

# Trabajo Fin de Grado

## Ingeniería de la Energía

### Análisis económico de sistemas de autoconsumo para comunidades de regantes

Autor: José Manuel Toledo Betancor

Tutor: Javier Serrano González

**Dpto. de Ingeniería Eléctrica**  
**Escuela Técnica Superior de Ingeniería**  
**Universidad de Sevilla**

Sevilla, 2021





Trabajo Fin de Grado  
Ingeniería de la Energía

# **Análisis económico de sistemas de autoconsumo para comunidades de regantes**

Autor:

José Manuel Toledo Betancor

Tutor:

Javier Serrano González

Profesor contratado doctor

Dpto. de Ingeniería Eléctrica  
Escuela Técnica Superior de Ingeniería  
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2021



Proyecto Fin de Carrera: Análisis económico de sistemas de autoconsumo para comunidades de regantes

Autor: José Manuel Toledo Betancor

Tutor: Javier Serrano González

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2021

El Secretario del Tribunal



*A mi familia*

*A mis amigos*



# AGRADECIMIENTOS

---

En primer lugar, me gustaría mostrar mi agradecimiento a mis padres por haberme brindado la oportunidad de estudiar este Grado con su apoyo incondicional en todos los aspectos.

Agradecer también a mi familia y mis amigos por el apoyo durante estos años en los que ha habido momentos malos y buenos, pero en los que siempre han estado presentes, incluso en la distancia.

Por último, agradecer a todos mis profesores por los conocimientos recibidos y el desempeño realizado durante estos años.

*José Manuel Toledo Betancor*

*Alumno de la Escuela Técnica Superior de Ingeniería*

*Sevilla, 2021*



# RESUMEN

---

El objetivo del proyecto es analizar desde un punto de vista tecno-económico la instalación de un sistema de autoconsumo en un terreno dedicado al cultivo. Un problema habitual al que se enfrentan los regantes, es la obligatoriedad de tener una única potencia contratada durante todo el año, mientras que el periodo de máximo consumo es relativamente corto estando condicionado por la temporada de riego. Por ello, este tipo de consumidor incurre en unos elevados costes fijos por la contratación de su suministro eléctrico. El objetivo del proyecto es analizar la posibilidad de la instalación de un sistema fotovoltaico de autoconsumo que permita reducir la potencia máxima demandada de la red (y por tanto la potencia contratada), al mismo tiempo que obtener unos ingresos por la venta de los excedentes de energía generada durante los periodos de menor consumo.



# ABSTRACT

---

The main purpose of this project is to analyse, from a techno-economic point of view, the installation of a self-supply system on a land dedicated to farming. A common problem faced by farmers related to watering is the obligation of hiring, during all the year, the same energy power. However, the period of maximum consumption is relatively short, depending on the watering season. Because of that, this method means a high expense for the farmer. The aim of this plan is to study the possibility of developing and setting a different system: a self-supply photovoltaic system which allows the reduction of the maximum power required by the supply system (and consequently, the hired power) and at the same time, allows to obtain a benefit by selling the surplus of energy.



<b>Agradecimientos</b>	<b>ix</b>
<b>Resumen</b>	<b>xi</b>
<b>Abstract</b>	<b>xiii</b>
<b>Índice</b>	<b>xv</b>
<b>Índice de Tablas</b>	<b>xvii</b>
<b>Índice de Figuras</b>	<b>xix</b>
<b>1 Introducción</b>	<b>1</b>
1.1 <i>Tecnología fotovoltaica</i>	1
1.2 <i>Selección de la zona geográfica</i>	2
1.3 <i>Selección del cultivo</i>	2
1.4 <i>Compatibilidad del cultivo y la instalación fotovoltaica</i>	3
1.5 <i>Software utilizado</i>	4
<b>2 Dimensionamiento del cultivo</b>	<b>5</b>
2.1 <i>Cálculo de las necesidades hídricas del cultivo</i>	5
2.1.1 <i>Parámetros referentes a la ubicación</i>	5
2.1.2 <i>Parámetros referentes al tipo de cultivo</i>	7
2.1.3 <i>Determinación de las necesidades hídricas</i>	8
2.2 <i>Distribución geométrica del cultivo</i>	9
2.3 <i>Selección del tipo de riego</i>	10
2.4 <i>Estrategia de riego</i>	11
2.4.1 <i>Cálculo y distribución de las horas de riego</i>	11
2.4.2 <i>Selección de los grupos de bombeo</i>	13
<b>3 Diseño de la instalación fotovoltaica</b>	<b>17</b>
3.1 <i>Tipo de instalación y componentes principales</i>	17
3.2 <i>Dimensionamiento de la instalación</i>	19
3.3 <i>Balance energético de la instalación</i>	25
<b>4 Análisis económico</b>	<b>31</b>
4.1 <i>Cálculos del modelo base</i>	32
4.1.1 <i>Cálculo del término de potencia para el modelo base</i>	32
4.1.2 <i>Cálculo del término de energía para el modelo base</i>	33
4.2 <i>Cálculos del modelo con la instalación fotovoltaica</i>	33
4.2.1 <i>Cálculo del término de potencia con la instalación fotovoltaica</i>	33
4.2.2 <i>Cálculo del término de energía con la instalación fotovoltaica</i>	34
4.3 <i>Costes asociados a la instalación fotovoltaica</i>	35
4.4 <i>Balance económico total</i>	36
<b>Conclusiones</b>	<b>39</b>
<b>Referencias</b>	<b>41</b>
<b>Glosario</b>	<b>43</b>
<b>Anexos</b>	<b>45</b>



# ÍNDICE DE TABLAS

---

Tabla 2.1: Valores asociados al tipo de suelo.	7
Tabla 2.2: Requerimiento de agua de 1 parcela.	9
Tabla 2.3: Características principales del sistema de goteo seleccionado.	11
Tabla 2.4: Parámetros requeridos para la selección de la bomba.	14
Tabla 2.5: Parámetros generales de las configuraciones de bombeo estudiadas.	15
Tabla 2.6: Parámetros técnicos más relevantes del grupo de bombeo seleccionado.	15
Tabla 3.1: Parámetros principales de un módulo fotovoltaico.	17
Tabla 3.2: Parámetros principales de un inversor fotovoltaico.	18
Tabla 3.3: Parámetros principales del modulo seleccionado.	19
Tabla 3.4: Valores requeridos de temperatura en función de la ubicación.	20
Tabla 3.5: Nomenclatura de los parámetros del módulo fotovoltaico corregidos por temperatura.	20
Tabla 3.6: Valores de los parámetros del módulo fotovoltaico corregidos por temperatura.	21
Tabla 3.7: Parámetros principales del inversor seleccionado.	21
Tabla 3.8: Parámetros principales de la configuración del generador fotovoltaico.	22
Tabla 3.9: Parámetros principales del generador fotovoltaico.	22
Tabla 3.10: Configuración seleccionada para el generador fotovoltaico.	23
Tabla 3.11: Valor de los parámetros más importantes del generador fotovoltaico.	23
Tabla 3.12: Resumen de los parámetros del inversor y del generador.	23
Tabla 3.13: Dimensiones del módulo fotovoltaico seleccionado.	24
Tabla 3.14: Dimensiones de la instalación fotovoltaica.	25
Tabla 3.15: Inclinationes recomendadas para los módulos según el periodo de diseño. Fuente: IDAE.	26
Tabla 3.16: Orientación e inclinación seleccionadas para los módulos.	26
Tabla 3.17: Factor de corrección $K$ para latitud de $37^\circ$ según la inclinación del módulo. Fuente: IDAE.	26
Tabla 3.18: Resumen de la distribución energética de la instalación.	30
Tabla 4.1: Distribución de los diferentes periodos tarifados para la península.	31
Tabla 4.2: Tarifas 3.0 TD más económicas.	32
Tabla 4.3: Comparativa del coste del término de potencia en el modelo base según la tarifa aplicada.	32
Tabla 4.4: Comparativa del coste del término de energía en el modelo base según la tarifa aplicada.	33
Tabla 4.5: Comparativa del coste total de potencia y energía en el modelo base según la tarifa aplicada.	33
Tabla 4.6: Potencia contratada y otros valores asociados a la misma.	34
Tabla 4.7: Ahorro conseguido en el término de potencia según la tarifa aplicada.	34
Tabla 4.8: Ahorro conseguido en el término de energía según la tarifa aplicada.	34
Tabla 4.9: Comparativa del ahorro anual total de potencia y energía según la tarifa aplicada.	35
Tabla 4.10: Costes asociados a la instalación fotovoltaica.	35

