



UNIVERSITAT JAUME I
ESCOLA SUPERIOR DE TECNOLOGIA I CIÈNCIES
EXPERIMENTALS

MÀSTER UNIVERSITARI EN ENGINYERIA INDUSTRIAL

“Dimensionado y diseño de un parque solar fotovoltaico de conexión a red para el suministro colectivo de la localidad de La Mata”

AUTOR

Marc Pitarch Ripollés

DIRECTOR

Héctor Beltrán San Segundo

Castelló, Julio de 2020

“A La Mata qui no és
gat és gata i qui no
mossega, esgarrapa”

ÍNDICE DE DOCUMENTOS

- ❖ **Memoria**
- ❖ **Anexos**
- ❖ **Pliego de Condiciones**
- ❖ **Estado de Mediciones y Presupuesto**
- ❖ **Planos**

ÍNDICE GENERAL

1. Memoria	23
Objeto	23
1.1. Alcance.....	25
1.2. Antecedentes	26
1.3. Estudio de consumo del municipio de La Mata	28
1.4. Estudio de la irradiancia.....	31
1.5. Proyecto de instalación de placas fotovoltaicas	36
1.5.1. Introducción	36
1.5.2. Selección de equipos a colocar	37
Panel fotovoltaico	37
Inversor	40
Contador	42
Cableado	44
Protección eléctrica de continua	48
Protección eléctrica de alterna	50
Puesta a tierra.....	52
Estructura y soporte	54
Acción de la nieve.	54
Acción del viento	56
Acciones térmicas	57
1.5.3. Cálculo de separación de paneles	60
Método 1	61
Método 2.....	62
1.5.4. Energía generada por la instalación y potencia.....	69
1.5.5. Presupuesto	76
Presupuesto total.....	76

1.5.6.	Análisis económico	77
	Opción 1.....	79
	Opción 2.....	80
	Opción 3.....	82
	Coste neto	84
	Beneficio neto.....	84
	Ahorro en energía eléctrica.....	85
	Compensación por excedente de energía.....	90
	Tiempo de retorno de la inversión simple (PB).....	94
	Tiempo de retorno de la inversión actualizado (PBA).....	95
	Valor actual neto (VAN)	95
	Ahorro en consumo energético de red	97
1.5.7.	Emisiones CO ₂ evitadas	100
1.5.8.	Conclusiones	101
2.	Anexos.....	105
2.1.	Irradiancia global – Opción 1	105
2.2.	Irradiancia global – Opción 2.....	106
2.3.	Representación de irradiancia mensual Opción 1	109
2.4.	Consumo y generación	110
2.4.1.	Enero - tabla.....	110
2.4.2.	Enero - gráfica	111
2.4.3.	Febrero – tabla	112
2.4.4.	Febrero – gráfica.....	113
2.4.5.	Marzo – tabla	114
2.4.6.	Marzo – gráfica.....	115
2.4.7.	Abril – tabla	116
2.4.8.	Abril – gráfica.....	117

2.4.9.	Mayo – tabla	118
2.4.10.	Mayo – gráfica	119
2.4.11.	Junio – tabla	120
2.4.12.	Junio – gráfica	121
2.4.13.	Julio – tabla	122
2.4.14.	Julio – gráfica	123
2.4.15.	Agosto – tabla.....	124
2.4.16.	Agosto – gráfica	125
2.4.17.	Septiembre – tabla.....	126
2.4.18.	Septiembre – gráfica.....	127
2.4.19.	Octubre – tabla	128
2.4.20.	Octubre – gráfica.....	129
2.4.21.	Noviembre – tabla	130
2.4.22.	Noviembre – gráfica.....	131
2.4.23.	Diciembre – tabla	132
2.4.24.	Diciembre – gráfica.....	133
2.5.	Fichas técnicas de los equipos de la instalación.....	134
2.6.	Selección de la sección del cableado.....	135
3.	Pliego de condiciones	139
3.1.	Objeto.....	139
3.2.	Generalidades	140
3.3.	Definiciones	142
3.3.1.	Radiación solar.....	142
3.3.2.	Instalación	142
3.3.3.	Módulos	143
3.3.4.	Integración arquitectónica.....	144
3.4.	Diseño.....	145

3.4.1.	Diseño del generador fotovoltaico	145
3.4.2.	Diseño del sistema de monitorización	146
3.4.3.	Integración arquitectónica	147
3.5.	Componentes y materiales	148
3.5.1.	Generalidades	148
3.5.2.	Sistemas generadores fotovoltaicos	149
3.5.3.	Estructura soporte.....	151
3.5.4.	Inversores	153
3.5.5.	Cableado.....	155
3.5.6.	Conexión a red	155
3.5.7.	Medidas	156
3.5.8.	Protecciones	156
3.5.9.	Puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas.....	156
3.5.10.	Armónicos y compatibilidad electromagnética.....	156
3.5.11.	Medidas de seguridad.....	157
3.6.	Recepción y pruebas.....	159
3.7.	Cálculo de la producción anual esperada	161
3.8.	Requerimientos técnicos del contrato de mantenimiento.....	163
3.8.1.	Generalidades	163
3.8.2.	Programa de mantenimiento	163
3.8.3.	Garantías	165
4.	Estado de mediciones y presupuesto	171
4.1.	Estado de mediciones	171
4.1.1.	Medición material	171
4.1.2.	Medición instalación.....	171
4.2.	Presupuesto.....	172
4.2.1.	Presupuesto material	172

4.2.2.	Presupuesto instalación.....	173
4.2.3.	Presupuesto total.....	173
5.	Planos.....	177

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1. Fotografía de la localidad de La Mata.	23
Ilustración 2. Definición de azimut solar.	33
Ilustración 3. Disposición Opción 1 - Sur con inclinación 36°.	33
Ilustración 4. Disposición Opción 2 - Azimut 45° y -45°, inclinación 29° y 30°.	34
Ilustración 5. Disposición Opción 3 - Sur con inclinación 10°.	34
Ilustración 6. Esquema instalación solar con conexión a red.	36
Ilustración 7. Panel SunPower SPR-P19-410-COM.	39
Ilustración 8. Inversor Huawei SUN2000-100KTL-M1.	40
Ilustración 9. Contador de energía Laccal ITR 2.0.	42
Ilustración 10. Esquema de conexión del toroidal al contador.	43
Ilustración 11. Cable con conexión MC4.	46
Ilustración 12. Zonas climáticas de invierno.	55
Ilustración 13. Descomposición de fuerzas debidas a la acción del viento.	57
Ilustración 14. Isotermas de temperatura anual máxima.	58
Ilustración 15. Parámetros cálculo distancia entre filas de paneles.	61
Ilustración 16. Cálculo de la sombra de las filas de paneles, método 2.	62
Ilustración 17. Ejemplo gráfica de enero, radiación mensual.	70
Ilustración 18. Horas solares pico.	71
Ilustración 19. Irradiancia mensual W/m^2	72
Ilustración 20. Ahorro de energía en marzo - Matlab.	87
Ilustración 21. Gráfica consumo - producción marzo - Matlab.	92
Ilustración 22. Intersección gráficas marzo - Matlab.	92
Ilustración 23. Área entre gráficas marzo - Matlab.	93
Ilustración 24. Consumo de energía antes del proyecto.	97
Ilustración 25. Irradiancia mensual en cada uno de los meses – Opción 1.	109

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Consumo promedio horario de La Mata en el mes de abril.	29
Tabla 2 Cableado de la instalación.	47
Tabla 3. Relación secciones de los conductores de protección y los de fase.....	52
Tabla 4. Sobrecarga de nieve en un terreno horizontal (kN/m ²).....	55
Tabla 5. Temperatura mínima del aire exterior.	58
Tabla 6. Tabla de resultados Método 2 cálculo de sombras.....	65
Tabla 7. Tabla de resultados elevación solar en La Mata en el solsticio de invierno. 66	
Tabla 8. Resultados distancia entre filas por el Método 2.	68
Tabla 9. Código de Matlab. Radiación mensual.	70
Tabla 10. Resultados Matlab, radiación media mensual y HSP.....	71
Tabla 11. Rendimientos de la instalación.	72
Tabla 12. Retorno Anual actualizado y ahorro anual en Opción 1.	79
Tabla 13. Periodo de retorno actualizado en Opción 3.	80
Tabla 14. Periodo de retorno actualizado en Opción 3.	82
Tabla 15. Periodo de retorno actualizado en Opción 3.	82
Tabla 16. Porcentaje de ahorro anual en Opción 3.	83
Tabla 17. Ahorro de energía - Matlab.	86
Tabla 18. Ahorro energía localidad.	87
Tabla 19. Ahorro energía localidad 2.....	88
Tabla 20. Ahorro energía localidad en el estudio previo.	89
Tabla 21. Ahorro energía localidad en el estudio previo 2.	89
Tabla 22. Código de Matlab. Excedente de energía a red.....	91
Tabla 23. Cálculo excedente de energía.....	93
Tabla 24. Valor anual neto de la inversión (VAN).	96
Tabla 25. Consumo eléctrico antes de la instalación.	98
Tabla 26. Gasto por consumo de energía activa antes de la instalación.	98
Tabla 27. Irradiancia global en Opción 1.....	105
Tabla 28. Irradiancia global en Opción 2 - Azimut -45° e inclinación 30°.	106
Tabla 29. Irradiancia global en Opción 2 - Azimut 45° e inclinación 29°.	107
Tabla 30. Irradiancia global Opción 3.	108
Tabla 31. Consumo y producción en el mes de enero.	110
Tabla 32. Consumo y producción en el mes de febrero.....	112

Tabla 33. Consumo y producción en el mes de marzo.	114
Tabla 34. Consumo y producción en el mes de abril.	116
Tabla 35. Consumo y producción en el mes de mayo.	118
Tabla 36. Consumo y producción en el mes de junio.	120
Tabla 37. Consumo y producción en el mes de julio.	122
Tabla 38. Consumo y producción en el mes de agosto.	124
Tabla 39. Consumo y producción en el mes de septiembre.	126
Tabla 40. Consumo y producción en el mes de octubre.	128
Tabla 41. Consumo y producción en el mes de noviembre.	130
Tabla 42. Consumo y producción en el mes de diciembre.	132

ÍNDICE DE ECUACIONES

Ecuación 1. Cálculo de la irradiancia.	31
Ecuación 2. Sección del cable.	44
Ecuación 3. Sección del cable trifásico	46
Ecuación 4. Condiciones protección sobrecargas	48
Ecuación 5. Carga de nieve en kN/m^2	54
Ecuación 6. Acción del viento en N.....	56
Ecuación 7. Acción del viento en N simplificada.....	56
Ecuación 8. Acción térmica, dilatación-contracción.	57
Ecuación 9. Distancia entre paneles - Método 1.....	61
Ecuación 10. Ancho de la base - Método 2.	63
Ecuación 11. Altura de la fila de los paneles - Método 2.	63
Ecuación 12. Longitud total de la sombra - Método 2.	63
Ecuación 13. Separación entre paneles - Método 2.	63
Ecuación 14. Altura del Sol.	63
Ecuación 15. Azimut solar.	63
Ecuación 16. Declinación.	64
Ecuación 17. Tiempo solar verdadero.	64
Ecuación 18. Ecuación de tiempo.....	64
Ecuación 19. Cálculo de gamma.	64
Ecuación 20. Cálculo de la generación de energía.	69
Ecuación 21. Factor de forma de las células fotovoltaicas.....	73
Ecuación 22. Potencia pico de la instalación en kW.....	74
Ecuación 23. Tiempo de retorno de la inversión simple (PB).	94
Ecuación 24. Tiempo de retorno de la inversión actualizado (PBA).....	95
Ecuación 25. Valor actual neto (VAN).....	95

ÍNDICE DE GRÁFICAS

Gráfica 1. Media de kWh diarios consumidos cada mes.....	30
Gráfica 2. Irradiancia diaria media mensual de las disposiciones.	35
Gráfica 3. Movimiento solar en La Mata, solsticio de invierno.	67
Gráfica 4. Movimiento solar en La Mata. Desde su salida hasta su puesta.....	67
Gráfica 5. Consumo - Producción del mes de abril.	75
Gráfica 6. Periodo de retorno actualizado en Opción 1.....	79
Gráfica 7. Porcentaje de ahorro anual en Opción 1.	80
Gráfica 8. Periodo de retorno actualizado en Opción 2.....	81
Gráfica 9. Porcentaje de ahorro anual en Opción 2.	81
Gráfica 10. Valor actual neto de la inversión (VAN).....	96
Gráfica 11. Consumo y producción en el mes de enero.	111
Gráfica 12. Consumo y producción en el mes de febrero.....	113
Gráfica 13. Consumo y producción en el mes de marzo.	115
Gráfica 14. Consumo y producción en el mes de abril.....	117
Gráfica 15. Consumo y producción en el mes de mayo.	119
Gráfica 16. Consumo y producción en el mes de junio.	121
Gráfica 17. Consumo y producción en el mes de julio.....	123
Gráfica 18. Consumo y producción en el mes de agosto.....	125
Gráfica 19. Consumo y producción en el mes de septiembre.....	127
Gráfica 20. Consumo y producción en el mes de octubre.	129
Gráfica 21. Consumo y producción en el mes de noviembre.	131
Gráfica 22. Consumo y producción en el mes de diciembre.	133

MEMORIA

1. Memoria

Objeto

El objeto de este trabajo es realizar un proyecto de instalación fotovoltaica en la localidad de La Mata, situada en el interior norte de la provincia de Castellón. El proyecto incluye los estudios de consumo del municipio y de irradiancia en la zona. Con el mismo se pretende abastecer a los vecinos de la localidad de energía renovable fotovoltaica durante el máximo tiempo posible. Por una parte, se estaría ahorrando en la factura eléctrica en las horas donde el consumo de energía es más caro, y por otra, se contribuiría con el medio ambiente generando energía 100% renovable.



Ilustración 1. Fotografía de la localidad de La Mata.

En primer lugar, se realizará un estudio de consumo de energía de la localidad. Para ello se analizarán datos que ha facilitado la empresa distribuidora de energía Electra Energía S.A.U. De esta forma se podrán conocer los días y meses del año en los cuales existe más consumo en el pueblo y sobre los cuales se deberán realizar los cálculos para poder generar dicha energía.

A continuación, una vez obtenidos los datos de consumo, se realizará un estudio de generación de energía solar fotovoltaica. Para poder llevarlo a cabo será necesario conocer y calcular los datos de irradiancia de la localidad. Una vez hecho esto, se podrá calcular la energía que se puede generar en el municipio gracias a los paneles fotovoltaicos.

Por último, se realizará el proyecto para la instalación de paneles solares fotovoltaicos. Este tiene la finalidad de, durante cierto periodo de tiempo, abastecer a la localidad con energía 100% renovable y generada en la misma. De esta forma, el precio que pagan los vecinos del municipio por la energía que consumen se verá reducido. En dicho proyecto se deberá dimensionar la instalación: conocer el número de paneles para abastecer al municipio, inversores a instalar, protecciones del sistema, conexión a red, dimensionado del cableado, etc. Para ello se van a utilizar conocimientos de la rama de la ingeniería eléctrica, aplicando normativas del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT) y teniendo en cuenta las recomendaciones dadas por el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) para las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red.



1.1. Alcance

En este proyecto se pretende construir un parque solar fotovoltaico. La energía generada por el mismo será aprovechada por los vecinos de la localidad, y en caso de tener excedente de producción, se verterá la energía a la red y serán compensados por ello.

Para conseguir los objetivos que pretende este proyecto, el procedimiento a seguir es el que se explica a continuación:

1. Se realizará un estudio de consumo energético de la localidad y se analizarán los datos facilitados por la empresa distribuidora.
2. Se obtendrán los datos de irradiancia en La Mata desde la herramienta PVGIS de diferentes disposiciones de paneles fotovoltaicos, que se estudiarán y se analizará cuál de estas es la óptima.
3. Se seleccionarán los equipos que conformarán la instalación: paneles fotovoltaicos, inversores de corriente, contadores, protecciones, cableado, etc. Este proceso será iterativo, ya que en función de los equipos y de su disposición final, se determinará cuántos de estos se van a colocar.
4. Se determinará la disposición de los paneles y el número de estos a colocar, conociendo la potencia de la instalación.
5. Se realizará de un estudio económico de la instalación que permitirá conocer qué disposición es la más óptima.
6. Se elaborará una medición de materiales y un presupuesto económico total, que reflejarán la inversión necesaria para llevar a cabo el proyecto.
7. Se diseñarán planos de la instalación fotovoltaica que ayudarán a la comprensión del proyecto.

Fuera del alcance de este proyecto quedan algunos apartados que se deben tener en cuenta a la hora de llevar a cabo la ejecución del proyecto. Entre ellos podemos destacar la conexión a red, ya que para ello se debe llegar a un acuerdo entre los vecinos del municipio que vayan a participar en el proyecto y probablemente el ayuntamiento u organización que pueda llevar a cabo el proyecto y la distribuidora de electricidad.

1.2. Antecedentes

A lo largo de la historia, los humanos siempre han realizado actividades que consumían energía. Al comienzo, se obtenía del esfuerzo físico de personas o animales, pero poco a poco fue evolucionando y el fuego y los combustibles vegetales fueron sustituyendo al esfuerzo físico.

La revolución industrial implicó el aumento de la necesidad de grandes cantidades de energía, y por este motivo comenzaron a sobreexplotarse bosques con la finalidad de producir leña para usarla como combustible. A medida que la tecnología fue evolucionando, las formas de generación de energía fueron cambiando, pasando por consumir carbón, y más adelante, petróleo y sus derivados. Estos últimos se han convertido en uno de los productos más codiciados en el mundo, y por ello han sido motivo de numerosas guerras y conflictos en multitud de países.

En la actualidad existen tecnologías muy diferentes para la producción de energía, y entre ellas destacan las energías renovables. Estas consisten en aprovechar los recursos inagotables de la naturaleza o que son capaces de regenerarse por medios naturales. Entre ellas se incluyen la energía eólica, la solar, la hidroeléctrica, la mareomotriz, la biomasa, etc.

Durante los últimos años la energía eléctrica ha multiplicado sus precios en nuestro país, debido a que las grandes multinacionales que controlan el sector se han aprovechado de las leyes y políticas que los dirigentes del país les han hecho a medida durante décadas. Esto hace que los ciudadanos deban pagar precios abusivos para poder disponer de energía eléctrica en sus viviendas.

Este proyecto pretende aprovechar los recursos de los que dispone la localidad de La Mata para producir un beneficio a sus vecinos mediante la instalación de un parque solar fotovoltaico. Con ello se abaratará en gran medida el precio que se está pagando actualmente por la electricidad y se conseguirá que las familias del municipio puedan vivir más holgadamente.



Por otra parte, la comarca d'Els Ports, donde se encuentra el municipio de la Mata, sufre uno de los mayores problemas que afectan a la España rural, la despoblación. La falta de oportunidades para los más jóvenes, que no pueden quedarse a vivir ni trabajar en el pueblo que les ha visto nacer, provoca que además de despoblada, la zona tenga una alta tasa de envejecimiento poblacional. Del mismo modo, el hecho de contar con pocos habitantes hace que los gobiernos autonómicos y nacionales no inviertan en la zona, y al no mejorar las comunicaciones, las infraestructuras ni las condiciones de habitabilidad de estos municipios tan pequeños en general, tampoco hay empresas que se asienten en ella y creen trabajo. Mediante este proyecto se pretende también combatir en cierta medida esta problemática, ya que el gasto eléctrico es una gran barrera para muchas empresas, que sin este coste podrían decidir instalarse en la comarca o el municipio. Además, con la ejecución del mismo se fomentaría la economía local, ya que algunas de las empresas que se encuentran actualmente en el municipio podrían trabajar en él.

Un proyecto de estas características se podría replicar en multitud de pueblos de alrededor, e incluso sería posible realizar un proyecto entre varias localidades o a nivel comarcal para que más municipios se pudieran beneficiar del mismo.

1.3. Estudio de consumo del municipio de La Mata

Antes de realizar el proyecto de instalación de placas fotovoltaicas, se deben realizar una serie de estudios y cálculos con la finalidad de conocer el consumo que tiene la localidad y la irradiancia que incidiría en cada panel solar en la zona. De esta forma se puede conocer la producción que generarían esos paneles y con ello el número de placas a colocar.

Este apartado se centra en el consumo de los habitantes del municipio para, a partir de éste, desarrollar el resto de estudios y cálculos teniendo en cuenta las necesidades del pueblo.

Para poder saber exactamente qué consumo tiene la localidad, se ha solicitado a la comercializadora de electricidad del municipio, en este caso Electra Energía SAU, los datos de los consumos horarios de todo un año. La comercializadora no ha puesto ningún inconveniente en aportar todos los datos necesarios, lo cual ha facilitado mucho la tarea de conocer exactamente el consumo.

Los datos facilitados por Electra Energía hacen referencia a los Vatios (W) consumidos por toda la localidad durante una determinada hora, con lo cual se analizan todas las horas del año y sus consumos, un total de 8760 datos.

Una vez hecho el análisis de todos estos datos, con la finalidad de simplificar los cálculos, y debido a que esta es la forma en que PVGIS (*Photovoltaic Geographical Information System*) proporciona los datos de irradiancia, se ha realizado una media de consumo de energía mensual del municipio para cada hora del mes.

Los datos se pueden ver en los *Anexos*. A continuación, en la *Tabla 1*, se muestra un ejemplo de las tablas del mes de abril.

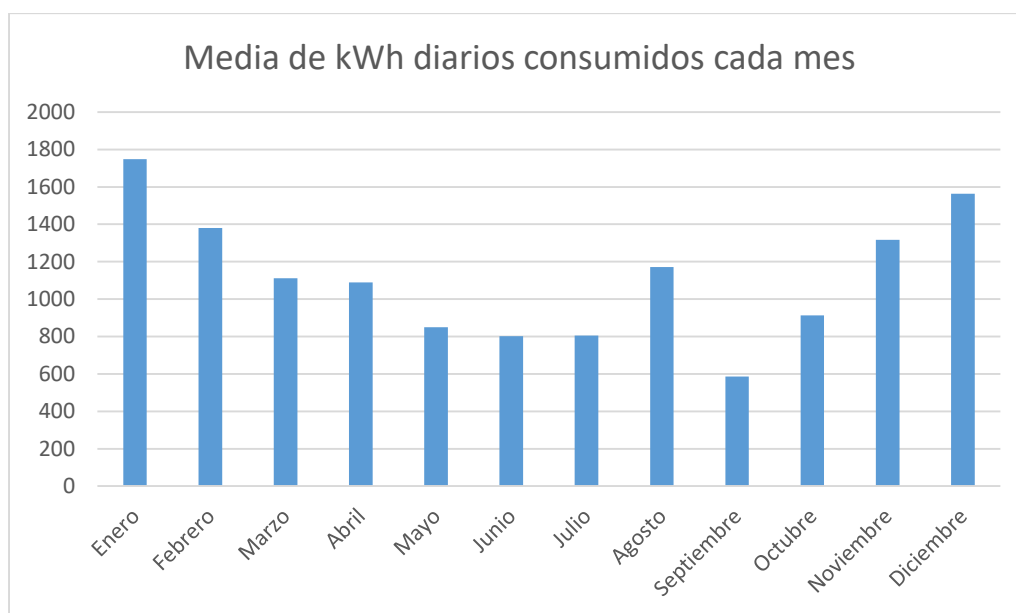


Hora del día	Consumo Promedio Wh
00:00	75.617
01:00	64.865
02:00	52.364
03:00	42.621
04:00	37.972
05:00	36.229
06:00	36.960
07:00	37.367
08:00	39.131
09:00	47.471
10:00	50.631
11:00	51.727
12:00	50.573
13:00	50.634
14:00	44.303
15:00	40.515
16:00	36.595
17:00	35.429
18:00	34.718
19:00	35.266
20:00	38.104
21:00	45.214
22:00	54.423
23:00	50.969

Tabla 1. Consumo promedio horario de La Mata en el mes de abril.

Estos datos se corresponden a una media de consumo en cada una de las horas durante el mes de abril. Así, por ejemplo, el promedio de los consumos de las 16:00h desde el 1 al 30 de abril es de 36.595 Wh.

En la *Gráfica 1* se puede ver la suma de los consumos diarios medios de cada uno de los meses. En esta gráfica se puede observar que los días de los meses de invierno son los que más consumo tienen en la localidad. Esto se puede deber a que en estas fechas las temperaturas en la zona son muy bajas y los vecinos de La Mata hacen uso de equipos eléctricos de calefacción. También se ve un pequeño repunte en el mes de agosto, que coincide con fechas de temperaturas elevadas, fiestas del municipio y un aumento muy considerable de la población.



Gráfica 1. Media de kWh diarios consumidos cada mes.

Una vez obtenidos todos los consumos de energía de la localidad se procede a calcular la irradiancia que incide sobre la zona, para así poder determinar la cantidad de paneles necesarios para cubrir esta demanda.



1.4. Estudio de la irradiancia

Se debe entender que, para una situación geográfica determinada sobre la superficie terrestre, el Sol sale por el este y se esconde por el oeste, siguiendo una trayectoria diferente en función del día del año y de la latitud de este lugar. En verano hay muchas más horas de luz y el Sol está más alto que en invierno. Todo esto influye en la capacidad de captar la radiación por los paneles fotovoltaicos y se debe tener en cuenta.

La irradiancia es la magnitud utilizada para describir la potencia incidente por unidad de superficie de todo tipo de radiación electromagnética, en este caso la radiación solar. En unidades del sistema internacional se mide en W/m².

$$I = \frac{P}{A}$$

Ecuación 1. Cálculo de la irradiancia.

Donde:

- P : Es la potencia incidente en W
- A : Es el área de la superficie en la que incide la onda, en m².

Cuando esta energía radiante llega a nuestro planeta se producen fenómenos que se explican a continuación:

- **Reflexión:** Parte de la energía es reflejada y el resto atraviesa nuestra atmósfera.
- **Difusión:** Las partículas, sólidas o líquidas, sostenidas en el aire, desvían la radiación de su línea recta, de tal forma que parte de esta radiación llega en diferentes direcciones.
- **Absorción:** Los gases de la atmósfera absorben una parte de la radiación, de forma que esta no llega a la superficie.

Como consecuencia de estos fenómenos, la radiación que llega a la superficie de un panel solar está compuesta por tres componentes:

- **Radiación directa:** Es la que llega en la dirección del Sol.
- **Radiación difusa:** Es la que llega en todas direcciones procedente de la atmósfera.
- **Albedo:** Es aquella que incide en el panel procedente de la reflexión del entorno.

Para poder determinar la irradiancia que incide sobre La Mata, se ha utilizado la herramienta que proporciona **PVGIS** en su web. Es un útil en línea y gratuito desarrollado por investigadores del JCR (*Joint Research Center*) de los servicios científicos internos de la Comisión Europea. Este instrumento sirve para calcular la producción de energía solar fotovoltaica de un sistema fotovoltaico en casi cualquier lugar del mundo. Para realizar los cálculos usa estudios e investigaciones, bases de datos, históricos, y mapas para facilitar su uso.

A la hora de determinar la radiación, esta herramienta tiene en cuenta los componentes de la misma, explicados anteriormente. Esta web permite conocer la irradiancia que hay sobre un punto exacto de forma horaria, haciendo el promedio para cada uno de los meses. Por este motivo, el apartado anterior se ha desarrollado de la misma forma.

Además, PVGIS nos indica también el ángulo óptimo de colocación de nuestros paneles, para ello se deben introducir las coordenadas de la localidad, latitud $40,61^\circ$ y longitud $-0,28^\circ$. El ángulo de incidencia de la radiación solar es uno de los factores determinantes a la hora de la instalación de los paneles solares, ya que con un ángulo óptimo se puede conseguir un mejor rendimiento de los mismos.

Normalmente los paneles solares fotovoltaicos fijos en el hemisferio norte se colocan hacia el sur, ya que al salir el sol por el este y esconderse por el oeste, estos aprovechan al máximo la luz solar durante todo el día en los diferentes días del año. La orientación que tienen los paneles puede ser diferente a la orientación sur, de esta forma se produce más energía en determinadas horas.

La orientación de los paneles viene determinada por el azimut. Este es el ángulo que forma la proyección, sobre el plano horizontal, de la recta que une cierto punto con el Sol, y la dirección Norte-Sur.

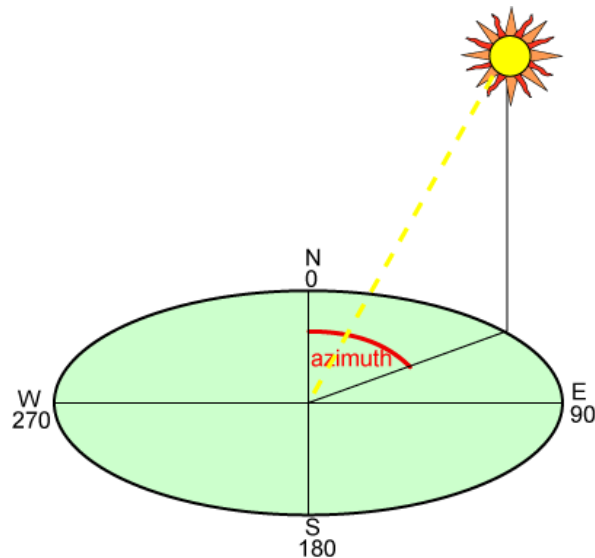


Ilustración 2. Definición de azimut solar.

En el proyecto se van a estudiar tres disposiciones de placas diferentes. Con cada una de ellas se realizarán cálculos de producción de energía, comparativas con los consumos existentes, análisis de la viabilidad de las disposiciones y un análisis económico detallado para cada caso donde se analizará el periodo de retorno de la instalación, así como el rendimiento de la misma. Las tres disposiciones que se van a estudiar son las siguientes:

- **Opción 1:** Orientación sur con inclinación óptima, 36° según PVGIS.

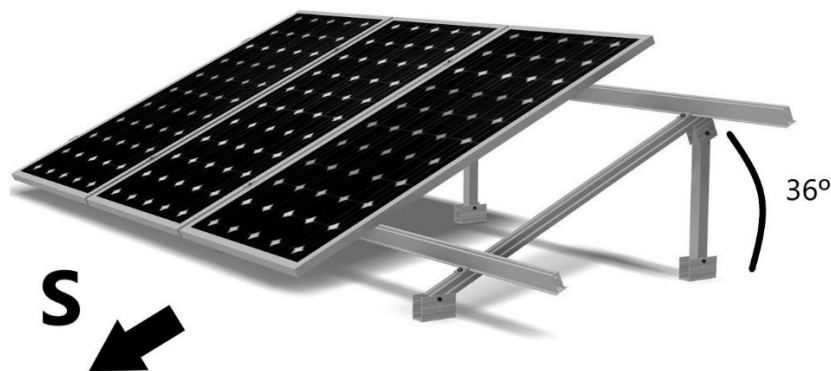


Ilustración 3. Disposición Opción 1 - Sur con inclinación 36° .

- **Opción 2:** La mitad de los paneles con azimut -45° e inclinación 30° y la otra mitad con azimut 45° e inclinación 29° . De esta forma se aprovechan mejor las horas iniciales y finales y se aplana la curva de generación.

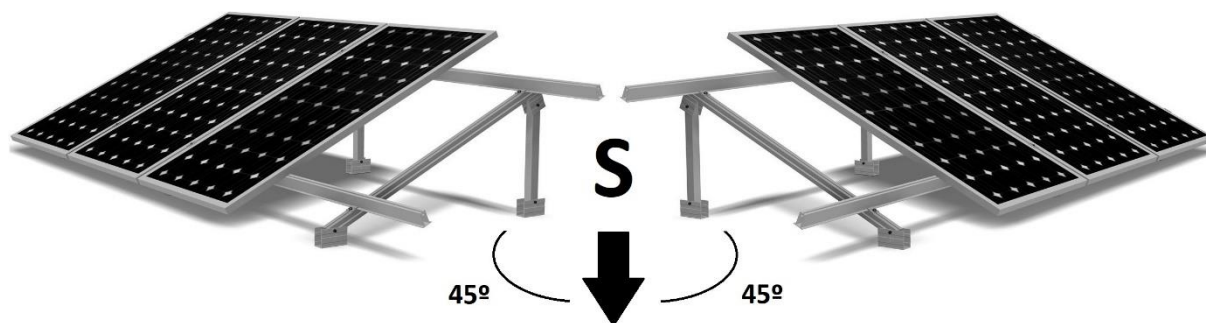


Ilustración 4. Disposición Opción 2 - Azimut 45° y -45° , inclinación 29° y 30° .

- **Opción 3:** Orientación sur con inclinación 10° para poder aprovechar mejor las horas iniciales y finales con una orientación óptima. La inclinación de 10° es para que el agua se evacue con mayor facilidad.

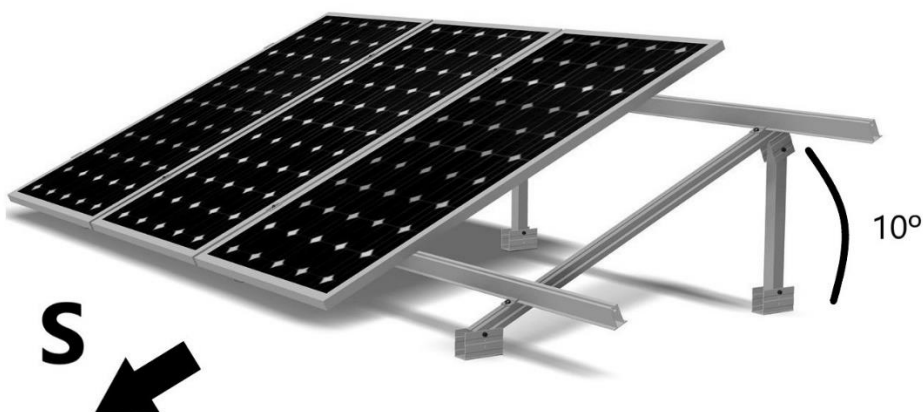
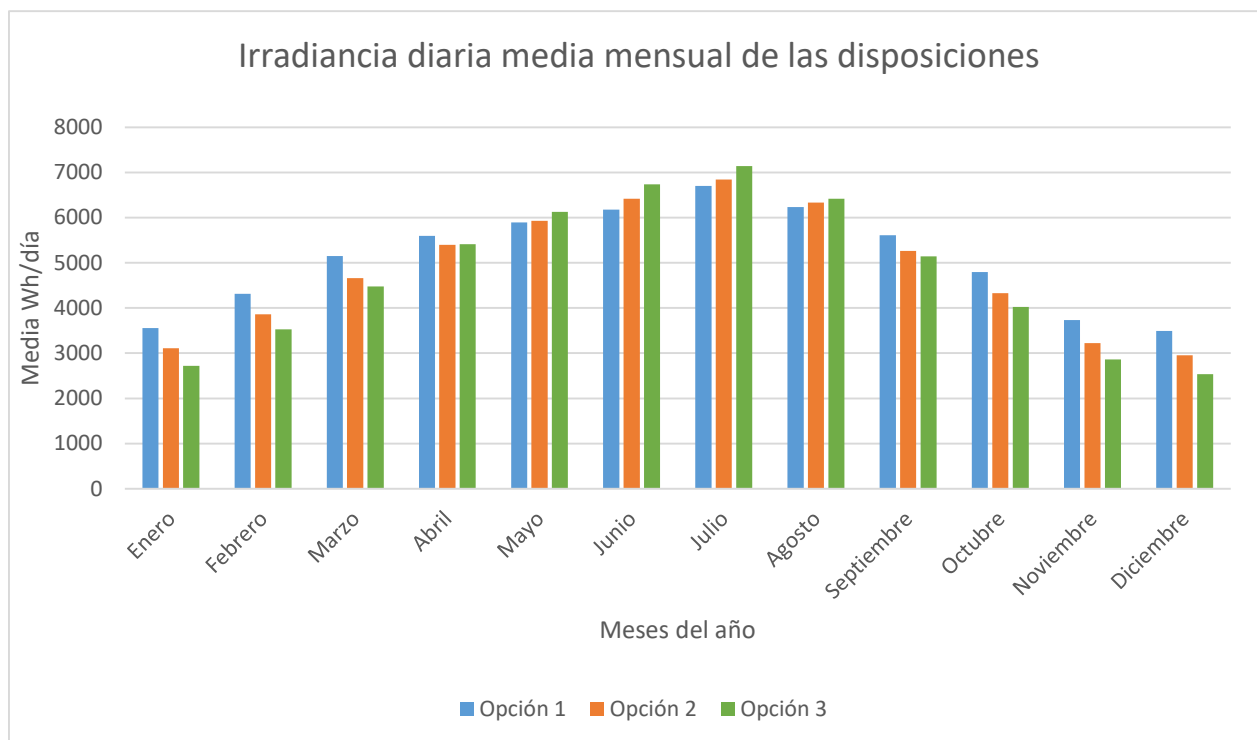


Ilustración 5. Disposición Opción 3 - Sur con inclinación 10° .



Los datos de las tres disposiciones se deben introducir en PVGIS para que este proporcione la irradiancia en cada una de las horas del día. Los datos extraídos se pueden ver en los *Anexos*. A continuación, en la *Gráfica 2*, se pueden comparar los valores de irradiancia medios diarios de cada uno de los meses del año. Se puede observar cómo la Opción 1 cubre mejor los meses de invierno, mientras que la opción 3 destaca en los meses de verano.



Gráfica 2. Irradiancia diaria media mensual de las disposiciones.

1.5. Proyecto de instalación de placas fotovoltaicas

1.5.1. Introducción

Un sistema fotovoltaico conectado a red se puede definir como un sistema de generación fotovoltaica que trabaja en paralelo con la red de la compañía eléctrica, es decir, las salidas de ambos sistemas de generación están conectadas entre sí, de forma que el primero actúa como si fuera un generador más de la compañía, inyectando energía eléctrica en su red de distribución.

Normalmente este tipo de instalación está compuesta por el campo de paneles fotovoltaicos que se encargan de producir la energía, los inversores que convierten la corriente continua en alterna, los equipos de medición para determinar el consumo y el excedente, y el conjunto de equipos que protegerán la instalación y asegurarán un correcto funcionamiento.

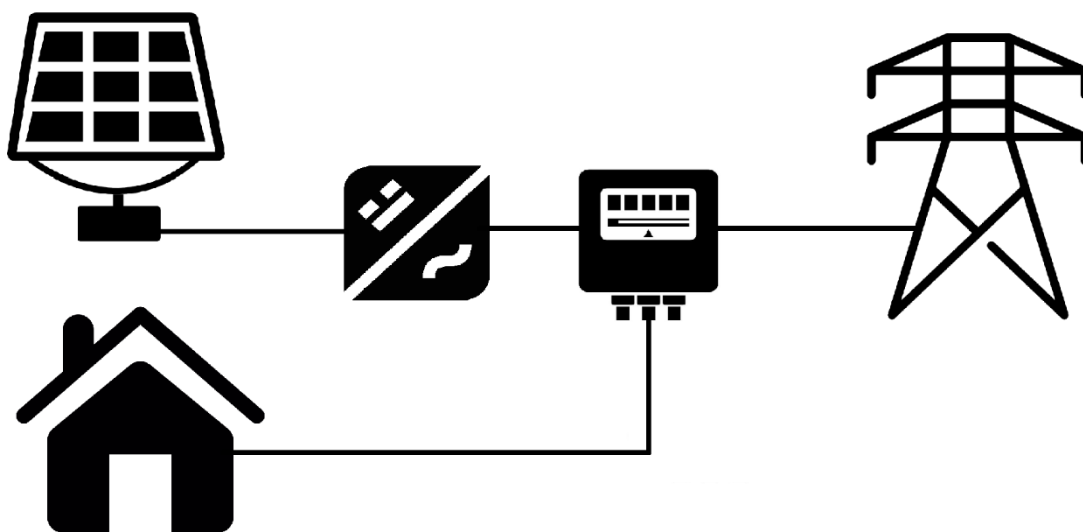


Ilustración 6. Esquema instalación solar con conexión a red.

En los siguientes apartados se procederá a explicar cada uno de los componentes de la instalación, así como el modelo seleccionado y la justificación de la decisión tomada. En los *Anexos* se podrá encontrar toda la información necesaria referida a estos equipos, y en los *Planos* eléctricos un esquema unifilar simplificado de toda la instalación.



1.5.2. Selección de equipos a colocar

Se debe tener en cuenta que la selección de equipos se ha ido modificando a medida que se han ido realizando los cálculos de producción de energía y el estudio económico para determinar la mejor disposición a adoptar. Estos se han dimensionado tratando de ajustar al máximo las características de unos y otros. En los apartados se puede observar que aparecen comentarios de la disposición escogida, esta es la **Opción 1**, mediante la cual se van a instalar **280 paneles** fotovoltaicos con una potencia total de **114,8 kWp**. En el apartado de “*Selección de la disposición*” se explicará detalladamente la decisión tomada, que finalmente es la opción que mejor retorno de inversión y mejor rendimiento económico tiene.

Panel fotovoltaico

Las celdas solares o fotovoltaicas son pequeñas células hechas de materiales semiconductores, como el silicio cristalino o el arseniuro de galio, que pueden comportarse como conductores de electricidad. Cuando quedan expuestas directamente a la luz, la energía solar hace que se muevan los electrones de la parte de la celda cargada negativamente hacia la parte cargada positivamente, generando así corriente eléctrica.

Un panel fotovoltaico está compuesto por varias de estas células, que unidas entre sí son capaces de producir energía eléctrica de una determinada potencia y corriente continua a partir de la energía que proporciona el Sol.

