL - CCG y CCG - INVERSOR	TRAMO 7	TRAMO 8	TRAMO 9	TRAMO 10	TRAMO 11	TRAMO 12	SECCIÓN AJUSTADA
Nº de String por tramo	1	1	1	1	1	1	1	Nº de String por tramo	3	3	3	3	3	3	3
Nº paneles FV por String	5	5	5	5	5	5	5	Nº paneles FV por String	5	5	5	5	5	5	5
Conductividad del cable (Cu a 90º)(y)	44	44	44	44	44	44	44	Conductividad del cable (Cu a 90º)(y)	44	44	44	44	44	44	44
Longitud (m)	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	Longitud (m)	10,2	15,8	21,4	27	32,6	38,2	38,2
Isc_STC (A) (125% (BT-40))	7,59	7,59	7,59	7,59	7,59	7,59	7,59	Isc_STC (A) (125% (BT-40))	22,76	22,76	22,76	22,76	22,76	22,76	22,76
Caida de tensión (ΔV)(%)	0,091%	0,091%	0,091%	0,091%	0,091%	0,091%	0,091%	Caida de tensión (ΔV)(%)	0,63%	0,63%	0,63%	0,63%	0,63%	0,63%	0,63%
Voc_STC (V)	348,5	348,5	348,5	348,5	348,5	348,5	348,50	Voc_STC (V)	348,5	348,5	348,5	348,5	348,5	348,5	348,5
Sección calculada (mm2) (Criterio caída de tensión)	5,98	5,98	5,98	5,98	5,98	5,98	6,00	Sección calculada (mm2) (Criterio caída de tensión)	4,81	7,45	10,08	12,72	15,36	18,00	18,00
Cable elegido	TECSUN PV1-F(AS)	TECSUN PV1-F(AS)	TECSUN PV1-F(AS)	TECSUN PV1-F(AS)	TECSUN PV1-F(AS)	TECSUN PV1-F(AS)	TECSUN PV1-F(AS)	Cable elegido	TECSUN PV1-F(AS)	TECSUN PV1-F(AS)	TECSUN PV1-F(AS)	TECSUN PV1-F(AS)	TECSUN PV1-F(AS)	TECSUN PV1-F(AS)	TECSUN PV1-F(AS)
Sección elegida del cable (mm2)	6	6	6	6	6	6	6	Sección elegida del cable (mm2)	6	10	16	16	16	25	25
Reduccion de intensidad (Factor multiplicador 0,9 BT-6 Exposición solar)	53,1	53,1	53,1	53,1	53,1	53,1	53,1	Reduccion de intensidad (Factor multiplicador 0,9 BT-6 Exposición solar)	53,1	73,8	99	99	99	126	126
Imax que soporta el cable (A)	59	59	59	59	59	59	59	Imax que soporta el cable (A)	59	82	110	110	110	140	140
V_max que soporta el cable (V)	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	V_max que soporta el cable (V)	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
Temperatura máxima de servicio(°C)	120	120	120	120	120	120	120	Temperatura máxima de servicio(°C)	120	120	120	120	120	120	120
<b>INVERSOR - CGMP</b>	<b>Tramo 13</b>	<b>Tramo 14</b>	<b>Tramo 15</b>	<b>Tramo 16</b>	<b>Tramo 17</b>	<b>Tramo 18</b>	<b>SECCIÓN AJUSTADA</b>								
Conductividad del cable (Cu a 90º)(y)	44	44	44	44	44	44	44								
Longitud (m)	0,3	0,6	0,9	1,2	1,5	1,8	1,8								
I_salida_inversor (A)(125% BT-40)	30,25	30,25	30,25	30,25	30,25	30,25	30,25								
V_RBT_monofasico(230(V))	230	230	230	230	230	230	230								
Caida de tensión (ΔV)(%)	0,13%	0,13%	0,13%	0,13%	0,13%	0,13%	0,13%								
Sección calculada (mm2) (Criterio caída de tensión)	1,38	2,76	4,14	5,52	6,90	8,28	21								
Cable elegido	PV1-F (AS)	PV1-F (AS)	PV1-F (AS)	PV1-F (AS)	PV1-F (AS)	PV1-F (AS)	PV1-F (AS)								
Sección elegida del cable (mm2)	4	4	6	6	10	10	25								
Imax que soporta el cable (A)	46	46	59	59	82	82	116								
V_max que soporta el cable (V)	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000								
Temperatura máxima de servicio(°C)	90	90	90	90	90	90	90								
<b>LIG - IGA</b>	<b>Tramo 19</b>	<b>SECCIÓN AJUSTADA</b>													
Longitud (m)	22	22													
Conductividad del cable (Cu a 90º)(y)	44	44													
I (A)	43,30	43,30													
V de trabajo	400	400													
Caida de tensión (ΔV)(%)	0,65%	0,65%													
Sección (mm2) (Criterio caída de tensión)	24,98	25													
Cable elegido	RZ1-K (AS)	RZ1-K (AS)													
Sección elegida del cable (mm2)	25	25													
Imax que soporta el cable (A) (0,8 FC - BT-07)	76,8	76,8													
V_max que soporta el cable (V)	1000	1000													
Temperatura máxima de servicio(°C)	90	90													
									<b>CAIDA DE TENSIÓN TOTAL AJUSTADA</b>						
									1,50%						