Tabla 4.11: Ahorro anual final debido a la potencia contratada y la energía consumida.	36
Tabla 4.12: Ingresos anuales generador por la inyección de los excedentes en la red.	36
Tabla 4.13: Flujo de caja anual.	37
Tabla 4.14: Resumen de los principales parámetros económicos del proyecto.	38

# ÍNDICE DE FIGURAS

---

Figura 1.1: Precio medio total del kW instalado en los últimos años en España. Fuente: IRENA.	1
Figura 1.2: Ejemplo de instalación fotovoltaica para generación. Fuente: Entrepreneur.	2
Figura 1.3: Remolacha azucarera. Fuente: Regaber.	2
Figura 1.4: Evolución del área cultivada de remolacha azucarera en Andalucía. Fuente: AIMCRA.	3
Figura 2.1: Valores mensuales de radiación para la ubicación seleccionada.	5
Figura 2.2: Valores mensuales de evapotranspiración de referencia.	6
Figura 2.3: Valores mensuales de precipitación.	6
Figura 2.4: Duración de las diferentes etapas de crecimiento de la remolacha azucarera.	7
Figura 2.5: Valores de evapotranspiración del cultivo cada 10 días.	8
Figura 2.6: Esquema del ciclo hídrico del cultivo. Fuente: CITA.	8
Figura 2.7: Distribución del cultivo en la parcela.	10
Figura 2.8: Aumento de las pérdidas de carga en función de la longitud de la tubería.	11
Figura 2.9: Necesidades hídricas de cada planta cada 10 días.	12
Figura 2.10: Duración total del riego de cada parcela y cada 10 días.	13
Figura 2.11: Punto de funcionamiento del grupo de bombeo seleccionado. Fuente: GRUNDFOS.	16
Figura 2.12: Rendimientos asociados a los diferentes grupos de bombeo estudiados.	16
Figura 3.1: Principales ángulos para la colocación de un módulo fotovoltaico. Fuente: Solarweb.	18
Figura 3.2: Esquema de la distribución de la instalación fotovoltaica.	24
Figura 3.3: Esquema de las distancias entre módulos de diferentes filas.	25
Figura 3.4: Energía anual generada por la instalación fotovoltaica.	27
Figura 3.5: Energía total generada en función de la inclinación de los módulos.	28
Figura 3.6: Comparativa anual entre el consumo y la generación.	28
Figura 3.7: Energía consumida de la red en presencia de instalación de autoconsumo.	29
Figura 3.8: Energía inyectada en la red.	29
Figura 3.9: Porcentajes de energía consumida de la red y autoconsumida.	30
Figura 3.10: Porcentajes de energía inyectada a la red y autoconsumida.	30
Figura 4.1: Precio medio del POOL en España en los últimos años.	36
Figura 4.2: VAN del proyecto durante cada año de vida útil del mismo.	37



# 1 INTRODUCCIÓN

## 1.1 Tecnología fotovoltaica

España es un país con un gran potencial solar gracias a su latitud, que hace que cuente con un gran número de horas de sol al año. La tecnología fotovoltaica, es la tecnología más extendida a nivel nacional y global dentro de las tecnologías que son capaces de aprovechar dicho potencial.

Esta tecnología está muy extendida en nuestro país, de hecho, en el año 2019 la energía fotovoltaica generada fue de 8.841 GWh, aumentando en prácticamente un 20% con respecto al año anterior y, suponiendo un 9,2 % dentro de las tecnologías renovables en 2019 y, un 3,6 % sobre el mix energético total peninsular, en cuyo balance las energías renovables ocuparon el 38,9% [1].

El auge de esta tecnología se debe sobre todo al abaratamiento que se está produciendo en los últimos años. En la Figura 1.1, puede verse de una forma más ilustrativa.

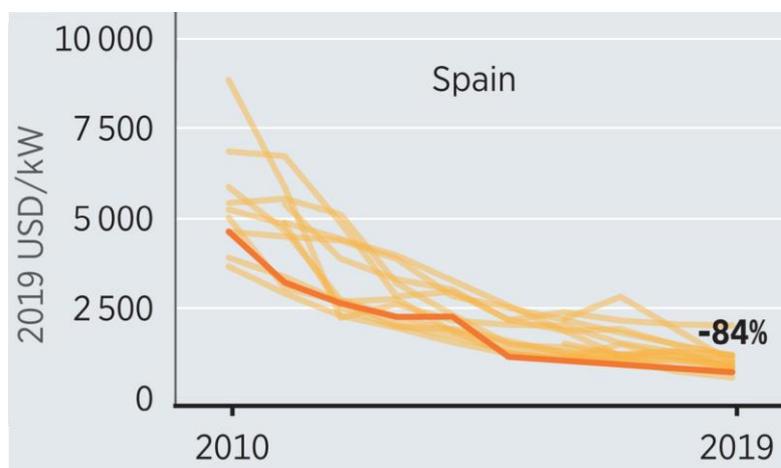


Figura 1.1: Precio medio total del kW instalado en los últimos años en España. Fuente: IRENA.

Podemos encontrar instalaciones fotovoltaicas de diferentes tipos. Por un lado, encontramos las instalaciones aisladas, que no tienen conexión alguna con la red de distribución y que por tanto no pueden ni consumir de ella ni inyectar los excesos en la misma. Esto supone un hándicap a la hora del dimensionamiento, por lo que se suelen incorporar baterías (generalmente de ion-litio) para poder hacer una mejor gestión de la producción e intentar adaptar de la mejor manera posible las horas de generación a las de consumo. Es problema de este tipo de instalaciones es la necesidad de baterías, las cuáles a pesar de estar bajando su precio en los últimos años gracias el gran desarrollo que se está produciendo en el campo de los vehículos eléctricos aún siguen siendo relativamente caras y, además la implementación de baterías viene acompañada por la inclusión de un regulador en la instalación, que lógicamente también supone un coste extra.

El otro tipo de instalaciones son las conectadas a red y, dentro de ellas podemos encontrar las instalaciones de autoconsumo y las instalaciones dedicadas a la generación eléctrica para su inyección en la red. Estas primeras pretenden, como su propio nombre indica, generar energía eléctrica para ser consumida in situ por el usuario, disminuyendo la dependencia energética de la red y reduciendo los costes en la factura eléctrica. Este tipo de instalaciones tienen la ventaja, a diferencia de las aisladas de que pueden consumir energía de la red en horas en las que no se está generando con la instalación fotovoltaica y, también pueden inyectar los excesos de la generación con respecto al consumo de la red, lo que, dependiendo de si se tiene o no compensación económica y de qué tipo, puede ser interesante desde un punto de vista económico en la factura.

Por último, el otro tipo de instalaciones conectadas a red, aquellas dedicadas plenamente a la generación, son instalaciones por lo general de grandes dimensiones (potencia superior a 100kW) cuyo objetivo es lograr la máxima inyección de energía en la red al año, para poder obtener la mayor rentabilidad económica. Este tipo de instalaciones son conocidas coloquialmente como huertos solares y, podemos ver un ejemplo en la Figura 1.2.



Figura 1.2: Ejemplo de instalación fotovoltaica para generación. Fuente: Entrepreneur.

## 1.2 Selección de la zona geográfica

En España existen una gran variedad de cultivos, su clima es muy propicio para una multitud de especies vegetales destinadas a la alimentación. En concreto, Andalucía es la región con mayor horticultura (cultivo de plantas de huerta con regadío) a nivel nacional, gracias a su gran extensión territorial y condiciones climáticas. Si a esto se le suma que además de ser una zona rica en agricultura, también lo es en cantidad de horas de sol al año, todo esto hace que Andalucía se postule como una de las mejores zonas de Europa para llevar a cabo este tipo de proyectos que intentan compatibilizar el cultivo de regadío con la energía fotovoltaica. Es por esto que la ubicación que se ha seleccionado para este Trabajo de Fin de Grado es una provincia andaluza, en concreto Málaga.