Las células más usadas en la actualidad para la conversión de la radiación solar en energía eléctrica son las de silicio. Este material es capaz de que sus electrones se muevan y generen un potencial eléctrico con una intensidad proporcional a la radiación incidente sobre el panel.

Existen principalmente dos tipos de paneles que usan el silicio como base para la transformación de la energía solar en eléctrica:

- Paneles monocristalinos: En este tipo de panel, los átomos están perfectamente ordenados formando un único cristal.
- Paneles policristalinos: Son paneles formados por agrupaciones de pequeños cristales donde el grado de ordenación en el conjunto es lógicamente inferior a los anteriores.

Respecto al rendimiento de los dos tipos de paneles, los monocristalinos presentan rendimientos de entre un 15% y 20%, mientras que en los paneles policristalinos el rendimiento se sitúa entre un 12% y un 15%.

A nivel económico, los paneles monocristalinos, suelen ser más caros que los policristalinos debido a su mejor rendimiento.

Teniendo en cuenta estas características de los dos tipos de paneles más usados en la actualidad, para este proyecto se decide apostar por paneles de silicio monocristalino debido a su mejor rendimiento. En concreto, se decide colocar paneles monocristalinos tipo PERC. Este tipo de panel incorpora una lámina en la cara posterior de la célula que por un lado permite una mayor captación de la luz solar, y por otro, una mayor captación de electrones. De esta forma se consigue una mayor corriente y, en consecuencia, mayor potencia. Además, permite un mejor aprovechamiento de la luz recibida, ya que si una zona del panel esta sombreada, no afecta a la producción del resto de las células, evitando errores en cadena y aumentando el rendimiento.

Para el proyecto se decide instalar paneles de la marca SunPower, una de las mejores marcas a nivel mundial. Esta decisión encarecerá el proyecto por el precio de los paneles, pero en contraprestación obtenemos los mejores rendimientos posibles por panel, los mejores diseños y fiabilidad, y una garantía de 25 años.

El panel que se instalará será el panel Performance 3 de SunPower, concretamente el modelo SPR-P19-410-COM, con 410W de potencia por panel y unas dimensiones de 2066x998x40mm. Los detalles del panel se pueden encontrar en la ficha técnica adjunta en los *Anexos*.



Ilustración 7. Panel SunPower SPR-P19-410-COM.

Los paneles fotovoltaicos suministran corriente continua a una tensión determinada, esto será en función del número de paneles que se coloquen y de la disposición en la que se coloquen. En este caso, al haber escogido la disposición de la **Opción 1**, se colocarán strings de 14 paneles en serie, este dato se ha obtenido de los cálculos realizados en el apartado de “*Selección de la disposición*”, donde se puede ver que colocar 14 paneles por string tiene un mejor periodo de retorno. Teniendo en cuenta que el voltaje en circuito abierto de cada panel es de 54,5V, y la tensión nominal es de 45,7V se obtendrán como máximo 639,8V de tensión por cada uno de los strings. Para este cálculo se ha tenido en cuenta que la máxima tensión por entrada MPPT del inversor es de 1100V y que los paneles soportan como máximo una tensión de 1000V.

La corriente de cortocircuito máxima que pueden producir estos paneles es de 9,55A, con una intensidad nominal de 8,98A. Si se tiene en consideración que el amperaje máximo a conectar es de 26A por cada una de las entradas MPPT, y que se conectarán dos ramas por entrada MPPT, no existirá ningún problema en el dimensionamiento de la red fotovoltaica.

Inversor

Los inversores son equipos electrónicos que transforman la tensión de entrada de corriente continua a tensión simétrica de salida de corriente alterna, con la magnitud y frecuencia deseada.

En este proyecto se utilizará un inversor con una tecnología MPPT (*Maximum Power Point Tracker*). Esta tecnología se basa en el cálculo de potencia máxima que se puede entregar a red en cada instante en función de la radiación que están obteniendo las placas en ese momento.

En el proyecto se decide utilizar un solo inversor trifásico de la marca Huawei, en concreto el SUN2000-100KTL-M1, en los *Anexos* se puede ver la ficha técnica del mismo. Este es un inversor trifásico tiene una eficiencia máxima del 98,8%, cuenta con una potencia máxima de 110.000W y de una intensidad máxima de salida de 160,4A a 400V.



Ilustración 8. Inversor Huawei SUN2000-100KTL-M1.

El equipo incorpora 10 entradas MPPT, que se caracterizan por trabajar en un rango de tensión de entre 200V y 1000V. Estas entradas dan versatilidad a los strings de placas del sistema, ya que cada uno de ellos puede tener diferentes características eléctricas en un determinado momento y seguir funcionando sin afectar al resto de la producción. Esto produce una maximización de la producción energética de los paneles solares, de forma que el proyecto se amortizará de forma más rápida.



Por último, destacar que este inversor ofrece una monitorización a tiempo real y en periodos pasados de cada una de sus entradas MPPT, lo cual será beneficioso para conocer exactamente cómo se comporta el sistema en cada momento y poder prevenir o localizar fallos del sistema en un futuro. Esto también ayudará a conocer el ahorro que está teniendo la localidad gracias a tener una instalación fotovoltaica como la descrita en este proyecto.

Contador

Los contadores son dispositivos que permiten conocer la potencia eléctrica que está pasando a través de un circuito eléctrico. Se usan en este tipo de instalaciones para medir el consumo eléctrico que se tiene en un punto de consumo y la energía que se está produciendo. Para ello pueden utilizar bobinas de corriente internas que miden la intensidad en el propio equipo, o en caso de ser necesario conocer grandes consumos, se utilizan toroidales para una medición indirecta de la corriente.

En este proyecto se utilizará un contador bidireccional para conocer el consumo que tiene la localidad. En este caso concreto se utilizará el vatímetro ITR 2.0 0,25A de Lacecal. Este vatímetro se conectará con el fin de conocer la potencia consumida por la localidad y enviar datos a través de comunicaciones RS-485 al inversor. En los *Anexos* se puede encontrar más información del dispositivo.

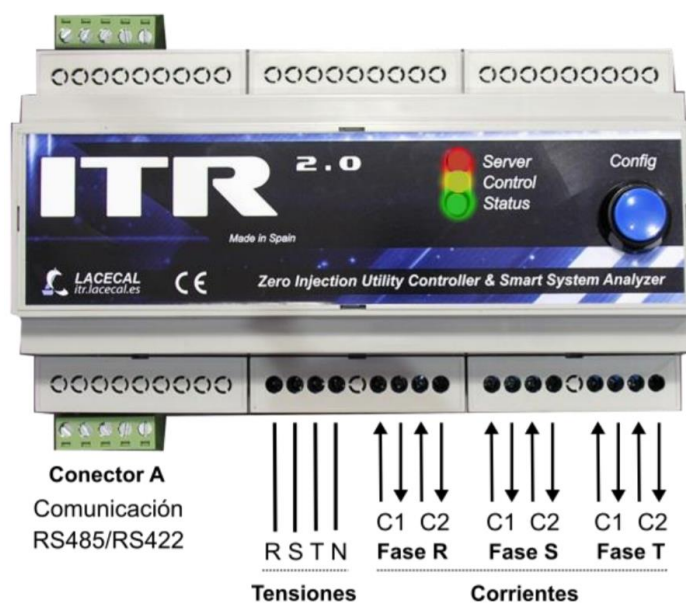


Ilustración 9. Contador de energía Lacecal ITR 2.0.

Este dispositivo dispone de web server donde se podrá personalizar su configuración y adaptarlo a la configuración del inversor de Huawei con el que es compatible.



El contador realizará la medición mediante un par de toroidales de la serie MC3 de Círculo con secundario de 0,25A que proporcionarán datos de la energía proveniente de la red eléctrica y de la instalación fotovoltaica. A continuación, se puede ver un esquema de instalación del equipo en la parte de medición que proviene de la red eléctrica.

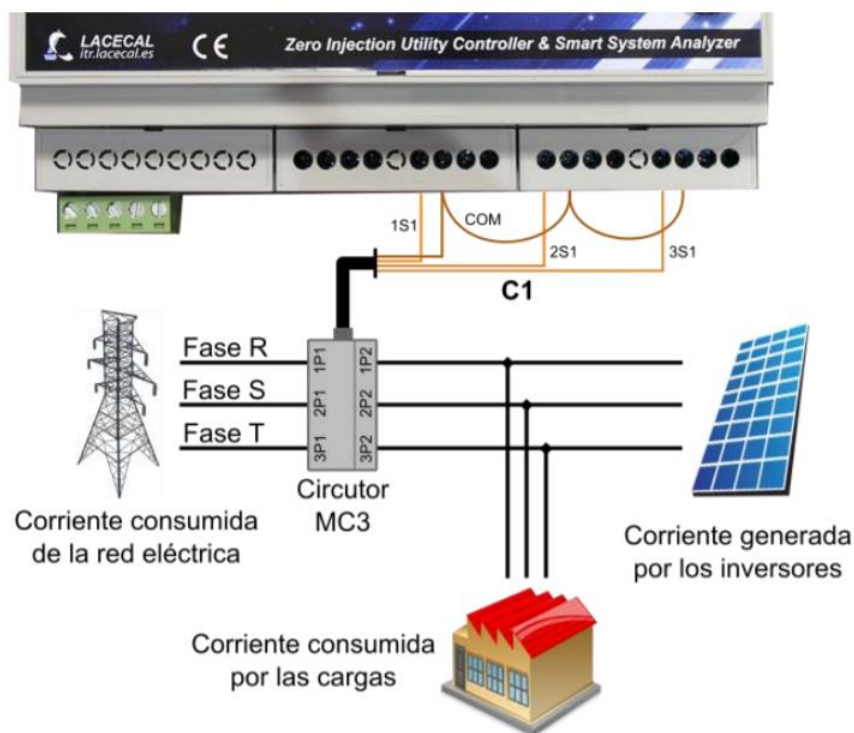


Ilustración 10. Esquema de conexión del toroidal al contador.

Cableado

Todos los componentes descritos anteriormente deben conectarse eléctricamente mediante cables de conexión eléctrica y dispositivos de protección. El cableado de la instalación debe cumplir un conjunto de requisitos, entre los cuales pueden destacarse como más importantes, asegurar su correcto funcionamiento bajo las condiciones de trabajo y garantizar la seguridad del personal. Se debe tener en cuenta que la red eléctrica del sistema FV está sujeta al Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT).

Según el REBT, la sección mínima del cable depende de la caída de tensión máxima tolerada en la línea, de la intensidad máxima que puede circular, de la longitud del conductor y del metal conductor. Se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$S = \frac{2 \cdot I \cdot L}{k \cdot U}$$

Ecuación 2. Sección del cable.

Donde:

- I : Es la intensidad en A.
- L : Es la longitud del cableado.
- U : Es la caída de tensión aceptable.
- k : Es la conductividad del cable en $\text{m} / (\Omega \cdot \text{mm}^2)$
- S : Es la sección del cable en mm^2 .

Tal y como se puede ver en los “*Planos*”, concretamente en el plano número 3 de “Distribución de los paneles fotovoltaicos”, los paneles fotovoltaicos se situarán en 4 filas de 70 paneles cada una y en el lateral de las filas se sitúa la caseta ya construida de la instalación que albergará los equipos dónde llegará el cableado. Por lo tanto, la longitud máxima total de los cables será de 250 metros de longitud, con lo cual el valor de L es 125 metros.



Para este sistema se utilizarán cables diseñados específicamente para este tipo de instalaciones. Estos poseen una gran resistencia a impactos y a variación de temperaturas, doble aislamiento, flexibilidad, grado de protección IP65, etc. Los cables se instalarán al aire libre, lo cual beneficiará su mantenimiento y localización de posibles fallos en la red.

El tipo de cable será unifilar de cobre, con el polo positivo con un recubrimiento de PVC rojo y el negativo con recubrimiento negro, con la finalidad de diferenciarlos y cumplir la normativa. La conductividad de un cable de cobre es de $56 \text{ m} / (\Omega \cdot \text{mm}^2)$ a 20°C y si se tiene en cuenta que el cable se puede llegar a calentar a temperaturas de hasta 70°C , su conductividad se reduce hasta los $46,66 \text{ m} / (\Omega \cdot \text{mm}^2)$.

La caída de tensión recomendada según la IDAE es de un 0,5%, mientras la máxima será de un 1,5%. En este caso pueden caer 6,39 Voltios, ya que se va a usar una caída de tensión de un 1% para no sobredimensionar la sección del cable.

Una vez realizados los cálculos de la *Ecuación 2* se determina que la sección del cable debe ser de $7,52 \text{ mm}^2$. Si se escoge una sección estándar, se debe escoger la inmediatamente superior, es decir un cable de 10 mm^2 de sección.

Según la norma UNE 20460-5-523:2004 del reglamento de baja tensión, la sección debe cumplir con los criterios de intensidad máxima admisible por sección, resumidos en su tabla 52, adjunta en los anexos en "*Selección de la sección del cableado*". Teniendo en cuenta que es un cable unipolar de PVC, instalado al aire libre (tipo F), debemos mirar la columna 10. Dentro de esta, en las filas del cobre, nos damos cuenta de que para una sección de 10 mm^2 , el cable es capaz de transportar una corriente de hasta 65A, muy superior a los 8,98A que son capaces de generar los paneles fotovoltaicos.

Para la conexión entre paneles y la conexión al inversor se utilizarán conectores MC4, ya que son los que llevan de serie tanto paneles como inversor. Este tipo de conexión es la más usada para conexión de paneles fotovoltaicos entre sí, ya que logra una fácil conexión y desconexión de los mismos al mismo tiempo que impide que los cables se suelten fácilmente.

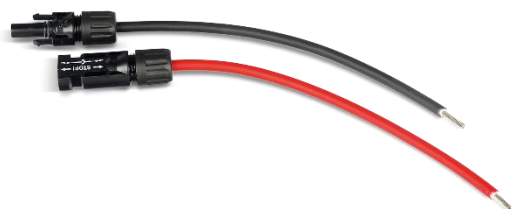


Ilustración 11. Cable con conexión MC4.

En el caso, de los cables de salida del inversor y conexión al embarrado de baja tensión de la localidad, la distancia es de 5 metros de longitud. Este cable será de cobre recubierto de PVC e irá enterrado (tipo C).

En este caso según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, en el ITC-BT-40 se pueden producir caídas de tensión entre el generador y la conexión a red de hasta el 1,5%. Teniendo en cuenta este dato, se pueden llegar a producir pérdidas de hasta 6 Voltios. Del inversor, la intensidad de salida nominal a 400V es de 144,4A.

La longitud entre la construcción donde se situará el inversor y la conexión a red será trifásica y de 5 metros que irán fijados sobre la pared de la caseta (Tipo C). Para líneas trifásicas la ecuación a utilizar es la siguiente:

$$S = \frac{\sqrt{3} \cdot I \cdot L}{k \cdot U}$$

Ecuación 3. Sección del cable trifásico

Realizando el cálculo con la *Ecuación 3*, se obtiene una sección de cable de 4,44 mm². Si se escoge una sección estándar, se debe escoger la inmediatamente superior, es decir un cable de 6 mm² de sección.



Para comprobar si el cable con sección de 6 mm² trifásico y enterrado soporta la intensidad de 144,4A en las tablas de la norma UNE 20460-5-523:2004, se debe buscar en la tabla inferior de “*Selección de la sección del cableado*” en Método C. En la tabla se puede observar que esta sección solamente soporta 36A, con lo cual se decide optar por la sección de 70 mm² ya que esta llega a soportar hasta 160A.

En la siguiente tabla se puede ver un resumen de los resultados obtenidos en este apartado:

Conexión	Longitud	Tipo de Instalación	%ΔU	Conductividad	Material aislante	Sección
Paneles - Inversor	250 metros	Aire Libre (Tipo F)	0,752 %	46,66 m / (Ω·mm ²)	PVC	6 mm ²
Inversor – Red eléctrica	5 metros	Sobre pared (Tipo C)	0,652 %	46,66 m / (Ω·mm ²)	PVC	70 mm ²

Tabla 2 Cableado de la instalación.

Protección eléctrica de continua

Al igual que para el cálculo del cableado de la instalación, el cálculo de protecciones se realizará independientemente para cada uno de los circuitos que forman la instalación, diferenciando entre tramos de corriente continua y de corriente alterna, ya que las protecciones deberán ser distintas para cada tramo dependiendo de la naturaleza continua o alterna del tramo y el valor de corriente admisible por los conductores.

Por motivos de seguridad, y para facilitar el mantenimiento y reparación del generador, se instalarán los elementos necesarios para la desconexión, de forma independiente y en ambos terminales, de cada una de las ramas del resto del generador.

Según la normativa ITC-BT-22 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, un dispositivo protege contra sobrecargas a un conductor si se verifican las condiciones de la *Ecuación 4*:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z$$

$$I_2 \leq 1,45 \cdot I_Z$$

Ecuación 4. Condiciones protección sobrecargas

Donde:

- I_B : Es la corriente para la que se ha diseñado el circuito (8,98A)
- I_N : Es la corriente asignada del dispositivo de protección.
- I_Z : Es la corriente admisible del cable en función del sistema de instalación utilizado siguiendo la norma ITC-BT-19. (65A)
- I_2 : Es la corriente que asegura la actuación del dispositivo de protección para un tiempo largo.

El valor de I_2 se puede leer en las especificaciones proporcionadas por el fabricante, en caso de interruptores:

- $I_2 = 1,45 \cdot I_N$ (para interruptores según UNE EN 60898 o UNE EN 61009)
- $I_2 = 1,30 \cdot I_N$ (para interruptores según UNE EN 60947-2)



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

- $I_f = 1,60 \cdot I_N$ si $I_N \geq 16A$
- $I_f = 1,90 \cdot I_N$ si $4A < I_N < 16A$
- $I_f = 2,10 \cdot I_N$ si $I_N \leq 4A$

En la instalación los dos terminales de cada una de las ramas de paneles fotovoltaicos estará protegida de sobrecargas mediante fusibles. En caso de producirse una corriente superior a la permitida, los fusibles abrirán el circuito desconectando la rama afectada de la instalación.

Para que se cumpla la primera condición de la ecuación 4, la I_N del fusible debe ser de mínimo la intensidad estándar de 10A.

Con un fusible estándar de 10A, y considerando las condiciones explicadas más arriba, la intensidad de funcionamiento (I_f) tendrá un valor de 19A, con lo cual también se cumple la segunda condición de la *Ecuación 4*, ya que $19A < 94,25A$.

Se instalarán fusibles de 10A de tipo gG, que son los fusibles de uso general para protección de sobrecargas y cortocircuitos, e irán colocados en cajas de protección en la misma estructura que se construirá para colocar el inversor.

Se debe tener en cuenta que el inversor a instalar ya incorpora las siguientes protecciones de corriente continua: seccionadores, protección contra polaridad inversa, protección contra sobrecargas de Tipo II y detección de aislamiento. Estas especificaciones se pueden ver en la ficha técnica del inversor en los *Anexos*.

Protección eléctrica de alterna

En este apartado se va a tener en consideración el Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia. Este especifica que la protección del lado de alterna que tiene conexión a red debe incluir un interruptor de corte general, que también actuará como térmico, y un interruptor automático diferencial. Estos dispositivos se explicarán y dimensionarán a continuación.

El interruptor de corte general que actuará como térmico será dimensionado siguiendo las mismas condiciones que se han usado para el apartado de las protecciones de corriente continua. Este tipo de dispositivos protegen la instalación frente a sobrecargas y cortocircuitos. Se deberán cumplir las condiciones mencionadas en la *Ecuación 4*, donde ahora los valores serán los siguientes:

- $I_B = 144,4A$
- $I_Z = 160A$
- $I_2 = 1,45 \cdot I_N$

Para que se cumplan dichas condiciones, la corriente nominal estándar del interruptor de corte debe tener un valor de 160A, con lo cual se instalará un interruptor de corte tetrapolar con dichas características.

Los interruptores diferenciales proporcionan protección a las personas contra descargas eléctricas, tanto en el caso de contactos directos como contactos indirectos. Además, también ofrecen protección a las instalaciones ya que detectan las fugas a tierra midiendo la corriente que circula por los conductores.

La corriente asignada del interruptor diferencial debe ser por lo menos igual a la corriente asignada del interruptor magnetotérmico, aunque es muy recomendable sobrecalibrarlo de forma que esta intensidad sea como mínimo de 1,4 veces la del magnetotérmico.



Dadas las características de la instalación, se deberá instalar un interruptor diferencial con un toroidal independiente para realizar las mediciones, con una sensibilidad de 300mA, ya que es el estándar usado en industria. La intensidad asignada al equipo será de 250A.

Se debe tener en cuenta que el inversor también cuenta con protecciones contra sobreintensidad y con protecciones contra sobretensión del lado de alterna. Estos datos se pueden ver en la ficha técnica del inversor en los *Anexos*.

Las protecciones de alterna deberán ser precintadas por la empresa distribuidora, tras las verificaciones necesarias del sistema de conmutación y sobre la integración en el equipo generador de las funciones de protección.

Puesta a tierra

En una instalación fotovoltaica con placas solares es importante disponer de una buena puesta a tierra, pues en un sistema con las masas metálicas aisladas de tierra se debe conectar a tierra tanto la parte de continua como la de alterna, con dos tierras diferentes.

La puesta a tierra de continua, mediante el cableado de protección a tierra, conectará los paneles, que disponen de un orificio para su conexión, la estructura que los soporta y las protecciones.

Las secciones de los conductores de protección y de enlace y las características de los electrodos de tierra cumplirán lo prescrito en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión ITC-BT-18.

En este reglamento se especifica que la sección de los conductores de protección se obtendrá conforme a la siguiente *Tabla 3*.

Sección de los conductores de fase de la instalación S (mm²)	Sección mínima de los conductores de protección S_P (mm²)
$S \leq 16$	$S_P = S$
$16 < S \leq 35$	$S_P = 16$
$S > 35$	$S_P = S/2$

Tabla 3. Relación secciones de los conductores de protección y los de fase.

Teniendo en cuenta esta tabla, los conductores de protección, al igual que el resto de conductores de continua, tendrán una sección de 6mm². Para estos conductores se utilizará un cableado bicolor, amarillo y verde, aislado al aire libre.

Los conductores de protección deberán unirse al borne principal de tierra, este borne se situará en un lugar accesible dentro de la edificación donde se situará el inversor. A este borne irá conectado el conductor de tierra.



El conductor de tierra será un cable de sección 35mm^2 , ya que es la sección mínima recomendable de un conductor de tierra de cobre enterrado. Este conductor se conectará al electrodo de puesta a tierra mediante soldadura aluminotécnica.

El electrodo de puesta a tierra será de construcción y resistencia eléctrica según la clase 2 de la norma UNE 21.022. Como electrodo se utilizará una pica cilíndrica de acero-cobre de 30 mm de diámetro, tal y como se recomienda en el REBT. Al existir riesgo continuado de heladas en la zona, debe enterrarse a una profundidad mínima de 0,8 metros, en concreto este será enterrado 1 metro.

Para el lado de corriente alterna se procederá de la misma forma. En este, la sección del cableado de protección y del conductor de tierra serán de 50mm^2 . El resto del procedimiento será exactamente igual.

Estructura y soporte

Los paneles estarán expuestos a la acción de agentes atmosféricos como el viento, la nieve, la lluvia o el granizo, y también a acciones no evitables como golpes, movimientos del terreno, etc. A pesar de estas acciones se debe asegurar que los módulos mantienen su integridad, inclinación y azimut, y para ello se deben instalar sobre una estructura que aporte la rigidez necesaria anclada al suelo.

La estructura debe ser capaz de soportar adecuadamente el peso de la propia estructura y de los paneles, así como el peso de la nieve en ciertas épocas del año. También deberá aguantar la fuerza producida por el viento sobre los paneles, la cual puede ser muy elevada debido al tamaño de los paneles. Por último, al estar situada en contacto directo con el aire y recibir radiación solar, la estructura está sometida a cambios de temperatura, con lo cual debe soportar los ciclos de dilatación-contracción que se producirán y provocarán tensiones térmicas. Estas fuerzas se van a calcular en los siguientes apartados sobre la disposición de paneles de la **Opción 1** con la finalidad de poder determinar el tipo de estructura que se va a instalar.

Acción de la nieve.

Para el cálculo del peso de la nieve que puede acumularse sobre las placas fotovoltaicas se va a utilizar el método del “DB-SE-AE Acciones en la edificación” del Código Técnico de la Edificación.

En este caso se va a considerar el peso sobre superficies inclinadas y para su cálculo se utilizará la *Ecuación 5*.

$$q_N = \mu \cdot s_k$$

Ecuación 5. Carga de nieve en kN/m².

Donde:

- q_N : Carga sobre la superficie en proyección horizontal en kN/m².
- μ : Coeficiente de forma.
- s_k : Valor característico de la carga de nieve. Debe considerarse la zona climática de invierno y la altitud del emplazamiento.



Ilustración 12. Zonas climáticas de invierno.

Altitud (m)	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 4	Zona 5	Zona 6	Zona 7
700	1,0	1,0	0,4	0,6	0,6	0,5	0,2
800	1,2	1,1	0,5	0,8	0,7	0,7	0,2
900	1,4	1,3	0,6	1,0	0,8	1,2	0,2

Tabla 4. Sobrecarga de nieve en un terreno horizontal (kN/m²)

El emplazamiento está situado en la Zona 5, a una altitud de 820 metros, y para ser más restrictivos en el cálculo se va a utilizar una altitud de 900 metros.

El valor del coeficiente de forma μ se considerará 1 en caso de que la inclinación sea inferior a 30°, y 0 en caso de que la inclinación sea superior a 60°. En casos intermedios se interpolará. Los paneles fotovoltaicos tienen una inclinación de 36°, con lo cual el valor de μ será 0,8.

Teniendo en cuenta estos valores, la carga de nieve sobre los paneles fotovoltaicos será de 0,64 kN/m².

Acción del viento

El viento ejerce una presión sobre la superficie y su valor máximo es igual al que habría si toda su energía cinética se convirtiera en presión. La fuerza resultante en la dirección de la velocidad del viento se calculará en este caso con la *Ecuación 6*.

$$F = 0,5 \cdot f \cdot \rho \cdot c^2 \cdot S_n$$

Ecuación 6. Acción del viento en N.

Puede aceptarse que para una superficie plana y orientada hacia el viento vendrá dada por la siguiente expresión, ya que la densidad del aire seco a 0 °C es de 1,29 kg/m².

$$F = 0,65 \cdot c^2 \cdot \sin(\beta) \cdot S$$

Ecuación 7. Acción del viento en N simplificada.

Donde:

- F : es la fuerza en N.
- c : es la velocidad del viento en m/s. En España se suele considerar por lo general una velocidad de 100 km/h o 27,77 m/s.
- β : es el ángulo de la superficie con la dirección del viento (36°).
- S : es el área de superficie (2,06 m²)

Aplicando la *Ecuación 7*, se obtiene un valor de F de 606,94 N. Esta fuerza se puede descomponer en otras fuerzas, una fuerza tangencial (F_t), que debe ser compensada por el anclaje de la base, y otra perpendicular (F_n), que debe ser soportada por la estructura metálica. A su vez, esta última se descompone en otras dos aplicadas en los extremos del panel, F_e y la simétrica. La fuerza F_e aplicada en el extremo superior del panel fotovoltaico genera un momento M_e que tiende a abatir o despegar el panel, y debe ser compensado por la estructura del soporte. En la ilustración X puede verse un esquema de estas fuerzas y sus valores son los siguientes:

- $F_n = F / \sin(\beta) = 1032,58 \text{ N}$
- $F_t = F / \cos(\beta) = 750,21 \text{ N}$
- $F_e = F_n / 2 = 516,29 \text{ N}$
- $M_e = L \cdot F_e = 1067,17 \text{ Nm}$

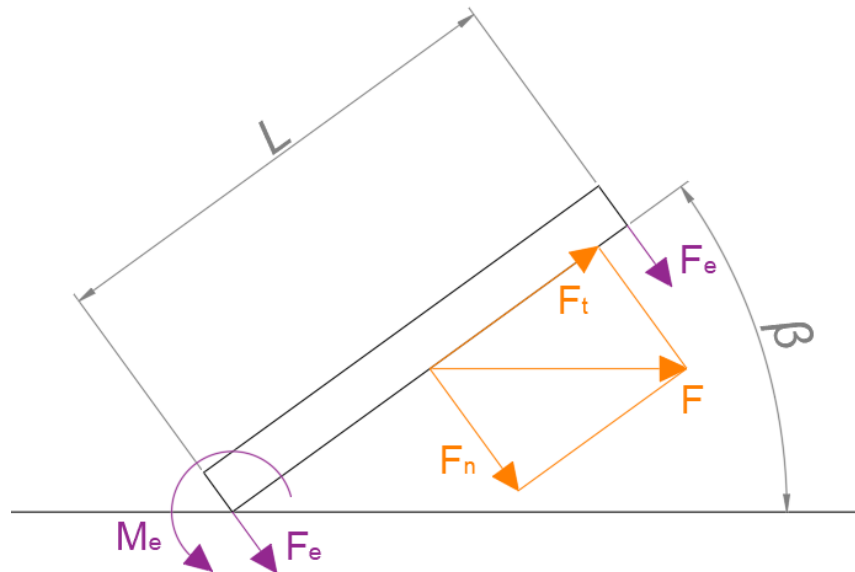


Ilustración 13. Descomposición de fuerzas debidas a la acción del viento.

Acciones térmicas

Estas se suelen generar por la dilatación o contracción de la estructura metálica que soporta los paneles. La variación de la longitud viene dada por la *Ecuación 8*.

$$\Delta L = L \cdot \delta \cdot \Delta T$$

Ecuación 8. Acción térmica, dilatación-contracción.

Donde:

- ΔL : es la dilatación o contracción producida.
- L : es la longitud del elemento.
- δ : es el coeficiente de dilatación lineal en $^{\circ}\text{C}^{-1}$. Aluminio = $2,38 \cdot 10^{-5} \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$.
- ΔT : Diferencia de temperaturas, máxima en verano y mínima en invierno.

De la fórmula se puede extraer que la mayor dilatación o contracción se producirá en el elemento de la estructura con mayor longitud, es decir a lo largo de la placa, 2,06 metros de longitud.

La temperatura mínima se puede obtener del CTE en función de la zona donde se encuentre el municipio y de su altitud. La temperatura máxima se puede localizar en la *Ilustración 14*, que será de 44°C.

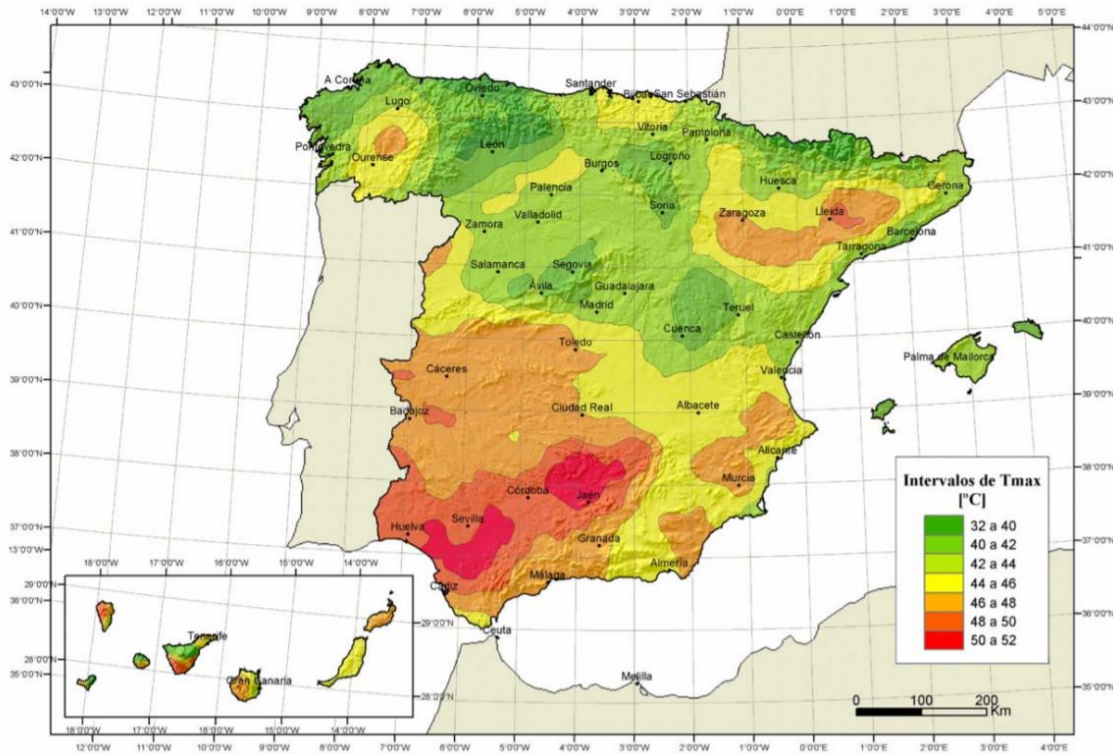


Ilustración 14. Isotermas de temperatura anual máxima.

La localidad se encuentra en la zona 5 de las zonas climáticas de invierno del CTE (*Ilustración 12*) y la instalación se sitúa a 815 metros sobre el nivel del mar. Conociendo estos datos podemos buscar en la *Tabla 5* el valor de temperatura mínima que en este caso será de aproximadamente 18°C.

Altitud (m)	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 4	Zona 5	Zona 6	Zona 7
600	-15	-16	-15	-12	-14	-11	2
800	-18	-18	-17	-14	-17	-13	0
1000	-20	-20	-19	-16	-20	-14	-2

Tabla 5. Temperatura mínima del aire exterior.

La variación total de longitud del elemento más alargado de la estructura a instalar será de $3,03 \cdot 10^{-3}$ metros, o 3,03 milímetros.



Los paneles se deberán montar sobre una estructura de aluminio capaz de soportar las acciones anteriormente calculadas. Esta estructura irá montada sobre zapatas de hormigón, que además de aportar estabilidad y rigidez a la estructura, ayudarán a nivelar las filas de paneles sobre el terreno.

1.5.3. Cálculo de separación de paneles

Una vez calculada la irradiancia que incide en la localidad, seleccionado el panel que se instalará, y escogida la **Opción 1** como disposición de los paneles, se procede a determinar la separación entre las filas de paneles fotovoltaicos.

Los paneles se deben separar de manera óptima de forma que con la inclinación de los mismos no proyecten una sombra excesiva sobre el siguiente. Según la normativa del IDAE (Instituto para la diversificación y ahorro de la energía), se recomienda una distancia mínima tal que, durante el solsticio de invierno y durante cuatro horas alrededor de las 12h solares, una fila no proyecte sombra sobre la siguiente.

Para ajustar los cálculos de la distancia se evalúan dos métodos diferentes: el primero es una aproximación del IDAE, mientras que el segundo es mucho más complejo y preciso. Ambos se explicarán a continuación en los siguientes apartados.

Método 1

El IDAE, en su Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a la Red, utiliza la siguiente fórmula para calcular la distancia (l) entre filas de paneles fotovoltaicos:

$$l = \frac{h}{\tan(61 - \text{latitud})}$$

Ecuación 9. Distancia entre paneles - Método 1.

Donde:

- l : Longitud entre filas. (dato a calcular)
- a : Altura del panel. (2,066 m)
- h : Altura máxima sobre el nivel del suelo que alza el panel. (1,214 m)
- β : Ángulo de inclinación del panel. (36°)
- *Latitud*: Latitud expresada en grados sexagesimales. (40,61°)

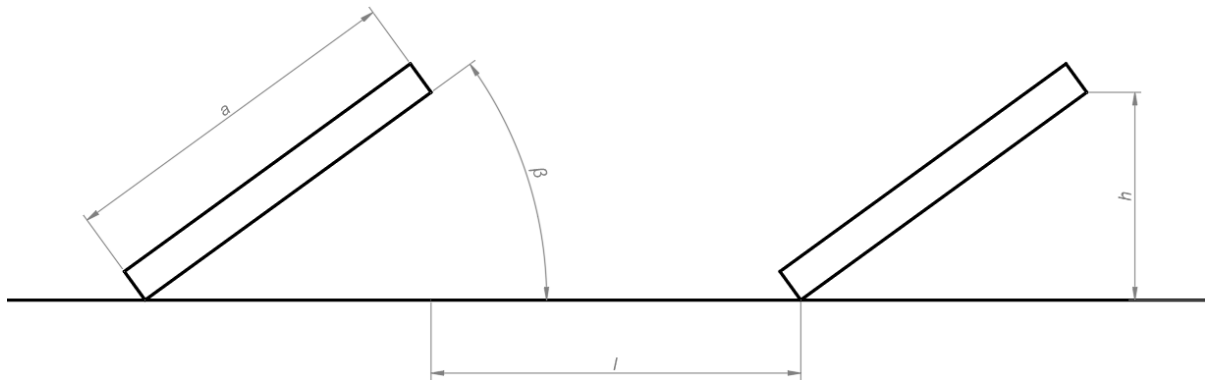


Ilustración 15. Parámetros cálculo distancia entre filas de paneles.

Para aprovechar, en la medida de lo posible, las mejores horas de sol, la distancia entre filas de paneles debe ser igual o superior a la distancia calculada l .

Teniendo en cuenta los parámetros de la fórmula y realizando el cálculo, se determina que la distancia de separación entre filas de los paneles debe ser de **3,267 metros**.

Método 2

Teniendo en cuenta que los paneles que se van a instalar van a estar colocados en filas paralelas, orientados hacia el sur, y con la misma inclinación horizontal, se puede aplicar el siguiente método para determinar la separación entre paneles:

El método consiste en calcular la distancia usando la sombra proyectada de los paneles de la primera fila sobre los paneles de la segunda. En la siguiente ilustración se pueden ver algunos de los parámetros involucrados.

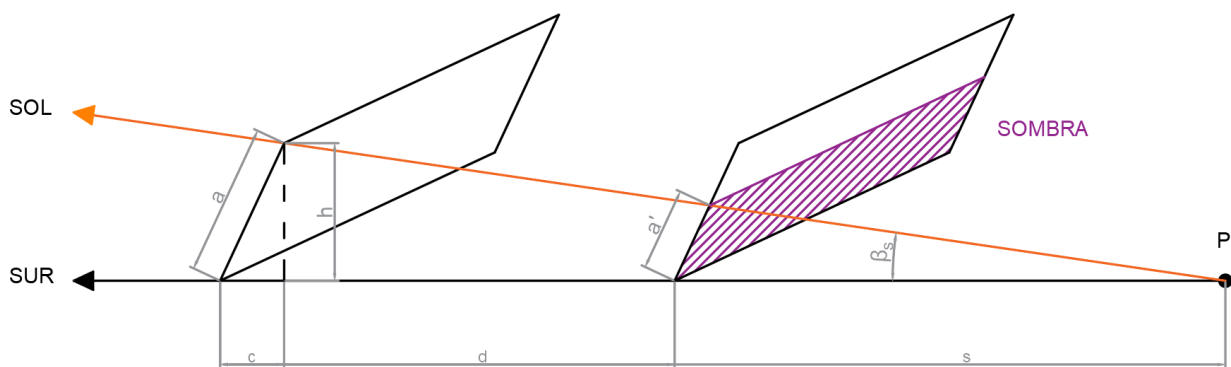


Ilustración 16. Cálculo de la sombra de las filas de paneles, método 2.

Donde:

- a : Es la altura del panel. (2,066 metros)
- h : Es la altura de la fila de los paneles.
- c : Es el ancho de la base de la fila de paneles.
- a' : Es la altura de la sombra proyectada de la primera fila de paneles sobre la segunda.
- d : Es la separación entre las dos filas
- s : Es la longitud total de la sombra sobre el plano horizontal de los paneles de la primera fila.
- β_s : Es el ángulo de la altura sobre el horizonte.
- β : Es la inclinación del panel sobre la horizontal. (36°)



De estos parámetros y de la imagen podemos obtener las siguientes ecuaciones:

$$c = a \cdot \cos(\beta)$$

Ecuación 10. Ancho de la base - Método 2.

$$h = a \cdot \sin(\beta)$$

Ecuación 11. Altura de la fila de los paneles - Método 2.

$$s = a \cdot \left[\cos(\beta) + \frac{\sin(\beta)}{\tan(\beta_S)} \right]$$

Ecuación 12. Longitud total de la sombra - Método 2.

$$\text{Separación} = s - c$$

Ecuación 13. Separación entre paneles - Método 2.

A las 12 horas solares, el azimut, explicado en la *Ilustración 2*, es nulo ($\alpha_S = 0$) y la altura del Sol sobre el horizonte (β_S) depende del día que consideremos y de la latitud del lugar.

La latitud del municipio de La Mata es de $40,61^\circ$. Es interesante conocer la elevación del Sol en el solsticio de invierno, ya que es el día que el Sol tiene una altura inferior. Para poder determinar esta altura sobre el horizonte, usaremos las siguientes fórmulas:

$$\sin(\beta_S) = \sin(\Phi) \cdot \sin(\delta) + \cos(\Phi) \cdot \cos(\delta) \cdot \cos(h)$$

Ecuación 14. Altura del Sol.

$$\cos(\alpha_S) = \frac{\cos(\delta) \cdot \sin(h)}{\cos(\beta_S)}$$

Ecuación 15. Azimut solar.

Donde:

- α_s : Azimut solar.
- Φ : Latitud.
- δ : Valor de la declinación
- h : Ángulo horario = $15 \cdot (12 - TSV)$
- TSV : Hora del día en tiempo solar verdadero.