## 1.3 Selección del cultivo

El cultivo seleccionado para este trabajo ha sido la remolacha azucarera. Este tipo de planta tiene un ciclo bianual, en el año de siembra acumula sacarosa en la raíz principal, mientras que en el Segundo año emite las flores para la polinización, es por esto que para la producción de azúcar interesa solo la fase vegetativa (primer año) y para la producción de semillas el segundo año. En este trabajo se va a considerar exclusivamente la producción de azúcar, es decir sólo se considerará el año de siembra.



Figura 1.3: Remolacha azucarera. Fuente: Regaber.

La remolacha azucarera tiene además dos posibles épocas de plantación, la primera de ellas está comprendida entre finales de invierno y comienzos de primavera, es la siembra primaveral. La otra fase de plantación se corresponde con el final de verano y el comienzo de otoño, se trata de la siembra otoñal. La siembra primaveral es mucho más productiva y de mayor calidad por lo que es la seleccionada para este trabajo. Este tipo de siembra primaveral requiere regadío y, en concreto en España se corresponde con el 96% sobre el total del cultivo de este tipo de remolacha [2].

### 1.4 Compatibilidad del cultivo y la instalación fotovoltaica

El hecho de que los cultivos de riego necesiten considerables volúmenes de agua durante su ciclo de vida hace que se requiera también mucha energía para poder suministrar dichas cantidades de agua. En los cultivos de regadío, la mayor necesidad de agua se demanda en verano como es lógico, coincidiendo con el momento del año en el que la fotovoltaica es más rentable y más energía produce. De esta forma, la combinación de estos dos elementos hace que las necesidades energéticas del cultivo para su riego, que previamente eran satisfechas en su totalidad por la red eléctrica, ahora puedan ser cubiertas en su mayoría por la instalación fotovoltaica, permitiendo incluso reducir el término de potencia contratada. Además, durante el periodo fuera del ciclo de vida del cultivo, toda la energía producida podrá ser inyectada a la red para generar ingresos (en aquellos casos en los que la normativa lo permite). En la normativa de autoconsumo se contempla la posibilidad de acogerse al mecanismo de compensación simplificada pero según este mecanismo, el valor de los excedentes no puede ser superior al de la energía adquirida para un periodo de facturación (máximo un mes). Por ello, en este trabajo se propone una instalación de autoconsumo con excedentes no acogida a compensación que según la normativa, se le aplica el régimen general de la actividad de producción. De esta forma, la energía fotovoltaica es mucho más rentable.

En los últimos años, la siembra de remolacha azucarera en Andalucía ha aumentado, como se puede ver en la figura 1.4.

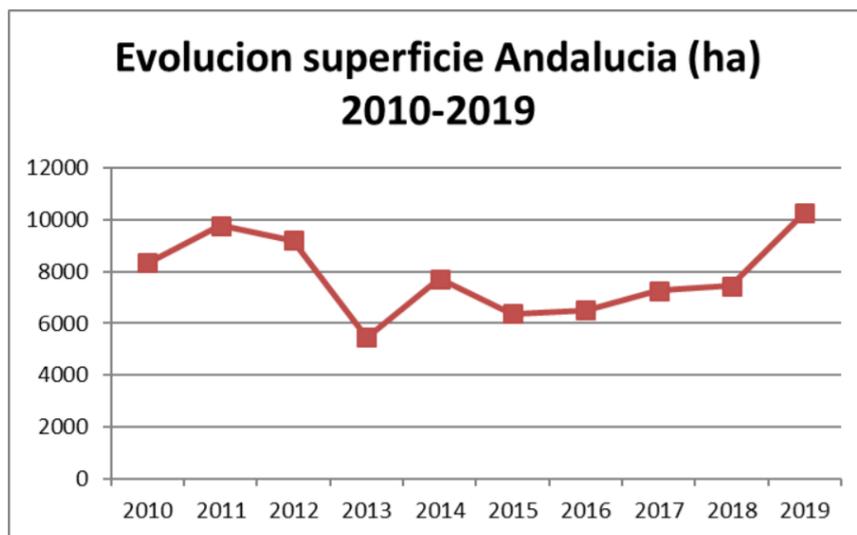


Figura 1.2: Evolución del área cultivada de remolacha azucarera en Andalucía. Fuente: AIMCRA.

## 1.5 Software utilizado

La realización de este trabajo se apoya en los siguientes softwares:

- CLIMWAT 2.0: Software de la Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura. Este software permite obtener los datos climáticos y de pluviometría necesarios para el trabajo en función de la ubicación seleccionada.
- CROPWAT 8.0: Software de la Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura. Este software trabaja a partir del archivo generado por CLIMWAT 2.0. Incluye las bibliotecas necesarias para la selección del tipo de suelo y parámetros de los diferentes cultivos. La principal función de este software es la obtención de las necesidades hídricas del cultivo en cada una de sus etapas en función de la fecha de siembra.
- MATLAB: Software matemático desarrollado por MathWorks. Software principal en que se apoyan los cálculos de este trabajo, se ha utilizado la versión 2020A.
- MICROSOFT EXCEL: Software de hoja de cálculo desarrollado por Microsoft. Se utiliza en diversos cálculos de este trabajo.
- MICROSOFT WORD: Software de procesamiento de texto desarrollado por Microsoft. Se utiliza para la elaboración de este documento, utilizando la plantilla de la Escuela Técnica Superior de Ingeniería de la Universidad de Sevilla.
- INKSCAPE: Software desarrollado por Proyecto de Inkscape. Se utiliza para la elaboración de algunas de las figuras que se incorporan en este documento.

## 2 DIMENSIONAMIENTO DEL CULTIVO

### 2.1 Cálculo de las necesidades hídricas del cultivo

El estudio de las necesidades hídricas del cultivo se va a realizar para el caso de una parcela de 200 x 500 m, cuya superficie es 100.000 m<sup>2</sup>, lo cual equivale a 10 hectáreas (ha). Más adelante, cuando se dimensione el campo fotovoltaico, se podrá determinar cuántas parcelas como esta se podrán implementar.

#### 2.1.1 Parámetros referentes a la ubicación

Los primeros parámetros que hay que tener en cuenta para el cálculo de las necesidades hídricas son aquellos referentes a la ubicación. Dichos parámetros son los siguientes:

- Radiación: Energía que aporta el sol y que es fundamental para el crecimiento del cultivo. Los valores asociados a nuestro cultivo se pueden ver en la Figura 2.1, como es lógico, los valores máximos se dan en los meses de verano.

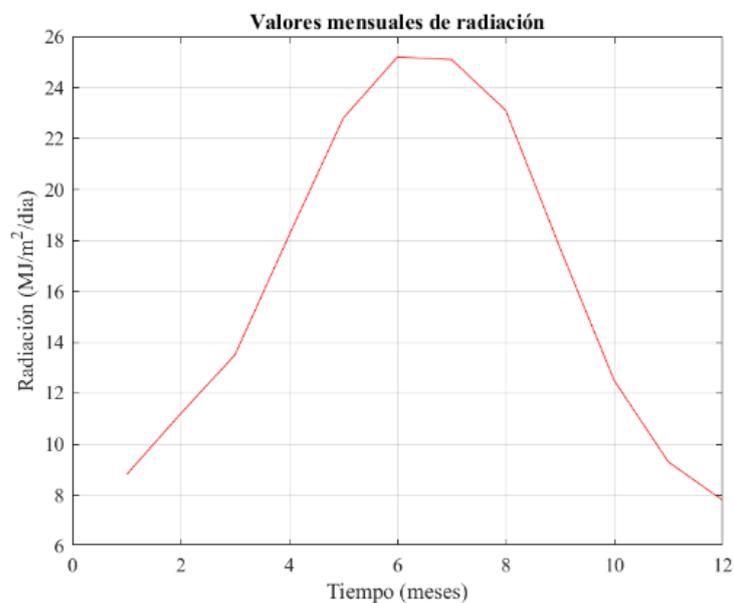


Figura 2.1: Valores mensuales de radiación para la ubicación seleccionada.

- *ET<sub>o</sub>*: Evapotranspiración de referencia, es un consumo de agua equivalente que tiene en cuenta los procesos de evaporación y transpiración del agua en la ubicación determinada. Se obtiene a partir de los datos de temperatura, humedad, viento y horas de sol. Los valores asociados a nuestro cultivo se pueden ver en la Figura 2.2, como es lógico, los fenómenos de evaporación y transpiración van a ser más notables en los meses de verano, debido a la elevada insolación y temperaturas.

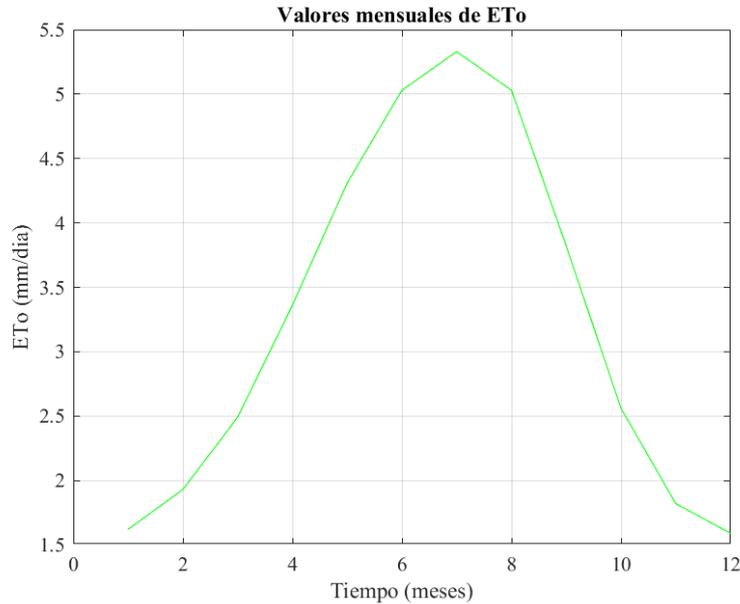


Figura 2.2: Valores mensuales de evapotranspiración de referencia.

- **Lluvia:** Precipitaciones que cubren en parte el agua necesaria para el crecimiento del cultivo. Podemos distinguir entre las precipitaciones reales que llegan a la superficie del suelo y las precipitaciones efectivas, que son aquellas que verdaderamente puede aprovechar el cultivo. En estas últimas se tienen en cuenta dos tipos de pérdidas. Las primeras son las pérdidas por percolación, es decir, aquellas precipitaciones que llegan a una profundidad del suelo en las que el cultivo es incapaz de aprovechar esa agua. Las segundas son las pérdidas por escorrentía, que son aquellas pérdidas que se producen cuando el agua de lluvia circula libremente por la superficie del terreno debido a que este es incapaz de absorber más agua. Los valores asociados a nuestro cultivo se pueden ver en la Figura 2.3. Un aspecto curioso que se puede observar en dicha figura es que en invierno sí que hay una pérdida efectiva de la lluvia pero en verano es casi inexistente ya que la humedad del terreno es mucho menor.

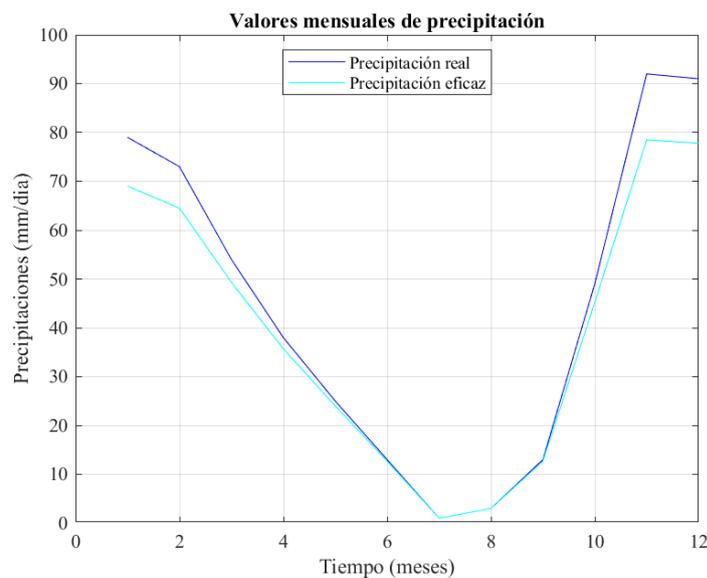


Figura 2.3: Valores mensuales de precipitación.

- Tipo de suelo: Los parámetros más importantes que caracterizan el tipo de suelo son la humedad disponible, la máxima profundidad hasta la que el tipo de tierra permitiría que la planta pueda desarrollar sus raíces y la máxima tasa de infiltración del agua de lluvia que dicho suelo permite. En nuestro caso, el tipo de suelo es un suelo medio, cuyas características principales se pueden observar en la Tabla 2.1.

Tabla 2.1: Valores asociados al tipo de suelo.

Máxima profundidad de enraizamiento (cm)	900
Humedad total disponible (mm/m)	290
Humedad inicial disponible (mm/m)	290
Agotamiento inicial de la humedad (%)	0
Máxima tasa de infiltración de lluvia (mm/día)	40

### 2.1.2 Parámetros referentes al tipo de cultivo

Los parámetros que dependen de la ubicación son muy importantes, pero más lo son los que dependen del tipo de cultivo. Los parámetros fundamentales de un cultivo que permiten el cálculo de sus necesidades hídricas son los siguientes:

- $K_c$ : Coeficiente del cultivo. Se trata de un coeficiente representativo de la cantidad de agua que el cultivo necesita con respecto a la  $ET_0$ . Va a depender de la fecha de siembra y recolección, además de la duración de las diferentes etapas de su ciclo de vida. En nuestro caso, la fecha de siembra elegida ha sido el 21 de marzo, fecha que siempre será muy próxima al comienzo de la primavera en España, y, que como ya se vio es una fecha óptima para la siembra primaveral de la remolacha azucarera. En cuanto a las etapas de desarrollo, en el caso de la remolacha azucarera se pueden distinguir 4 etapas de diferente duración, esto se puede observar en la Figura 2.4. Sabemos además que el ciclo de vida de la remolacha es de aproximadamente 160 días y por tanto su recolección estaría en torno al día 27 de agosto.

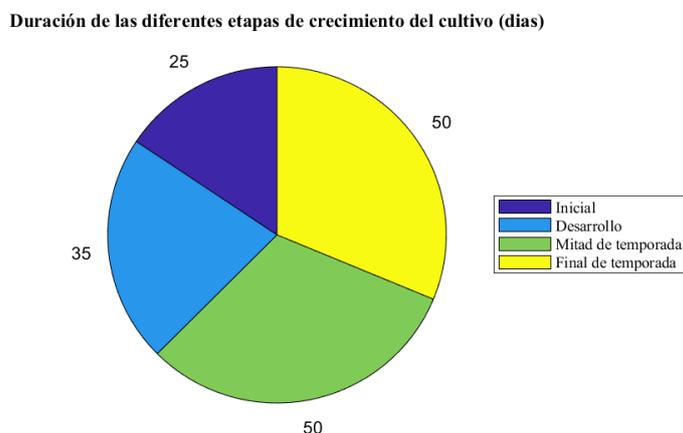


Figura 2.4: Duración de las diferentes etapas de crecimiento de la remolacha azucarera.

- $ET_c$ : Evapotranspiración real. Resulta del producto de la evapotranspiración de referencia ( $ET_0$ ) y el coeficiente de cultivo ( $K_c$ ). En la Figura 2.5, se puede ver los valores que toma  $ET_c$  durante su ciclo de vida en intervalos de 10 días. Como ya ocurría con la  $ET_0$ , los máximos valores de  $ET_c$  también se dan en verano.