Los parámetros de las anteriores ecuaciones, explicados en el apartado de conceptos, pueden obtenerse de la siguiente forma:

$$\delta(rad) = 0,006918 - 0,399912 \cos(\gamma) + 0,070257 \sin(\gamma) - 0,006758 \cos(2\gamma) + 0,000907 \sin(2\gamma) - 0,002697 \cos(3\gamma) + 0,00148 \sin(3\gamma)$$

Ecuación 16. Declinación.

$$TSV = HO - \varepsilon + ET + \left(\frac{1}{15}\right) \cdot (\lambda_m - \lambda)$$

Ecuación 17. Tiempo solar verdadero.

$$ET = 229.18 \cdot (0,000075 + 0,001868 \cdot \cos(\gamma) - 0,032077 \cdot \sin(\gamma) - 0,014615 \cdot \cos(2\gamma) - 0,040849 \cdot \sin(2\gamma))$$

Ecuación 18. Ecuación de tiempo

$$\gamma(rad) = \left(\frac{2 \cdot \pi}{365}\right) \cdot \left(z - 1 + \left(\frac{HO - 12}{24}\right)\right)$$

Ecuación 19. Cálculo de gamma.

Donde:

- HO: Hora oficial del país. (12h)
- ε : Corrección horaria oficial (1 en invierno y 2 en verano). (1)
- λ_m : Longitud del huso horario donde está situada la localidad. (0)
- λ : Longitud de la localidad (positivo hacia el oeste y negativo hacia el este).
(La Mata, $(0^\circ, 16') = 0,266$)
- z: Día del año en que se produce el solsticio de invierno. (356)

En la siguiente tabla se pueden ver los resultados de las ecuaciones matemáticas expuestas anteriormente:



TSV (Tiempo solar verdadero)	11,010
ε, 1 en invierno y 2 en verano	1
HO (Hora oficial del país)	12
ET (ecuación del tiempo, 22 dic) (min)	1,705
ET (ecuación del tiempo, 22 dic) (h)	0,028
γ (rad)	6,111
γ, en grados	0,106
z, el día del año	356
hora, medio día	12
λ_m	0
λ (longitud) (La Mata, (0°,16'))	0,266
δ, declinación (rad)	-0,408
δ, declinación (°)	-23,426
Φ, latitud (°) (La Mata, (40°,37'))	40,616
Φ, latitud (rad) (La Mata, (40°,37'))	0,708

Tabla 6. Tabla de resultados Método 2 cálculo de sombras.

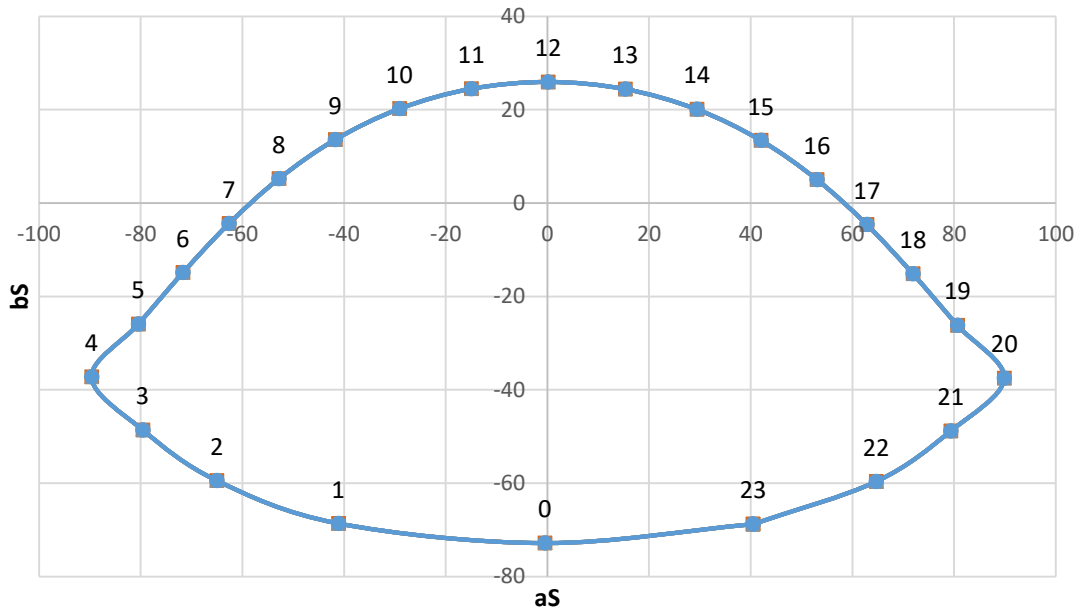
Con estos resultados podemos obtener una gráfica de la altura del sol y su azimut solar a lo largo de todo el día del solsticio de invierno:

TSV	HO	h (ángulo horario)	β_s	α_s
-0,98	0	194,84	-68,76	40,45
0,01	1	179,84	-72,80	-0,49
1,01	2	164,84	-68,60	-41,19
2,01	3	149,84	-59,43	-65,02
3,01	4	134,84	-48,58	-79,59
4,01	5	119,84	-37,25	-89,67
5,01	6	104,84	-25,92	-80,47
6,01	7	89,84	-14,88	-71,70
7,01	8	74,84	-4,39	-62,65
8,01	9	59,84	5,22	-52,81
9,01	10	44,84	13,59	-41,73
10,01	11	29,84	20,20	-29,11
11,01	12	14,84	24,48	-14,96
12,01	13	-0,15	25,95	0,16
13,01	14	-15,15	24,42	15,27
14,01	15	-30,15	20,08	29,39
15,01	16	-45,15	13,43	41,98
16,01	17	-60,15	5,034	53,03
17,01	18	-75,15	-4,61	62,85
18,01	19	-90,15	-15,11	71,88
19,01	20	-105,15	-26,16	80,66
20,01	21	-120,15	-37,49	89,87
21,01	22	-135,15	-48,82	79,34
22,01	23	-150,15	-59,65	64,64
23,01	24	-165,15	-68,76	40,45

Tabla 7. Tabla de resultados elevación solar en La Mata en el solsticio de invierno.

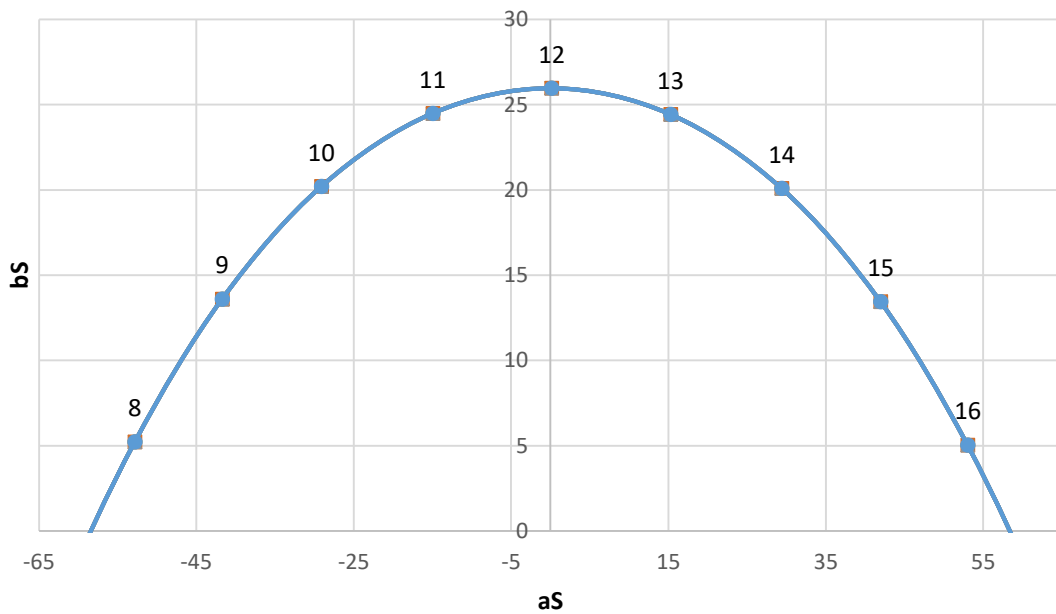


Movimiento del Sol (latitud $40^{\circ} 37'$)



Gráfica 3. Movimiento solar en La Mata, solsticio de invierno.

Movimiento del Sol (latitud $40^{\circ} 37'$)



Gráfica 4. Movimiento solar en La Mata. Desde su salida hasta su puesta.

Recordando el pliego de condiciones técnicas de instalaciones conectadas a la red, del IDAE, se recomienda una distancia mínima tal que, en el solsticio de invierno (22 de diciembre) y durante cuatro horas alrededor de las 12h solares, una fila no proyecte sombra sobre la siguiente.

Observando la *Gráfica 4* podemos determinar que el ángulo de elevación del Sol (β_s) donde no se proyectará sombra durante 4 horas (10h y 14h) es en $20,1^\circ$. Conocido este ángulo, se procede a calcular la distancia de separación entre dos filas de placas (*Ecuación 10, 11, 12 y 13*) y se obtienen los siguientes resultados:

Altura, h (metros)	1,21
Ancho de la fila, c (metros)	1,67
Longitud de la sombra, s (metros)	4,98
Separación, l (metros)	3,32

Tabla 8. Resultados distancia entre filas por el Método 2.

Si comparamos ambos métodos, nos damos cuenta de que la diferencia entre ellos es de apenas 5 centímetros, con lo cual podemos aceptar los dos métodos como válidos, siendo el primer método mucho más sencillo. Gracias al segundo método hemos podido entender algunos datos interesantes como el movimiento que realiza el sol sobre la localidad.

Finalmente, debido a que en la localidad no hay ningún problema de espacio para la instalación de paneles, se decide utilizar una distancia entre filas de placas fotovoltaicas de 5 metros, ya que la longitud máxima de sombra que se proyectará es de 4,98 metros (dato *s*). De esta forma, la primera fila no proyectará sombras sobre la fila que tiene detrás en ningún momento del año.



1.5.4. Energía generada por la instalación y potencia.

Con los datos obtenidos anteriormente se puede calcular la energía que pueden generar los paneles fotovoltaicos en función de la cantidad de estos que se coloque. El número de paneles, al igual que la disposición de paneles escogida, se determinará en función del estudio económico realizado en el apartado “*Selección de la disposición*”, donde se analizará el periodo de retorno de la inversión y el ahorro anual que produciría la instalación. En este apartado los cálculos ya son calculados y presentados sobre la opción escogida, **la Opción 1 con 280 paneles y 114,8 kWp de potencia.**

Según la IDAE, el cálculo de generación de energía se calcula con la siguiente ecuación:

$$E_P = \frac{G_{dm(\alpha\beta)} \cdot P_{mp} \cdot PR}{G_{CEM}}$$

Ecuación 20. Cálculo de la generación de energía.

Donde.

- E_P : Energía eléctrica generada en kWh, para un día medio.
- $G_{dm(\alpha\beta)}$: Valor medio mensual de la radiación sobre una superficie orientada con azimut α e inclinación β , una vez descontadas las pérdidas debidas a sombras, expresada en kWh/(día m²)
- P_{mp} : Potencia pico del generador, en kW.
- PR : Rendimiento global de la instalación en %. Tiene en cuenta el rendimiento nominal de la célula, la corrección por temperatura, la eficiencia del equipo inversor y de conexión a la red, el efecto de la suciedad, etc.
- G_{CEM} : 1 kW/m², generación en las condiciones estándar de medición.

El valor de radiación media mensual que llega a una superficie $G_{dm(0^\circ,36^\circ)}$ es el área bajo la función de irradiancia solar en cada uno de los meses del año. Para determinarlo en cada uno de ellos se han tenido en cuenta los datos obtenidos del PVGIS y se ha usado la herramienta Matlab. Ésta permite obtener el valor de la integral de una función, se ha usado el siguiente código para determinar el valor de radiación en cada uno de los meses:

```
clear all
close all

% Carreguem dades de l'Excel (PVGIS)
load miau

for j=1:12 %Bucle per a passar per cada mes

%Creem la matriu de tot un any

DATOS=miau(:,j); % Dades del PVGIS

end

%Creem les variables de cadascun dels messos

Enero=DATOS(:,1);
Febrero=DATOS(:,2);
Marzo=DATOS(:,3);
Abril=DATOS(:,4);
Mayo=DATOS(:,5);
Junio=DATOS(:,6);
Julio=DATOS(:,7);
Agosto=DATOS(:,8);
Septiembre=DATOS(:,9);
Octubre=DATOS(:,10);
Noviembre=DATOS(:,11);
Diciembre=DATOS(:,12);

%Representació gràfica i càlcul de l'integral del mes de gener.

area(Enero);
trapz(Enero)

hold on
```

Tabla 9. Código de Matlab. Radiación mensual.

El siguiente código nos ha representado la radiación mensual media de cada uno de los meses y nos ha realizado el cálculo tal y como podemos ver como ejemplo en la *Ilustración 17* y en la *Tabla 10* de resultados:

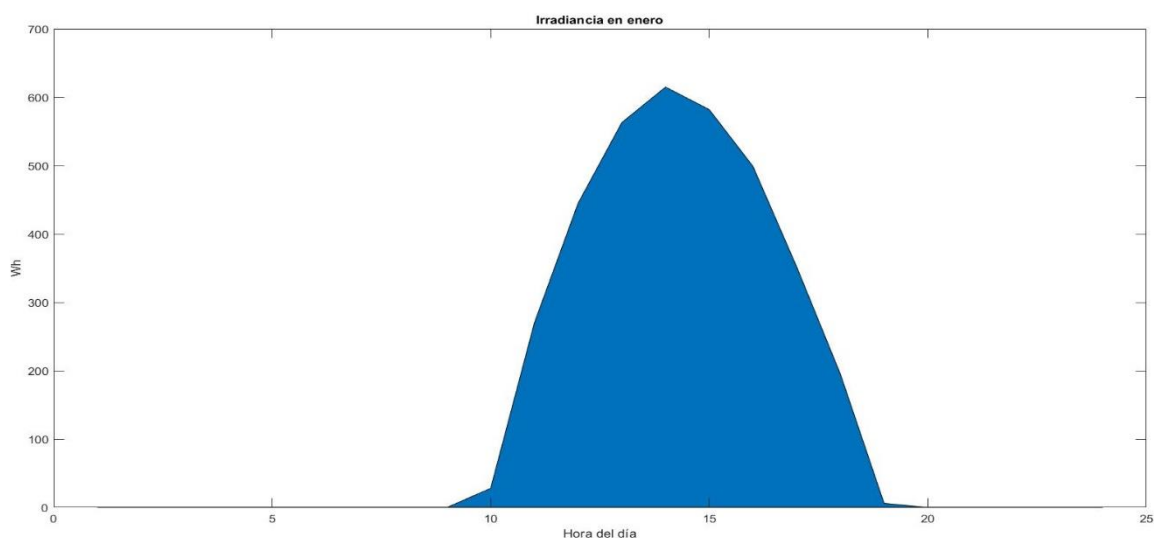


Ilustración 17. Ejemplo gráfica de enero, radiación mensual.

Mes	Radiación media mensual ($G_{dm(0^\circ,36^\circ)}$), Wh/día·m ²	HSP Wh/día·m ²
Enero	3555	3,555
Febrero	4314	4,314
Marzo	5153	5,153
Abril	5599	5,599
Mayo	5893	5,893
Junio	6176	6,176
Julio	6704	6,704
Agosto	6233	6,233
Septiembre	5608	5,608
Octubre	4797	4,797
Noviembre	3735	3,735
Diciembre	3489	3,489

Tabla 10. Resultados Matlab, radiación media mensual y HSP.

De estos resultados también se pueden determinar las horas solares pico (HSP) para hacernos una idea de las horas diarias de producción pico en cada uno de los meses. La hora solar pico es una unidad que mide la irradiación solar y se define como la energía por unidad de superficie que se recibiría con una hipotética irradiancia solar constante de 1000 W/m².

Si se representa en un gráfico la distribución horaria de la irradiación incidente sobre la superficie terrestre se observa que los niveles varían a lo largo del día. Gráficamente, la hora pico solar se interpreta como una función de valor constante que delimita la misma área que la distribución antes mencionada.

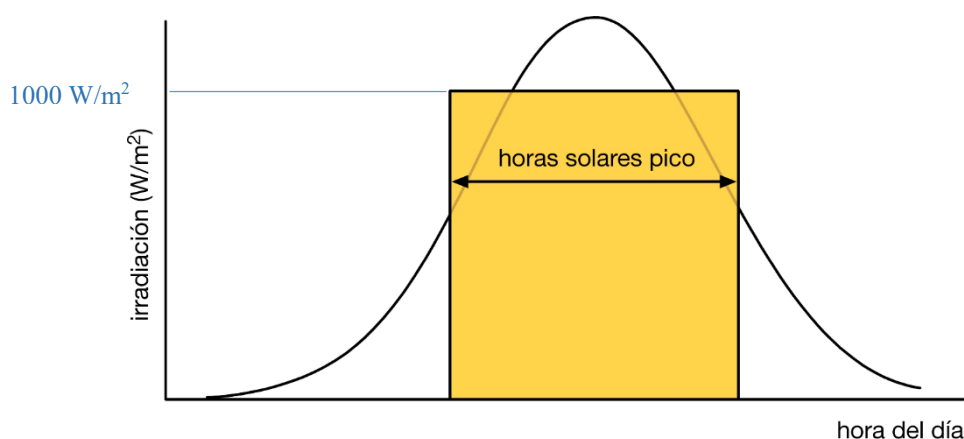


Ilustración 18. Horas solares pico.

También se han representado en Matlab los valores de irradiancia recogidos de PVGIS donde se puede ver la irradiancia media de cada uno de los meses en fracciones de 15 minutos.

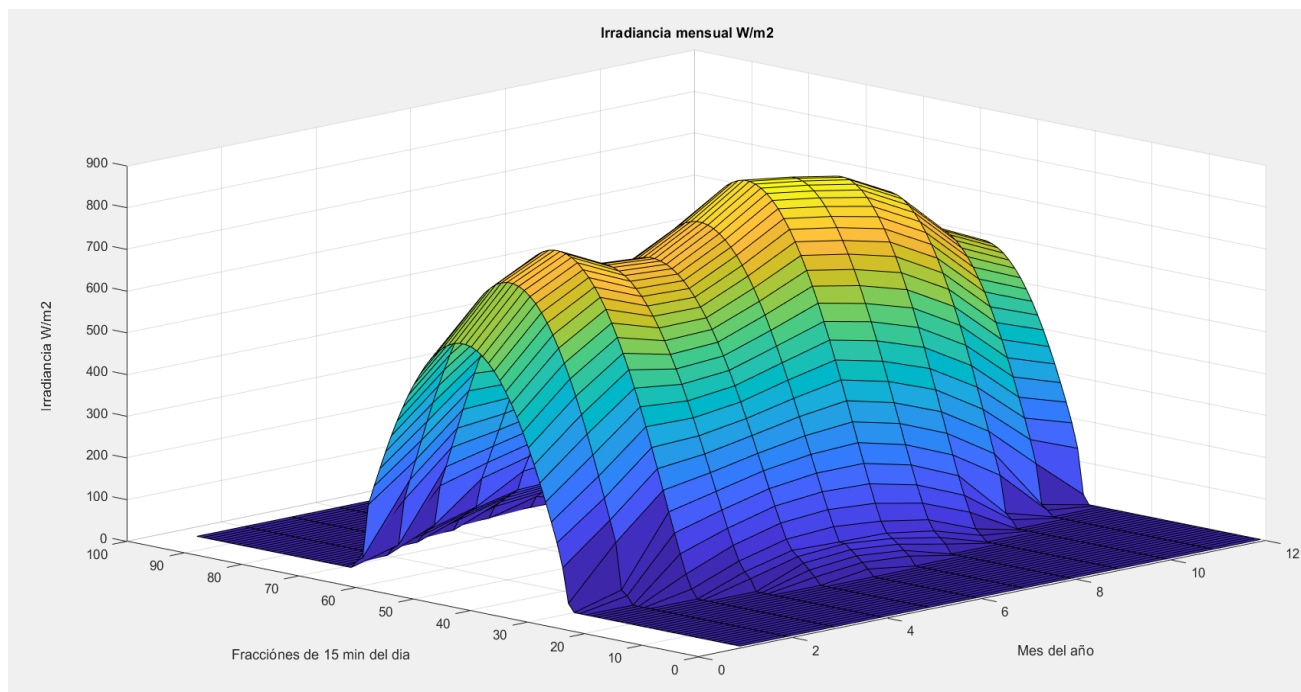


Ilustración 19. Irradiancia mensual W/m².

Para obtener el rendimiento global de la instalación se deben tener en cuenta los siguientes rendimientos y parámetros. Para que los cálculos sean más conservadores y que la instalación no quede infradimensionada, se ha aplicado un factor de seguridad que afectará al rendimiento global:

Rendimientos de la instalación	%
Nominal de la célula	78,8
Corrección por temperatura	92,8
Rendimiento del equipo inversor	98,4
Eficiencia de conexión a red	98
Efecto de la suciedad	97
Factor de seguridad	95
Total	64,98

Tabla 11. Rendimientos de la instalación.



El rendimiento de la célula se ha calculado utilizando el factor de forma, ya que es la relación entre la potencia máxima que puede entregar el panel y la potencia máxima que entregaría si llegara a la corriente de cortocircuito y a la tensión de circuito abierto.

$$FF = \frac{V_{mp} \cdot I_{mp}}{V_{oc} \cdot I_{sc}}$$

Ecuación 21. Factor de forma de las células fotovoltaicas.

La corrección de temperatura se ha obtenido teniendo en cuenta los datos de la ficha técnica y teniendo en cuenta que la temperatura puede aumentar unos 20°C sobre la temperatura a la que se han hecho los ensayos.

Para los rendimientos de la eficiencia de conexión a red y el efecto de suciedad sobre las placas se ha tenido en cuenta que sobre la instalación se tendrá un mantenimiento exhaustivo por parte de operarios designados por el municipio.

La instalación tendrá un plan de mantenimiento con el fin de conservarla en buenas condiciones de funcionamiento. Este plan consta de un conjunto de actuaciones que pueden clasificarse en dos tipos: el mantenimiento preventivo y el correctivo.

El mantenimiento preventivo tiene como finalidad verificar que la instalación funciona correctamente y detectar deficiencias con la intención de prever averías que puedan afectar a la instalación en un futuro. Dentro de este mantenimiento se incluyen acciones como la limpieza de paneles, inspección visual, comprobación de la puesta a tierra, etc.

El mantenimiento correctivo es aquel que incluye las operaciones necesarias para mantener el sistema en perfecto funcionamiento, como pueden ser la sustitución de componentes, recambios, reparaciones, etc.

Por último, la potencia pico del generador (P_{mp}) la podemos obtener de multiplicar el valor que viene detallado en la ficha técnica del panel fotovoltaico dividida por la superficie del mismo, todo multiplicado por la superficie total de paneles que tendrá la instalación:

$$P_{mp} = \frac{P_{n,Panel}}{S_{Panel}} \cdot S_{Total}$$

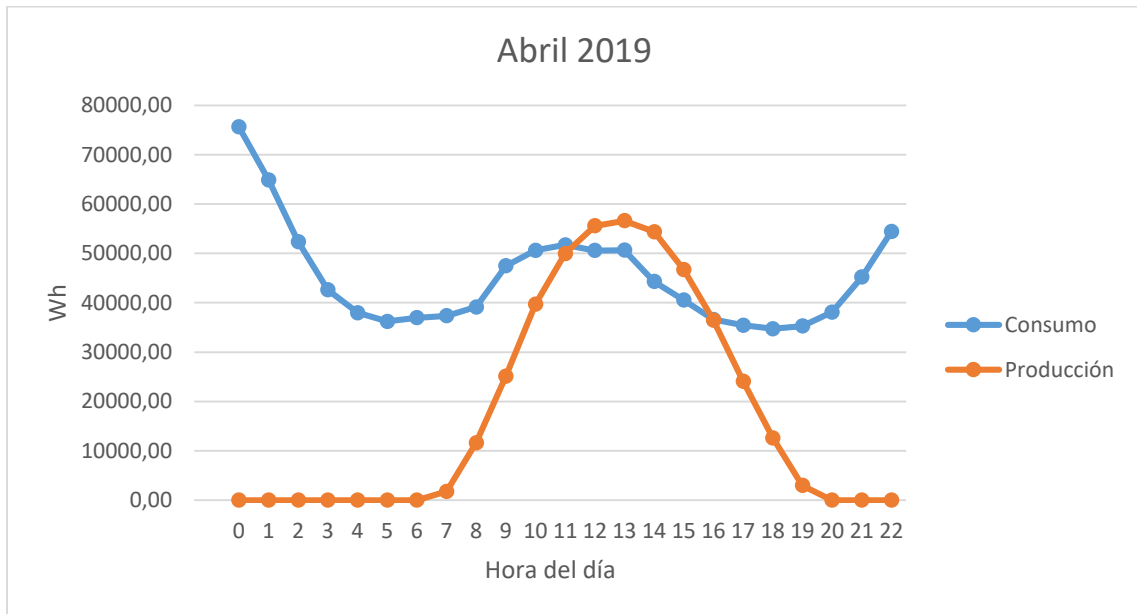
Ecuación 22. Potencia pico de la instalación en kW.

En este caso, la potencia pico del panel fotovoltaico es de 410W y la superficie del panel fotovoltaico es de 2,06 m².

La superficie total a instalar se puede obtener directamente de multiplicar la superficie de uno de los paneles fotovoltaicos por el número de paneles que se instalarán. En la instalación se montarán 20 strings de 14 paneles fotovoltaicos cada una y se conectarán 2 strings a cada una de las 10 MPPT. El detalle del montaje y disposición se puede ver en el plano 3 en la sección “*Planos*”. El número de paneles a instalar se ha calculado en el apartado “*Selección de la disposición*”, en función del análisis de los estudios económicos de cada una de las disposiciones de paneles. Teniendo en cuenta todo esto se puede determinar que la superficie total a instalar es de 577 m².

Finalmente se puede determinar la potencia pico del generador, resultante de la suma de todos los paneles fotovoltaicos de la instalación. Esta potencia es de **114,8 kW**.

Si se representan los valores de radiación horaria obtenidos en la *Ecuación 20* en una gráfica (*Gráfica 5*), y se añade el consumo en cada una de ellas, se puede observar la parte de energía que cubre la instalación en cada uno de los meses. En los *Anexos* se han tabulado y representado estos datos y a continuación, se puede observar un ejemplo.



Gráfica 5. Consumo - Producción del mes de abril.

1.5.5. Presupuesto

En este apartado se va a determinar el presupuesto total del material, equipos e instalación necesarios para la ejecución de este proyecto. En este listado se incluye también el coste de los mismos y se realizará un presupuesto total del proyecto. En el apartado de *Estado de mediciones y presupuesto* se puede ver en detalle de este apartado.

Presupuesto total

Descripción	Total
Total Material	61.757,50 €
Total Instalación	6.950,00 €
Total	68.707,50 €
Gastos Generales - 7%	4.809,53 €
Total	73.517,03 €
Beneficio Industrial - 1%	735,17 €
Total	74.252,20 €
IVA - 21%	15.592,96 €
Total	89.845,16 €

El presupuesto total del proyecto asciende a OCHENTA Y NUEVE MIL OCHOCIENTOS CUARENTA Y CINCO EUROS CON DIECISÉIS CÉNTIMOS DE EURO.



1.5.6. Análisis económico

Como en todo proyecto, es interesante conocer la rentabilidad del mismo, además en este proyecto, el análisis económico servirá para determinar la disposición de los paneles fotovoltaicos. Esta selección se realizará comparando los periodos de retorno y el ahorro que produciría cada una de las opciones escogidas.

A continuación, se va a detallar el análisis y viabilidad de este proyecto desde el punto de vista económico. Para el cálculo de los parámetros utilizados en este tipo de proyectos se va a tener en cuenta el *Presupuesto total* detallado en el apartado anterior.

En este análisis se va a realizar el cálculo del tiempo de retorno de la inversión simple y actualizado (PB y PBA) y del Valor Actual Neto (VAN). Estos conceptos se basan principalmente en el cálculo de ingresos menos gastos netos y se explicarán en sus respectivos apartados.

1.5.6.1. Selección de la disposición

Para la selección de la disposición de paneles y para poder realizar los cálculos de los apartados anteriores que permitirán realizar un análisis detallado del coste de la instalación, se ha utilizado un documento de Excel donde se han configurado las tres opciones. Estas tres opciones tienen diferente irradiancia y diferente disposición sobre el terreno y esto se ha tenido en cuenta en la hoja de cálculo.

El apartado “*Análisis detallado*” se ha realizado con Matlab y se ajusta más a la realidad ya que nos permite interpolar entre las funciones y determinar con mayor exactitud la energía producida y consumida.

La hoja de Excel se ha configurado de tal forma que variando el número de paneles a instalar en cada uno de los strings determine el periodo de retorno actualizado y el ahorro anual de la instalación.

Para ello se ha calculado el coste neto de la instalación tal y como se explica en el *Análisis detallado*, utilizando únicamente el presupuesto del proyecto. Este presupuesto también se ha configurado para que sea variable en función de los equipos a instalar.

También se ha calculado el beneficio neto, explicado también en el apartado de beneficio del *Análisis detallado*, para cada una de las disposiciones. Resumiendo, el beneficio neto debe tener en cuenta la energía que produce la instalación, y que por lo tanto, se ahorra la localidad, y también la energía excedente de la instalación, que se produce, pero se vierte a red.

Esta energía se calcula tal y como se explica en el apartado “*Energía generada por la instalación y potencia.*”, y es multiplicada por los precios de energía obtenidos de la web de Red Eléctrica de España para cada uno de los meses.

Con el beneficio neto y el coste de la instalación se puede calcular el periodo de retorno y el periodo de retorno actualizado para cada una de las instalaciones tal y como se explica en el apartado “*Tiempo de retorno de la inversión actualizado (PBA)*” del análisis detallado. Todos estos datos, al tenerlos vinculado en una hoja de Excel, se pueden modificar en función de los paneles a instalar.

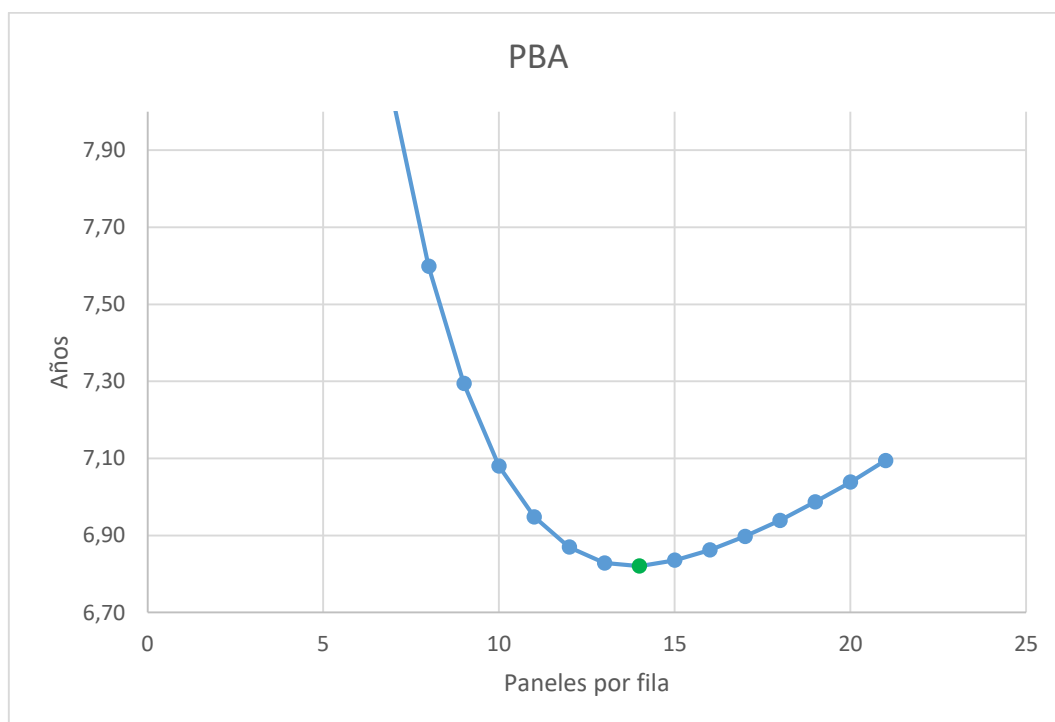
Finalmente, para determinar la disposición de los paneles y el número de paneles a colocar en cada string, se ha representado y tabulado el periodo de retorno actualizado y el ahorro anual de cada una de ellas, y se ha seleccionado la más óptima de las tres, que en este caso ha sido la **Opción 1**, con un PBA de **6,82 años** y un ahorro anual del **33,23%**. A continuación se pueden ver los resultados de cada una de ellas. En el análisis detallado se determinarán y explicarán con mayor exactitud cada uno de estos cálculos.



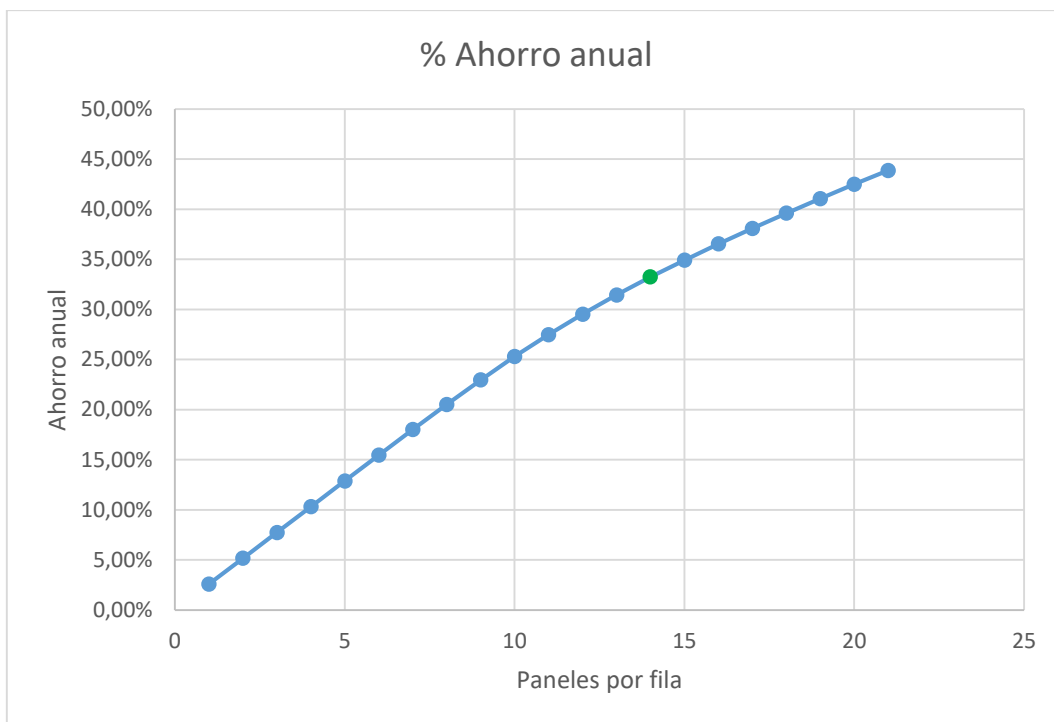
Opción 1

Paneles	Paneles por fila	PBA	% Ahorro anual
20	1	35,22	2,57%
40	2	17,75	5,15%
60	3	12,99	7,72%
80	4	10,75	10,30%
100	5	9,45	12,87%
120	6	8,61	15,45%
140	7	8,02	18,00%
160	8	7,60	20,52%
180	9	7,29	22,96%
200	10	7,08	25,31%
220	11	6,95	27,48%
240	12	6,87	29,52%
260	13	6,83	31,44%
280	14	6,82	33,23%
300	15	6,84	34,91%
320	16	6,86	36,53%
340	17	6,90	38,09%
360	18	6,94	39,61%
380	19	6,99	41,07%
400	20	7,04	42,49%
420	21	7,09	43,87%

Tabla 12. Retorno Anual actualizado y ahorro anual en Opción 1.



Gráfica 6. Periodo de retorno actualizado en Opción 1.

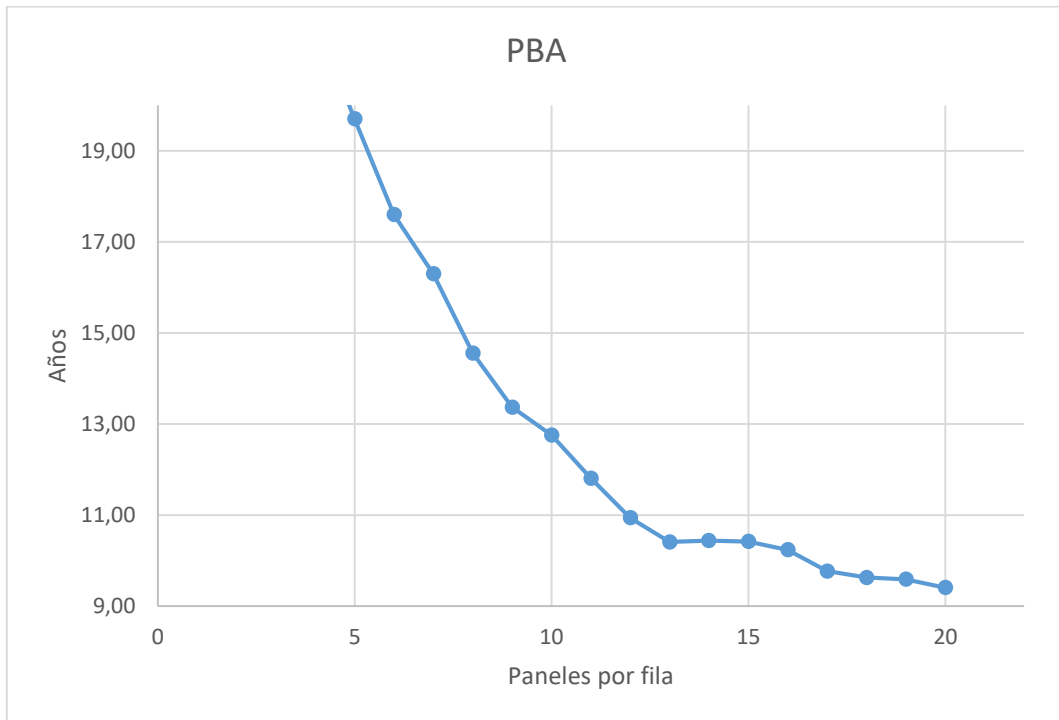


Gráfica 7. Porcentaje de ahorro anual en Opción 1.

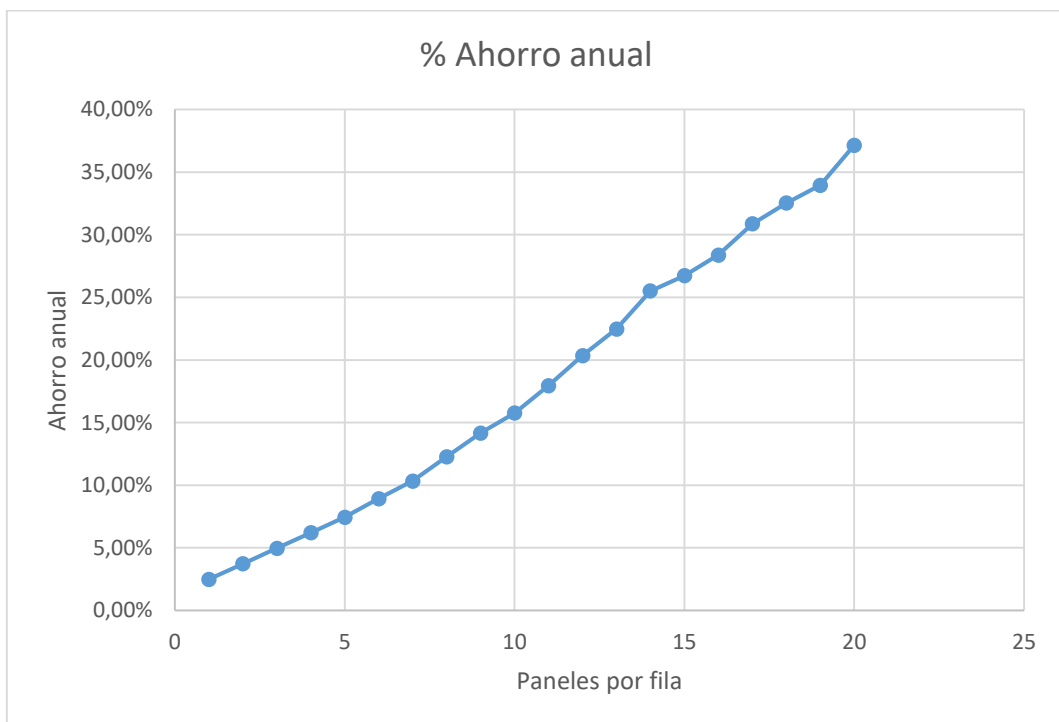
Opción 2

Paneles	Paneles por fila	PBA	% Ahorro anual
20	1	255,00	1,24%
40	2	46,95	2,48%
60	3	31,63	3,72%
80	4	25,34	4,96%
100	5	21,88	6,20%
120	6	19,70	7,44%
140	7	17,60	8,93%
160	8	16,30	10,33%
180	9	14,56	12,27%
200	10	13,37	14,17%
220	11	12,76	15,76%
240	12	11,81	17,95%
260	13	10,94	20,36%
280	14	10,41	22,48%
300	15	10,44	25,50%
320	16	10,42	26,73%
340	17	10,24	28,38%
360	18	9,77	30,87%
380	19	9,63	32,54%
400	20	9,59	33,95%
420	21	9,41	37,15%

Tabla 13. Periodo de retorno actualizado en Opción 3.