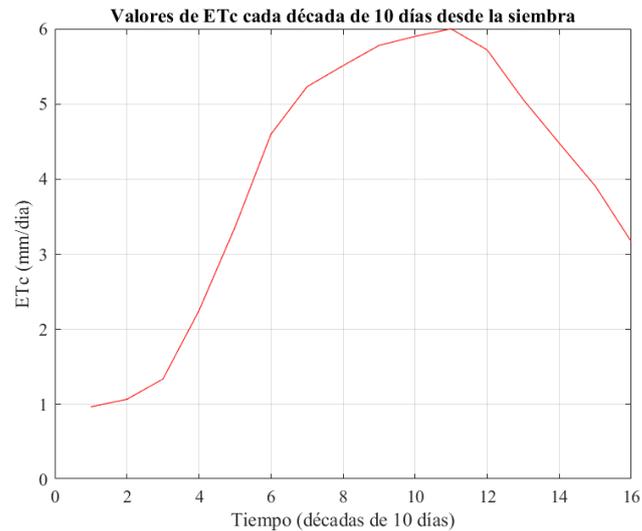


Figura 2.5: Valores de evapotranspiración del cultivo cada 10 días.

Para concluir este apartado, en la Figura 2.6 se muestra a modo de resumen un esquema de las variables que influyen en el ciclo hidrológico del cultivo.

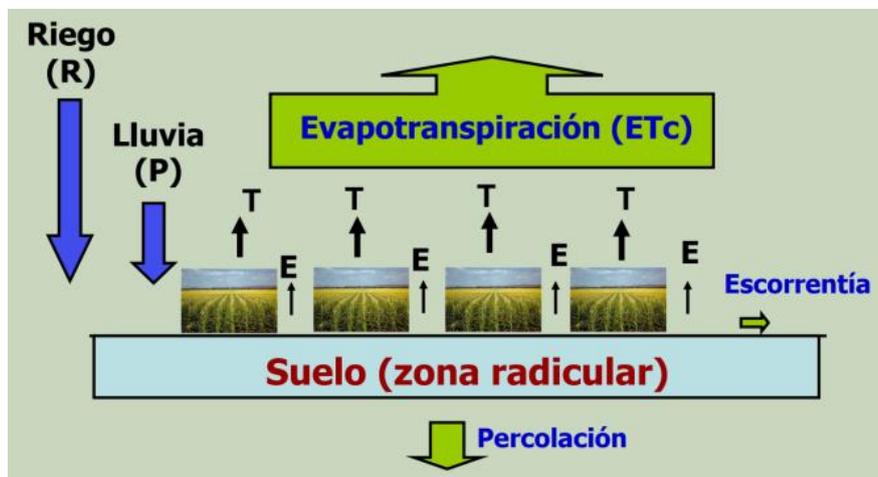


Figura 2.6: Esquema del ciclo hídrico del cultivo. Fuente: CITA.

### 2.1.3 Determinación de las necesidades hídricas

Una vez conocidas y cuantificadas todas las variables que influyen en nuestro cultivo, el cálculo de las necesidades de riego será fácil de obtener, puesto que será la diferencia entre la evapotranspiración real ( $ET_c$ ) y la precipitación efectiva. Así pues, los valores de las necesidades de riego ( $N_r$ ) por cada década de 10 días han sido recopilados en la Tabla 2.2.

Tabla 2.2: Requerimiento de agua de 1 parcela.

Requerimientos de agua de 1 parcela					
Mes	Década	Número de días		mm/década	mm/día
Marzo	3	11	11	0,00	0,00
Abril	1	10	30	0,00	0,00
	2	10		1,50	0,15
	3	10		12,00	1,20
Mayo	1	10	31	24,30	2,43
	2	10		38,00	3,80
	3	11		50,80	4,62
Junio	1	10	30	49,60	4,96
	2	10		53,60	5,36
	3	10		56,00	5,60
Julio	1	10	31	59,00	5,90
	2	10		57,20	5,72
	3	11		55,50	5,05
Agosto	1	10	27	44,30	4,43
	2	10		38,50	3,85
	3	7		20,40	2,91

Cabe destacar que no se va a realizar el dimensionamiento del embalse o sistema de acumulación de agua para el riego, puesto que se supone que dicho sistema ya estaba instalado previamente a la elaboración de este trabajo y que contará con agua suficiente en todo momento para el riego de todas las parcelas que finalmente decidan incorporarse.

## 2.2 Distribución geométrica del cultivo

En primer lugar, se va a determinar la distribución de las plantas en la parcela que, como se ha comentado con anterioridad, tiene una superficie de 10 hectáreas, con unas dimensiones de 200 metros por 500 metros.

Para la remolacha azucarera la densidad de siembra recomendada está comprendida entre 100.000 y 120.000 plantas por hectárea, con una separación entre líneas apropiada de unos 50 centímetros y una profundidad de siembra de semilla de entre 1,5 y 2,5 centímetros [2]. Para este caso de estudio, se va a utilizar una densidad de siembra de 100.000 plantas por hectárea y una separación de 50 cm entre líneas ( $D_{lin}$ ), lo que nos devuelve una cantidad de 1.000.000 de plantas ( $N_{pla}$ ) por cada parcela de 10 hectáreas. Con estos valores y considerando las Ecuaciones 2.1 y 2.2, se tienen dos posibles configuraciones:

$$N_{lin} = \frac{\text{Dimensión seleccionada (Largo (m) o Ancho (m))}}{D_{lin} (m)} \tag{2.1}$$

$$L_{lin} (m) = \text{Dimensión no selecciona (Ancho (m) o Largo (m))} \tag{2.2}$$

La primera configuración sería utilizar 400 líneas ( $N_{lin}$ ) de 500 metros ( $L_{lin}$ ). La otra configuración sería utilizar 1.000 líneas de 200 metros. En cualquiera de las dos opciones, la separación entre plantas de una misma línea ( $D_{pla}$ ) se calcula con la Ecuación 2.3 y, en ambos casos se corresponde con una separación de 20 centímetros para plantas de la misma línea.

$$D_{pla} (m) = \frac{N_{lin} \cdot L_{lin} (m)}{N_{pla}} \quad (2.3)$$

La elección de una configuración u otra plantean va a depender del tipo de riego, que se verá a continuación.

## 2.3 Selección del tipo de riego

Hoy en día existen muchos tipos de riego, pero sin duda el más extendido es el riego por goteo. Este tipo de riego consiste en la aplicación simultánea de agua y fertilizantes a través de un sistema de tuberías y emisores (goteros) directamente a la zona de influencia de las raíces del cultivo. El agua se aplica gota a gota de manera periódica y en pequeños volúmenes. El riego por goteo tiene diversas ventajas como pueden ser [3]:

- Ahorro de agua: Se utiliza el agua óptima necesaria para el cultivo, ya que se aplica cerca de la planta, permitiendo su mejor absorción a nivel radicular.
- Uniformidad de aplicación: Se aplica el agua mediante emisores con el mismo caudal y ubicados a distancia iguales, de esta forma, incluso en terrenos desiguales, la distribución de agua es homogénea.
- Reducción de la evapotranspiración del agua: Al aplicarse el agua cerca de la raíz, se evitan pérdidas por evapotranspiración.
- Mejor producción y calidad del producto: Se cubren en todo momento las necesidades hídricas y nutrientes, por lo que se evita la escasez temporal de agua y nutrientes.

Todo esto, unido a la facilidad para encontrar este tipo de elementos en el mercado hace que este tipo de riego sea el que se va a emplear en este trabajo.

Para poder tomar una decisión entre las dos propuestas de número y longitud de líneas que se hicieron en el apartado anterior, hay que tener en cuenta que, las pérdidas de carga en un sistema de riego por goteo aumentan exponencialmente con la longitud de la línea, por lo que la mejor decisión es utilizar un mayor número de líneas y más cortas, es por esto que la configuración que se ha elegido es la de líneas cortas y, que se puede ver de forma representativa en la Figura 2.7.

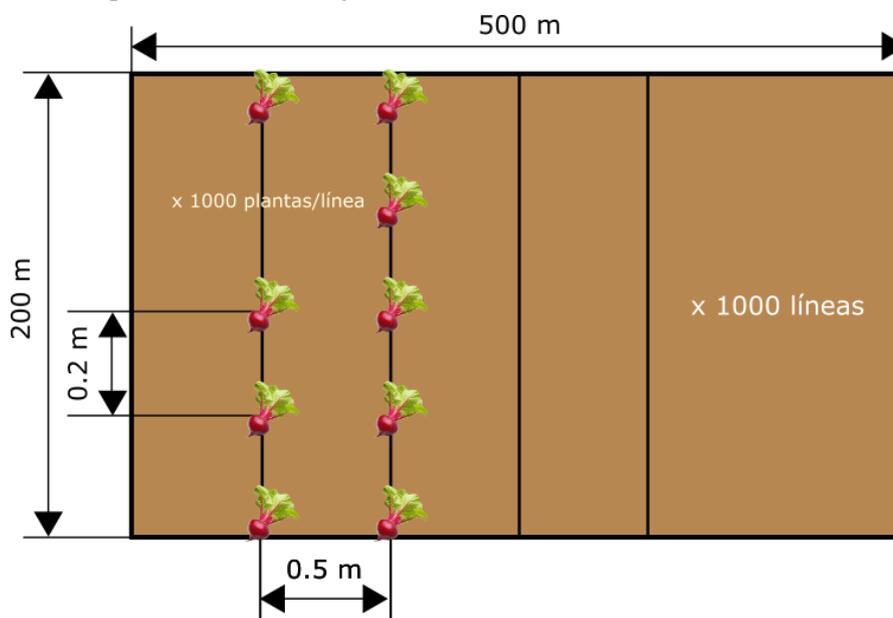


Figura 2.7: Distribución del cultivo en la parcela.

El sistema de riego por goteo seleccionado es el NaanPC 20/0,95, de la empresa Naandanjain Irrigation, cuyo catálogo aparece en los Anexos de este documento. Los aspectos técnicos más importantes de este sistema de riego por goteo aparecen en la Tabla 2.3 y, como se puede ver, la distancia entre goteros de la misma línea es igual a la distancia entre plantas de la misma línea, por lo que la cantidad de goteros por cada planta ( $\rho_g$ ) es igual a 1, haciendo que el sistema de riego sea lo más eficiente posible.

Tabla 2.3: Características principales del sistema de goteo seleccionado.

Modelo seleccionado	NaanPC 20/0,95
Longitud del lateral (m)	20
Espaciamiento entre goteros (cm)	200
Pérdidas de carga (m)	22
Caudal de cada gotero (L/h)	0,95
Diámetro interior (mm)	17,7
Espesor de la pared (mm)	1 - 1,2

Para concluir este apartado, en la Figura 2.8, se puede ver claramente el efecto de la longitud en las pérdidas de carga que se comentó antes, en este caso, aplicado al modelo seleccionado.

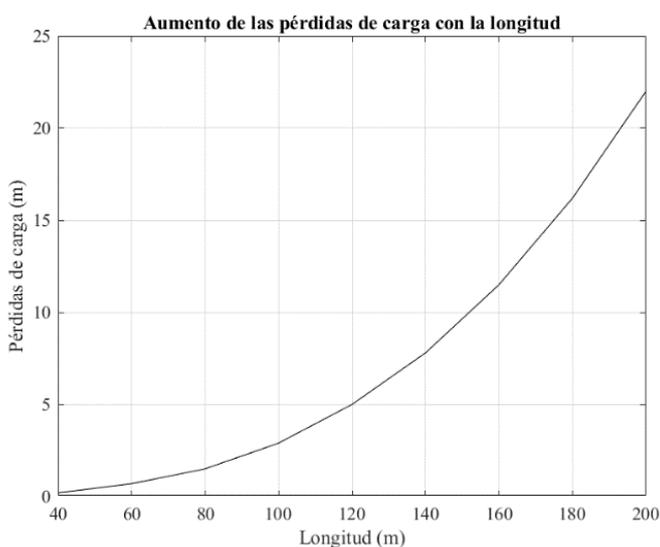


Figura 2.8: Aumento de las pérdidas de carga en función de la longitud de la tubería.

## 2.4 Estrategia de riego

### 2.4.1 Cálculo y distribución de las horas de riego

Una vez conocidas las necesidades hídricas del cultivo y sistema de riego que se va a emplear, se pueden calcular los tiempos de riego para cada periodo. Para ello, lo primero que se debe hacer es calcular el volumen de agua que requiere cada planta en cada periodo, mediante el uso de diferentes ecuaciones [4].

En primer lugar, se debe definir la frecuencia de riego ( $F_r$ ), para este tipo de cultivo se recomiendan riegos cortos y frecuentes por lo que se decide regar una vez al día [2]. Con esta información y las necesidades hídricas calculadas previamente para este cultivo y que se pueden ver en la Tabla 2.2, se puede hacer el cálculo del volumen de agua que requiere cada planta ( $G_{planta}$ ) en cada periodo mediante la Ecuación 2.4.

$$G_{planta} \left( \frac{L}{\text{día} \cdot \text{planta}} \right) = \frac{N_r \left( \frac{mm}{\text{día}} \right)}{F_r \left( \frac{\text{riegos}}{\text{día}} \right)} \cdot D_{pla} (m) \cdot D_{lin} (m) \quad (2.4)$$

De esta forma, el volumen de agua que requiere cada planta a lo largo de su ciclo de vida ha sido recopilado en la Figura 2.9. El máximo requerimiento de agua por parte de la planta se da sobre todo en la época intermedia y final de su ciclo de vida, coincidiendo con los meses más centrales del verano.

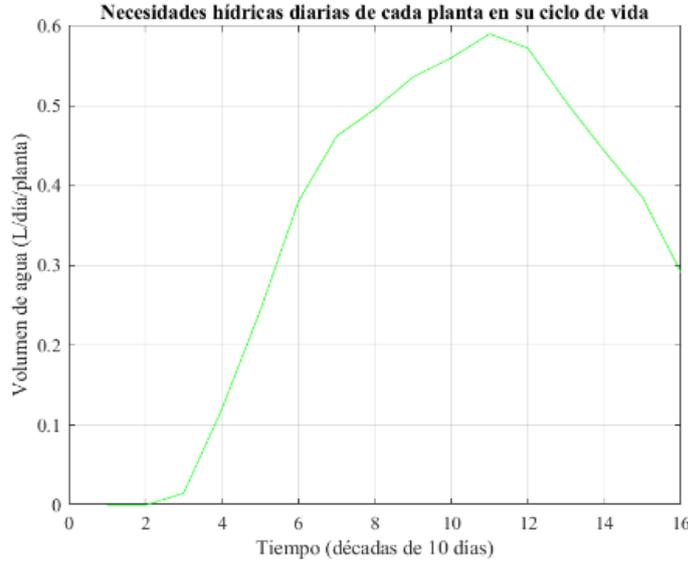


Figura 2.9: Necesidades hídricas de cada planta cada 10 días.

Una vez que se conoce el caudal diario de agua que requiere cada planta en cada momento, se puede proceder al cálculo y distribución de las horas de riego. En primer lugar, para poder calcular la duración de cada riego, se obtiene el valor del caudal total que circula por cada línea de goteros ( $Q_{lin}$ ) en función del caudal de cada gotero ( $Q_g$ ), la distancia de separación entre goteros ( $D_g$ ) y la longitud de la línea, todo esto mediante la Ecuación 2.5, obteniéndose un valor de 950 L/h.

$$Q_{lin} \left( \frac{L}{h} \right) = \frac{L_{lin} (m)}{D_g (m)} \cdot Q_g \left( \frac{L}{h} \right) \quad (2.5)$$

Para determinar el tiempo de aplicación del agua de riego que se va a emplear en cada planta ( $T_{a,pla}$ ), se acude a la Ecuación 2.6. El valor que se obtiene también se corresponde con el tiempo que se tarda en regar cada línea ( $T_{a,lin}$ ) puesto que todas las plantas de una misma línea se riegan simultáneamente como es lógico.

$$T_{a,pla} \left( \frac{h}{\text{día} \cdot \text{planta}} \right) = \frac{G_{planta} \left( \frac{L}{\text{día} \cdot \text{planta}} \right)}{\rho_g \left( \frac{\text{goteros}}{\text{planta}} \right) \cdot Q_g \left( \frac{L}{h} \right)} \quad (2.6)$$

Una vez que se conoce cuando va a tardar nuestro sistema en regar cada planta y por tanto cada línea, se pueden empezar a plantear distintas estrategias de riego para poder calcular la duración total del riego diario de la parcela ( $T_{a,total}$ ).