Gráfica 8. Periodo de retorno actualizado en Opción 2.



Gráfica 9. Porcentaje de ahorro anual en Opción 2.

Opción 3

Paneles	Paneles por fila	PBA	% Ahorro anual
20	1	38,92	2,40%
40	2	19,29	4,80%
60	3	14,06	7,00%
80	4	11,62	9,61%
100	5	10,21	12,01%
120	6	9,28	14,41%
140	7	8,64	16,80%
160	8	8,19	19,14%
180	9	7,88	21,36%
200	10	7,67	23,48%
220	11	7,52	25,54%
240	12	7,41	27,52%
260	13	7,34	29,40%
280	14	7,30	31,17%
300	15	7,30	32,82%
320	16	7,32	34,39%
340	17	7,34	35,93%
360	18	7,38	37,40%
380	19	7,42	38,83%
400	20	7,46	40,24%
420	21	7,50	41,64%

Tabla 14. Periodo de retorno actualizado en Opción 3.

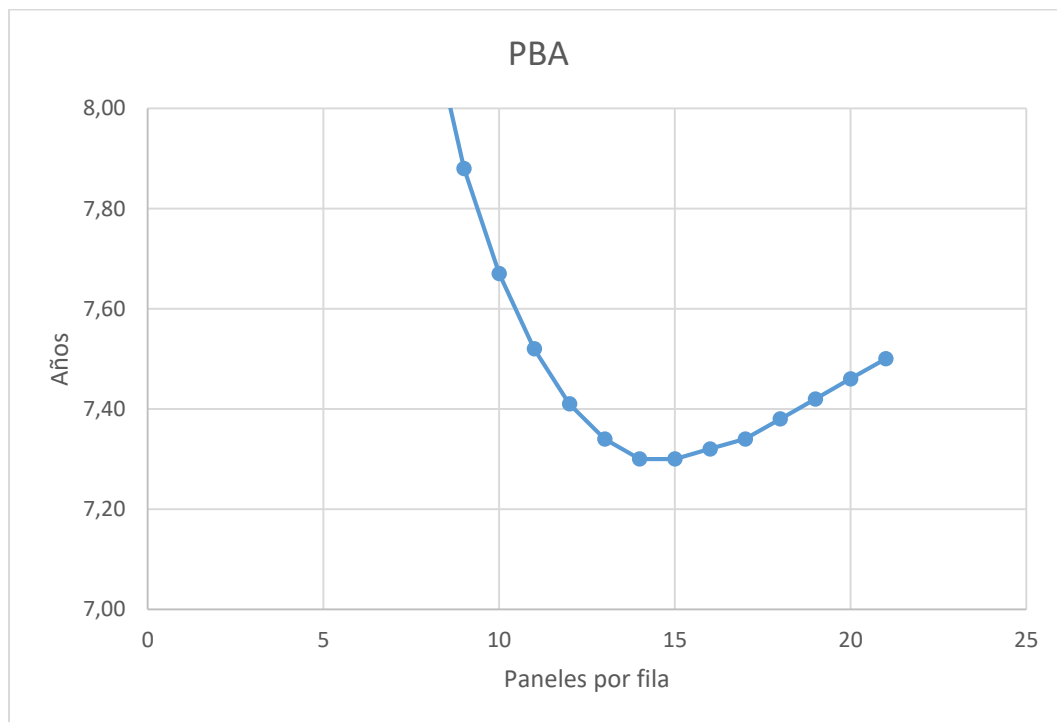


Tabla 15. Periodo de retorno actualizado en Opción 3.

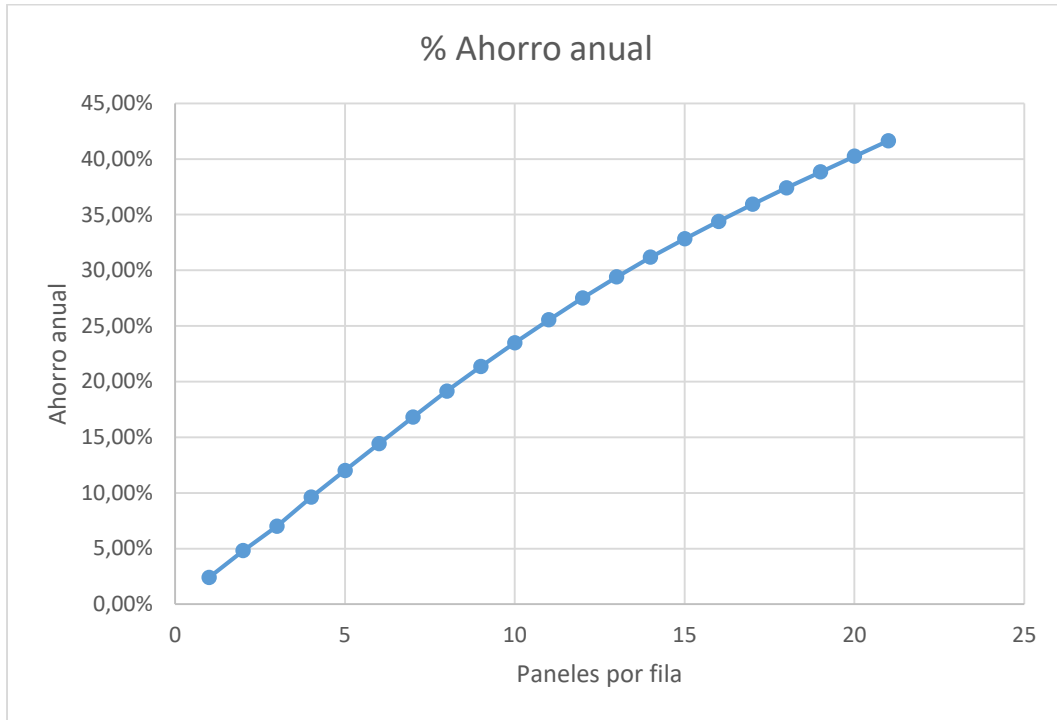


Tabla 16. Porcentaje de ahorro anual en Opción 3.

1.5.6.2. Análisis detallado

Este análisis se ha realizado con Matlab y se ajusta más a la realidad, ya que nos permite interpolar entre las funciones y determinar con mayor exactitud la energía producida y consumida. Además, en este apartado se detalla el cálculo de cada uno de los componentes del análisis, explicando cómo se ha realizado y qué pasos se han seguido. En el análisis detallado solamente se estudiará la opción escogida, la Opción 1, con una orientación sur, una inclinación de paneles de 36°, y 20 strings con 14 paneles solares cada uno.

Coste neto

El coste neto de la instalación podemos decir que se reduce al presupuesto calculado en el *Presupuesto total*, al que se le puede descontar alguna subvención de carácter estatal o autonómico a la cual se podría acoger el proyecto. Teniendo en cuenta que en la actualidad los gobiernos están favoreciendo este tipo de instalaciones, se podría considerar que este proyecto llegara a recibir alguna subvención, pero no se va a aplicar ninguna de estas en el análisis con la finalidad de que este sea lo más conservador posible, con lo cual el coste neto de la instalación asciende a **89.845,16 euros**.

Beneficio neto

El beneficio económico de este proyecto resulta del ahorro en electricidad cuando se está consumiendo electricidad de la planta fotovoltaica y también del ingreso que se recibe por parte de la compañía eléctrica por la venta de electricidad. A este se le debe restar el gasto asociado a la instalación fotovoltaica en términos de mantenimiento, reparaciones, personal, etc.



Ahorro en energía eléctrica

Para conocer el ahorro que se producirá en la localidad por el hecho de tener instalados paneles fotovoltaicos, se debe calcular la energía que se consumirá gracias a estos. Para ello se ha utilizado de nuevo la herramienta Matlab, donde se ha programado una función que, a partir de los datos de consumo y producción de energía calculados en apartados anteriores, determine la cantidad de energía producida por los paneles que se va a consumir en el municipio.

A continuación se muestra el código de dicha herramienta. Esta función determina los puntos donde se cortan ambos vectores, y calcula el área con la integral del vector utilizado, determinando de esta forma los kWh que se consumirán. También se han graficado las curvas y áreas para una mejor comprensión de los resultados, tal y como se puede observar en la *Ilustración 20*.

```

clc; %Borrem la finestra de comandaments
clear all
close all

load Consumo %Carreguem base de consums
load Produccion %Carreguem base de producció

n=1; %Definir la mostra per a la interpolació cada "n" min.
var=24*60/n; %Nombre de n-minuts en un dia
x=24/var;

mes=input('Introduir el numero del mes '); %Seleccionem el mes de la base

aux=Consumo(:,mes); %Dades consum mes
aux1=Produccion(:,mes); %Dades producció mes
time1=1:24; %Cada 60 min
time2=x:24/var:24; %Cada n min
cons=interp1(time1,aux,time2);
prod=interp1(time1,aux1,time2);

%Busquem el punt de la gràfica sobre l'eix X, on la producció es máxima,
%aixó ens servirà per a dividir la gràfica en dos parts i trobar els punts
%on es tallen les dues grafiques.

[prodx,posimaxprod]=max(prod);

%definim les dos grafiques de consum i de producció que es tallen en el
%punt de producció maxima.

prod1=prod(1,1:(posimaxprod-1));
prod2=prod(1,posimaxprod:end);

cons1=cons(1,1:(posimaxprod-1));
cons2=cons(1,posimaxprod:end);

```

```
%restem una menys l'altra i trobem on es creuen

creu1=cons1-prod1;
creu2=cons2-prod2;

[min1,pos1]=min(abs(creu1));
[min2,pos2]=min(abs(creu2));
pos22=pos2+posimaxprod;

%Generem una tercera gràfica entre els punts on es creuen dues
%gràfiques de consum i produccio

prod3=prod(1,pos1:pos22);
cons3=cons(1,pos1:pos22);

%Generem una gràfica de producció entre els punts inicial i on es creuen i
%on es creuen per segona vegada i final y eliminem els valors NaN

pro1=prod(1,1:pos1);
pro2=prod(1,pos22:end);

pro1(isnan(pro1))=0;
pro2(isnan(pro2))=0;

%Juntem els vectors per a crear una gràfica només de estalvi d'energia

estalvi=[pro1,cons3,pro2];

figure(1)
hold on;
plot(cons);
plot(prod);
aestalvi=area(estalvi);

%calculem l'estalvi en kWh fent l'integral de la corva

iestalvi=trapz(estalvi)/60000;

fprintf('Els punts (minuts) on es creua la corva son %.f y %.f. L'estalvi
d'energia es de %.3f kWh \n\n',pos1,pos22,iestalvi);
```

Tabla 17. Ahorro de energía - Matlab.

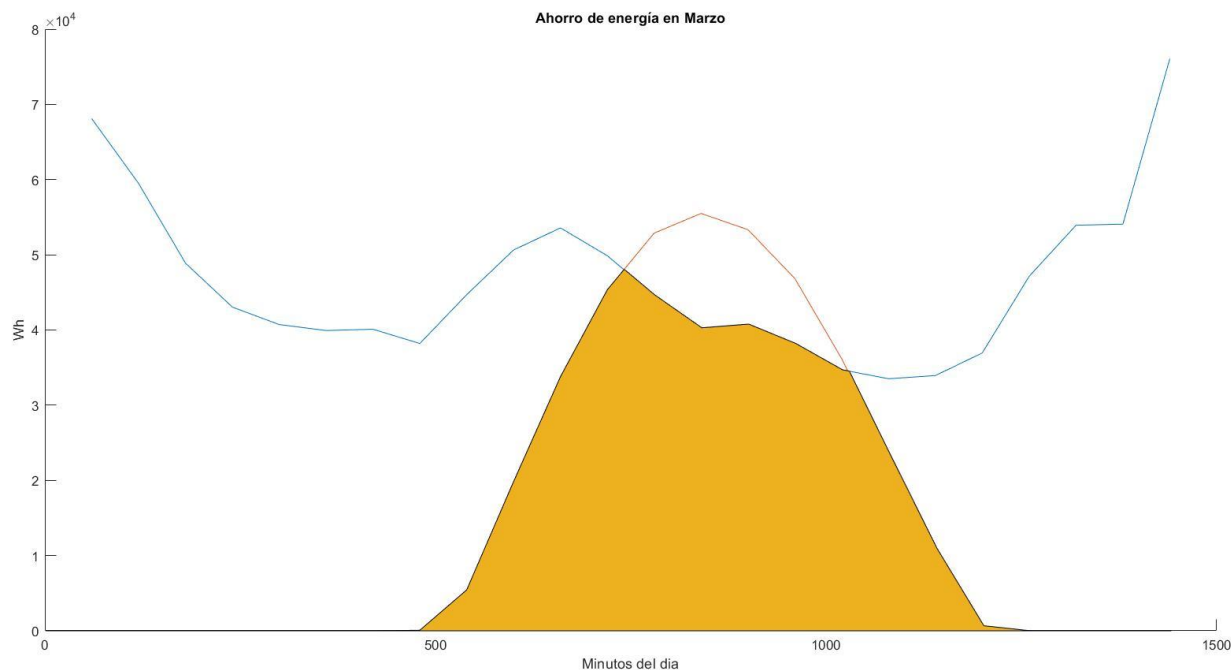


Ilustración 20. Ahorro de energía en marzo - Matlab

Realizando el cálculo para cada uno de los meses se obtiene la *Tabla 18*, donde se muestra la cantidad de energía que se ahorrará la localidad gracias a la instalación.

Mes	Días	Ahorro de energía (kWh/día)	Ahorro de energía (kWh/mes)
Enero	31	267,60	8295,63
Febrero	28,25	321,09	9071,04
Marzo	31	341,77	10595,05
Abril	30	392,59	11777,79
Mayo	31	362,55	11239,08
Junio	30	366,10	10983,12
Julio	31	367,92	11405,58
Agosto	31	454,85	14100,41
Septiembre	30	253,03	7590,93
Octubre	31	311,21	9647,66
Noviembre	30	280,21	8406,51
Diciembre	31	262,44	8135,92
Total	-	-	12.1248,75

Tabla 18. Ahorro energía localidad.

Según los cálculos anteriores, la localidad se ahorrará 142.851,489 kWh o 142,851 MWh. Este ahorro se puede traducir en euros aproximadamente utilizando el precio del término de energía activa según la tarifa PVPC que nos ofrece Red Eléctrica de España en su web esios.ree.es. Los precios medios de la electricidad en cada uno de los meses y el ahorro mensual utilizando la energía ahorrada se pueden observar en la *Tabla 19*. Según los cálculos, la localidad ahorrará aproximadamente unos 13.402,51€ cada año.

Mes	Ahorro de energía (kWh/mes)	Precio medio término facturación de energía	Ahorro mensual en €
Enero	8295,63	128,87 €	1.069,06 €
Febrero	9071,04	119,42 €	1.083,26 €
Marzo	10595,05	113,81 €	1.205,82 €
Abril	11777,79	115,25 €	1.357,39 €
Mayo	11239,08	110,88 €	1.246,19 €
Junio	10983,12	108,36 €	1.190,13 €
Julio	11405,58	112,46 €	1.282,67 €
Agosto	14100,41	105,70 €	1.490,41 €
Septiembre	7590,93	101,75 €	772,38 €
Octubre	9647,66	108,54 €	1.047,16 €
Noviembre	8406,51	104,69 €	880,08 €
Diciembre	8135,92	95,62 €	777,96 €
Total	121248,75	-	13.402,51 €

Tabla 19. Ahorro energía localidad 2.

Estos datos podemos compararlos con los obtenidos en el estudio económico utilizado para la selección de la disposición a instalar. Se puede observar que la diferencia es poco significativa, pero sí que varía. Pasará lo mismo en los resultados del cálculo del excedente de energía, con lo cual al final del estudio se podrá observar un ligero cambio en el periodo de retorno y en el ahorro anual. Los datos del primer estudio se pueden ver en las tablas que se muestran a continuación.



Mes	Días	Ahorro de energía (kWh/día)	Ahorro de energía (kWh/mes)
Enero	31	265,19	8220,96
Febrero	28,25	318,46	8996,75
Marzo	31	338,30	10487,34
Abril	30	390,42	11712,62
Mayo	31	359,24	11136,49
Junio	30	363,78	10913,53
Julio	31	365,22	11321,89
Agosto	31	451,62	14000,21
Septiembre	30	250,49	7514,73
Octubre	31	307,65	9537,26
Noviembre	30	278,62	8358,59
Diciembre	31	260,26	8068,34
Total	-	-	12.0268,76

Tabla 20. Ahorro energía localidad en el estudio previo.

Mes	Ahorro de energía (kWh/mes)	Precio medio término facturación de energía	Ahorro mensual en €
Enero	8220,96	128,87 €	1.059,44 €
Febrero	8996,75	119,42 €	1.074,39 €
Marzo	10487,34	113,81 €	1.193,56 €
Abril	11712,62	115,25 €	1.349,88 €
Mayo	11136,49	110,88 €	1.234,81 €
Junio	10913,53	108,36 €	1.182,59 €
Julio	11321,89	112,46 €	1.273,26 €
Agosto	14000,21	105,70 €	1.479,82 €
Septiembre	7514,73	101,75 €	764,62 €
Octubre	9537,26	108,54 €	1.035,17 €
Noviembre	8358,59	104,69 €	875,06 €
Diciembre	8068,34	95,62 €	771,49 €
Total	12.0268,76	-	13.294,12 €

Tabla 21. Ahorro energía localidad en el estudio previo 2.

Compensación por excedente de energía

Para conocer el ingreso recibido por la compensación de excedentes de energía vertida a la red, se debe calcular dicha energía. Para ello se ha procedido de forma similar al cálculo del ahorro de energía eléctrica, y se ha desarrollado una función de Matlab que realice el cálculo.

A continuación se muestra el código de la función que permitirá conocer el excedente de energía. Esta función realiza el cálculo del área donde se cortan ambas gráficas, determinando de esta forma los kWh que se verterán a la red cada uno de los meses. También se han graficado las curvas y áreas para una mejor comprensión de los resultados, tal y como se puede observar en la Ilustración 21, 22 y 23.

```
clc;%Borrem la finestra de comandaments
clear all
close all

load Consumo %Carguem base de consums
load Produccion %Carguem base de producció
load matlab

n=1; %Definir la mostra per a la interpolació cada "n" min.
var=24*60/n; %Nombre de n-minuts en un dia
x=24/var;

mes=input('Introduir el numero del mes '); %Seleccionem el mes de la base

aux=Consumo(:,mes); %Dades consum mes
aux1=Produccion(:,mes); %Dades producció mes
time1=1:24; %Cada 60 min
time2=x:24/var:24; %Cada n min
cons=interp1(time1,aux,time2);
prod=interp1(time1,aux1,time2);

%Busquem el punt de la gràfica sobre l'eix X, on la producció es máxima,
%aixo ens serviera per a dividir la gràfica en dos parts y trobar els punts
%on es tallen les dues grafiques.

[prodx, posimaxprod]=max(prod);

%definim les dos grafiques de consum y de producció que es tallen en el
%punt de producció maxima.

prod1=prod(1,1:(posimaxprod-1));
prod2=prod(1,posimaxprod:end);

cons1=cons(1,1:(posimaxprod-1));
cons2=cons(1,posimaxprod:end);
```



```

%restem una menys l'altra y trobem on es creuen

creu1=cons1-prod1;
creu2=cons2-prod2;

[min1,pos1]=min(abs(creu1));
[min2,pos2]=min(abs(creu2));
pos22=pos2+posimaxprod;

%Generem una tercera grfica entre dos punts on es creuen les dues
grafiques, de consum y producción.

prod3=prod(1,pos1:pos22);
cons3=cons(1,pos1:pos22);

figure(1)
hold on;
plot(cons);
plot(prod);

figure(2);
hold on;
plot(cons3);
plot(prod3);

%Calculem el area baix les dues corves en hores per a despres realitzar la
%resta y aixi coneeixer el excedent en cadascun dels mesos

areacons=trapz(cons3)/60;
areaprod=trapz(prod3)/60;

figure(3)
hold on
basevalue=min(cons3);
area(prod3,basevalue);
ar.EdgeColor = 'red';
area(cons3,basevalue);

%Calculem l'excés restant dues arees en kWh

exceso=(areaprod-areacons)/1000;

fprintf('Els punts (minuts) on es creua la corva son %.f y %.f. L'excident
de energía es de %.3f kWh \n\n',pos1,pos22,exceso);

```

Tabla 22. Código de Matlab. Excedente de energía a red.

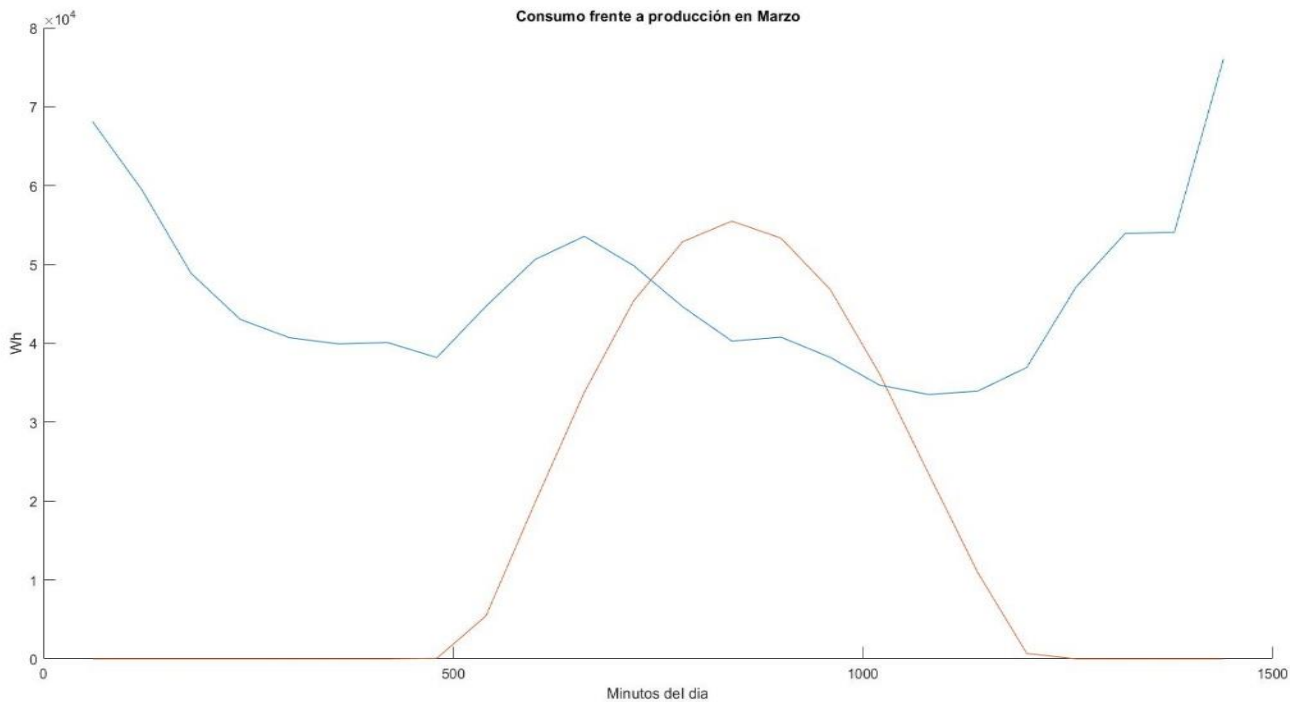


Ilustración 21. Gráfica consumo - producción marzo - Matlab.

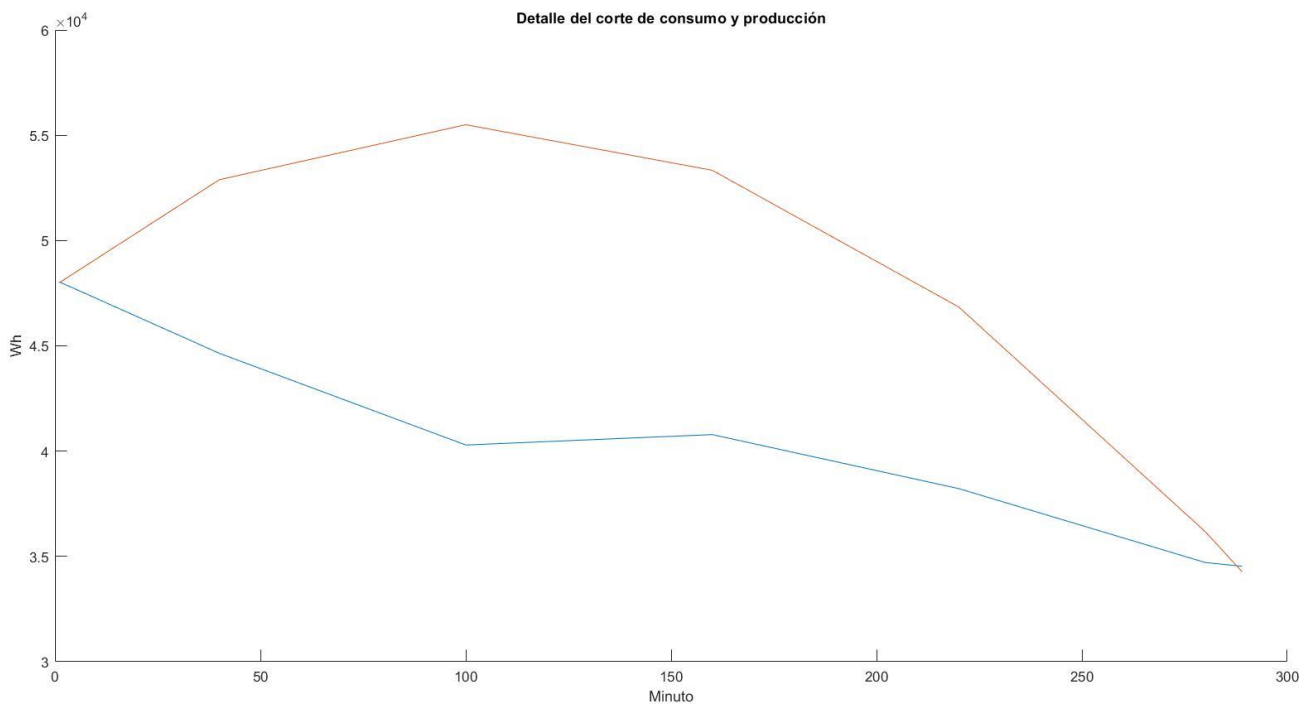


Ilustración 22. Intersección gráficas marzo - Matlab

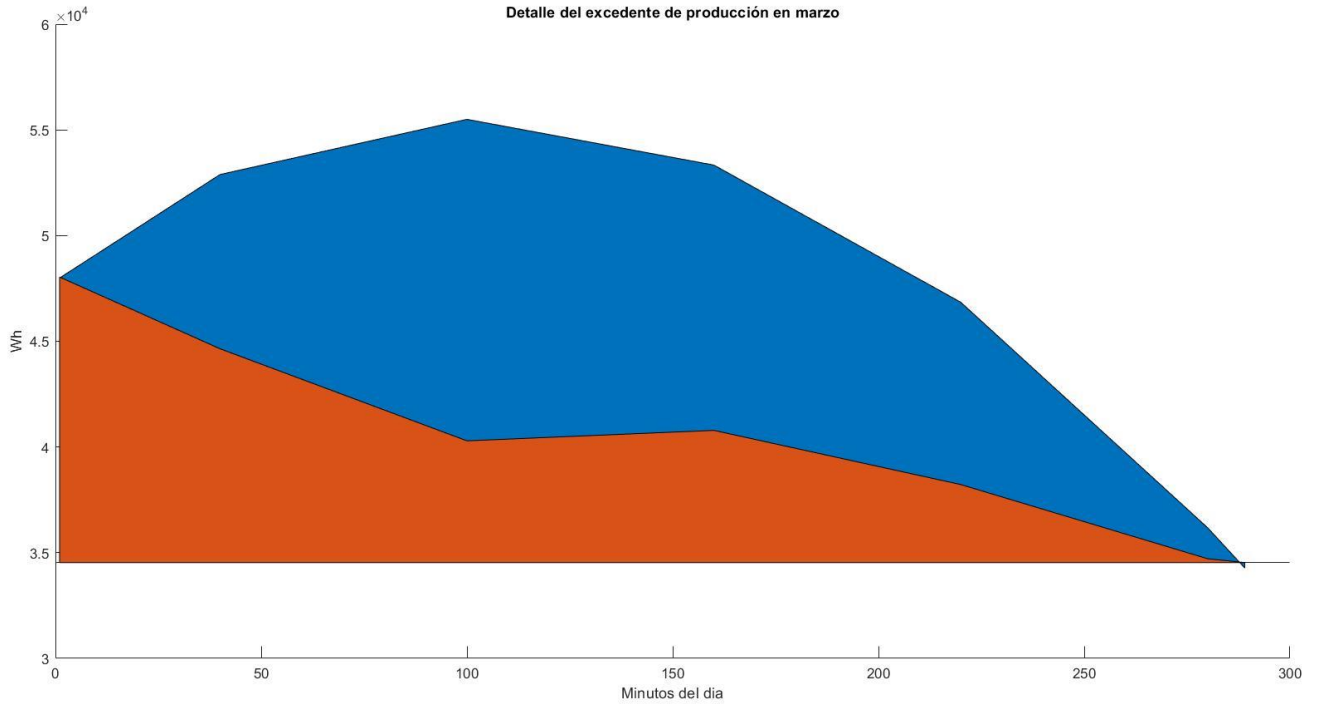


Ilustración 23. Área entre gráficas marzo - Matlab.

La Tabla 23 muestra los resultados obtenidos del cálculo en Matlab.

Mes	Días	Excedente de energía (kWh/día)	Excedente de energía (kWh/mes)
Enero	31	0,00	0,00
Febrero	28,25	2,27	64,18
Marzo	31	43,99	1363,87
Abril	30	26,54	796,26
Mayo	31	78,20	2424,41
Junio	30	95,68	2870,58
Julio	31	133,21	4129,57
Agosto	31	11,99	371,78
Septiembre	30	166,05	4981,77
Octubre	31	47,89	1484,71
Noviembre	30	0,00	0,00
Diciembre	31	0,00	0,00
Total	-	-	18487,15

Tabla 23. Cálculo excedente de energía.

Según los cálculos anteriores, de forma anual, se verterán a la red para ser compensados 18487,15 kWh o 18,48 MWh. El precio de venta de esta energía debe acordarse con la comercializadora eléctrica, la cual podrá realizar un descuento sobre el resto de la factura eléctrica, o bien compensar económicamente a la localidad por la compra del excedente.

Para realizar los cálculos se ha considerado que el precio con el que se va a ser compensado será el mismo que establece Red Eléctrica de España en su web esios.ree.es para tarifas de autoconsumo con tarifas PVPC. Se va a escoger el precio medio del año 2019, que son 45,09 €/MWh, con lo cual con los datos anteriores se obtendrá un beneficio por venta de excedente de energía de aproximadamente 833,59 euros anuales.

Se puede determinar que, anualmente, gracias al ahorro en energía y a la compensación por excedente de esta, la localidad obtiene un beneficio neto de **14.236,10 euros**. Si se utilizan los datos del análisis previo hecho con la hoja de Excel, se puede observar una ligera oscilación, ya que la suma asciende a 14.147,49 euros.

Tiempo de retorno de la inversión simple (PB)

El tiempo de retorno de la inversión es el tiempo que se tarda en recuperar el capital invertido mediante la acumulación del ahorro anual, sin tener en cuenta la variación del precio del dinero, precio de la energía, etc. Aceptando que todo se mantiene constante, podemos determinar que el tiempo de retorno de la inversión es de **6,35 años**, siguiendo la fórmula de la *Ecuación 23*.

$$PB = \frac{\text{Coste neto}}{\text{Beneficio neto anual}}$$

Ecuación 23. Tiempo de retorno de la inversión simple (PB).



Tiempo de retorno de la inversión actualizado (PBA)

Para el cálculo del tiempo de retorno de la inversión actualizado se debe tener en cuenta un índice de actualización del dinero. Para este cálculo se debe utilizar la *Ecuación 24*, donde k es la tasa de actualización en tanto por uno.

$$PBA = \frac{\log\left(1 - k \cdot \frac{\text{Coste neto}}{\text{Beneficio neto}}\right)}{-\log(1 + k)}$$

Ecuación 24. Tiempo de retorno de la inversión actualizado (PBA).

Se va a considerar que la tasa de actualización del dinero es del 1,86% anual, ya que este es el promedio desde 1992. Con lo cual k tendrá un valor de 0.0186. Realizando el cálculo de la *Ecuación 24*, se obtiene un tiempo de retorno de la inversión actualizado de **6,82 años**.

Valor actual neto (VAN)

El valor actual neto de la inversión se puede entender como el dinero que se ha recuperado o ahorrado la localidad al cabo de unos años. Si su valor es negativo, indica que ha habido pérdida o que no se ha recuperado todavía la inversión inicial. Se calcula realizando la diferencia entre el valor acumulado del beneficio neto actualizado y el valor de la inversión realizada. En este caso se considerará que el beneficio neto se mantendrá constante a lo largo del tiempo. El VAN se puede calcular con la *Ecuación 25*, donde n es el número de años de estudio de la inversión y $r = (1+k)^{-1}$.

$$VAN = -C + B \cdot r \cdot \left(\frac{1 - r^n}{1 - r}\right)$$

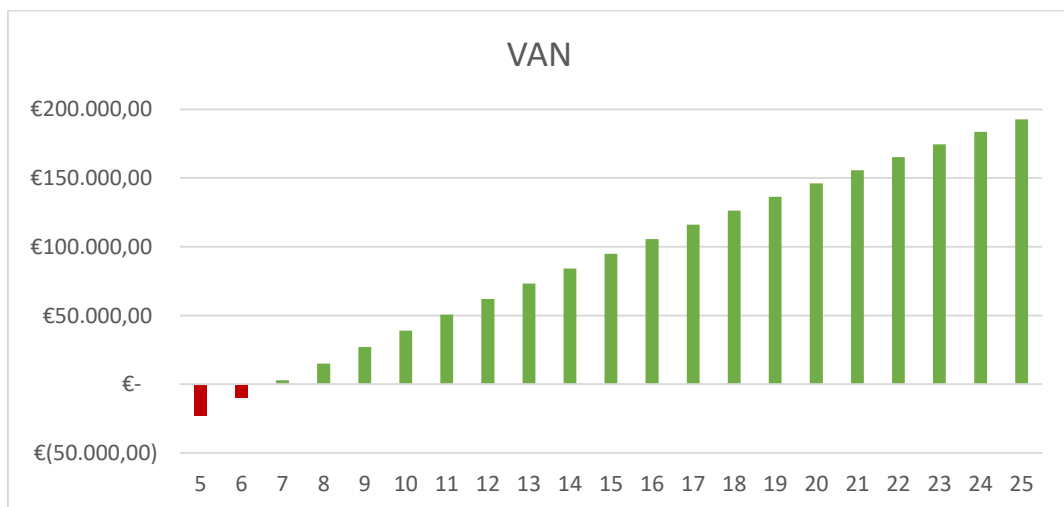
Ecuación 25. Valor actual neto (VAN).

Para el cálculo se han utilizado varios años de referencia para tener una idea de a partir de qué año se obtendrán beneficios y cuál será el valor de estos. Se ha decidido estudiar desde los 5 años de inversión hasta los 25 que ofrecen de garantía los paneles solares. Los cálculos del VAN se pueden ver en la *Tabla 24*.

Años de estudio, n	VAN
5	- 22.470,37 €
6	- 9.724,51 €
7	2.788,60 €
8	15.073,21 €
9	27.133,50 €
10	38.973,57 €
11	50.597,44 €
12	62.009,05 €
13	73.212,28 €
14	84.210,93 €
15	95.008,74 €
16	105.609,39 €
17	116.016,46 €
18	126.233,49 €
19	136.263,96 €
20	146.111,27 €
21	155.778,76 €
22	165.269,72 €
23	174.587,37 €
24	183.734,88 €
25	192.715,35 €

Tabla 24. Valor anual neto de la inversión (VAN).

Tal y como se ha calculado en el apartado de tiempo de retorno de inversión actualizada (PBA), en la *Tabla 24* se puede observar que a partir del séptimo año de inversión el proyecto estará completamente costeado, y en la fecha de vencimiento de la garantía de los paneles fotovoltaicos el ahorro de la localidad asciende a casi doscientos mil euros.



Gráfica 10. Valor actual neto de la inversión (VAN)

Ahorro en consumo energético de red

Siguiendo los apartados anteriores, en este se va a determinar la cantidad de energía que se consume antes de la ejecución del proyecto con respecto a la energía consumida tras el mismo. Para ello se va a calcular con Matlab la energía consumida antes y se va a determinar la diferencia.

En este caso, en Matlab en este caso simplemente se ha calculado el área bajo la curva de consumo de la localidad en los diferentes meses y el resultado se puede ver en la *Tabla 25*, donde también se ha representado la energía aprovechada de la instalación.

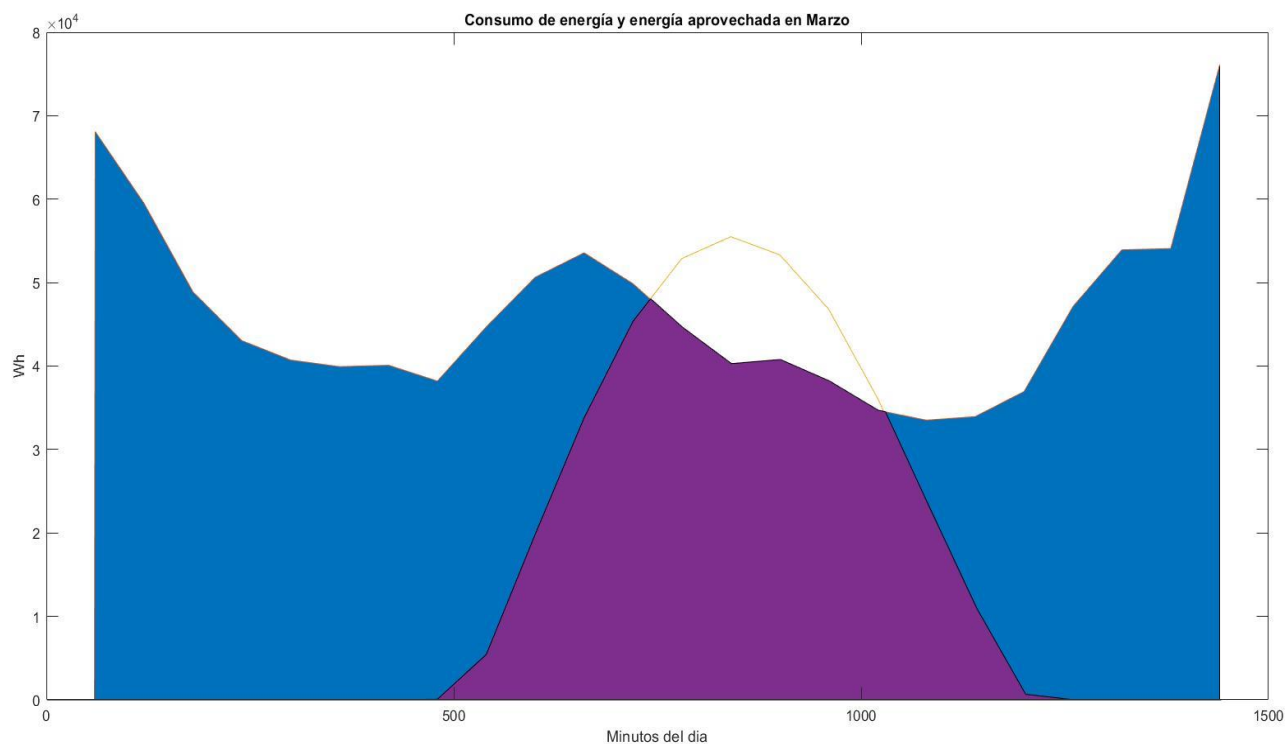


Ilustración 24. Consumo de energía antes del proyecto.

Mes	Días	Consumo de energía eléctrica (kWh/día)	Consumo de energía eléctrica (kWh/mes)
Enero	31	1648,6	51106,6
Febrero	28,25	1297,6	36657,2
Marzo	31	1040	32240
Abril	30	1027	30810
Mayo	31	800,3	24809,3
Junio	30	758,6	22758
Julio	31	763,9	23680,9
Agosto	31	1115,4	34577,4
Septiembre	30	557,7	16731
Octubre	31	867,5	26892,5
Noviembre	30	1235,4	37062
Diciembre	31	1469,7	45560,7
Total Anual	-	-	382.885,6

Tabla 25. Consumo eléctrico antes de la instalación.

Al igual que se ha hecho en el apartado *Ahorro en energía eléctrica* se debe calcular el gasto en el término de energía activa en función de los precios ofrecidos por REE. Los resultados se pueden ver en la *Tabla 26*.

Mes	Consumo de energía eléctrica (kWh/mes)	Precio medio término facturación de energía	Gasto mensual en €
Enero	51106,6	128,87 €	6.586,11 €
Febrero	36657,2	119,42 €	4.377,60 €
Marzo	32240	113,81 €	3.669,23 €
Abril	30810	115,25 €	3.550,85 €
Mayo	24809,3	110,88 €	2.750,86 €
Junio	22758	108,36 €	2.466,06 €
Julio	23680,9	112,46 €	2.663,15 €
Agosto	34577,4	105,70 €	3.654,83 €
Septiembre	16731	101,75 €	1.702,38 €
Octubre	26892,5	108,54 €	2.918,91 €
Noviembre	37062	104,69 €	3.880,02 €
Diciembre	45560,7	95,62 €	4.356,51 €
Total Anual	382885,6	-	42.576,52 €

Tabla 26. Gasto por consumo de energía activa antes de la instalación.