Un factor muy importante para el cómputo de la duración total del riego es el número de líneas que van a regarse simultáneamente. No es necesario que las 1.000 líneas de la parcela se rieguen simultáneamente y, dependerá de cuántas de ellas se rieguen a la vez el poder conocer la duración total del riego de la parcela. Al no regar todas las líneas al mismo tiempo, se deben establecer turnos de riego ( $N_{turnos}$ ) que, por supuesto, tendrán una duración igual al tiempo de riego de cada línea, como es lógico.

Desde el punto de vista del autoconsumo, no nos interesaría un riego demasiado breve puesto que no nos permitiría aprovechar tanto las horas de sol con la instalación fotovoltaica. Otro aspecto fundamental es el periodo de diseño, el cálculo de la duración total del riego debe hacerse en el periodo de mayor demanda hídrica del cultivo ya que, debido a esto, será el mes con mayor duración del riego. En este caso, el periodo de mayor demanda hídrica es la primera década de julio, por lo que se utilizará el tiempo que tarda en regarse cada línea en este periodo para poder estimar el número de turnos de riego a implementar. De este modo, para una primera estimación, se van a suponer unas 6 horas de riego y, con este dato se va a calcular el número de turnos que habría que tener en cuenta para cumplir dicho requisito, mediante la Ecuación 2.7, obteniéndose un valor de 9,66 turnos. A la vista de estos resultados, se decide utilizar un total de 10 turnos de riego, cuya duración total se corresponde con aproximadamente 6 horas y 13 minutos para el periodo de diseño.

$$N_{turnos} = \frac{T_{a,total} \left( \frac{h}{\text{día} \cdot \text{parcela}} \right)}{T_{a,lin} \left( \frac{h}{\text{día} \cdot \text{línea}} \right)} \quad (2.7)$$

Una vez que se ha decidido el número de turnos de riego, se pueden obtener los valores del tiempo total de riego de la parcela para cada periodo, dichos valores están representados en la Figura 2.10. Como se puede ver, el valor máximo se da en la primera década de Julio y, como era de esperar, el gráfico es totalmente proporcional a las necesidades hídricas del cultivo.

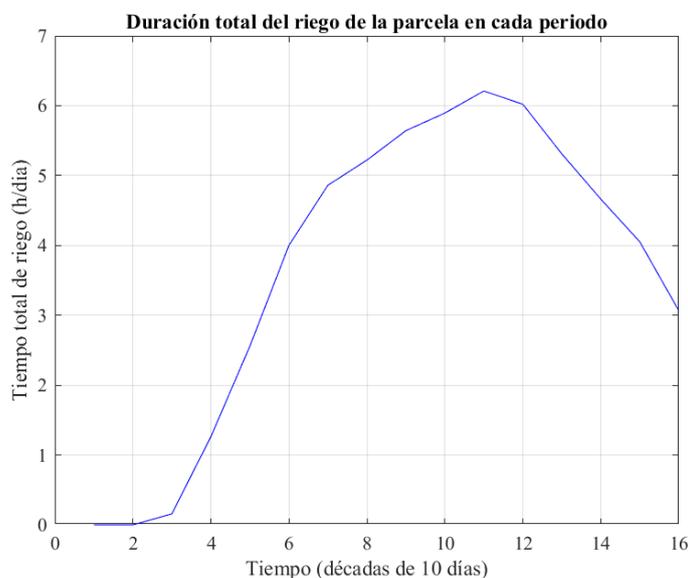


Figura 2.10: Duración total del riego de cada parcela y cada 10 días.

El hecho de que los máximos requerimientos de agua y tiempos de riego se den en verano, justo cuando el potencial fotovoltaico es mayor, es algo muy beneficioso para este trabajo, ya que permitirá que el periodo de amortización se reduzca considerablemente.

## 2.4.2 Selección de los grupos de bombeo

Ya se tiene conocimiento de los tiempos de riego que se van a dar durante el ciclo de vida del cultivo y, también se conoce el sistema de riego que se va a emplear. Es ahora el momento de dimensionar las bombas, elementos más importantes del circuito hidráulico.

Como ya se ha visto en el apartado anterior, el riego se ha programado para que se de en 10 turnos consecutivos. Sabiendo esto, se debe seleccionar una estrategia de bombeo con una o varias bombas de forma que se puedan cubrir las necesidades del cultivo en todo momento y se puedan respetar los turnos de riego implementados.

La estrategia de bombeo consistirá en seleccionar el número de bombas necesario para cubrir los requisitos ya mencionados. Los parámetros fundamentales para la selección de una bomba son el tipo de uso, el caudal de operación, la altura manométrica y las pérdidas de carga. Debido a esto, es prácticamente imposible encontrar una bomba que se ajuste perfectamente a nuestros parámetros de operación. Consecuentemente, el sistema de bombeo que se seleccione deberá incorporar un variador de frecuencia que permita regular el caudal.

El criterio fundamental a la hora de seleccionar el número de grupos de bombeo será el consumo total del mismo, que viene determinado por el consumo del motor y el variador de frecuencia. La estrategia más interesante será aquella en la que el consumo total de todos los grupos de bombeo empleados sea menor al resto. Un indicador fundamental del consumo que tendrá el conjunto de grupos de bombeo, será el rendimiento del mismo en el punto de funcionamiento. Para la selección del grupo de bombeo y la cantidad del mismo, se ha hecho uso de los catálogos guiados de la empresa Grundfos [5]. Esta empresa ofrece catálogos adecuados al tipo de uso, caudal, altura manométrica y pérdidas de carga seleccionados y, además, muestra las curvas, consumos y rendimientos de los grupos de bombeo en el punto de operación.

De este modo, con el objetivo de seleccionar la mejor opción, se hace una búsqueda con los parámetros que aparecen en la Tabla 2.4.

Tabla 2.4: Parámetros requeridos para la selección de la bomba.

Criterio dimensionamiento	Por aplicación
Tipo de aplicación	Riego
Tipo de instalación	Sistema de tuberías móviles
Caudal (L/h)	*Según la estrategia*
Altura geométrica (m)	0
Pérdidas por fricción (m)	22
Presión de descarga (bar)	1
Criterio de evaluación	Consumo de energía

En la Tabla 2.4 se puede ver que el criterio utilizado para encontrar un grupo de bombeo adecuado ha sido el de riego con sistema de tuberías móviles, como es nuestro caso. El caudal seleccionado varía en función de la configuración estudiada y se verá a continuación. La altura geométrica es de 0 metros, puesto que el grupo de bombeo va a estar a la altura del suelo, como el cultivo. Las pérdidas por fricción ya se habían determinado y eran de 22 m, cabe destacar que estas pérdidas van a ser iguales para todas las configuraciones que se van a estudiar, puesto que las pérdidas totales por fricción en tuberías en paralelo son iguales a las pérdidas de una única tubería. La presión de descarga se fija a 1 bar, como es típico en este tipo de sistemas de riego. Por último, el criterio que se ha pedido para la selección del grupo de bombeo es el de menor consumo de energía, aspecto que ya se había comentado con anterioridad.

Teniendo en cuenta lo anterior, se han estudiado distintas estrategias de bombeo, todas ellas y sus parámetros fundamentales para la selección de una estrategia u otra, se pueden observar en la Tabla 2.5.

Tabla 2.5: Parámetros generales de las configuraciones de bombeo estudiadas.

Cantidad	Modelo	Líneas que riega simultáneamente	Caudal total de la bomba (L/h)	Potencia individual en el punto de funcionamiento	Potencia total en el punto de funcionamiento
1	HYDRO MPC-E 4 CRIE 15-2	100	95000	9313	9313
2	HYDRO MPC-E 2 CRIE 20-2	50	47500	4441	8882
5	HYDRO MPC-E 2 CRIE 10-2	20	19000	1919	9595
10	HYDRO MPC-E 2 CRIE 5-4	10	9500	1096	10960
20	HYDRO MPC-E 2 CRIE 3-8	5	4750	655	13100
50	CR 3-4 A-A-A-E- HQQE	2	1900	305,2	15260
100	CR 1-5 A-A-A-E- HQQE	1	950	201,9	20190

En cuanto a las distintas configuraciones de la Tabla 2.5, en todas ellas se ha respetado el hecho de que se utilicen 10 turnos de riego. Como se puede ver, la opción de menor consumo y que por tanto será la seleccionada es la opción de utilizar 2 grupos de bombeo idénticos y cuyas características se pueden consultar en la Tabla 2.6. El punto de funcionamiento del grupo de bombeo puede observarse en la Figura 2.11. El catálogo del grupo de bombeo seleccionado puede encontrarse en los Anexos de este documento.