Si se comparan ambos apartados se observa que, tras realizar la instalación del proyecto, se pasa de consumir 382.885,6 kWh anuales de la red a 261.636,85 kWh. Esto supone una reducción del consumo de energía de la red de un **33,44 %**. También se observa una ligera diferencia si lo comparamos con los datos obtenidos en el estudio previo para determinar la disposición de los paneles, donde el ahorro era del 33,23%.

1.5.7. Emisiones CO₂ evitadas

En la web del ministerio para la transición ecológica se pueden encontrar los factores de emisión del mix eléctrico de cada una de las comercializadoras en España. Este valor se expresa como las emisiones de CO₂ asociadas a la generación de electricidad que se consume, y por lo tanto, es un indicador de las fuentes de energía utilizadas para producir dicha electricidad.

En la localidad la mayoría de los consumos tienen contratada su factura eléctrica con la comercializadora Electra Energía SAU. En el documento podemos observar que el mix eléctrico de esta compañía se sitúa en 2018 en 0,37 kg CO₂/kWh.

Si se tienen en cuenta los datos calculados en el apartado anterior de ahorro de energía, en el cual se determina que se ahorran 121.248,75 kWh, la localidad estaría evitando la emisión de 44.862,03 kg de CO₂ a la atmósfera anualmente.

Según la fundación Aquae, un árbol es capaz de absorber de forma anual entre 10 y 30 kg de CO₂, aunque este dato oscila en función de la especie de árbol y de su tamaño. Si se tienen en cuenta estos datos, evitar la emisión de estas casi 45 toneladas de CO₂ equivaldría aproximadamente a la plantación anual de entre 4.482 y 1495 árboles.



1.5.8. Conclusiones

En el proyecto se instalarán **280 paneles** solares fotovoltaicos orientados hacia el **sur**, con una inclinación de **36°**. La instalación en su conjunto tiene una potencia pico de **114,8 kWp** y será capaz de reducir el consumo de energía eléctrica de la localidad en un **33,44%**. Según los cálculos y las estimaciones que se han tenido en cuenta en el proyecto, el coste del mismo es de **89.845,16 €**, y el periodo de retorno de la inversión actualizado es de **6,83 años**. Además, en este tipo de instalación las empresas locales pueden participar en su desarrollo e instalación, esto ayudaría a la economía de los vecinos e incluso generaría puestos de trabajo, por ejemplo, para el mantenimiento de la misma.

Este proyecto tiene como finalidad ayudar a los vecinos de la localidad a disponer de una energía eléctrica más barata, producida en su localidad y que a su vez es responsable con el medio ambiente. Este tipo de proyectos se podrían ejecutar en miles de municipios de todo el mundo, lo cual favorecería de forma muy significativa al cuidado del medio ambiente y sería una forma sencilla de llevar a cabo parte de la transición ecológica hacia la cual debemos dirigirnos.

Esta iniciativa puede ser el principio de una serie de proyectos que se pueden llegar a realizar en un futuro y que podrían llevar a La Mata a ser un municipio que genera su propia energía cien por cien renovable durante todo el año. Algunos de los proyectos que se plantean y se podrían llevar a cabo son: la instalación de mini aerogeneradores, una pequeña planta de biomasa, baterías de almacenamiento de energía, y el aprovechamiento de las balsas del pueblo para turbinar agua en momentos de falta de energía, así como bombeo en momentos de excedente. Con estas ampliaciones o algunas de ellas, se podría llegar a llenar los huecos que deja la generación de energía solar.

ANEXOS

2. Anexos

2.1. Irradiancia global – Opción 1

Hora	Irradiancia Global (W/m2)											
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
0:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6:00	0	0	0	0	7	21	11	0	0	0	0	0
7:00	0	0	1	24	49	55	51	42	15	0	0	0
8:00	0	2	73	156	209	222	208	179	148	63	11	0
9:00	28	105	266	337	399	417	419	392	344	281	105	33
10:00	270	350	453	532	559	593	625	605	552	479	365	312
11:00	445	509	608	670	692	723	786	771	725	633	514	474
12:00	563	631	709	745	774	777	869	852	800	725	610	579
13:00	615	675	744	759	772	785	870	848	786	735	622	607
14:00	582	651	715	729	715	742	832	772	717	680	572	583
15:00	499	591	628	626	609	639	718	661	621	557	459	464
16:00	352	441	485	489	493	511	575	506	457	394	307	309
17:00	195	272	315	323	351	370	398	353	302	215	170	128
18:00	6	87	147	169	198	216	229	191	130	35	0	0
19:00	0	0	9	40	56	75	84	54	11	0	0	0
20:00	0	0	0	0	10	30	29	7	0	0	0	0
21:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla 27. Irradiancia global en Opción 1.

2.2. Irradiancia global – Opción 2

Irradiancia Global (W/m2) Azimut -45º inclinación 30º												
Hora	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
0:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5:00	0	0	0	0	32	65	27	0	0	0	0	0
6:00	0	0	0	132	227	262	253	182	65	0	0	0
7:00	0	6	194	349	427	475	486	418	331	199	10	0
8:00	33	307	428	528	609	666	686	637	543	441	312	45
9:00	393	476	585	659	712	790	841	805	697	579	453	421
10:00	498	573	666	741	758	821	924	886	787	670	538	515
11:00	562	623	686	729	773	810	903	892	774	676	557	552
12:00	529	594	623	691	706	754	833	805	696	621	503	507
13:00	453	511	567	591	599	643	708	674	579	509	410	427
14:00	332	397	442	468	488	517	558	515	436	355	277	289
15:00	187	253	294	323	346	376	395	353	278	203	139	140
16:00	40	100	145	176	202	226	232	194	128	61	26	16
17:00	0	16	53	82	101	113	112	89	56	8	0	0
18:00	0	0	1	23	50	64	66	41	2	0	0	0
19:00	0	0	0	0	1	11	9	0	0	0	0	0
20:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla 28. Irradiancia global en Opción 2 - Azimut -45º e inclinación 30º.



Irradiancia Global (W/m2) Azimut 45° inclinación 29°												
Hora	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
0:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5:00	0	0	0	0	13	27	14	0	0	0	0	0
6:00	0	0	0	37	71	83	72	48	20	0	0	0
7:00	0	6	49	89	124	128	101	89	79	48	10	0
8:00	33	73	144	233	288	304	284	250	217	169	102	34
9:00	179	227	312	398	451	482	487	452	401	333	247	200
10:00	322	376	465	552	585	621	669	635	574	492	387	345
11:00	457	509	581	645	695	719	784	770	682	605	494	467
12:00	526	583	623	706	728	772	843	817	723	664	538	526
13:00	550	600	667	696	709	754	830	799	707	652	537	549
14:00	512	572	625	651	673	703	765	726	631	567	463	483
15:00	426	492	532	547	581	617	665	618	511	465	363	369
16:00	188	353	409	418	459	502	538	504	402	299	84	16
17:00	0	67	231	269	314	346	383	336	211	38	0	0
18:00	0	0	1	55	137	178	211	137	2	0	0	0
19:00	0	0	0	0	1	11	10	0	0	0	0	0
20:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla 29. Irradiancia global en Opción 2 - Azimut 45° e inclinación 29°.

Irradiancia Global (W/m2)												
Hora	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
0:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5:00	0	0	0	0	12	29	14	0	0	0	0	0
6:00	0	0	1	63	134	163	144	88	29	0	0	0
7:00	0	6	103	221	301	339	329	263	192	106	11	0
8:00	36	166	274	388	474	523	521	460	373	280	175	42
9:00	242	317	431	534	606	672	698	643	537	424	306	258
10:00	357	434	545	650	693	753	829	771	665	543	411	368
11:00	448	521	612	690	755	796	873	841	712	600	471	441
12:00	467	544	605	702	738	794	867	821	697	603	469	450
13:00	442	515	598	649	676	729	798	748	633	546	425	422
14:00	369	448	518	567	604	641	692	635	528	434	330	330
15:00	260	341	402	445	489	529	562	502	393	313	217	209
16:00	94	203	270	309	356	399	418	369	266	162	47	18
17:00	0	30	117	167	214	249	267	212	111	14	0	0
18:00	0	0	1	30	76	108	119	66	2	0	0	0
19:00	0	0	0	0	1	12	10	0	0	0	0	0
20:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla 30. Irradiancia global Opción 3.

2.3. Representación de irradiancia mensual Opción 1

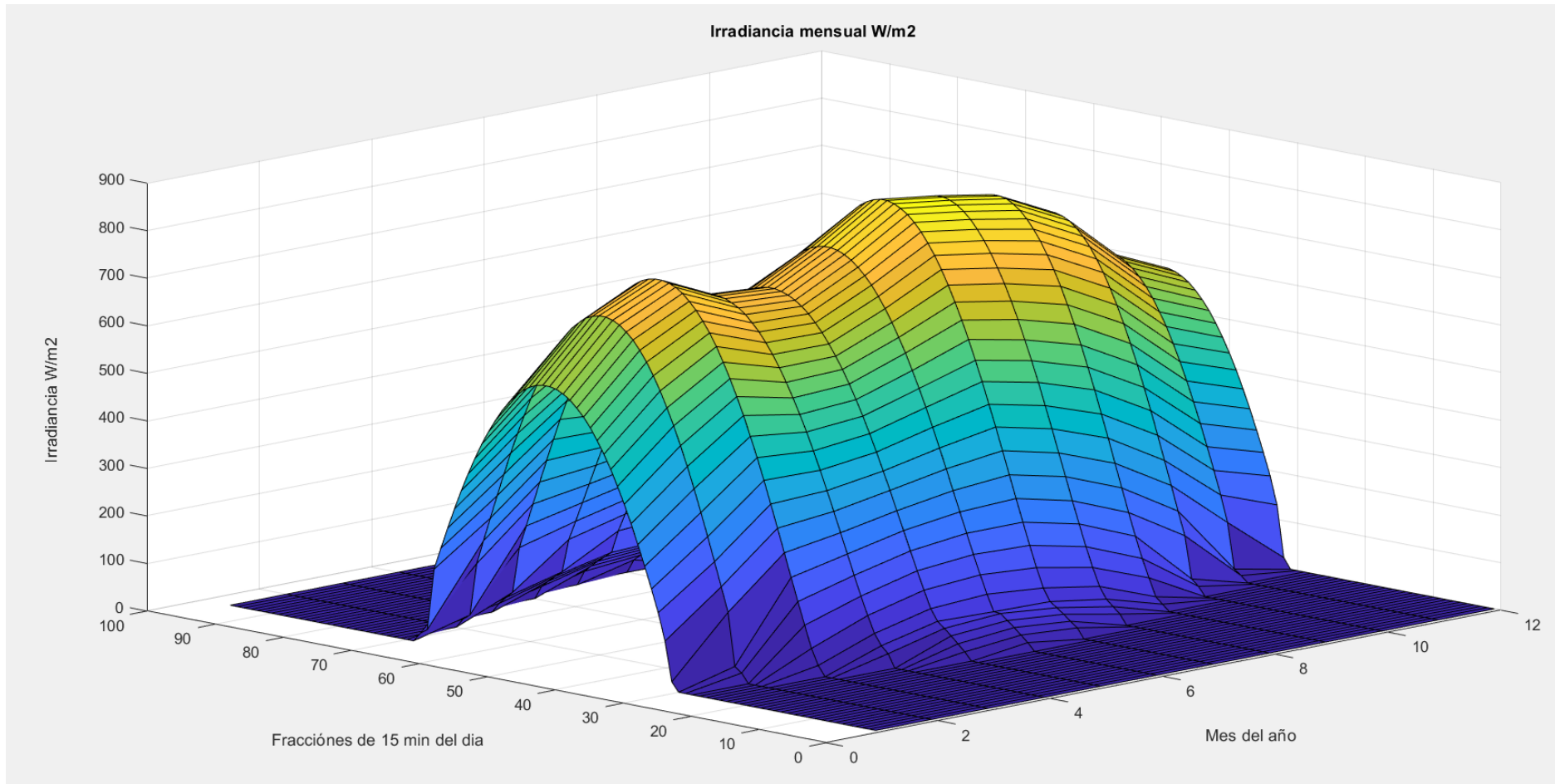


Ilustración 25. Irradiancia mensual en cada uno de los meses – Opción 1.

2.4. Consumo y generación

2.4.1. Enero - tabla

Hora	Consumo promedio (Wh)	Energía producida (E _p)	Irradiancia Global (W/m ²)
0	97596,03	0,00	0,00
1	91273,97	0,00	0,00
2	82798,48	0,00	0,00
3	76253,42	0,00	0,00
4	72226,74	0,00	0,00
5	68325,39	0,00	0,00
6	67708,32	0,00	0,00
7	69489,61	0,00	0,00
8	74711,19	0,00	0,00
9	80574,90	2088,72	28,00
10	84204,77	20141,20	270,00
11	84420,13	33195,68	445,00
12	79058,55	41998,13	563,00
13	63391,90	45877,18	615,00
14	62008,13	43415,48	582,00
15	55883,97	37223,92	499,00
16	51028,52	26258,16	352,00
17	50220,06	14546,42	195,00
18	55492,87	447,58	6,00
19	63419,00	0,00	0,00
20	69325,55	0,00	0,00
21	72642,03	0,00	0,00
22	72912,10	0,00	0,00
23	103150,68	0,00	0,00

Tabla 31. Consumo y producción en el mes de enero.

2.4.2. Enero - gráfica



Gráfica 11. Consumo y producción en el mes de enero.

2.4.3. Febrero – tabla

Hora	Consumo promedio (Wh)	Energía producida (E _P)	Irradiancia Global (W/m ²)
0	79720,11	0,00	0,00
1	74349,57	0,00	0,00
2	64795,64	0,00	0,00
3	59074,18	0,00	0,00
4	57206,54	0,00	0,00
5	54906,57	0,00	0,00
6	52973,89	0,00	0,00
7	55381,32	0,00	0,00
8	58124,96	149,19	2,00
9	63086,68	7832,69	105,00
10	63953,21	26108,96	350,00
11	64140,71	37969,89	509,00
12	61535,61	47070,73	631,00
13	48003,82	50353,00	675,00
14	47689,75	48562,67	651,00
15	43966,43	44086,85	591,00
16	38581,79	32897,29	441,00
17	38635,86	20290,39	272,00
18	39544,57	6489,94	87,00
19	47519,61	0,00	0,00
20	55640,82	0,00	0,00
21	61209,39	0,00	0,00
22	63083,18	0,00	0,00
23	87330,07	0,00	0,00

Tabla 32. Consumo y producción en el mes de febrero.



2.4.4. Febrero – gráfica



Gráfica 12. Consumo y producción en el mes de febrero.

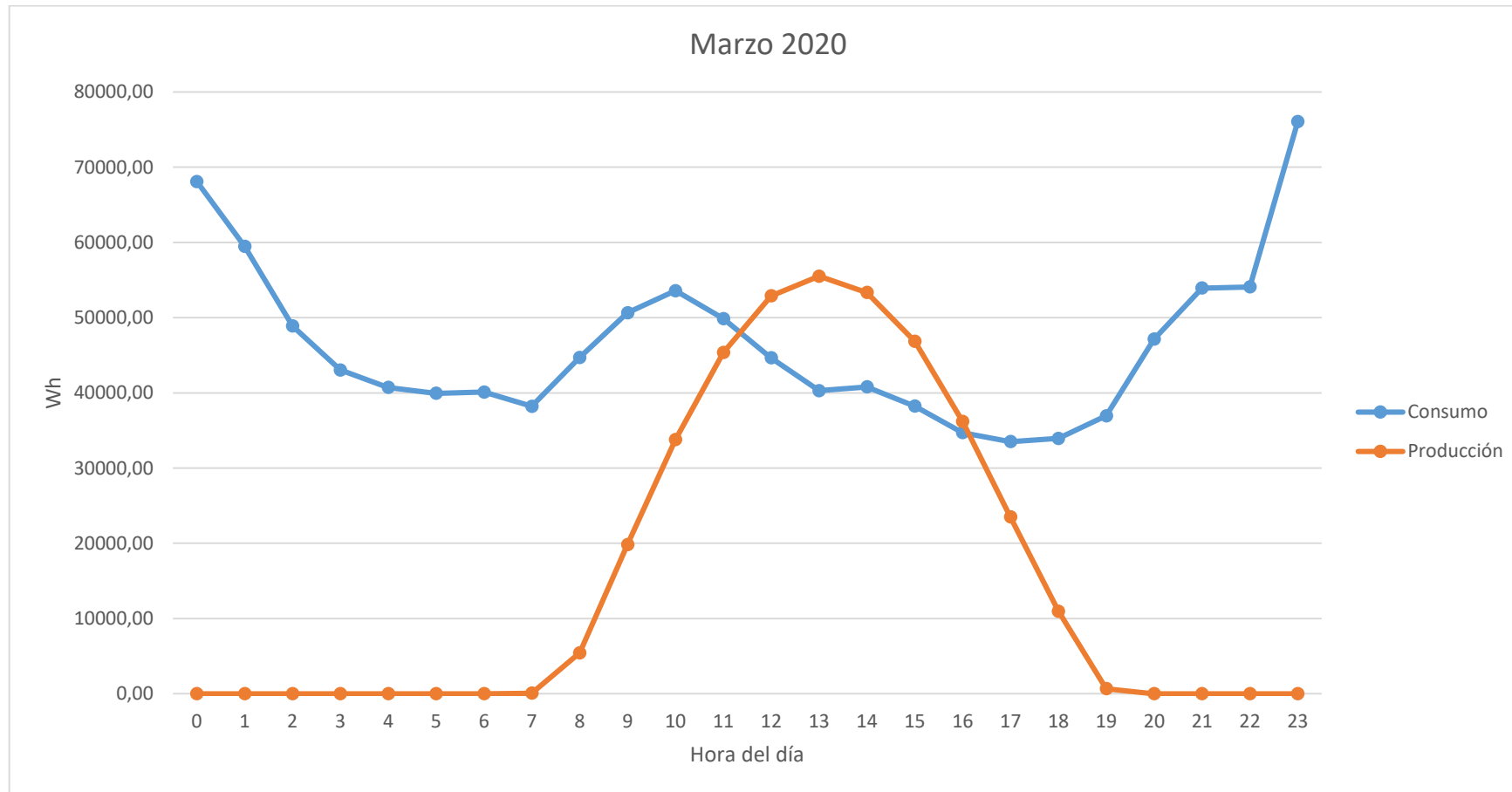
2.4.5. Marzo – tabla

Hora	Consumo promedio (Wh)	Energía producida (E _p)	Irradiancia Global (W/m ²)
0	68097,03	0,00	0,00
1	59481,77	0,00	0,00
2	48885,90	0,00	0,00
3	43044,32	0,00	0,00
4	40721,48	0,00	0,00
5	39928,29	0,00	0,00
6	40099,39	0,00	0,00
7	38202,97	74,60	1,00
8	44704,81	5445,58	73,00
9	50641,52	19842,81	266,00
10	53573,81	33792,46	453,00
11	49867,74	45355,00	608,00
12	44645,35	52889,30	709,00
13	40290,94	55500,20	744,00
14	40785,16	53336,88	715,00
15	38222,23	46846,94	628,00
16	34712,06	36179,56	485,00
17	33517,29	23498,07	315,00
18	33942,23	10965,76	147,00
19	36953,52	671,37	9,00
20	47137,74	0,00	0,00
21	53929,84	0,00	0,00
22	54078,39	0,00	0,00
23	76064,48	0,00	0,00

Tabla 33. Consumo y producción en el mes de marzo.



2.4.6. Marzo – gráfica



Gráfica 13. Consumo y producción en el mes de marzo.

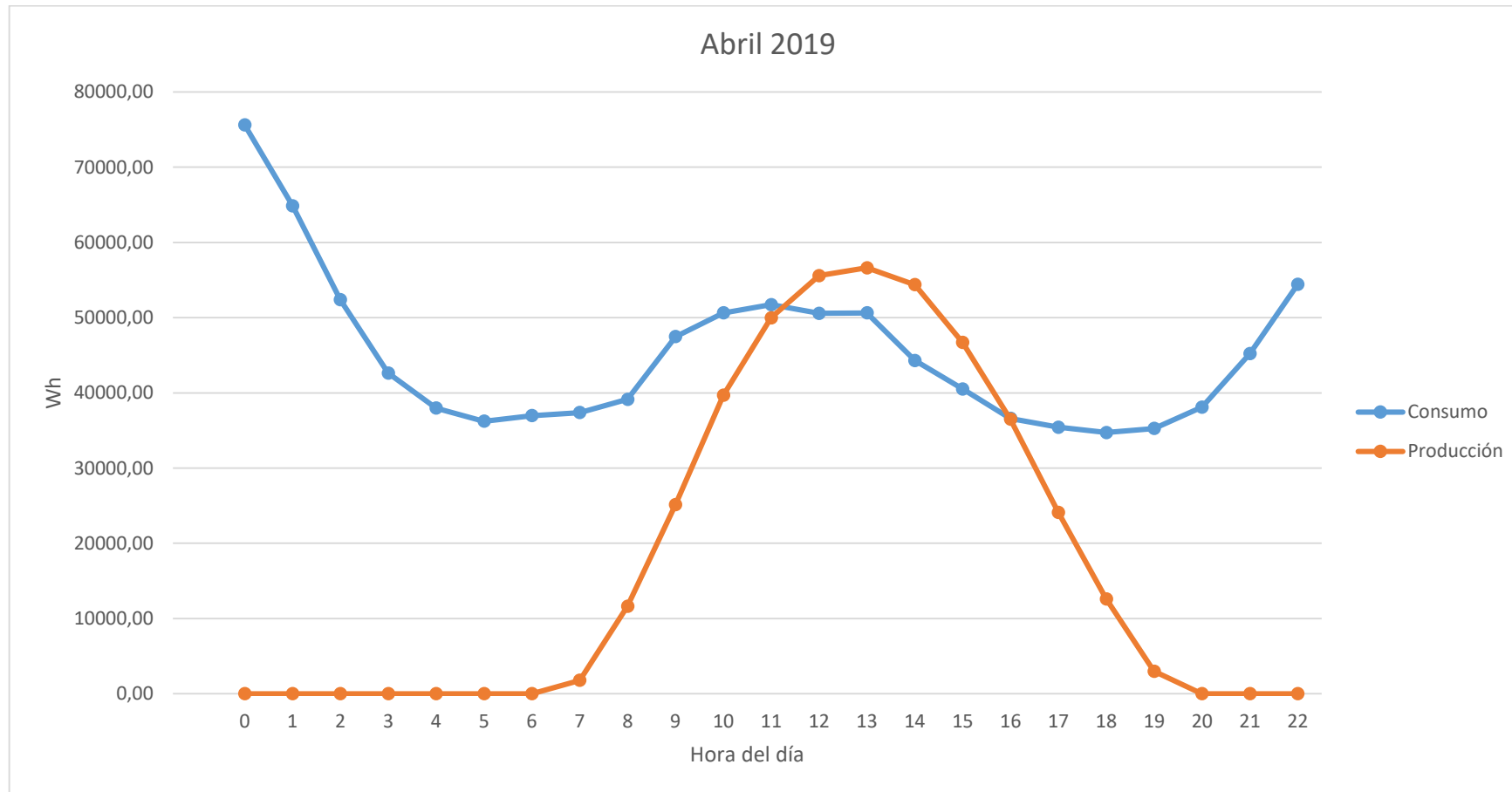
2.4.7. Abril – tabla

Hora	Consumo promedio (Wh)	Energía producida (E _P)	Irradiancia Global (W/m ²)
0	75617,37	0,00	0,00
1	64865,47	0,00	0,00
2	52364,27	0,00	0,00
3	42620,60	0,00	0,00
4	37972,37	0,00	0,00
5	36228,60	0,00	0,00
6	36960,03	0,00	0,00
7	37367,13	1790,33	24,00
8	39130,60	11637,14	156,00
9	47471,30	25139,20	337,00
10	50631,40	39685,63	532,00
11	51726,70	49980,02	670,00
12	50573,47	55574,79	745,00
13	50633,73	56619,15	759,00
14	44302,77	54381,24	729,00
15	40515,13	46697,75	626,00
16	36594,50	36477,95	489,00
17	35428,90	24094,84	323,00
18	34717,63	12606,90	169,00
19	35265,60	2983,88	40,00
20	38104,17	0,00	0,00
21	45214,43	0,00	0,00
22	54422,67	0,00	0,00
23	50969,27	0,00	0,00

Tabla 34. Consumo y producción en el mes de abril.



2.4.8. Abril – gráfica



Gráfica 14. Consumo y producción en el mes de abril.

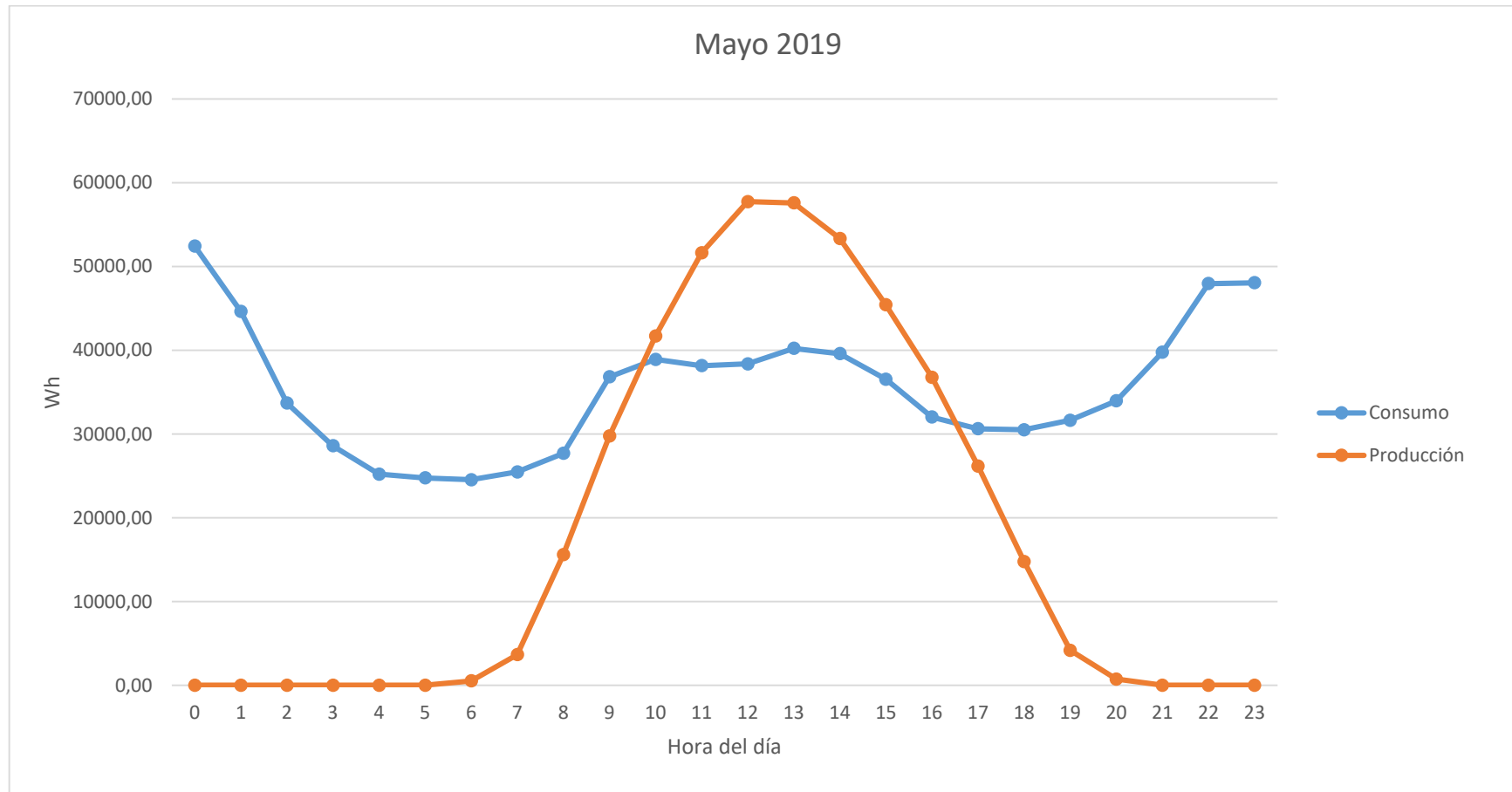
2.4.9. Mayo – tabla

Hora	Consumo promedio (Wh)	Energía producida (E _P)	Irradiancia Global (W/m ²)
0	52428,45	0,00	0,00
1	44633,39	0,00	0,00
2	33688,23	0,00	0,00
3	28595,13	0,00	0,00
4	25216,23	0,00	0,00
5	24759,13	0,00	0,00
6	24537,58	522,18	7,00
7	25471,23	3655,25	49,00
8	27698,74	15590,78	209,00
9	36820,84	29764,22	399,00
10	38902,87	41699,75	559,00
11	38163,77	51621,15	692,00
12	38375,26	57738,11	774,00
13	40225,97	57588,91	772,00
14	39593,68	53336,88	715,00
15	36544,61	45429,60	609,00
16	32025,94	36776,34	493,00
17	30629,74	26183,56	351,00
18	30505,52	14770,21	198,00
19	31635,42	4177,43	56,00
20	33959,16	745,97	10,00
21	39762,55	0,00	0,00
22	47953,32	0,00	0,00
23	48065,71	0,00	0,00

Tabla 35. Consumo y producción en el mes de mayo.



2.4.10. Mayo – gráfica



Gráfica 15. Consumo y producción en el mes de mayo.

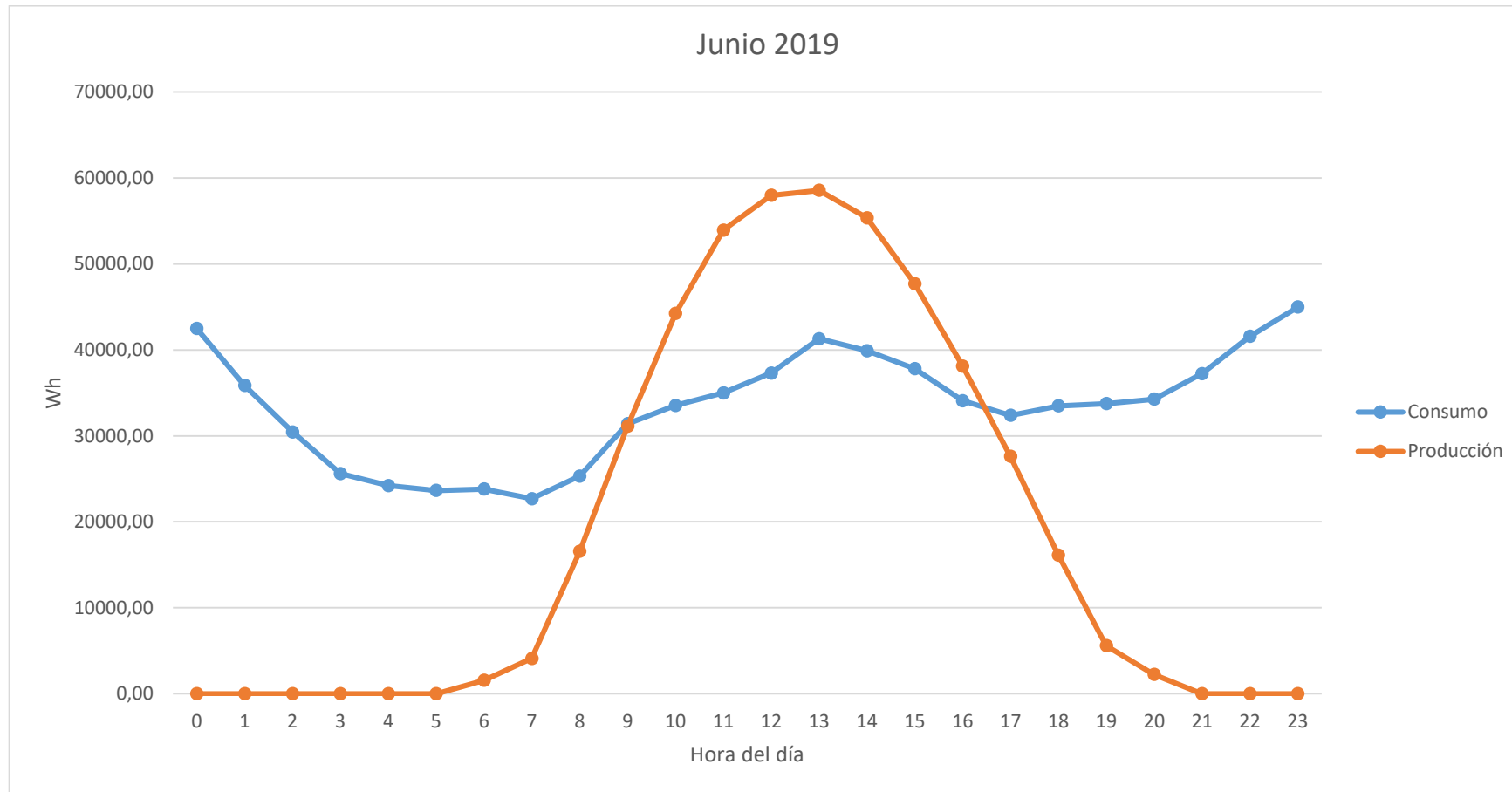
2.4.11. Junio – tabla

Hora	Consumo promedio (Wh)	Energía producida (E _P)	Irradiancia Global (W/m ²)
0	42480,17	0,00	0,00
1	35859,80	0,00	0,00
2	30450,80	0,00	0,00
3	25613,10	0,00	0,00
4	24204,73	0,00	0,00
5	23642,17	0,00	0,00
6	23803,13	1566,54	21,00
7	22689,03	4102,84	55,00
8	25309,27	16560,54	222,00
9	31408,97	31106,97	417,00
10	33527,10	44236,04	593,00
11	34991,53	53933,66	723,00
12	37304,17	57961,90	777,00
13	41290,27	58558,68	785,00
14	39891,87	55351,00	742,00
15	37807,57	47667,51	639,00
16	34088,47	38119,09	511,00
17	32379,43	27600,90	370,00
18	33490,03	16112,96	216,00
19	33748,60	5594,78	75,00
20	34261,57	2237,91	30,00
21	37231,47	0,00	0,00
22	41574,50	0,00	0,00
23	44980,10	0,00	0,00

Tabla 36. Consumo y producción en el mes de junio.



2.4.12. Junio – gráfica



Gráfica 16. Consumo y producción en el mes de junio.

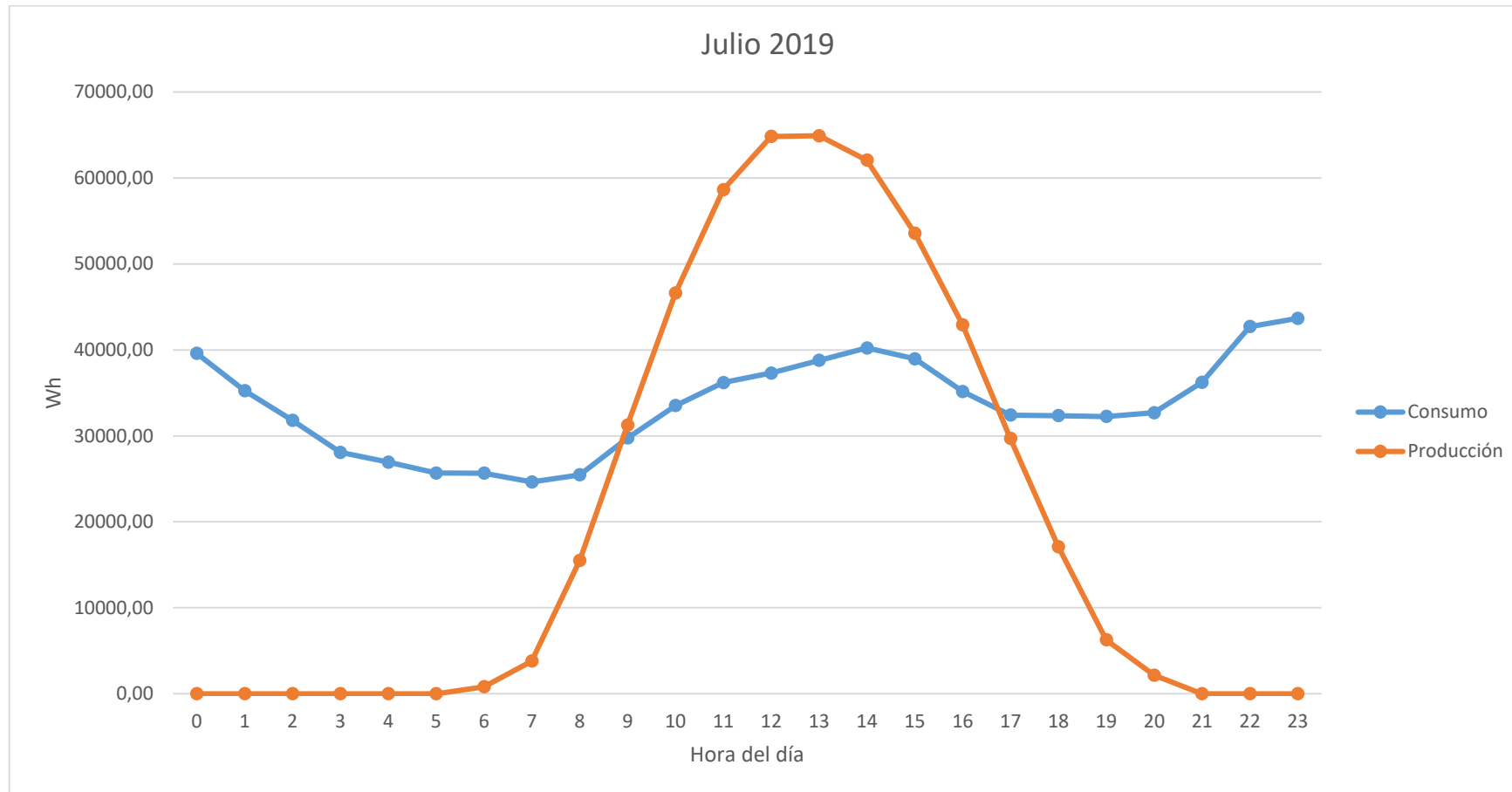
2.4.13. Julio – tabla

Hora	Consumo promedio (Wh)	Energía producida (E _P)	Irradiancia Global (W/m ²)
0	39587,45	0,00	0,00
1	35251,61	0,00	0,00
2	31802,42	0,00	0,00
3	28072,23	0,00	0,00
4	26934,61	0,00	0,00
5	25673,87	0,00	0,00
6	25659,13	820,57	11,00
7	24629,35	3804,45	51,00
8	25458,00	15516,18	208,00
9	29745,06	31256,16	419,00
10	33512,68	46623,15	625,00
11	36193,84	58633,27	786,00
12	37295,81	64824,83	869,00
13	38782,87	64899,42	870,00
14	40228,58	62064,74	832,00
15	38957,77	53560,67	718,00
16	35162,65	42893,30	575,00
17	32413,90	29689,62	398,00
18	32345,65	17082,72	229,00
19	32250,61	6266,15	84,00
20	32691,48	2163,31	29,00
21	36234,58	0,00	0,00
22	42706,06	0,00	0,00
23	43663,71	0,00	0,00

Tabla 37. Consumo y producción en el mes de julio.



2.4.14. Julio – gráfica



Gráfica 17. Consumo y producción en el mes de julio.

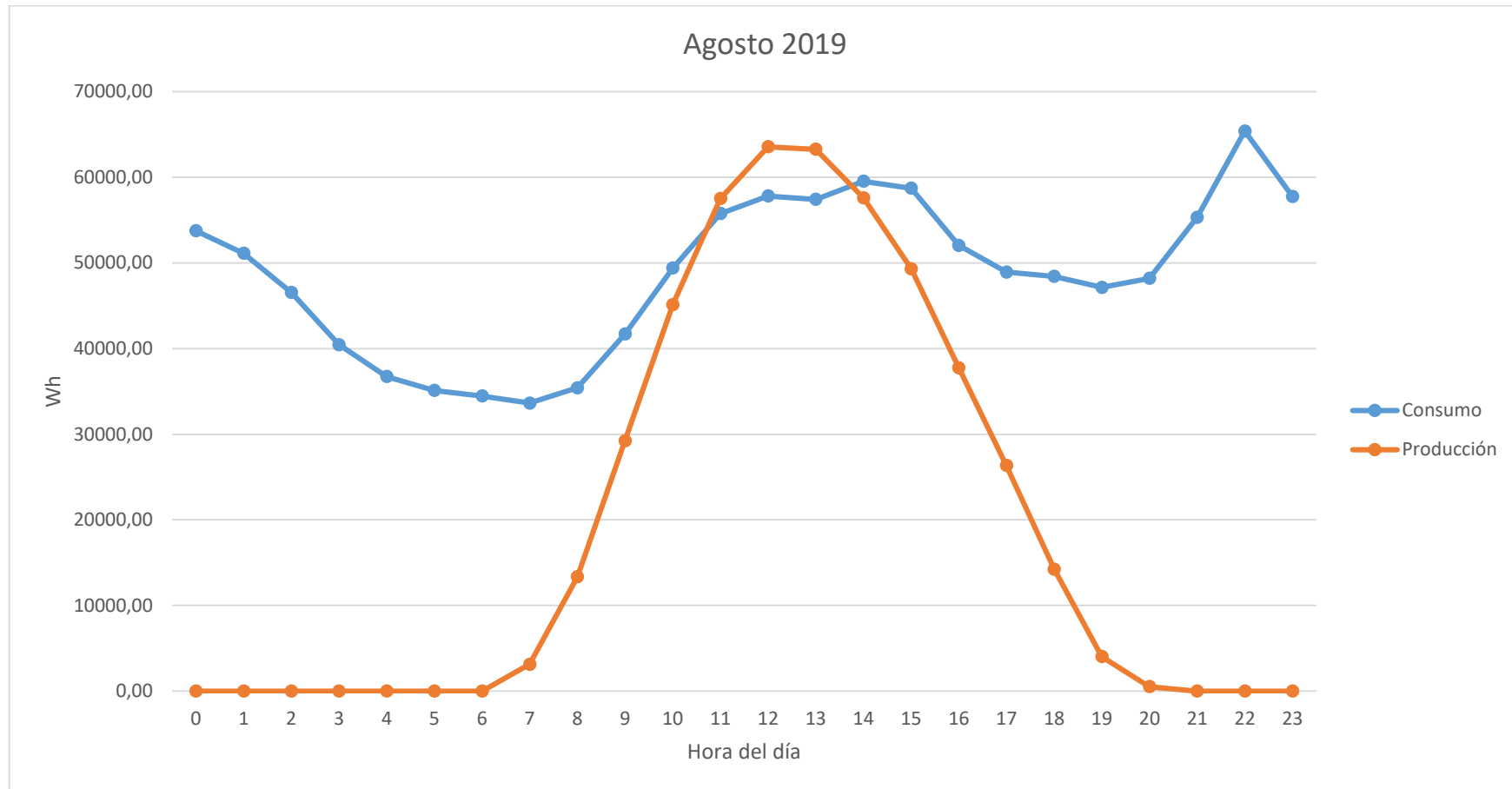
2.4.15. Agosto – tabla

Hora	Consumo promedio (Wh)	Energía producida (E _P)	Irradiancia Global (W/m ²)
0	53751,48	0,00	0,00
1	51119,00	0,00	0,00
2	46545,03	0,00	0,00
3	40451,81	0,00	0,00
4	36734,39	0,00	0,00
5	35102,06	0,00	0,00
6	34451,19	0,00	0,00
7	33624,42	3133,08	42,00
8	35417,00	13352,87	179,00
9	41702,87	29242,04	392,00
10	49389,03	45131,21	605,00
11	55768,39	57514,32	771,00
12	57807,23	63556,68	852,00
13	57410,29	63258,29	848,00
14	59534,29	57588,91	772,00
15	58712,13	49308,64	661,00
16	52046,71	37746,10	506,00
17	48917,52	26332,76	353,00
18	48419,45	14248,03	191,00
19	47140,90	4028,24	54,00
20	48196,68	522,18	7,00
21	55330,81	0,00	0,00
22	65395,29	0,00	0,00
23	57741,03	0,00	0,00

Tabla 38. Consumo y producción en el mes de agosto.



2.4.16. Agosto – gráfica



Gráfica 18. Consumo y producción en el mes de agosto.

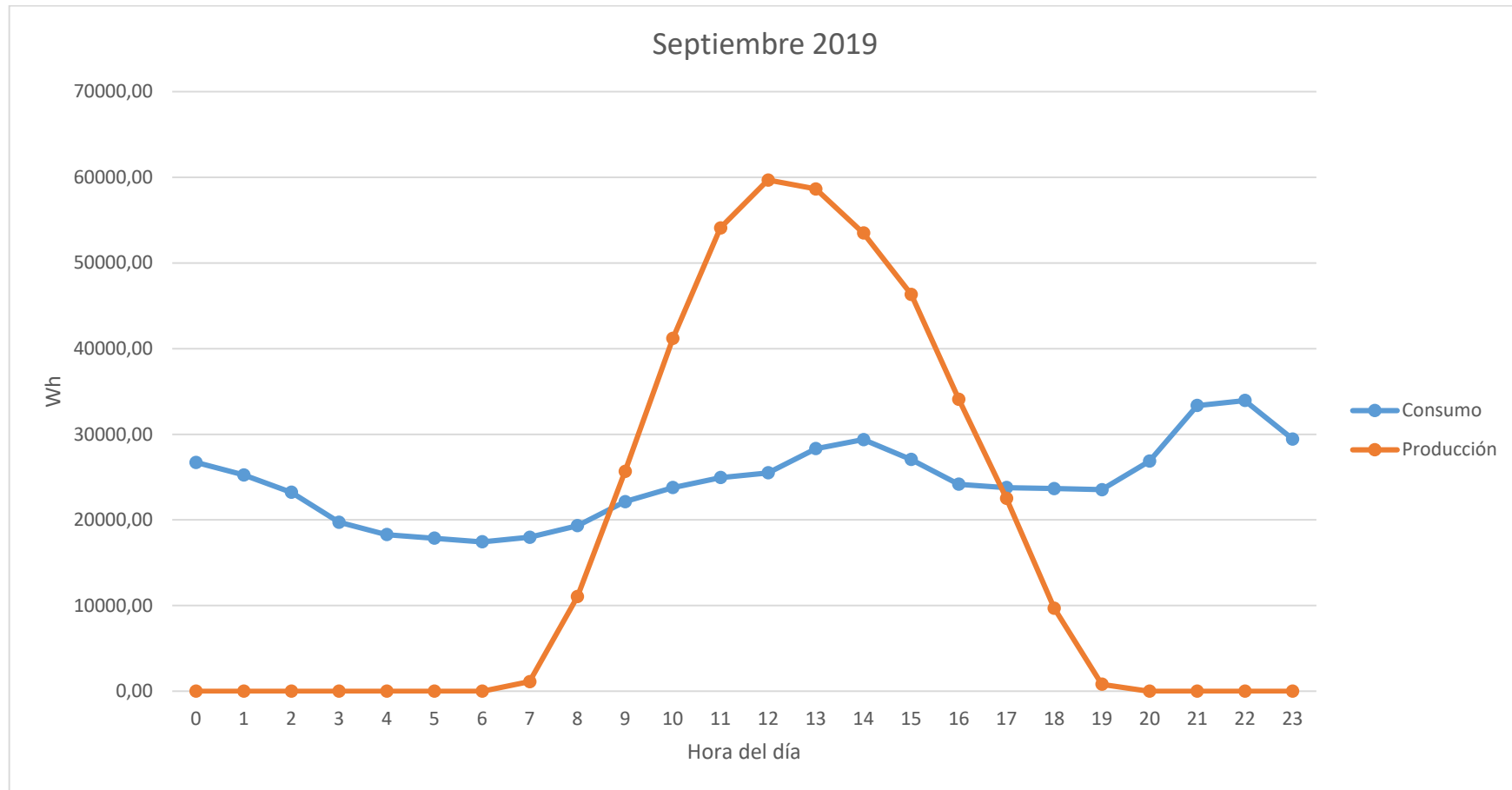
2.4.17. Septiembre – tabla

Hora	Consumo promedio (Wh)	Energía producida (E _P)	Irradiancia Global (W/m ²)
0	26708,53	0,00	0,00
1	25252,30	0,00	0,00
2	23227,23	0,00	0,00
3	19736,43	0,00	0,00
4	18277,23	0,00	0,00
5	17867,70	0,00	0,00
6	17446,80	0,00	0,00
7	17973,77	1118,96	15,00
8	19317,70	11040,36	148,00
9	22137,47	25661,38	344,00
10	23771,50	41177,57	552,00
11	24945,27	54082,85	725,00
12	25501,83	59677,63	800,00
13	28322,40	58633,27	786,00
14	29379,83	53486,08	717,00
15	27056,27	46324,76	621,00
16	24170,67	34090,85	457,00
17	23774,30	22528,31	302,00
18	23663,90	9697,62	130,00
19	23524,57	820,57	11,00
20	26858,90	0,00	0,00
21	33350,00	0,00	0,00
22	33943,73	0,00	0,00
23	29436,13	0,00	0,00

Tabla 39. Consumo y producción en el mes de septiembre.



2.4.18. Septiembre – gráfica



Gráfica 19. Consumo y producción en el mes de septiembre.

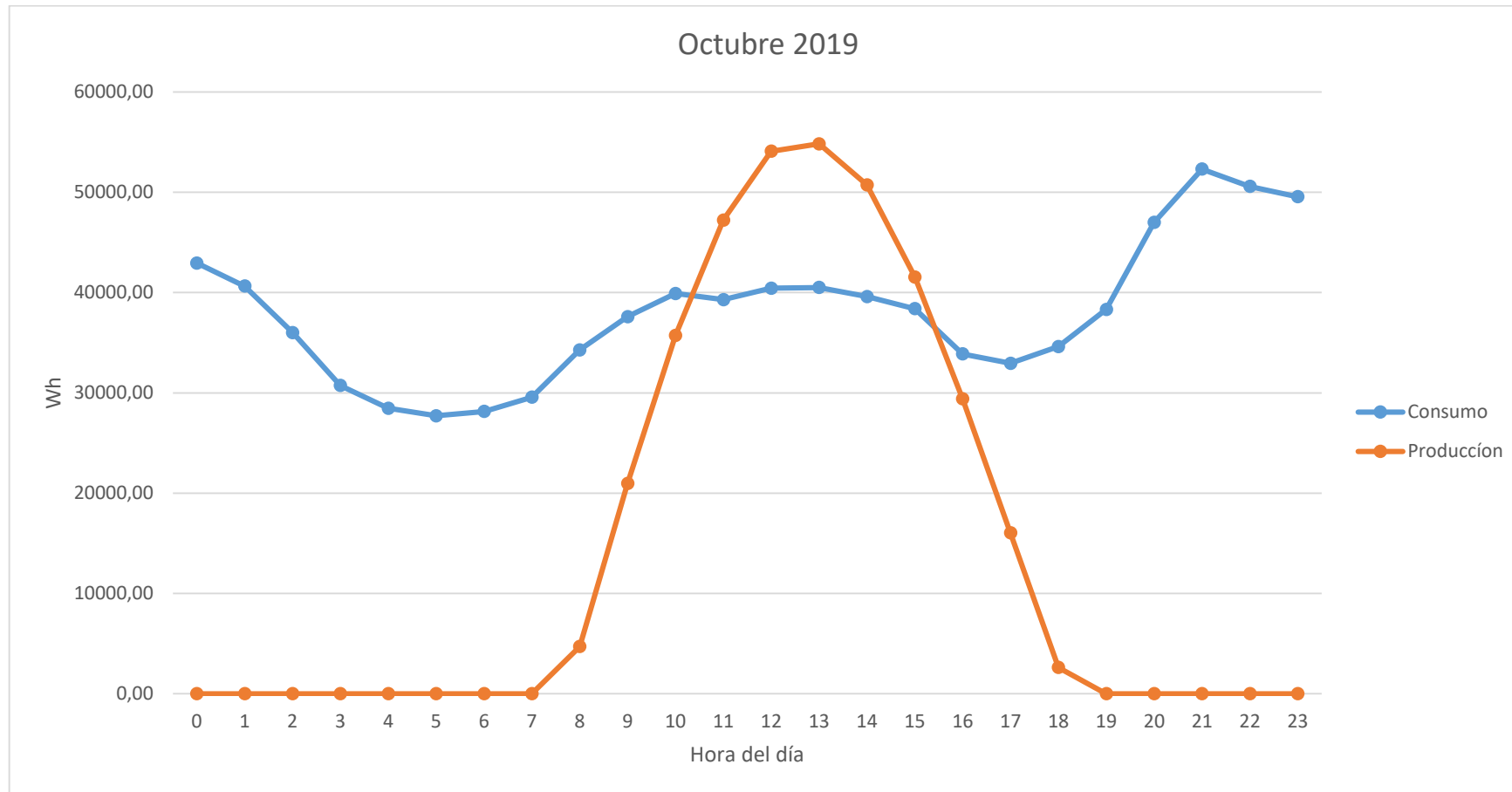
2.4.19. Octubre – tabla

Hora	Consumo promedio (Wh)	Energía producida (E _P)	Irradiancia Global (W/m ²)
0	42940,26	0,00	0,00
1	40637,61	0,00	0,00
2	36000,32	0,00	0,00
3	30738,42	0,00	0,00
4	28466,06	0,00	0,00
5	27717,19	0,00	0,00
6	28140,87	0,00	0,00
7	29560,97	0,00	0,00
8	34285,42	4699,61	63,00
9	37596,81	20961,77	281,00
10	39900,16	35731,98	479,00
11	39291,65	47219,93	633,00
12	40436,03	54082,85	725,00
13	40506,23	54828,82	735,00
14	39593,84	50725,99	680,00
15	38392,03	41550,55	557,00
16	33875,61	29391,23	394,00
17	32938,81	16038,36	215,00
18	34620,71	2610,90	35,00
19	38321,74	0,00	0,00
20	46992,35	0,00	0,00
21	52311,19	0,00	0,00
22	50585,61	0,00	0,00
23	49554,16	0,00	0,00

Tabla 40. Consumo y producción en el mes de octubre.



2.4.20. Octubre – gráfica



Gráfica 20. Consumo y producción en el mes de octubre.

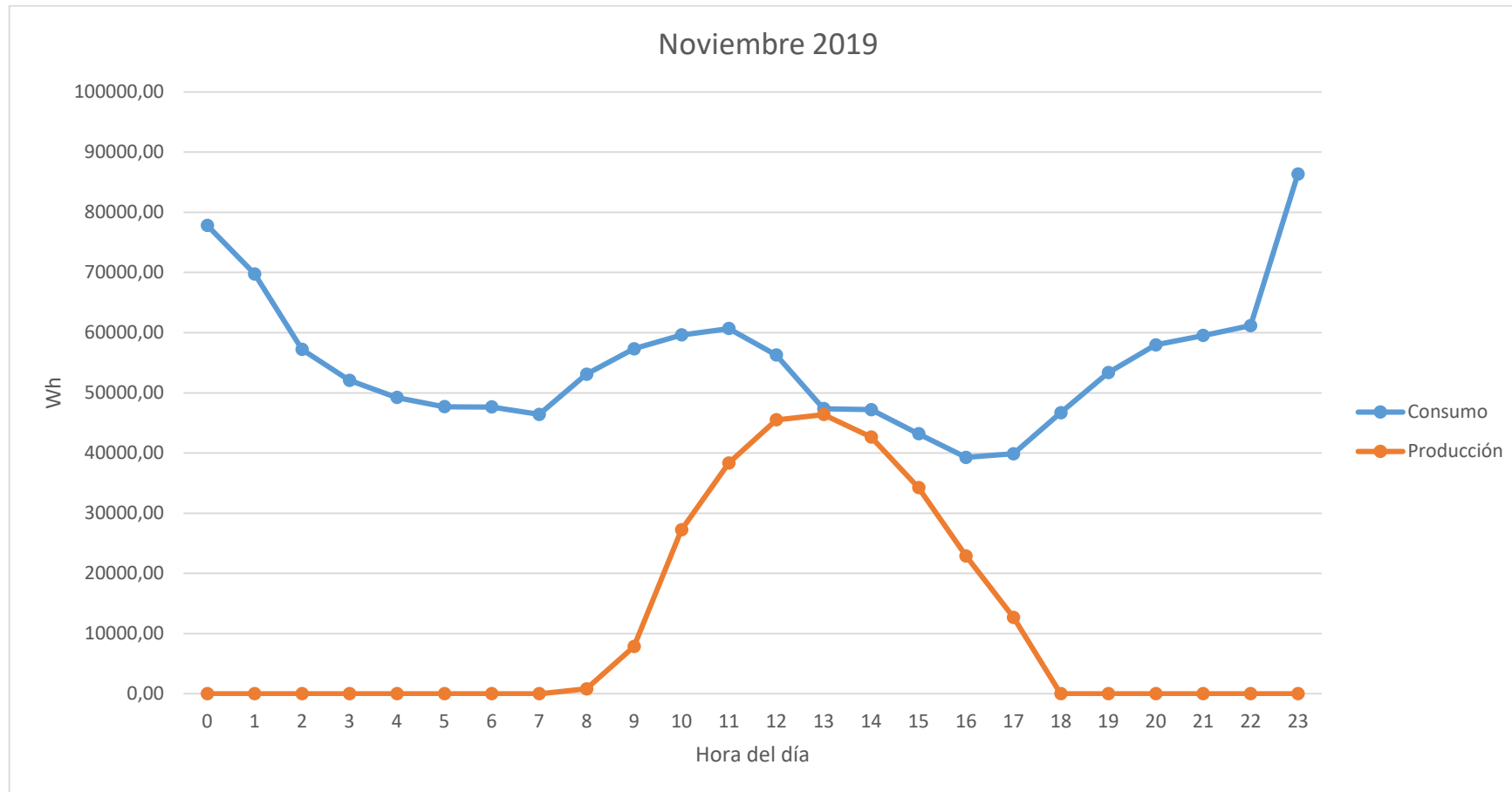
2.4.21. Noviembre – tabla

Hora	Consumo promedio (Wh)	Energía producida (E _P)	Irradiancia Global (W/m ²)
0	77817,10	0,00	0,00
1	69757,97	0,00	0,00
2	57194,07	0,00	0,00
3	52077,23	0,00	0,00
4	49230,63	0,00	0,00
5	47705,83	0,00	0,00
6	47642,63	0,00	0,00
7	46419,73	0,00	0,00
8	53108,77	820,57	11,00
9	57331,23	7832,69	105,00
10	59619,50	27227,92	365,00
11	60691,93	38342,88	514,00
12	56278,07	45504,19	610,00
13	47368,40	46399,36	622,00
14	47199,40	42669,51	572,00
15	43198,37	34240,04	459,00
16	39280,70	22901,29	307,00
17	39885,80	12681,50	170,00
18	46696,60	0,00	0,00
19	53358,57	0,00	0,00
20	57973,63	0,00	0,00
21	59524,93	0,00	0,00
22	61160,37	0,00	0,00
23	86337,10	0,00	0,00

Tabla 41. Consumo y producción en el mes de noviembre.



2.4.22. Noviembre – gráfica



Gráfica 21. Consumo y producción en el mes de noviembre.

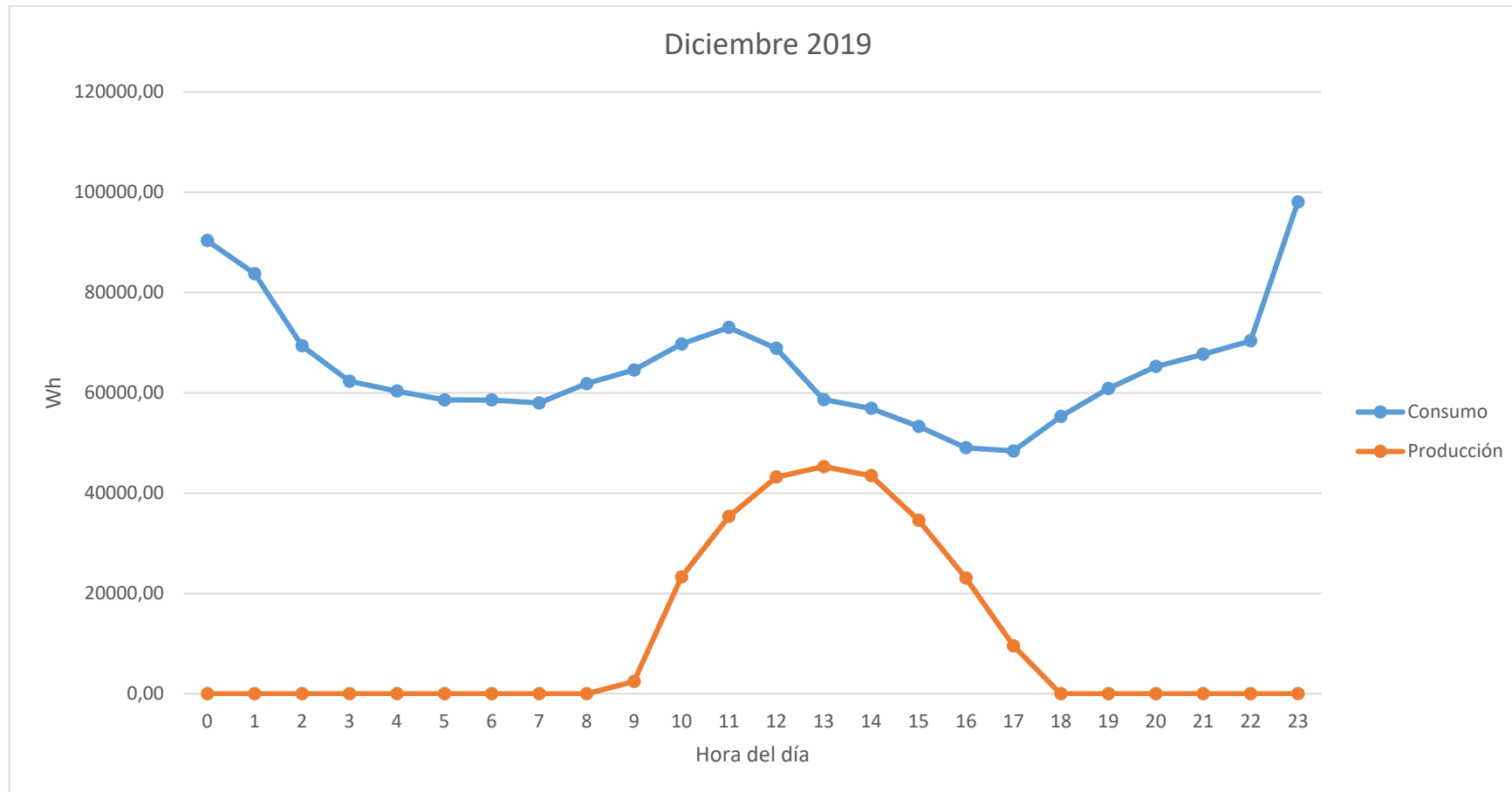
2.4.23. Diciembre – tabla

Hora	Consumo promedio (Wh)	Energía producida (E _P)	Irradiancia Global (W/m ²)
0	90368,32	0,00	0,00
1	83766,32	0,00	0,00
2	69362,84	0,00	0,00
3	62314,52	0,00	0,00
4	60358,26	0,00	0,00
5	58593,48	0,00	0,00
6	58558,52	0,00	0,00
7	57998,00	0,00	0,00
8	61835,19	0,00	0,00
9	64547,48	2461,70	33,00
10	69733,03	23274,28	312,00
11	73048,42	35359,00	474,00
12	68859,87	43191,69	579,00
13	58650,45	45280,40	607,00
14	56902,19	43490,07	583,00
15	53298,84	34613,03	464,00
16	49051,06	23050,49	309,00
17	48421,35	9548,42	128,00
18	55284,84	0,00	0,00
19	60863,61	0,00	0,00
20	65238,52	0,00	0,00
21	67688,94	0,00	0,00
22	70360,84	0,00	0,00
23	98036,65	0,00	0,00

Tabla 42. Consumo y producción en el mes de diciembre.



2.4.24. Diciembre – gráfica

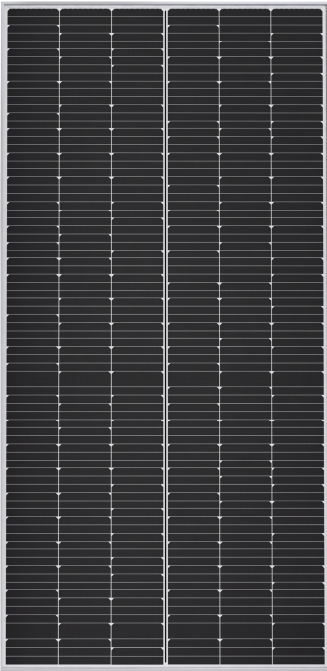


Gráfica 22. Consumo y producción en el mes de diciembre.

2.5. Fichas técnicas de los equipos de la instalación

SunPower® P19-410-COM

Panel SunPower® Performance para instalaciones de uso comercial



Los paneles SunPower Performance combinan células de contacto frontal con los más de 30 años de experiencia en materiales y fabricación de SunPower. Los puntos más débiles del diseño de los paneles convencionales se eliminan para brindar una potencia, una fiabilidad, un valor y un ahorro superiores.¹



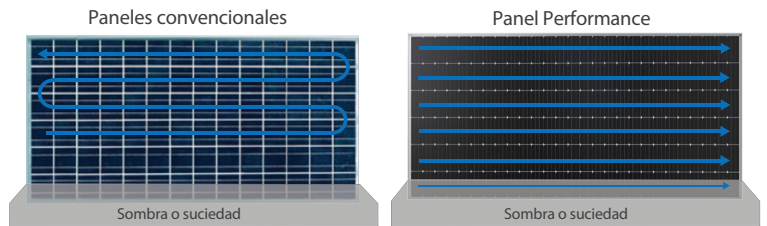
Alta potencia

Las mejoras en el área activa y en las células PERC monocristalinas optimizan la densidad de potencia a la vez que reducen los costos del sistema.

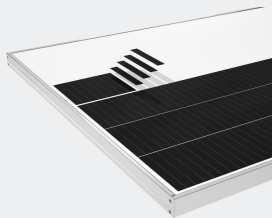


Elevado DESEMPEÑO

Hasta un 31 % más de energía en el mismo espacio durante 25 años.² La exclusiva circuitería en paralelo maximiza la producción energética durante las primeras horas de la mañana y las últimas de la tarde, momentos en que las filas proyectan sombra unas sobre otras, o cuando los paneles se ensucian.



Diseñados para el desempeño



Diseño innovador

- Tecnología de conexión de células robusta y flexible. Fiabilidad sobresaliente.
- Adhesivo conductor probado en la industria aeroespacial.
- Conexiones redundantes célula a célula.

Desempeño demostrado



- Mejor posicionado en todas las pruebas de fiabilidad de DNV-GL.
- Menor temperatura de panel gracias a las exclusivas conexiones al bus eléctrico.

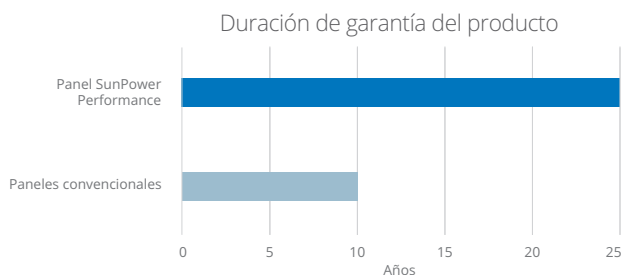


Elevada fiabilidad

Los paneles SunPower Performance son los paneles solares de tablillas más desplegados en el mundo.³ El innovador diseño de tablillas de las células mitiga los principales retos en cuanto a fiabilidad asociados con paneles convencionales de contactos frontales, al eliminar del diseño las frágiles cintas y uniones de soldadura sobre las células. SunPower respalda sus paneles con su Garantía de total confianza líder en el sector.



Total confianza de SunPower durante 25 años

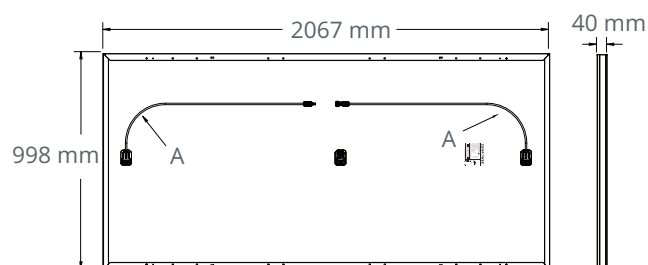


P19-410-COM: Panel SunPower® Performance para instalaciones de uso comercial

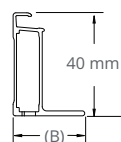
Datos eléctricos						
	SPR-P19-410-COM	SPR-P19-405-COM	SPR-P19-400-COM	SPR-P19-395-COM	SPR-P19-390-COM	SPR-P19-385-COM
Potencia nominal (P _{nom}) ⁴	410 W	405 W	400 W	395 W	390 W	385 W
Tolerancia de potencia	+5/-0%	+5/-0%	+5/-0%	+5/-0%	+5/-0%	+5/-0%
Eficiencia de los paneles	19,9%	19,6%	19,4%	19,2%	18,9%	18,7%
Tensión nominal (V _{mpp})	45,7 V	45,3 V	44,8 V	44,4 V	44,1 V	43,8 V
Intensidad nominal (I _{mpp})	8,98 A	8,94 A	8,93 A	8,90 A	8,85 A	8,80 A
Tensión de circuito abierto (V _{oc})	54,5 V	54,0 V	53,6 V	53,4 V	52,9 V	52,5 V
Intensidad de cortocircuito (I _{sc})	9,55 A	9,53 A	9,50 A	9,47 A	9,45 A	9,44 A
Máx. tensión del sistema	1000 V IEC					
Fusible de serie máxima	18 A					
Coef. potencia-temperatura	-0,36% / °C					
Coef. tensión-temperatura	-0,29% / °C					
Coef. intensidad-temperatura	0,05% / °C					

Pruebas y certificaciones	
Pruebas estándar ⁵	IEC 61215, IEC 61730
Certificados de gestión de calidad	ISO 9001:2008, ISO 14001:2004
Conformidad con EHS	OHSAS 18001:2007, plan de reciclaje
Prueba de amoniaco	IEC 62716
Prueba de soplado de arena	MIL-STD-810G
Prueba de niebla salina	IEC 61701 (máxima severidad)
Prueba PID	Sin degradación inducida por potencial: 1000 V
Normas disponibles	TUV, MCS

Condiciones de funcionamiento y datos mecánicos	
Temperatura	-40°C a +85°C
Resistencia a impactos	Granizo de 25 mm de diámetro a 23 m/s
Células solares	PERC monocristalino
Cristal templado	Templado antirreflectante de alta transmisión
Caja de conexión	IP-67, Multicontacto (MC4), 3 diodos de derivación
Peso	22 kg
Máx. carga	Viento: 2400 Pa, 245 kg/m ² en cara frontal y posterior Nieve: 5400 Pa, 550 kg/m ² en cara frontal
Bastidor	Anodizado plata de clase 2



Perfil de bastidor



(A) Longitud del cable: 1000 mm +/-15 mm

(B) Lado largo: 32 mm

Lado corto: 24 mm

1 Estudio de sombras independiente realizado por el laboratorio CFV.

2 SunPower 405 W, 219,6 % de eficiencia, comparado con un panel convencional en matrices del mismo tamaño (310 W, 16 % de eficiencia, aprox. 2 m²), 3 % más de energía por vatio (según archivos PAN de PVsyst para clima promedio de la UE) e índice de degradación más lento de 0,25 %/año (Informe de Leidos. "SunPower P-Series Technology Technical Review" (Reseña técnica sobre la tecnología de serie P de SunPower) 2017).

3 Osborne. "SunPower suministra módulos de la serie P a un proyecto NextEra de 125 MW" PV-Tech.org. Marzo de 2017.

4 Medido en condiciones de prueba estándar (STC): irradiancia de 1000 W/m², AM 1,5 y temperatura de células de 25 °C.

5 Calificación antiincendios de clase C según IEC 61730.

Diseñado en EE. UU.
Ensamblado en China

Visite www.sunpower.com para obtener más información.
Las especificaciones incluidas en esta ficha técnica están sujetas a cambios sin previo aviso.

©2019 SunPower Corporation. Todos los derechos reservados. SUNPOWER y el logotipo de SUNPOWER son marcas comerciales registradas de SunPower Corporation en Europa, Estados Unidos y otros países.

☎ 00 800 855 81111

sunpower.com

Lea la guía de instalación y seguridad.

SUNPOWER®

532379 REV B / A4_ES

SUN2000-100KTL-M1

Inversor de String Inteligente



10 Seguidores MPP



98.8% Máx. Eficiencia



Monitorización a nivel de string



Diagnóstico inteligente de curvas I-V admitido



Detección de corriente residual integrada



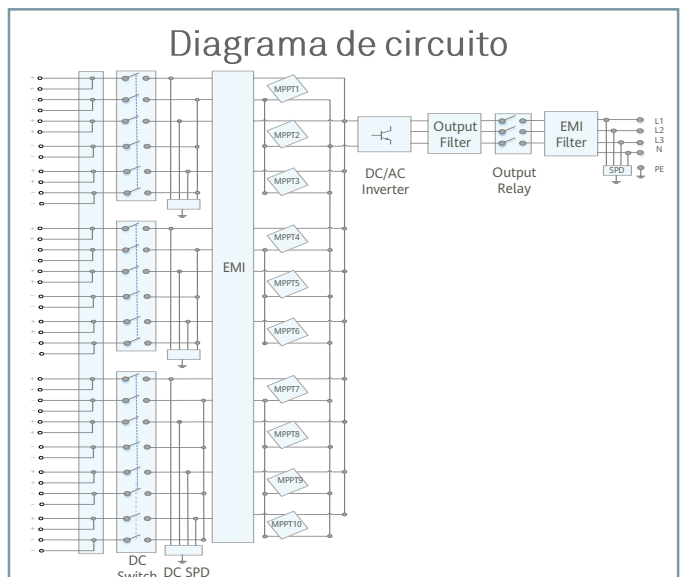
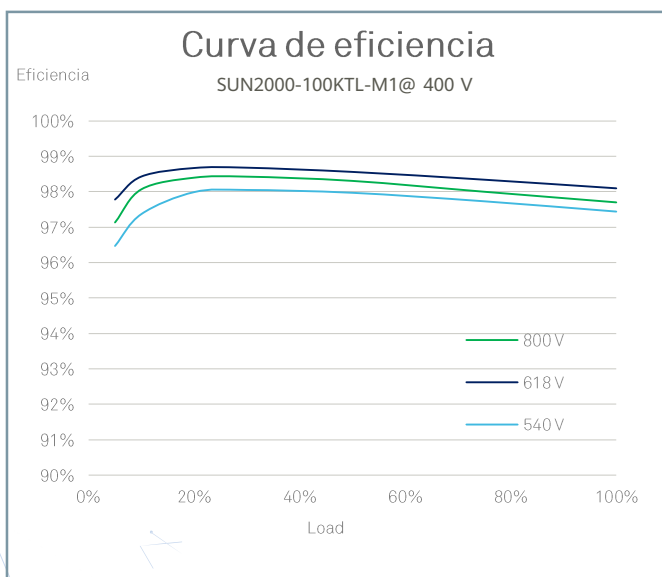
Diseño sin fusibles



Protección contra sobretensiones DC y AC



IP66 Protección







Preliminary Version

Especificaciones técnicas

Eficiencia	
Máx. Eficiencia	98.8% @480 V; 98.6% @380 V/400 V
Eficiencia europea	98.6% @480 V; 98.4% @380 V/400 V
Entrada	
Máx. tensión de entrada	1,100 V
Máx. intensidad por MPPT	26 A
Máx. intensidad de cortocircuito por MPPT	40 A
Tensión de entrada inicial	200 V
Rango de tensión de operación de MPPT	200 V ~ 1,000 V
Tensión nominal de entrada	570 V @380 V; 600 V @400 V; 720 V @480 V
Número de entradas	20
Número de MPPTs	10
Salida	
Potencia nominal activa de CA	100,000 W (380 V / 400 V / 480 V @40°C)
Máx. potencia aparente de CA	110,000 VA
Máx. potencia activa de CA ($\cos\phi=1$)	110,000 W
Tensión nominal de salida	220 V / 230 V, default 3W + N + PE; 380 V / 400 V / 480 V, 3W + PE
Frecuencia nominal de red de CA	50 Hz / 60 Hz
Intensidad de salida nominal	152.0 A @380 V; 144.4 A @400 V; 120.3 A @480 V
Máx. intensidad de salida	168.8 A @380 V; 160.4 A @400 V; 133.7 A @480 V
Factor de potencia ajustable	0.8 LG ... 0.8 LD
Máx. distorsión armónica total	<3%
Protecciones	
Dispositivo de desconexión del lado CC	Sí
Protección contra funcionamiento en isla	Sí
Protección contra sobreintensidad de CA	Sí
Protección contra polaridad inversa de CC	Sí
Monitorización de fallas en strings de sistemas fotovoltaicos	Sí
Protector contra sobretensiones de CC	Tipo II
Protector contra sobretensiones de CA	Tipo II
Detección de aislamiento de CC	Sí
Unidad de monitorización de la intensidad Residual	Sí
Comunicaciones	
Monitor	Indicadores LED, Bluetooth/WLAN + APP
USB	Sí
RS485	Sí
MBUS	Sí (Transformador de aislamiento requerido)
General	
Dimensiones (ancho x alto x profundidad)	1,035 x 700 x 365mm (40.7 x 27.6x 14.4 pulgadas)
Peso (con soporte de montaje)	90 kg (198.4 lb.)
Rango de temperatura de operación	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Enfriamiento	Ventilación inteligente
Altitud de operación	4,000 m (13,123 ft.)
Humedad relativa	0 ~ 100%
Conector de CC	Staubli MC4
Conector de CA	Conector resistente al agua + OT/DT Terminal
Clase de protección	IP66
Topología	Sin transformador
Cumplimiento estándar (Más información disponible a pedido)	
Certificados	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 61727, IEC 60068, IEC 61683

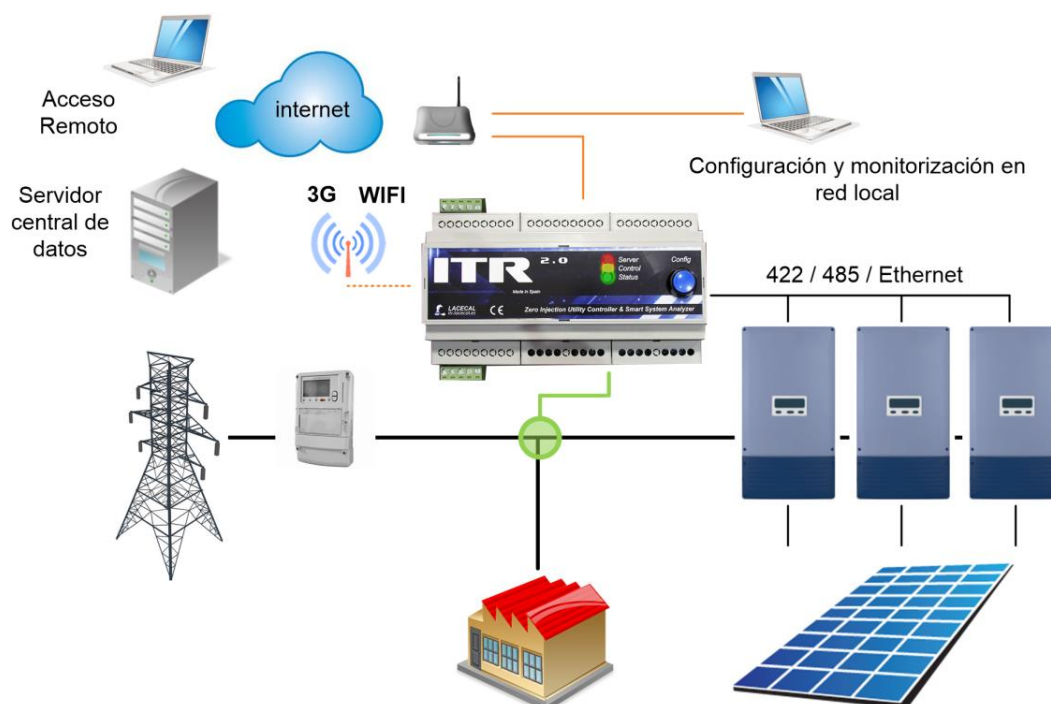
Preliminary Version

3 SÍMBOLOS

	Cumple con la normativa europea de aplicación.
	Equipo protegido por aislamiento doble o reforzado.
	Corriente alterna.
	Corriente alterna trifásica.

4 DESCRIPCIÓN

El sistema ITR 2.0 es un sistema de control y monitorización, totalmente programable y flexible, que le permitirá regular la producción fotovoltaica al valor elegido por el usuario. En los casos de autoconsumo, esta producción será regulada para aproximarse al consumo instantáneo pero sin sobrepasarlo, de forma que la energía vertida a la red es nula.



El sistema ITR 2.0 ofrece además un valor añadido a la instalación, ya que realiza tareas de monitorización de los consumos, control de la calidad de la energía, y además podrá permitir al usuario controlar determinadas cargas de la instalación en función de la producción, proporcionando capacidades de telegestión. Estas cargas podrán ser de tipo ON/OFF o ajustables en consumo.

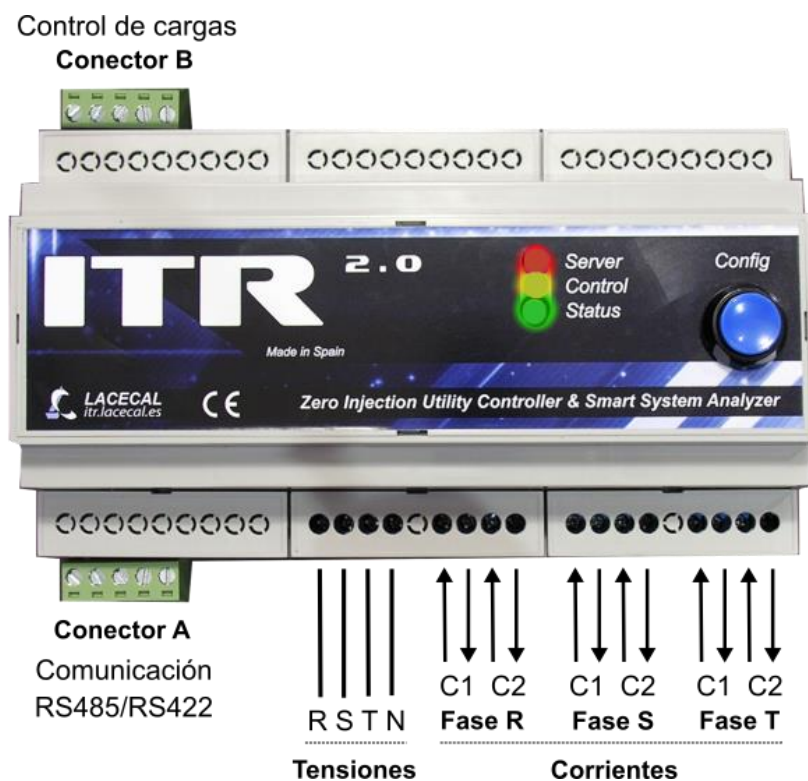
Asimismo existe un tipo especial de ITR 2.0 capaz de controlar sistemas que incorporan generadores auxiliares diésel. (Este tipo no es objeto de este manual.)

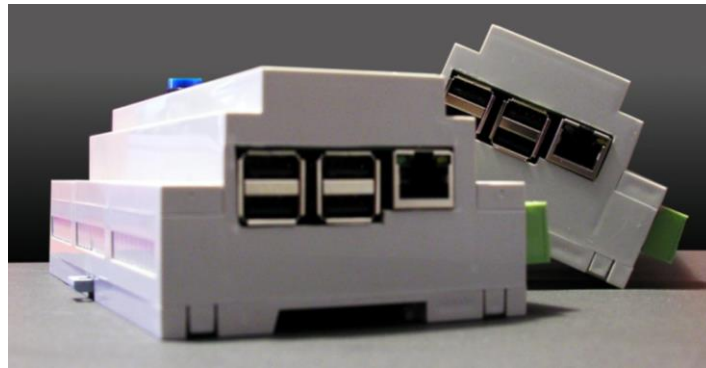
El ITR 2.0 monitoriza las potencias en el punto de conexión entre la red eléctrica, los consumos de las cargas de la instalación y la generación fotovoltaica, regulando, mediante comunicación, la máxima potencia que pueden generar los inversores en cada instante para que nunca se vierta energía a la red.


5 INSTALACIÓN

El ITR 2.0 incluye las siguientes conexiones:

- Dos medidores trifásicos de potencia con tensiones comunes. Podrán medir dos potencias cualesquiera en el punto de conexión entre la red eléctrica, la producción fotovoltaica y los consumos de la instalación. Mediante esas dos medidas se tendrá monitorizada toda la instalación.
- Conector de comunicación RS485/RS422 para la conexión con los inversores que lo requieran.
- Conector de control de cargas.
- Comunicación Ethernet para configuración y monitorización en red local, además del control de los inversores que así lo requieran.
- Opcionalmente, comunicación WIFI y/o 3G mediante dispositivos USB.

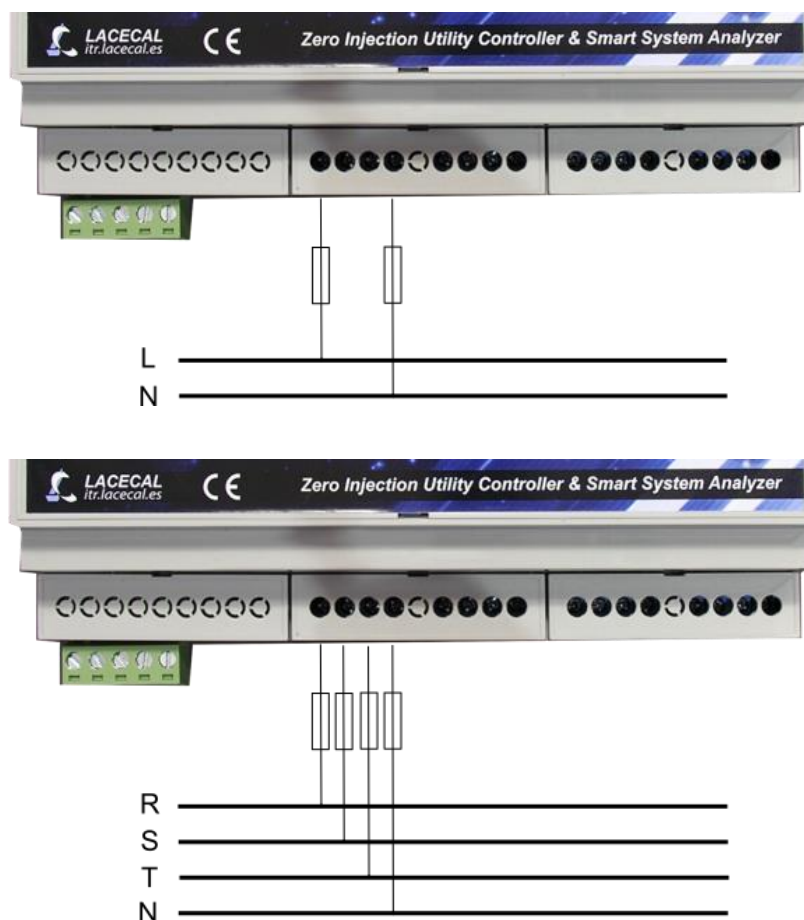





	<p>El equipo se debe instalar aguas abajo de las protecciones generales de la instalación.</p>
---	---

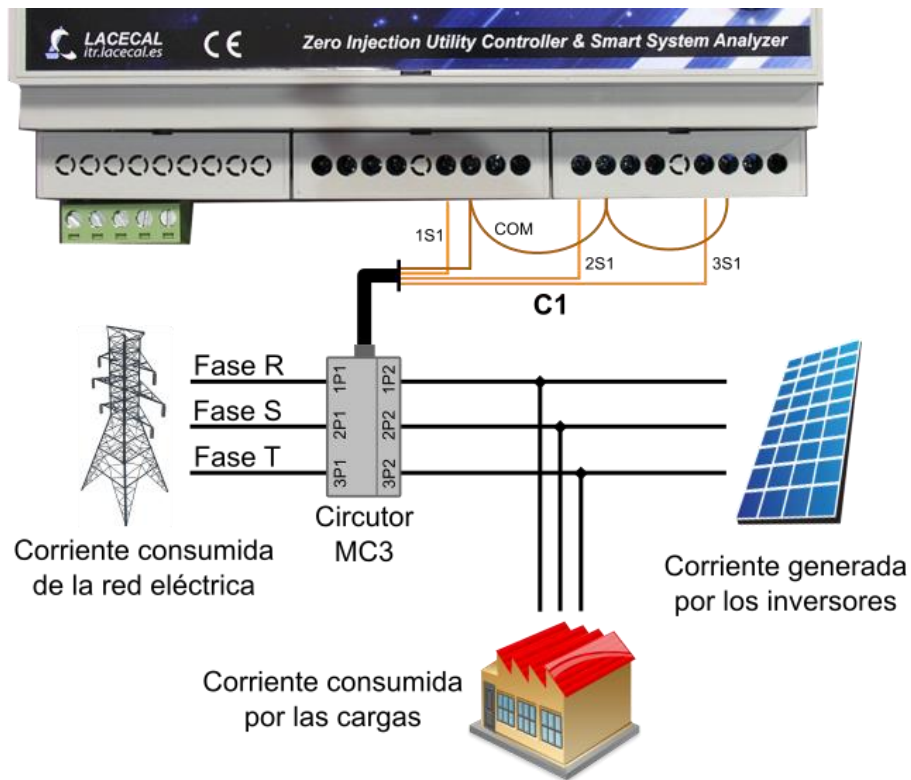
5.1 CONEXIÓN DE LAS TENSIONES

Para la conexión de las tensiones de medida deben utilizarse cables conformes a la norma IEC60227 o IEC60245, con una sección mínima de 1,5mm². El ITR 2.0 toma su alimentación de la tensión de medida de la fase R, por lo que en sistemas monofásicos siempre se debe conectar esta fase de tensión.



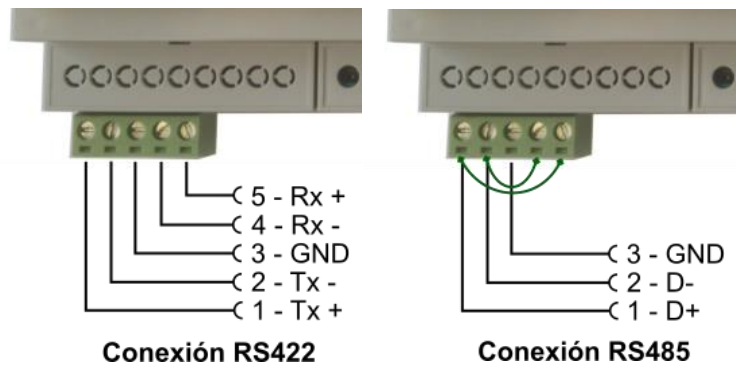
 **En instalaciones trifásicas se replicará en las fases S y T las mismas conexiones vistas anteriormente para la fase R.**

Se muestra a continuación la conexión de un transformador trifásico de la serie MC3 de Circutor. Estos transformadores, con secundario de 250mA, tienen la particularidad de disponer de un único cable de retorno de corriente común a las tres fases.



5.3 CONECTOR A: RS485 / RS422

Esta conexión se emplea para establecer comunicación con los inversores que lo requieran. Dependiendo el tipo de inversor la comunicación puede ser mediante RS422, RS485 o Ethernet.

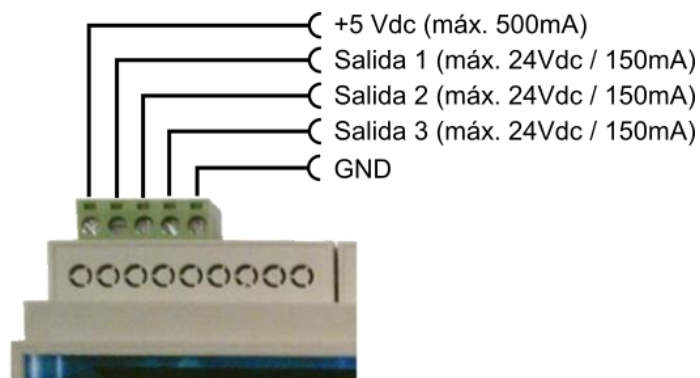


Para los dos tipos de comunicación serie se emplea el mismo conector. En caso de que la comunicación sea RS485 se deben realizar dos puentes externos entre los pines 1-5 y 2-4 como se muestra en el diagrama anterior.

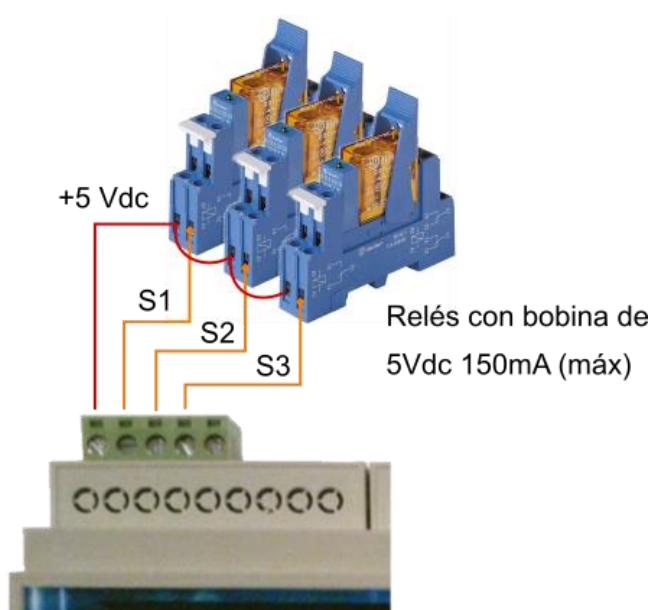
En el manual de configuración específico de los inversores utilizados se indican los detalles particulares de conexión.

5.4 CONECTOR B: CONTROL DE CARGAS O RELÉ DE SEGURIDAD

En este conector se dispone de tres salidas libres de potencial para el control de relés, que se pueden emplear para activar o desactivar consumos de la instalación. Uno cualquiera de ellos se puede configurar para que realice la tarea de relé de seguridad, desconectando la generación fotovoltaica si se produce inyección de energía en la red eléctrica.



En el siguiente diagrama se muestra la forma de conectar los relés usando la salida de 5Vdc incorporada en el conector (la bobina de los relés tendría que ser por tanto de esta tensión y como máximo 150mA de consumo).



13 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

Alimentación	230 Vca (40% ... 115%) 50 ... 60 Hz 8 VA 14 VA (con módulos WIFI y 3G simultáneos)
Medida de tensión	10 ... 264 Vac (fase-neutro) 50 ... 60 Hz 0,03 VA
Medida de corriente	.../0,250 A (0,04 VA) .../1 A (0,02 VA) .../5 A (0,5 VA)
Precisión	1 %
Comunicaciones	Ethernet RS422 / RS485 WIFI / 3G / Bluetooth mediante dispositivos USB estándar no incluidos.
Interface de usuario	Servidor WEB integrado en el equipo. Acceso mediante Ethernet o WIFI.
Registro de datos	Almacenamiento local de todos los datos de funcionamiento en SD incluida.
Conexión a internet	Ethernet / WIFI / 3G Necesaria para el envío de datos al portal web y recepción de actualizaciones de firmware automáticas.
Características Mecánicas	módulos DIN (159x90x58 mm) ABS UL94V-0 310 gr Montaje en Carril DIN 46277 (EN 50022)
Rango de temperatura de trabajo	-25°C ... +70°C
Rango de temperatura de almacenamiento	-40°C ... +85°C
Humedad relativa máxima sin condensación	95%
Altitud máxima	2000m
Grado de protección	IP20

Normativa	
Compatibilidad electromagnética	UNE-EN 61000-6-4:2007 UNE-EN 61000-6-2:2006
Seguridad eléctrica	UNE-EN 61010-1:2011



2.6. Selección de la sección del cableado



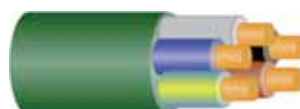
El paso del tiempo ha demostrado que había excesiva simplificación para la diversidad de modos de instalaciones eléctricas en edificios, que se utilizan en la práctica, lo que hacía necesarias unas tablas de cargas más ajustadas a la realidad.

Esta necesidad motivó la publicación de la norma UNE 20460 - “Instalaciones Eléctricas en Edificios”, que es una adaptación del Documento de Armonización del CENELEC HD-384 que, a su vez, se corresponde con la recomendación del Comité Electrotécnico Internacional IEC 364. La determinación de las intensidades admisibles en los cables descritos en este apartado se ajustará a lo prescrito en la citada norma UNE 20460.

NOTA: En este catálogo figuran tablas en las que se alude a cables tripolares o a tres cables unipolares. Por cable tripolar se entiende cable multiconductor con 3 conductores cargados (típicamente en trifásica). Así por ejemplo un cable 5G16 en una instalación trifásica es un cable tripolar a efectos de las tablas de cargas porque, salvo influencia significativa de los armónicos, sólo llevará cargados los conductores de las 3 fases. Cuando se habla de tres cables unipolares, análogamente nos referimos a una línea con 3 cables activos de un solo conductor, al margen de que en el circuito haya otros conductores considerados no activos (neutro sin armónicos y/o “tierra”).



Cable unipolar



Cable multipolar (5 conductores) para trifásica
→ 3 conductores activos si la línea está exenta de armónicos

MODOS DE INSTALACIÓN

La tabla 52-B2 de la norma UNE 20460-5-523:2004 (IEC 60364-5-523), relaciona los “modos de instalación”, haciéndolos corresponder a unas instalaciones “tipo”, cuya capacidad de disipación del calor generado por las pérdidas es similar a aquéllos, por lo que se pueden agrupar en una determinada tabla de cargas común (tabla A.52-1 bis) para todos los modos que se adaptan a la misma instalación tipo.

TABLA 52-B2: MODOS DE INSTALACIÓN E INSTALACIONES “TIPO”

Ref.	Modos de instalación	Descripción	Tipo
1		Conductores aislados o cables unipolares en conductos empotrados en paredes térmicamente aislantes.	A1
2		Cable multiconductor en conductos empotrados en una pared térmicamente aislante.	A2
3		Cable multiconductor empotrado directamente en una pared térmicamente aislante.	A1
4		Conductores aislados o cable unipolar en conductos sobre pared de madera o de mampostería, no espaciados una distancia inferior a 0,3 veces el diámetro del conductor de ella.	B1
5		Cable multiconductor en conducto sobre pared de madera o de mampostería (ladrillo, hormigón, yeso...), no espaciado una distancia inferior a 0,3 veces el diámetro del conducto de ella.	B2
6 7		Conductores aislados o cables unipolares en abrazaderas, (canal protectora) fijadas sobre una pared de madera: - En recorrido horizontal - En recorrido vertical.	B1

TABLA 52-B2: MODOS DE INSTALACIÓN E INSTALACIONES “TIPO” (Continuación)

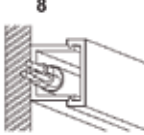

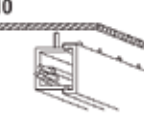
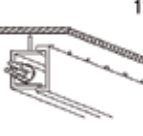


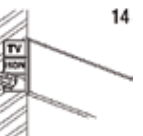


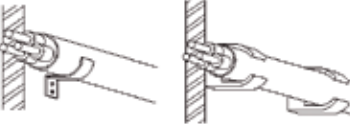
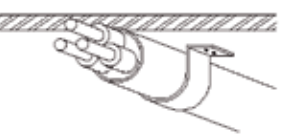
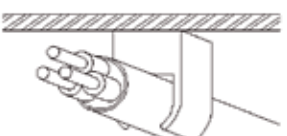
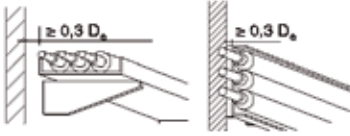
Ref.	Modos de instalación	Descripción	Tipo
8		Cable multiconductor en abrazaderas (canal protectora) fijadas sobre una pared de madera: - En recorrido horizontal. - En recorrido vertical.	B2
9			B2
10		Conductores aislados en abrazaderas (canal protectora) suspendidas.	B1
11		Cable multiconductor en abrazaderas (canal protectora) suspendidas.	B2
12		Conductores aislados o cables unipolares en molduras.	A1
13		Conductores aislados o cables unipolares en rodapiés ranurados. Cable multiconductor en rodapiés ranurados.	B1
14			B2
15		Conductores aislados en conductos o cables unipolares o multipolares en arquitrave.	A1
16		Conductores aislados en conductos o cables unipolares o multipolares en los cercos de ventana.	C
20		Cables unipolares o multipolares fijados sobre una pared de madera o espaciados menos de 0,3 veces el diámetro del cable de la pared.	C
21		Cables unipolares o multipolares fijados bajo un techo de madera.	En estudio, (se recomienda C)
22		Cables unipolares o multipolares separados del techo.	B2
30		Cables unipolares o multipolares sobre bandejas de cables no perforadas.	B2

TABLA 52-B2: MODOS DE INSTALACIÓN E INSTALACIONES “TIPO” (Continuación)

Ref.	Modos de instalación	Descripción	Tipo
31		Cables unipolares (F) o multipolares (E) sobre bandejas de cables perforadas.	E o F
32		Cables unipolares (F) o multipolares (E) sobre abrazaderas o rejillas.	E o F
33		Cables unipolares (F) o multipolares (E) separados de la pared más de 0,3 veces el diámetro del cable.	E o F
34		Cables unipolares (F) o multipolares (E) sobre escaleras de cables.	E o F
35		Cable unipolar (F) o multipolar (E) suspendido de un cable portador o autoportante.	E o F
36		Conductores desnudos o aislados sobre aisladores.	G
40		Cables unipolares o multipolares en vacíos de construcción.	$1,5D_c \leq V < 5D_c$ B2 $5D_c \leq V < 50D_c$ B1
41		Conductores aislados en conductos circulares en vacíos de construcción.	$1,5D_c \leq V < 20D_c$ B2 $V \geq 20D_c$ B1
42		Cables unipolares o multipolares en conductos circulares en vacíos de construcción.	En estudio, (se recomienda B2)
43		Conductores aislados en conductos no circulares en vacíos de construcción.	$1,5D_c \leq V < 20D_c$ B2 $V \geq 20D_c$ B1



TABLA 52-B2: MODOS DE INSTALACIÓN E INSTALACIONES “TIPO” (Continuación)

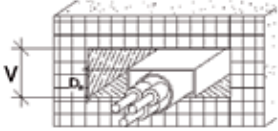
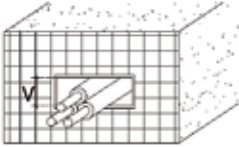
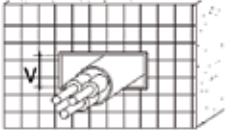
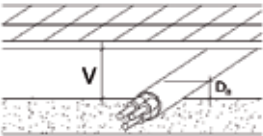
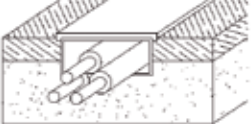
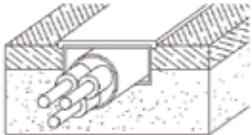


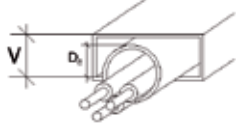
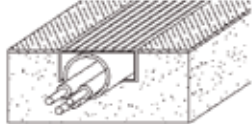
Ref.	Modos de instalación	Descripción	Tipo
44		Cables unipolares o multipolares en conductos no circulares en vacíos de construcción.	En estudio, (se recomienda B2)
45		Conductores aislados en conductos empotrados en la mampostería (ladrillo, hormigón, yeso...) de resistividad térmica no superior a 2 K·m/W.	$1,5D_e \leq V < 5D_e$ B2 $5D_e \leq V < 50D_e$ B1
46		Cables unipolares o multipolares en conductos empotrados en la mampostería de resistividad térmica no superior a 2 K·m/W.	En estudio, (se recomienda B2)
47		Cables unipolares o multipolares en los vacíos de techo o en los suelos suspendidos.	$1,5D_e \leq V < 5D_e$ B2 $5D_e \leq V < 50D_e$ B1
50		Conductores aislados o cable unipolar en canales empotrados en el suelo.	B1
51		Cable multiconductor en canales empotrados en el suelo.	B2
52		Conductores aislados o cables unipolares en conductos perfilados empotrados	B1
52		Cable multiconductor en conductos perfilados empotrados.	B2
54		Conductores aislados o cables unipolares en conductos, en canalizaciones no ventiladas en recorrido horizontal o vertical.	$1,5D_e \leq V < 20D_e$ B2 $V \geq 20D_e$ B1
55		Conductores aislados en conductos, en canalizaciones abiertas o ventiladas en el suelo.	B1



TABLA 52-B2: MODOS DE INSTALACIÓN E INSTALACIONES “TIPO” (Continuación)

Ref.	Modos de instalación	Descripción	Tipo
56		Cables unipolares o multipolares en canalizaciones abiertas o ventiladas de recorrido horizontal o vertical.	B1
57		Cables unipolares o multipolares empotrados directamente en las paredes de mampostería (ladrillo, hormigón, yeso...) de resistividad inferior a 2 K·m/W <u>sin</u> protección contra los daños mecánicos complementaria.	C
58		Cables unipolares o multipolares empotrados directamente en las paredes de mampostería (ladrillo, hormigón, yeso...) de resistividad inferior a 2 K·m/W <u>con</u> protección contra los daños mecánicos complementaria.	C
59		Conductores aislados o cables unipolares en conductos empotrados en una pared de mampostería (ladrillo, hormigón, yeso...).	B1
60		Cables multiconductores en conductos empotrados en una pared de mampostería.	B2
70		Cable multiconductor en conductos o en conductos perfilados enterrados.	D
71		Cables unipolares en conductos o en conductos perfilados enterrados.	D
72		Cables unipolares o multipolares enterrados <u>sin</u> protección contra los daños mecánicos complementaria.	D
73		Cables unipolares o multipolares enterrados <u>con</u> protección contra los daños mecánicos complementaria.	D
80		Cables unipolares o multipolares con cubierta sumergidos en agua.	(Se recomienda sistema D con coeficiente de corrección al alza de 1,4 para cables hasta 16 mm ² de sección y de 1,7 para secciones superiores. Bajo el supuesto de agua a 25 °C a la sombra y cable sumergido en toda su longitud)



TABLA A.52-1 bis:

INTENSIDADES ADMISIBLES EN AMPERIOS AL AIRE (40 °C)

Método de instalación tipo según tabla 52-B2		Número de conductores con carga y naturaleza del aislamiento											
A1		PVC3 70 °C	PVC2 70 °C		XLPE3 90 °C	XLPE2 90 °C							
A2		PVC3 70 °C	PVC2 70 °C		XLPE3 90 °C	XLPE2 90 °C							
B1				PVC3 70 °C	PVC2 70 °C		XLPE3 90 °C		XLPE2 90 °C				
B2			PVC3 70 °C	PVC2 70 °C		XLPE3 90 °C	XLPE2 90 °C						
C					PVC3 70 °C		PVC2 70 °C	XLPE3 90 °C		XLPE2 90 °C			
D*		VER SIGUIENTE TABLA											
E						PVC3 70 °C		PVC2 70 °C	XLPE3 90 °C		XLPE2 90 °C		
F							PVC3 70 °C		PVC2 70 °C	XLPE3 90 °C		XLPE2 90 °C	
Cobre	mm ²	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	16,5	19	20	21	24	25
	2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	23	26	26,5	29	33	34
	4	20	21	23	24	27	30	31	34	36	38	45	46
	6	25	27	30	32	36	37	40	44	46	49	57	59
	10	34	37	40	44	50	52	54	60	65	68	76	82
	16	45	49	54	59	66	70	73	81	87	91	105	110
	25	59	64	70	77	84	88	95	103	110	116	123	140
	35	72	77	86	96	104	110	119	127	137	144	154	174
	50	86	94	103	117	125	133	145	155	167	175	188	210
	70	109	118	130	149	160	171	185	199	214	224	244	269
	95	130	143	156	180	194	207	224	241	259	271	296	327
	120	150	164	188	208	225	240	260	280	301	314	348	380
	150	171	188	205	236	260	278	299	322	343	363	404	438
185	194	213	233	268	297	317	341	368	391	415	464	500	
240	227	249	272	315	350	374	401	435	468	490	552	590	
300	259	285	311	349	396	423	461	516	547	640	674	713	
Aluminio	2,5	11,5	12	13,5	14	16	17	18	20	20	22	25	-
	4	15	16	18,5	19	22	24	24	26,5	27,5	29	35	-
	6	20	21	24	25	28	30	31	33	36	38	45	-
	10	27	28	32	34	38	42	42	46	50	53	61	-
	16	36	38	42	46	51	56	57	63	66	70	83	82
	25	46	50	54	61	64	71	72	78	84	88	94	105
	35	-	61	67	75	78	88	89	97	104	109	117	130
	50	-	73	80	90	96	106	108	118	127	133	145	160
	70	-	-	-	116	122	136	139	151	162	170	187	206
	95	-	-	-	140	148	167	169	183	197	207	230	251
	120	-	-	-	162	171	193	196,5	213	228	239	269	293
	150	-	-	-	187	197	223	227	246	264	277	312	338
	185	-	-	-	212	225	236	259	281	301	316	359	388
	240	-	-	-	248	265	300	306	332	355	372	429	461
300	-	-	-	285	313	343	383	400	429	462	494	558	

NOTAS: con fondo naranja, figuran los valores que no se aplican en ningún caso. Los cables de aluminio no son termoplásticos (PVC2 o PVC3), ni suelen tener secciones inferiores a 16 (estos valores no son necesarios).

Los valores en cursiva no figuran en la tabla original. Han sido calculados con los criterios de la propia norma UNE 20460-5-523

*Método D	Sección mm ²	1,5	2,5	4	6	10	16	25	35	50	70	95	120	150	185	240	300
Cobre	PVC2	20,5	27,5	36	44	59	76	98	118	140	173	205	233	264	296	342	387
	PVC3	17	22,5	29	37	49	63	81	97	115	143	170	192	218	245	282	319
	XLPE2	24,5	32,5	42	53	70	91	116	140	166	204	241	275	311	348	402	455
	XLPE3	21	27,5	35	44	58	75	96	117	138	170	202	230	260	291	336	380
Aluminio	XLPE2					70	89	107	126	156	185	211	239	267	309	349	
	XLPE3					58	74	90	107	132	157	178	201	226	261	295	

PLIEGO DE CONDICIONES



3. Pliego de condiciones

3.1. Objeto

- 3.1.1.** Fijar las condiciones técnicas mínimas que deben cumplir las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a red que se realicen en el ámbito de actuación del IDAE (proyectos, líneas de apoyo, etc.). Pretende servir de guía para instaladores y fabricantes de equipos, definiendo las especificaciones mínimas que debe cumplir una instalación para asegurar su calidad, en beneficio del usuario y del propio desarrollo de esta tecnología.
- 3.1.2.** Valorar la calidad final de la instalación en cuanto a su rendimiento, producción e integración.
- 3.1.3.** El ámbito de aplicación de este Pliego de Condiciones Técnicas (en lo que sigue, PCT) se extiende a todos los sistemas mecánicos, eléctricos y electrónicos que forman parte de las instalaciones.
- 3.1.4.** En determinados supuestos, para los proyectos se podrán adoptar, por la propia naturaleza de los mismos o del desarrollo tecnológico, soluciones diferentes a las exigidas en este PCT, siempre que quede suficientemente justificada su necesidad y que no impliquen una disminución de las exigencias mínimas de calidad especificadas en el mismo.

3.2. Generalidades

3.2.1. Este Pliego es de aplicación a las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de distribución. Quedan excluidas expresamente las instalaciones aisladas de la red.

3.2.2. Podrá, asimismo, servir como guía técnica para otras aplicaciones especiales, las cuales deberán cumplir los requisitos de seguridad, calidad y durabilidad establecidos. En la Memoria de Diseño o Proyecto se incluirán las características de estas aplicaciones.

3.2.3. En todo caso serán de aplicación todas las normativas que afecten a instalaciones solares fotovoltaicas, y en particular las siguientes:

- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.
- Norma UNE-EN 62466: Sistemas fotovoltaicos conectados a red. Requisitos mínimos de documentación, puesta en marcha e inspección de un sistema.
- Resolución de 31 de mayo de 2001 por la que se establecen modelo de contrato tipo y modelo de factura para las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.
- Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (B.O.E. de 18-9-2002).
- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.



- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.

3.3. Definiciones

3.3.1. Radiación solar

- **Radiación solar:** Energía procedente del Sol en forma de ondas electromagnéticas.
- **Irradiancia:** Densidad de potencia incidente en una superficie o la energía incidente en una superficie por unidad de tiempo y unidad de superficie. Se mide en kW/m².
- **Irradiación:** Energía incidente en una superficie por unidad de superficie y a lo largo de un cierto periodo de tiempo. Se mide en kWh/m², o bien en MJ/m².

3.3.2. Instalación

- **Instalaciones fotovoltaicas:** Aquellas que disponen de módulos fotovoltaicos para la conversión directa de la radiación solar en energía eléctrica sin ningún paso intermedio.
- **Instalaciones fotovoltaicas interconectadas:** Aquellas que disponen de conexión física con las redes de transporte o distribución de energía eléctrica del sistema, ya sea directamente o a través de la red de un consumidor.
- **Línea y punto de conexión y medida:** La línea de conexión es la línea eléctrica mediante la cual se conectan las instalaciones fotovoltaicas con un punto de red de la empresa distribuidora o con la acometida del usuario, denominado punto de conexión y medida.
- **Interruptor automático de la interconexión:** Dispositivo de corte automático sobre el cual actúan las protecciones de interconexión.
- **Interruptor general:** Dispositivo de seguridad y maniobra que permite separar la instalación fotovoltaica de la red de la empresa distribuidora.
- **Generador fotovoltaico:** Asociación en paralelo de ramas fotovoltaicas.
- **Rama fotovoltaica:** Subconjunto de módulos interconectados en serie o en



asociaciones serie-paralelo, con voltaje igual a la tensión nominal del generador.

- **Inversor:** Convertidor de tensión y corriente continua en tensión y corriente alterna. También se denomina ondulator.
- **Potencia nominal del generador:** Suma de las potencias máximas de los módulos fotovoltaicos.
- **Potencia de la instalación fotovoltaica o potencia nominal:** Suma de la potencia nominal de los inversores (la especificada por el fabricante) que intervienen en las tres fases de la instalación en condiciones nominales de funcionamiento.

3.3.3. Módulos

- **Célula solar o fotovoltaica:** Dispositivo que transforma la radiación solar en energía eléctrica.
- **Célula de tecnología equivalente (CTE):** Célula solar encapsulada de forma independiente, cuya tecnología de fabricación y encapsulado es idéntica a la de los módulos fotovoltaicos que forman la instalación.
- **Módulo o panel fotovoltaico:** Conjunto de células solares directamente interconectadas y encapsuladas como único bloque, entre materiales que las protegen de los efectos de la intemperie.
- **Condiciones Estándar de Medida (CEM):** Condiciones de irradiancia y temperatura en la célula solar, utilizadas universalmente para caracterizar células, módulos y generadores solares y definidas del modo siguiente:
 - Irradiancia solar: 1000 W/m^2
 - Distribución espectral: AM 1,5 G
 - Temperatura de célula: $25 \text{ }^\circ\text{C}$
- **Potencia pico:** Potencia máxima del panel fotovoltaico en CEM.
- **TONC:** Temperatura de operación nominal de la célula, definida como la temperatura que alcanzan las células solares cuando se somete al módulo

a una irradiancia de 800 W/m² con distribución espectral AM 1,5 G, la temperatura ambiente es de 20 °C y la velocidad del viento, de 1 m/s.

3.3.4. Integración arquitectónica

Según los casos, se aplicarán las denominaciones siguientes:

- ***Integración arquitectónica de módulos fotovoltaicos:*** Cuando los módulos fotovoltaicos cumplen una doble función, energética y arquitectónica (revestimiento, cerramiento o sombreado) y, además, sustituyen a elementos constructivos convencionales.
- ***Revestimiento:*** Cuando los módulos fotovoltaicos constituyen parte de la envolvente de una construcción arquitectónica.
- ***Cerramiento:*** Cuando los módulos constituyen el tejado o la fachada de la construcción arquitectónica, debiendo garantizar la debida estanquidad y aislamiento térmico.
- ***Elementos de sombreado:*** Cuando los módulos fotovoltaicos protegen a la construcción arquitectónica de la sobrecarga térmica causada por los rayos solares, proporcionando sombras en el tejado o en la fachada.



3.4. Diseño

3.4.1. Diseño del generador fotovoltaico

3.4.1.1. Generalidades

- El módulo fotovoltaico seleccionado cumplirá las especificaciones del apartado 5.2.
- Todos los módulos que integren la instalación serán del mismo modelo, o en el caso de modelos distintos, el diseño debe garantizar totalmente la compatibilidad entre ellos y la ausencia de efectos negativos en la instalación por dicha causa.
- En aquellos casos excepcionales en que se utilicen módulos no cualificados, deberá justificarse debidamente y aportar documentación sobre las pruebas y ensayos a los que han sido sometidos. En cualquier caso, han de cumplirse las normas vigentes de obligado cumplimiento.

3.4.1.2. Orientación e inclinación y sombras

- La orientación e inclinación del generador fotovoltaico y las posibles sombras sobre el mismo serán tales que las pérdidas sean inferiores a los límites de la tabla I. Se considerarán tres casos: general, superposición de módulos e integración arquitectónica, según se define en el apartado 3.4. En todos los casos han de cumplirse tres condiciones: pérdidas por orientación e inclinación, pérdidas por sombreado y pérdidas totales inferiores a los límites estipulados respecto a los valores óptimos.

Tabla I

	Orientación e inclinación (OI)	Sombras (S)	Total (OI + S)
General	10 %	10 %	15 %
Superposición	20 %	15 %	30 %
Integración arquitectónica	40 %	20 %	50 %

- Cuando, por razones justificadas, y en casos especiales en los que no se puedan instalar de acuerdo con el apartado 4.1.2.1, se evaluará la reducción en las prestaciones energéticas de la instalación, incluyéndose en la Memoria del Proyecto.
- En todos los casos deberán evaluarse las pérdidas por orientación e inclinación del generador y sombras. En los anexos II y III se proponen métodos para el cálculo de estas pérdidas, que podrán ser utilizados para su verificación.
- Cuando existan varias filas de módulos, el cálculo de la distancia mínima entre ellas se realizará de acuerdo al anexo III.

3.4.2. Diseño del sistema de monitorización

- El sistema de monitorización proporcionará medidas, como mínimo, de las siguientes variables:
 - Voltaje y corriente CC a la entrada del inversor.
 - Voltaje de fase/s en la red, potencia total de salida del inversor.
 - Radiación solar en el plano de los módulos, medida con un módulo o una célula de tecnología equivalente.
 - Temperatura ambiente en la sombra.
 - Potencia reactiva de salida del inversor para instalaciones mayores de 5 kWp.
 - Temperatura de los módulos en integración arquitectónica y, siempre que sea posible, en potencias mayores de 5 kW.
- Los datos se presentarán en forma de medias horarias. Los tiempos de adquisición, la precisión de las medidas y el formato de presentación se hará conforme al documento del JRC-Ispra “Guidelines for the Assessment of Photovoltaic Plants - Document A”, Report EUR16338 EN.
- El sistema de monitorización será fácilmente accesible para el usuario.



3.4.3. Integración arquitectónica

- En el caso de pretender realizar una instalación integrada desde el punto de vista arquitectónico según lo estipulado en el punto 3.4, la Memoria de Diseño o Proyecto especificarán las condiciones de la construcción y de la instalación, y la descripción y justificación de las soluciones elegidas.
- Las condiciones de la construcción se refieren al estudio de características urbanísticas, implicaciones en el diseño, actuaciones sobre la construcción, necesidad de realizar obras de reforma o ampliación, verificaciones estructurales, etc. que, desde el punto de vista del profesional competente en la edificación, requerirían su intervención.
- Las condiciones de la instalación se refieren al impacto visual, la modificación de las condiciones de funcionamiento del edificio, la necesidad de habilitar nuevos espacios o ampliar el volumen construido, efectos sobre la estructura, etc.

3.5. Componentes y materiales

3.5.1. Generalidades

- Como principio general se ha de asegurar, como mínimo, un grado de aislamiento eléctrico de tipo básico clase I en lo que afecta tanto a equipos (módulos e inversores), como a materiales (conductores, cajas y armarios de conexión), exceptuando el cableado de continua, que será de doble aislamiento de clase 2 y un grado de protección mínimo de IP65.
- La instalación incorporará todos los elementos y características necesarios para garantizar en todo momento la calidad del suministro eléctrico.
- El funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas no deberá provocar en la red averías, disminuciones de las condiciones de seguridad ni alteraciones superiores a las admitidas por la normativa que resulte aplicable.
- Asimismo, el funcionamiento de estas instalaciones no podrá dar origen a condiciones peligrosas de trabajo para el personal de mantenimiento y explotación de la red de distribución.
- Los materiales situados en intemperie se protegerán contra los agentes ambientales, en particular contra el efecto de la radiación solar y la humedad.
- Se incluirán todos los elementos necesarios de seguridad y protecciones propias de las personas y de la instalación fotovoltaica, asegurando la protección frente a contactos directos e indirectos, cortocircuitos, sobrecargas, así como otros elementos y protecciones que resulten de la aplicación de la legislación vigente.
- En la Memoria de Diseño o Proyecto se incluirán las fotocopias de las especificaciones técnicas proporcionadas por el fabricante de todos los componentes.
- Por motivos de seguridad y operación de los equipos, los indicadores, etiquetas, etc. de los mismos estarán en castellano y, además, si procede, en alguna de las lenguas españolas oficiales del lugar de la instalación.



3.5.2. Sistemas generadores fotovoltaicos

- Los módulos fotovoltaicos deberán incorporar el marcado CE, según la Directiva 2006/95/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 12 de diciembre de 2006, relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros sobre el material eléctrico destinado a utilizarse con determinados límites de tensión.

Además, deberán cumplir la norma UNE-EN 61730, armonizada para la Directiva 2006/95/CE, sobre cualificación de la seguridad de módulos fotovoltaicos, y la norma UNE-EN 50380, sobre informaciones de las hojas de datos y de las placas de características para los módulos fotovoltaicos. Adicionalmente, en función de la tecnología del módulo, éste deberá satisfacer las siguientes normas:

- UNE-EN 61215: Módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación.
- UNE-EN 61646: Módulos fotovoltaicos (FV) de lámina delgada para aplicaciones terrestres. Cualificación del diseño y aprobación de tipo.
- UNE-EN 62108. Módulos y sistemas fotovoltaicos de concentración (CPV). Cualificación del diseño y homologación.

Los módulos que se encuentren integrados en la edificación, aparte de que deben cumplir la normativa indicada anteriormente, además deberán cumplir con lo previsto en la Directiva 89/106/CEE del Consejo de 21 de diciembre de 1988 relativa a la aproximación de las disposiciones legales, reglamentarias y administrativas de los Estados miembros sobre los productos de construcción.

Aquellos módulos que no puedan ser ensayados según estas normas citadas, deberán acreditar el cumplimiento de los requisitos mínimos establecidos en las mismas por otros medios, y con carácter previo a su inscripción definitiva en el registro de régimen especial dependiente del órgano competente.

Será necesario justificar la imposibilidad de ser ensayados, así como la acreditación del cumplimiento de dichos requisitos, lo que deberá ser comunicado por escrito a la Dirección General de Política Energética y Minas, quien resolverá sobre la conformidad o no de la justificación y acreditación presentadas.

- El módulo fotovoltaico llevará de forma claramente visible e indeleble el modelo y nombre o logotipo del fabricante, así como una identificación individual o número de serie trazable a la fecha de fabricación.
- Se utilizarán módulos que se ajusten a las características técnicas descritas a continuación:
 - Los módulos deberán llevar los diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales y tendrán un grado de protección IP65.
 - Los marcos laterales, si existen, serán de aluminio o acero inoxidable.
 - Para que un módulo resulte aceptable, su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del $\pm 3 \%$ de los correspondientes valores nominales de catálogo.
 - Será rechazado cualquier módulo que presente defectos de fabricación como roturas o manchas en cualquiera de sus elementos, así como falta de alineación en las células o burbujas en el encapsulante.
- Será deseable una alta eficiencia de las células.
- La estructura del generador se conectará a tierra.



- Por motivos de seguridad y para facilitar el mantenimiento y reparación del generador, se instalarán los elementos necesarios (fusibles, interruptores, etc.) para la desconexión, de forma independiente y en ambos terminales, de cada una de las ramas del resto del generador.
- Los módulos fotovoltaicos estarán garantizados por el fabricante durante un periodo mínimo de 10 años y contarán con una garantía de rendimiento durante 25 años.

3.5.3. Estructura soporte

- Las estructuras soporte deberán cumplir las especificaciones de este apartado. En todos los casos se dará cumplimiento a lo obligado en el Código Técnico de la Edificación respecto a seguridad.
- La estructura soporte de módulos ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en el Código Técnico de la edificación y demás normativa de aplicación.
- El diseño y la construcción de la estructura y el sistema de fijación de módulos, permitirá las necesarias dilataciones térmicas, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos, siguiendo las indicaciones del fabricante.
- Los puntos de sujeción para el módulo fotovoltaico serán suficientes en número, teniendo en cuenta el área de apoyo y posición relativa, de forma que no se produzcan flexiones en los módulos superiores a las permitidas por el fabricante y los métodos homologados para el modelo de módulo.
- El diseño de la estructura se realizará para la orientación y el ángulo de inclinación especificado para el generador fotovoltaico, teniendo en cuenta la facilidad de montaje y desmontaje, y la posible necesidad de sustituciones de elementos.
- La estructura se protegerá superficialmente contra la acción de los agentes ambientales. La realización de taladros en la estructura se llevará a cabo antes de proceder, en su caso, al galvanizado o protección de la estructura.

- La tornillería será realizada en acero inoxidable. En el caso de que la estructura sea galvanizada se admitirán tornillos galvanizados, exceptuando la sujeción de los módulos a la misma, que serán de acero inoxidable.
- Los topes de sujeción de módulos y la propia estructura no arrojarán sombra sobre los módulos.
- En el caso de instalaciones integradas en cubierta que hagan las veces de la cubierta del edificio, el diseño de la estructura y la estanquidad entre módulos se ajustará a las exigencias vigentes en materia de edificación.
- Se dispondrán las estructuras soporte necesarias para montar los módulos, tanto sobre superficie plana (terraza) como integrados sobre tejado, cumpliendo lo especificado en el punto 4.1.2 sobre sombras. Se incluirán todos los accesorios y bancadas y/o anclajes.
- La estructura soporte será calculada según la normativa vigente para soportar cargas extremas debidas a factores climatológicos adversos, tales como viento, nieve, etc.
- Si está construida con perfiles de acero laminado conformado en frío, cumplirán las normas UNE-EN 10219-1 y UNE-EN 10219-2 para garantizar todas sus características mecánicas y de composición química.
- Si es del tipo galvanizada en caliente, cumplirá las normas UNE-EN ISO 14713 (partes 1, 2 y 3) y UNE-EN ISO 10684 y los espesores cumplirán con los mínimos exigibles en la norma UNE-EN ISO 1461.
- En el caso de utilizarse seguidores solares, estos incorporarán el marcado CE y cumplirán lo previsto en la Directiva 98/37/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 22 de junio de 1998, relativa a la aproximación de legislaciones de los Estados miembros sobre máquinas, y su normativa de desarrollo, así como la Directiva 2006/42/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 17 de mayo de 2006 relativa a las máquinas.



3.5.4. Inversores

- Serán del tipo adecuado para la conexión a la red eléctrica, con una potencia de entrada variable para que sean capaces de extraer en todo momento la máxima potencia que el generador fotovoltaico puede proporcionar a lo largo de cada día.
- Las características básicas de los inversores serán las siguientes:
 - Principio de funcionamiento: fuente de corriente.
 - Autoconmutados.
 - Seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador.
 - No funcionarán en isla o modo aislado.

La caracterización de los inversores deberá hacerse según las normas siguientes:

- UNE-EN 62093: Componentes de acumulación, conversión y gestión de energía de sistemas fotovoltaicos. Cualificación del diseño y ensayos ambientales.
 - UNE-EN 61683: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.
 - IEC 62116. Testing procedure of islanding prevention measures for utility interactive photovoltaic inverters.
- Los inversores cumplirán con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética (ambas serán certificadas por el fabricante), incorporando protecciones frente a:
 - Cortocircuitos en alterna.
 - Tensión de red fuera de rango.
 - Frecuencia de red fuera de rango.
 - Sobretensiones, mediante varistores o similares.
 - Perturbaciones presentes en la red como microcortes, pulsos,

defectos de ciclos, ausencia y retorno de la red, etc.

Adicionalmente, han de cumplir con la Directiva 2004/108/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 15 de diciembre de 2004, relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros en materia de compatibilidad electromagnética.

- Cada inversor dispondrá de las señalizaciones necesarias para su correcta operación, e incorporará los controles automáticos imprescindibles que aseguren su adecuada supervisión y manejo.
- Cada inversor incorporará, al menos, los controles manuales siguientes:
 - Encendido y apagado general del inversor.
 - Conexión y desconexión del inversor a la interfaz CA.
- Las características eléctricas de los inversores serán las siguientes:
 - El inversor seguirá entregando potencia a la red de forma continuada en condiciones de irradiancia solar un 10 % superiores a las CEM. Además, soportará picos de un 30 % superior a las CEM durante periodos de hasta 10 segundos.
 - El rendimiento de potencia del inversor (cociente entre la potencia activa de salida y la potencia activa de entrada), para una potencia de salida en corriente alterna igual al 50 % y al 100 % de la potencia nominal, será como mínimo del 92 % y del 94 % respectivamente. El cálculo del rendimiento se realizará de acuerdo con la norma UNE-EN 6168: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.
 - El autoconsumo de los equipos (pérdidas en “vacío”) en “stand-by” o modo nocturno deberá ser inferior al 2 % de su potencia nominal de salida.
 - El factor de potencia de la potencia generada deberá ser superior a 0,95, entre el 25 % y el 100 % de la potencia nominal.



- A partir de potencias mayores del 10 % de su potencia nominal, el inversor deberá inyectar en red.
- Los inversores tendrán un grado de protección mínima IP 20 para inversores en el interior de edificios y lugares inaccesibles, IP 30 para inversores en el interior de edificios y lugares accesibles, y de IP 65 para inversores instalados a la intemperie. En cualquier caso, se cumplirá la legislación vigente.
- Los inversores estarán garantizados para operación en las siguientes condiciones ambientales: entre 0 °C y 40 °C de temperatura y entre 0 % y 85 % de humedad relativa.
- Los inversores para instalaciones fotovoltaicas estarán garantizados por el fabricante durante un periodo mínimo de 3 años.

3.5.5. Cableado

- Los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados y protegidos de acuerdo a la normativa vigente.
- Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5 %.
- El cable deberá tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de engancho por el tránsito normal de personas.
- Todo el cableado de continua será de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma UNE 21123.

3.5.6. Conexión a red

- Todas las instalaciones de hasta 100 kW cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículos 8 y 9) sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

3.5.7. Medidas

- Todas las instalaciones cumplirán con el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.

3.5.8. Protecciones

- Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 11) sobre protecciones en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.
- En conexiones a la red trifásicas las protecciones para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (51 Hz y 49 Hz respectivamente) y de máxima y mínima tensión (1,1 Um y 0,85 Um respectivamente) serán para cada fase.

3.5.9. Puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas

- Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 12) sobre las condiciones de puesta a tierra en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.
- Cuando el aislamiento galvánico entre la red de distribución de baja tensión y el generador fotovoltaico no se realice mediante un transformador de aislamiento, se explicarán en la Memoria de Diseño o Proyecto los elementos utilizados para garantizar esta condición.
- Todas las masas de la instalación fotovoltaica, tanto de la sección continua como de la alterna, estarán conectadas a una única tierra. Esta tierra será independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, de acuerdo con el Reglamento de Baja Tensión.

3.5.10. Armónicos y compatibilidad electromagnética

- Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 13) sobre armónicos y compatibilidad electromagnética en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.



3.5.11. Medidas de seguridad

- Las centrales fotovoltaicas, independientemente de la tensión a la que estén conectadas a la red, estarán equipadas con un sistema de protecciones que garantice su desconexión en caso de un fallo en la red o fallos internos en la instalación de la propia central, de manera que no perturben el correcto funcionamiento de las redes a las que estén conectadas, tanto en la explotación normal como durante el incidente.
- La central fotovoltaica debe evitar el funcionamiento no intencionado en isla con parte de la red de distribución, en el caso de desconexión de la red general. La protección anti-isla deberá detectar la desconexión de red en un tiempo acorde con los criterios de protección de la red de distribución a la que se conecta, o en el tiempo máximo fijado por la normativa o especificaciones técnicas correspondientes. El sistema utilizado debe funcionar correctamente en paralelo con otras centrales eléctricas con la misma o distinta tecnología, y alimentando las cargas habituales en la red, tales como motores.
- Todas las centrales fotovoltaicas con una potencia mayor de 1 MW estarán dotadas de un sistema de teledesconexión y un sistema de teled medida. La función del sistema de teledesconexión es actuar sobre el elemento de conexión de la central eléctrica con la red de distribución para permitir la desconexión remota de la planta en los casos en que los requisitos de seguridad así lo recomienden. Los sistemas de teledesconexión y teled medida serán compatibles con la red de distribución a la que se conecta la central fotovoltaica, pudiendo utilizarse en baja tensión los sistemas de telegestión incluidos en los equipos de medida previstos por la legislación vigente.

- Las centrales fotovoltaicas deberán estar dotadas de los medios necesarios para admitir un reenganche de la red de distribución sin que se produzcan daños. Asimismo, no producirán sobretensiones que puedan causar daños en otros equipos, incluso en el transitorio de paso a isla, con cargas bajas o sin carga. Igualmente, los equipos instalados deberán cumplir los límites de emisión de perturbaciones indicados en las normas nacionales e internacionales de compatibilidad electromagnética.



3.6. Recepción y pruebas

3.6.1. El instalador entregará al usuario un documento-albarán en el que conste el suministro de componentes, materiales y manuales de uso y mantenimiento de la instalación. Este documento será firmado por duplicado por ambas partes, conservando cada una un ejemplar. Los manuales entregados al usuario estarán en alguna de las lenguas oficiales españolas para facilitar su correcta interpretación.

3.6.2. Antes de la puesta en servicio de todos los elementos principales (módulos, inversores, contadores) éstos deberán haber superado las pruebas de funcionamiento en fábrica, de las que se levantará oportuna acta que se adjuntará con los certificados de calidad.

3.6.3. Las pruebas a realizar por el instalador, con independencia de lo indicado con anterioridad en este PCT, serán como mínimo las siguientes:

- Funcionamiento y puesta en marcha de todos los sistemas.
- Pruebas de arranque y parada en distintos instantes de funcionamiento.
- Pruebas de los elementos y medidas de protección, seguridad y alarma, así como su actuación, con excepción de las pruebas referidas al interruptor automático de la desconexión.
- Determinación de la potencia instalada, de acuerdo con el procedimiento descrito en el anexo I.

3.6.4. Concluidas las pruebas y la puesta en marcha se pasarán a la fase de la Recepción Provisional de la Instalación. No obstante, el Acta de Recepción Provisional no se firmará hasta haber comprobado que todos los sistemas y elementos que forman parte del suministro han funcionado correctamente durante un mínimo de 240 horas seguidas, sin interrupciones o paradas causadas por fallos o errores del sistema suministrado, y además se hayan cumplido los siguientes requisitos:

- Entrega de toda la documentación requerida en este PCT, y como mínimo la recogida en la norma UNE-EN 62466: Sistemas fotovoltaicos conectados a red. Requisitos mínimos de documentación, puesta en marcha e inspección de un sistema.
- Retirada de obra de todo el material sobrante.
- Limpieza de las zonas ocupadas, con transporte de todos los desechos a vertedero.

3.6.5. Durante este periodo el suministrador será el único responsable de la operación de los sistemas suministrados, si bien deberá adiestrar al personal de operación.

3.6.6. Todos los elementos suministrados, así como la instalación en su conjunto, estarán protegidos frente a defectos de fabricación, instalación o diseño por una garantía de tres años, salvo para los módulos fotovoltaicos, para los que la garantía mínima será de 10 años contados a partir de la fecha de la firma del acta de recepción provisional.

3.6.7. No obstante, el instalador quedará obligado a la reparación de los fallos de funcionamiento que se puedan producir si se aprecia que su origen procede de defectos ocultos de diseño, construcción, materiales o montaje, comprometiéndose a subsanarlos sin cargo alguno. En cualquier caso, deberá atenerse a lo establecido en la legislación vigente en cuanto a vicios ocultos.



3.7. Cálculo de la producción anual esperada

3.7.1. En la Memoria se incluirán las producciones mensuales máximas teóricas en función de la irradiancia, la potencia instalada y el rendimiento de la instalación.

3.7.2. Los datos de entrada que deberá aportar el instalador son los siguientes:

- $G_{dm}(0)$. Valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre superficie horizontal, en $kWh/(m^2 \cdot día)$, obtenido a partir de alguna de las siguientes fuentes:
 - Agencia Estatal de Meteorología.
 - Organismo autonómico oficial.
 - Otras fuentes de datos de reconocida solvencia, o las expresamente señaladas por el IDAE.
- $G_{dm}(\alpha, \beta)$. Valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre el plano del generador en $kWh/(m^2 \cdot día)$, obtenido a partir del anterior, y en el que se hayan descontado las pérdidas por sombreado en caso de ser éstas superiores a un 10 % anual. El parámetro α representa el azimut y β la inclinación del generador.
- Rendimiento energético de la instalación o “performance ratio”, PR.

Eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo, que tiene en cuenta:

- La dependencia de la eficiencia con la temperatura.
- La eficiencia del cableado.
- Las pérdidas por dispersión de parámetros y suciedad.
- Las pérdidas por errores en el seguimiento del punto de máxima potencia.
- La eficiencia energética del inversor.
- Otros.

3.7.3. Los datos se presentarán en una tabla con los valores medios mensuales y el promedio anual.



3.8. Requerimientos técnicos del contrato de mantenimiento

3.8.1. Generalidades

- Se realizará un contrato de mantenimiento preventivo y correctivo de al menos tres años.
- El contrato de mantenimiento de la instalación incluirá todos los elementos de la misma, con las labores de mantenimiento preventivo aconsejados por los diferentes fabricantes.

3.8.2. Programa de mantenimiento

- El objeto de este apartado es definir las condiciones generales mínimas que deben seguirse para el adecuado mantenimiento de las instalaciones de energía solar fotovoltaica conectadas a red.
- Se definen dos escalones de actuación para englobar todas las operaciones necesarias durante la vida útil de la instalación para asegurar el funcionamiento, aumentar la producción y prolongar la duración de la misma:
 - Mantenimiento preventivo.
 - Mantenimiento correctivo.
- Plan de mantenimiento preventivo: operaciones de inspección visual, verificación de actuaciones y otras, que aplicadas a la instalación deben permitir mantener dentro de límites aceptables las condiciones de funcionamiento, prestaciones, protección y durabilidad de la misma.
- Plan de mantenimiento correctivo: todas las operaciones de sustitución necesarias para asegurar que el sistema funciona correctamente durante su vida útil. Incluye:
 - La visita a la instalación en los plazos indicados en el punto 8.3.5.2 y cada vez que el usuario lo requiera por avería grave en la misma.

- El análisis y elaboración del presupuesto de los trabajos y reposiciones necesarias para el correcto funcionamiento de la instalación.
- Los costes económicos del mantenimiento correctivo, con el alcance indicado, forman parte del precio anual del contrato de mantenimiento. Podrán no estar incluidas ni la mano de obra ni las reposiciones de equipos necesarias más allá del periodo de garantía.
- El mantenimiento debe realizarse por personal técnico cualificado bajo la responsabilidad de la empresa instaladora.
- El mantenimiento preventivo de la instalación incluirá, al menos, una visita (anual para el caso de instalaciones de potencia de hasta 100 kWp y semestral para el resto) en la que se realizarán las siguientes actividades:
 - Comprobación de las protecciones eléctricas.
 - Comprobación del estado de los módulos: comprobación de la situación respecto al proyecto original y verificación del estado de las conexiones.
 - Comprobación del estado del inversor: funcionamiento, lámparas de señalizaciones, alarmas, etc.
 - Comprobación del estado mecánico de cables y terminales (incluyendo cables de tomas de tierra y reapriete de bornas), pletinas, transformadores, ventiladores/extractores, uniones, reaprietes, limpieza.
- Realización de un informe técnico de cada una de las visitas, en el que se refleje el estado de las instalaciones y las incidencias acaecidas.
- Registro de las operaciones de mantenimiento realizadas en un libro de mantenimiento, en el que constará la identificación del personal de mantenimiento (nombre, titulación y autorización de la empresa).



3.8.3. Garantías

3.8.3.1. Ámbito general de la garantía

- Sin perjuicio de cualquier posible reclamación a terceros, la instalación será reparada de acuerdo con estas condiciones generales si ha sufrido una avería a causa de un defecto de montaje o de cualquiera de los componentes, siempre que haya sido manipulada correctamente de acuerdo con lo establecido en el manual de instrucciones.
- La garantía se concede a favor del comprador de la instalación, lo que deberá justificarse debidamente mediante el correspondiente certificado de garantía, con la fecha que se acredite en la certificación de la instalación.

3.8.3.2. Plazos

- El suministrador garantizará la instalación durante un periodo mínimo de 3 años, para todos los materiales utilizados y el procedimiento empleado en su montaje. Para los módulos fotovoltaicos, la garantía mínima será de 10 años.
- Si hubiera de interrumpirse la explotación del suministro debido a razones de las que es responsable el suministrador, o a reparaciones que el suministrador haya de realizar para cumplir las estipulaciones de la garantía, el plazo se prolongará por la duración total de dichas interrupciones.

3.8.3.3. Condiciones económicas

- La garantía comprende la reparación o reposición, en su caso, de los componentes y las piezas que pudieran resultar defectuosas, así como la mano de obra empleada en la reparación o reposición durante el plazo de vigencia de la garantía.
- Quedan expresamente incluidos todos los demás gastos, tales como tiempos de desplazamiento, medios de transporte, amortización de vehículos y herramientas, disponibilidad de otros medios y eventuales portes de recogida y devolución de los equipos para su reparación en los talleres del fabricante.

- Asimismo, se deben incluir la mano de obra y materiales necesarios para efectuar los ajustes y eventuales reglajes del funcionamiento de la instalación.
- Si en un plazo razonable el suministrador incumple las obligaciones derivadas de la garantía, el comprador de la instalación podrá, previa notificación escrita, fijar una fecha final para que dicho suministrador cumpla con sus obligaciones. Si el suministrador no cumple con sus obligaciones en dicho plazo último, el comprador de la instalación podrá, por cuenta y riesgo del suministrador, realizar por sí mismo las oportunas reparaciones, o contratar para ello a un tercero, sin perjuicio de la reclamación por daños y perjuicios en que hubiere incurrido el suministrador.

3.8.3.4. Anulación de la garantía

- La garantía podrá anularse cuando la instalación haya sido reparada, modificada o desmontada, aunque sólo sea en parte, por personas ajenas al suministrador o a los servicios de asistencia técnica de los fabricantes no autorizados expresamente por el suministrador, salvo lo indicado en el punto 8.3.3.4.

3.8.3.5. Lugar y tiempo de la prestación

- Cuando el usuario detecte un defecto de funcionamiento en la instalación lo comunicará fehacientemente al suministrador. Cuando el suministrador considere que es un defecto de fabricación de algún componente, lo comunicará fehacientemente al fabricante.
- El suministrador atenderá cualquier incidencia en el plazo máximo de una semana y la resolución de la avería se realizará en un tiempo máximo de 10 días, salvo causas de fuerza mayor debidamente justificadas.
- Las averías de las instalaciones se repararán en su lugar de ubicación por el suministrador. Si la avería de algún componente no pudiera ser reparada en el domicilio del usuario, el componente deberá ser enviado al taller oficial designado por el fabricante por cuenta y a cargo del suministrador.



- El suministrador realizará las reparaciones o reposiciones de piezas a la mayor brevedad posible una vez recibido el aviso de avería, pero no se responsabilizará de los perjuicios causados por la demora en dichas reparaciones siempre que sea inferior a 10 días naturales.

**ESTADO DE
MEDICIONES Y
PRESUPUESTO**



4. Estado de mediciones y presupuesto

4.1. Estado de mediciones

En este apartado se va a realizar una medición de las cantidades necesarias de cada uno de los componentes necesarios para llevar a cabo este proyecto.

4.1.1. Medición material

Descripción	Ud.
Inversor Huawei - SUN2000-100KTL-M1	1
Panel Solar Sunpower - SPR-P19-410-COM	280
Vatímetro Lincecal ITR 2.0	1
Estructura paneles aluminio	1
Cableado	1
Protección eléctrica alterna	1
Protección eléctrica continua	1
Puesta a tierra	1

4.1.2. Medición instalación

Descripción	Trabajadores	Días
Instalación estructura	2	5
Instalación Paneles y conexiones eléctricas	2	5
Puesta en marcha comprobación funcionamiento	3	5

4.2. Presupuesto

En el presupuesto se va a detallar el coste que tiene cada uno de los materiales o trabajos descritos en la sección de estado de mediciones y finalmente se va a realizar un sumatorio de todos estos y a detallar el coste del proyecto.

4.2.1. Presupuesto material

Descripción	Ud.	Precio / Ud.	Total
Inversor Huawei - SUN2000-100KTL-M1	1	5.813,61 €	7.359,00 €
Panel Solar Sunpower - SPR-P19-410-COM	280	132,51 €	37.102,80 €
Vatímetro Linceal ITR 2.0	1	704,69 €	704,69 €
Estructura paneles aluminio	1	13.713,00 €	13.713,00 €
Cableado	1	1.885,00 €	1.885,00 €
Protección eléctrica alterna	1	1132,90 €	1132,90 €
Protección eléctrica continua	1	953,90 €	953,90 €
Puesta a tierra	1	451,60 €	451,60 €
Total			61.757,50 €



4.2.2. Presupuesto instalación

Descripción	Trabajadores	Precio / día	Días	Precio total
Instalación estructura	2	190,00 €	5	1.900,00 €
Instalación Paneles y conexiones eléctricas	2	190,00 €	5	1.600,00 €
Puesta en marcha comprobación funcionamiento	3	210,00 €	5	3.150,00 €
Total				6950,00 €

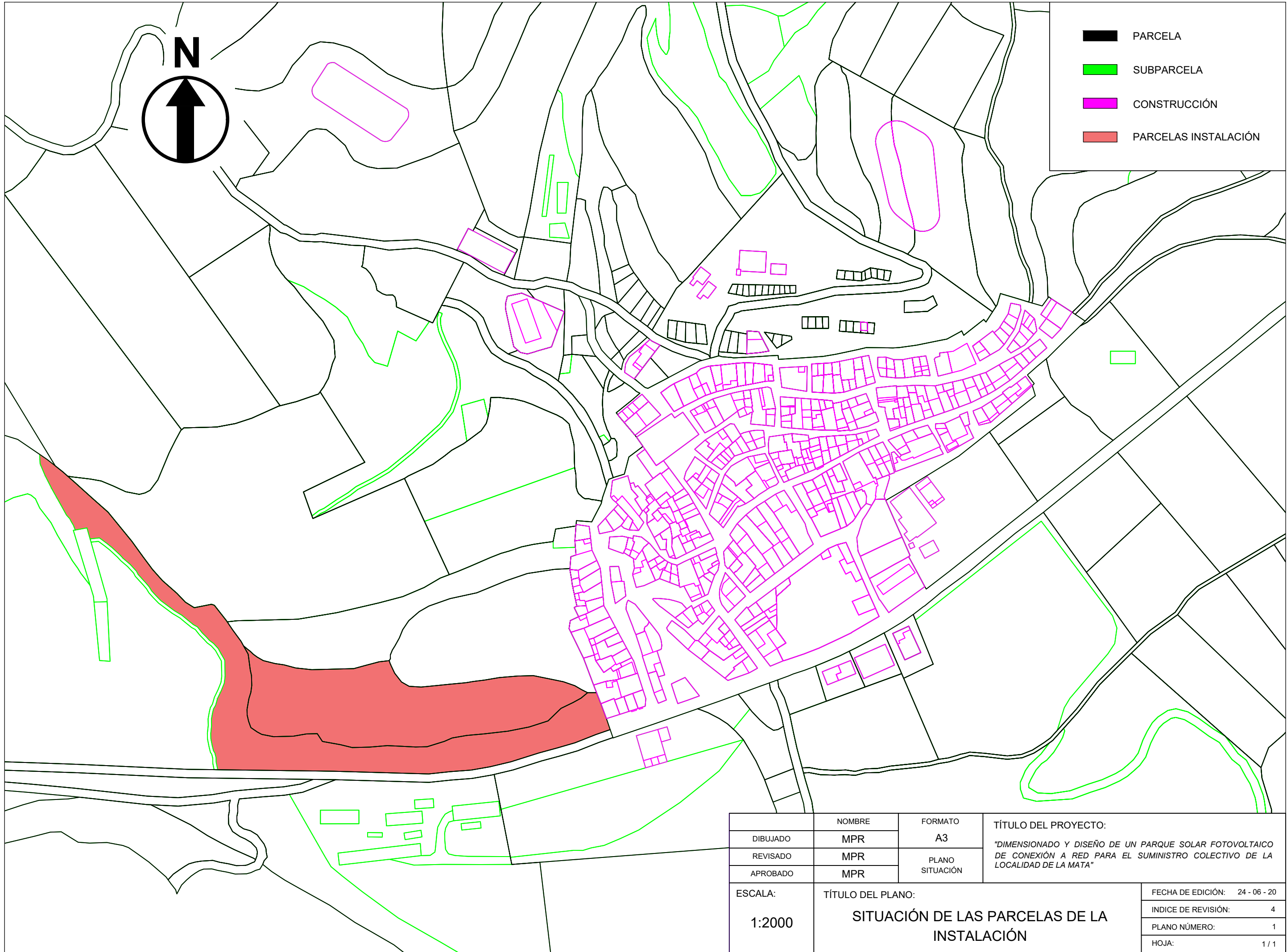
4.2.3. Presupuesto total





Descripción	Total
Total Material	61.757,50 €
Total Instalación	6950,00 €
Total	68.707,50 €
Gastos Generales - 7%	4.809,53 €
Total	73.517,03 €
Beneficio Industrial - 1%	735,17 €
Total	74.252,20 €
IVA - 21%	15.592,96 €
Total	89.845,16 €

PLANOS

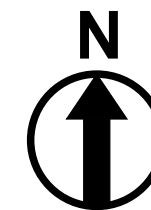


5. Planos



	PARCELA
	SUBPARCELA
	CONSTRUCCIÓN
	PARCELAS INSTALACIÓN

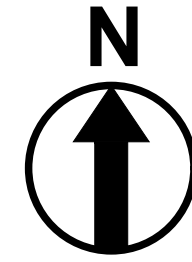
	NOMBRE	FORMATO	TÍTULO DEL PROYECTO: "DIMENSIONADO Y DISEÑO DE UN PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO DE CONEXIÓN A RED PARA EL SUMINISTRO COLECTIVO DE LA LOCALIDAD DE LA MATA"
DIBUJADO	MPR	A3	
REVISADO	MPR	PLANO SITUACIÓN	
APROBADO	MPR		
ESCALA: 1:2000	TÍTULO DEL PLANO: SITUACIÓN DE LAS PARCELAS DE LA INSTALACIÓN		FECHA DE EDICIÓN: 24 - 06 - 20
			INDICE DE REVISIÓN: 4
			PLANO NÚMERO: 1
			HOJA: 1 / 1



PARCELA
12075A00100058

PARCELA
12075A00100039

	NOMBRE	FORMATO	TÍTULO DEL PROYECTO: "DIMENSIONADO Y DISEÑO DE UN PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO DE CONEXIÓN A RED PARA EL SUMINISTRO COLECTIVO DE LA LOCALIDAD DE LA MATA"
DIBUJADO	MPR	A3	
REVISADO	MPR	PLANO SITUACIÓN	
APROBADO	MPR		
ESCALA: 1:1000	TÍTULO DEL PLANO: PARCELAS DE LA INSTALACIÓN		FECHA DE EDICIÓN: 24 - 06 - 20
			INDICE DE REVISIÓN: 2
			PLANO NÚMERO: 2
			HOJA: 1 / 1

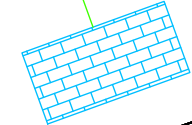


5



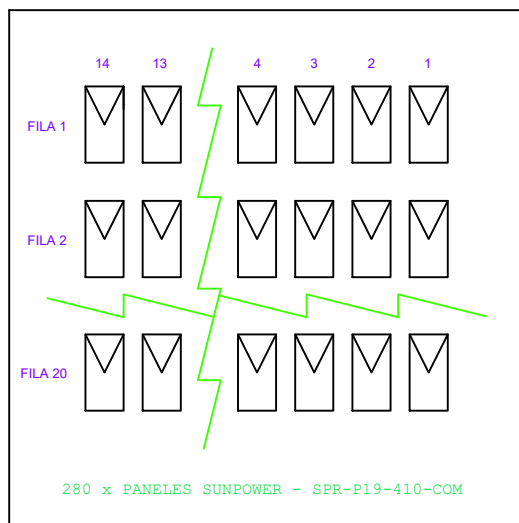
40 x 6 mm²

CASETA DE INSTALACIÓN
8 x 3 m

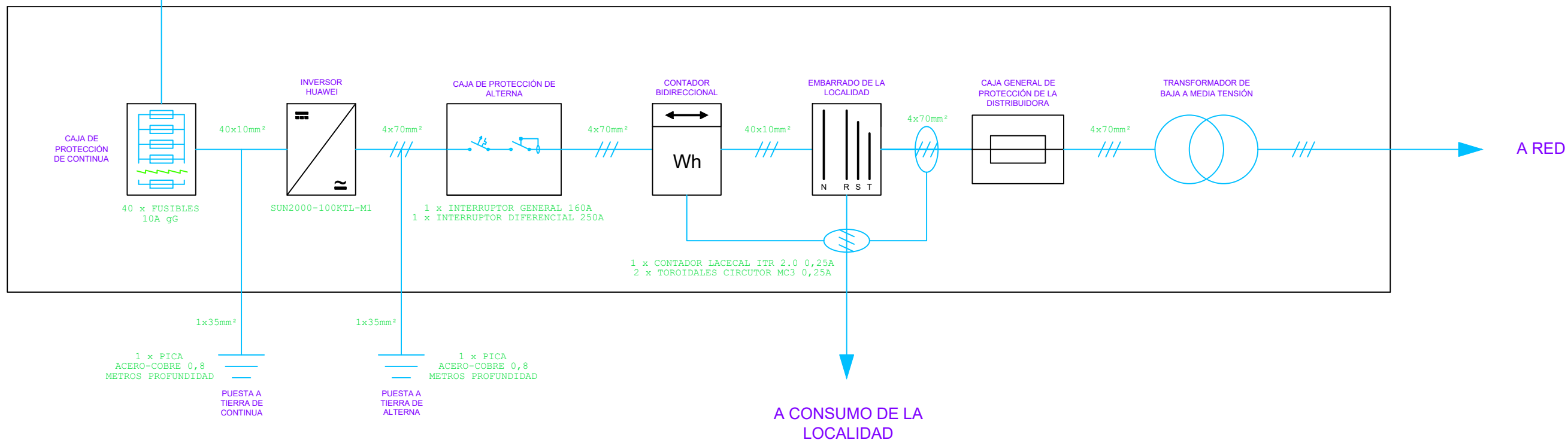


	NOMBRE	FORMATO	TÍTULO DEL PROYECTO: "DIMENSIONADO Y DISEÑO DE UN PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO DE CONEXIÓN A RED PARA EL SUMINISTRO COLECTIVO DE LA LOCALIDAD DE LA MATA"
DIBUJADO	MPR	A3	
REVISADO	MPR	PLANO SITUACIÓN	
APROBADO	MPR		
ESCALA:	TÍTULO DEL PLANO:		FECHA DE EDICIÓN: 26 - 06 - 20
1:400	DISTRIBUCIÓN DE LOS PANELES FOTOVOLTAICOS		INDICE DE REVISIÓN: 7
			PLANO NÚMERO: 3
			HOJA: 1 / 1

CAMPO DE PANELES FOTOVOLTAICOS



CASETA DE LA INSTALACIÓN



	NOMBRE	FORMATO	TÍTULO DEL PROYECTO: "DIMENSIONADO Y DISEÑO DE UN PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO DE CONEXIÓN A RED PARA EL SUMINISTRO COLECTIVO DE LA LOCALIDAD DE LA MATA"
DIBUJADO	MPR	A3	
REVISADO	MPR	ESQUEMA UNIFILAR	
APROBADO	MPR		
ESCALA:	TÍTULO DEL PLANO:		FECHA DE EDICIÓN: 26 - 06 - 20
-	ESQUEMA UNIFILAR DE LA INSTALACIÓN		INDICE DE REVISIÓN: 11
			PLANO NÚMERO: 4
			HOJA: 1 / 1

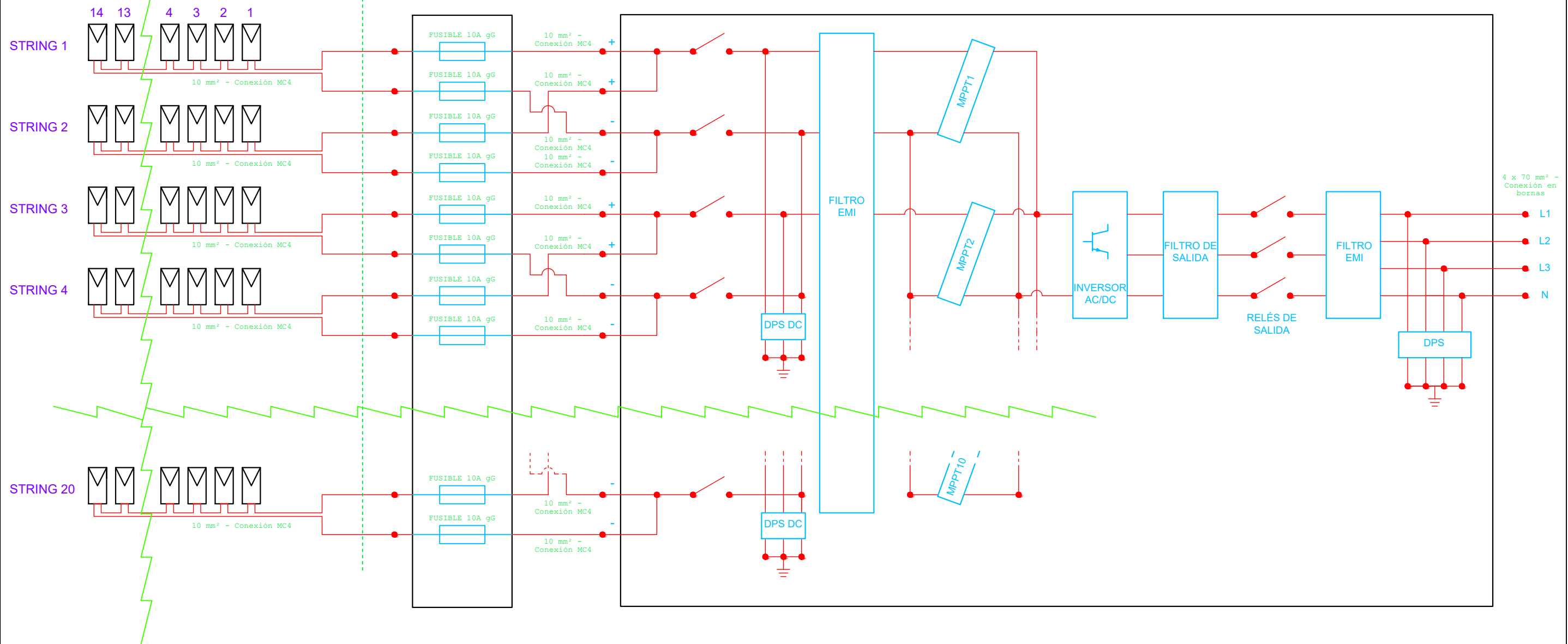
CAMPO DE PANELES

CASETA DE LA INSTALACIÓN

CUADRO DE PROTECCIONES DE CONTINUA

INVERSOR HUAWEI SUN2000-100KTL-M1

280 x PANELES SUNPOWER SPR-P19-410-COM



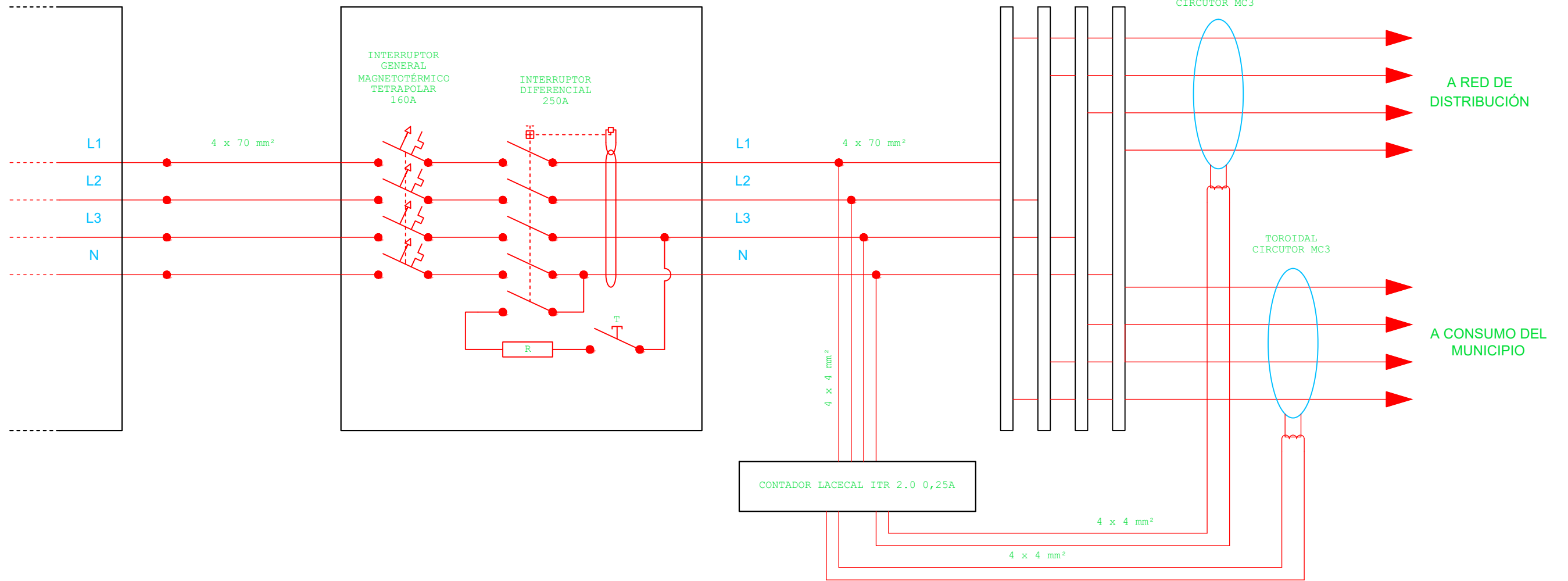
	NOMBRE	FORMATO	TÍTULO DEL PROYECTO: "DIMENSIONADO Y DISEÑO DE UN PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO DE CONEXIÓN A RED PARA EL SUMINISTRO COLECTIVO DE LA LOCALIDAD DE LA MATA"
DIBUJADO	MPR	A3	
REVISADO	MPR	PLANO SITUACIÓN	
APROBADO	MPR		
ESCALA:	TÍTULO DEL PLANO:		FECHA DE EDICIÓN: 27-06-20
-	ESQUEMA ELÉCTRICO - PLACAS A INVERSOR		INDICE DE REVISIÓN: 15
			PLANO NÚMERO: 5
			HOJA: 1 / 1

CASETA DE LA INSTALACIÓN

INVERSOR HUAWEI
SUN2000-100KTL-M1

CUADRO DE PROTECCIÓN
DE ALTERNA

EMBARRADO DE
CONEXIÓN DE LA
LOCALIDAD



	NOMBRE	FORMATO	TÍTULO DEL PROYECTO: "DIMENSIONADO Y DISEÑO DE UN PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO DE CONEXIÓN A RED PARA EL SUMINISTRO COLECTIVO DE LA LOCALIDAD DE LA MATA"
DIBUJADO	MPR	A3	
REVISADO	MPR	PLANO SITUACIÓN	
APROBADO	MPR		
ESCALA:	TÍTULO DEL PLANO:		FECHA DE EDICIÓN: 27 - 06 - 20
-	ESQUEMA ELÉCTRICO - INVERSOR A EMBARRADO		INDICE DE REVISIÓN: 9
			PLANO NÚMERO: 6
			HOJA: 1 / 1