Tabla 2.6: Parámetros técnicos más relevantes del grupo de bombeo seleccionado.

Fabricante	Grundfos
Modelo	HYDRO MPC-E 2 CRIE 20-2
Fluido	Agua
Presión máxima (bar)	16
Caudal máximo (m <sup>3</sup> /h)	70
Altura máxima (m)	42
Potencia nominal (W)	4000
Tensión de alimentación (V)	380-415
Corriente nominal (A)	16
Potencia total en el punto de trabajo (W)	8882

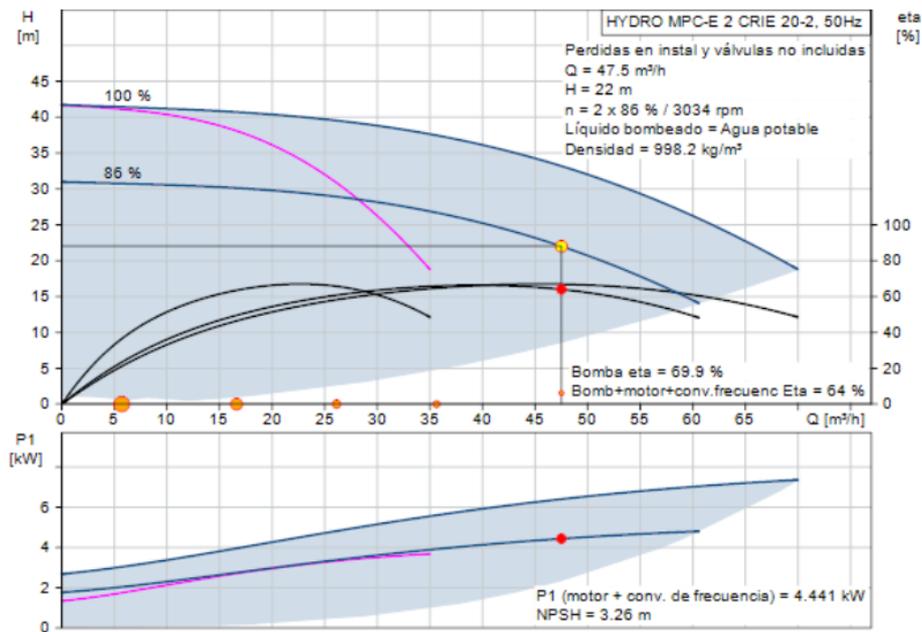


Figura 2.11: Punto de funcionamiento del grupo de bombeo seleccionado. Fuente: GRUNDFOS.

Por último, se muestran en la Figura 2.12 los rendimientos globales de las distintas configuraciones estudiadas en la Tabla 2.5. Se comprueba de este como que, como ya era de esperar, la configuración con mejor rendimiento total de conjunto (motor, bomba y variador de frecuencia) es la configuración de menor consumo.

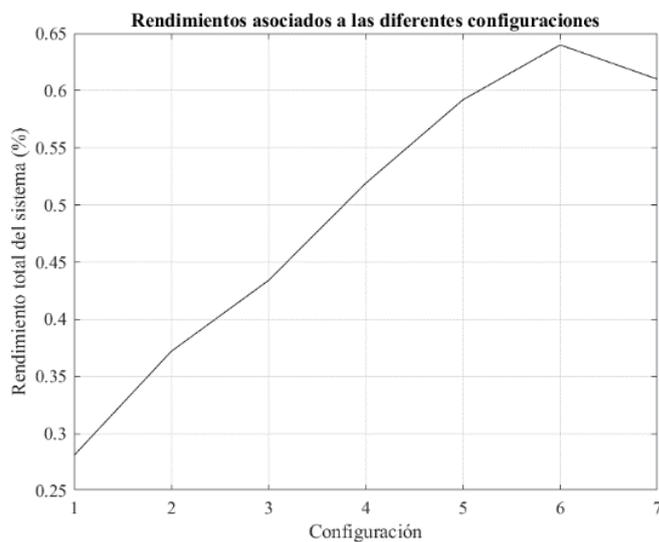


Figura 2.12: Rendimientos asociados a los diferentes grupos de bombeo estudiados.

El rendimiento del grupo de bombeo seleccionado es del 64%, un valor bastante correcto teniendo en cuenta que, en este tipo de sistema, el rendimiento del conjunto motor-bomba no suele superar el 65-70% y, en este caso se tiene un 64% incluyendo además de los dos elementos mencionados, el variador de frecuencia, que a pesar de ser un elemento que por lo general tiene un rendimiento bastante elevado, no se puede despreciar. Todo esto es un indicativo bastante claro de que el dimensionamiento realizado es bastante bueno [6].

# 3 DISEÑO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

## 3.1 Tipo de instalación y componentes principales

En el primer capítulo, ya se pudo ver qué tipo de instalaciones fotovoltaicas existen y, en este caso el tipo de instalación que se va a utilizar es una instalación fotovoltaica conectada a red. El motivo principal de esta elección es que los consumos del cultivo solo se dan durante una época del año y, por muy bien que la instalación se ajuste a las horas de consumo durante dicho periodo, durante el resto del año se va a producir una gran cantidad de energía que se puede inyectar a la red y generar unos ingresos. La normativa establece que para poder inyectar energía a la red y generar ganancias con ello a lo largo de un periodo de facturación, se necesita que la instalación fotovoltaica sea de al menos 100 kW [7], valor que determinará la potencia nominal del inversor y no la potencia pico de los módulos fotovoltaicos, ambos elementos se explican en este apartado. Por tanto, la instalación fotovoltaica debe ser de al menos 100 kW y su función será cubrir el autoconsumo durante el periodo de cultivo e inyectar a la red los excesos de energía que se producen durante la época de no cultivo o durante la época de cultivo en las horas fuera de riego. El hecho de que la instalación deba ser de al menos 100 kW, determinará cuántas parcelas como la del caso de estudio se pueden regar con dicha instalación fotovoltaica.

En cuanto a los componentes principales de este tipo de instalaciones podemos destacar dos principalmente:

- **Módulo fotovoltaico:** Elemento principal de la instalación fotovoltaica. Es el dispositivo que transforma la energía radiante del sol en energía eléctrica. Está compuesto por células de materiales semiconductores en las que se produce el efecto fotoeléctrico (emisión de electrones por un material al incidir sobre él una radiación electromagnética [8]). Por lo general el semiconductor que se utiliza es el silicio y, podemos encontrarlo de diferentes tipos, como puede ser el monocristalino, policristalino y el amorfo (en orden decreciente en cuanto a su rendimiento). En la Tabla 3.1, aparecen los parámetros fundamentales de un módulo fotovoltaico y que se utilizarán para el dimensionamiento de la instalación. En una instalación fotovoltaica, los módulos permiten agruparse mediante dos configuraciones, configuración en serie y configuración en paralelo, por supuesto otra opción es combinar ambas configuraciones. El conjunto de todos los módulos de una instalación constituye el generador fotovoltaico.

Tabla 3.1: Parámetros principales de un módulo fotovoltaico.

Parámetro	Nomenclatura
Potencia pico	$P_{mpp}$
Tensión en el punto de máxima potencia	$V_{mpp}$
Intensidad en el punto de máxima potencia	$I_{mpp}$
Tensión de circuito abierto	$V_{oc}$
Intensidad de cortocircuito	$I_{sc}$
Variación de la tensión de circuito abierto por temperatura	$\beta_m$
Variación de la intensidad de cortocircuito por temperatura	$\alpha_m$

Otro aspecto fundamental en el dimensionamiento de una instalación fotovoltaica es el ángulo de los módulos. Distinguimos dos ángulos principalmente a la hora de dimensionar una instalación fotovoltaica. El primero de ellos es el ángulo de azimut ( $\alpha$ ), dicho ángulo mide la desviación de la normal del módulo con respecto al sur. El segundo y no menos importante es el ángulo de inclinación del módulo ( $\beta$ ), que mide la inclinación del módulo con respecto al plano horizontal del suelo. En la Figura 3.1 se puede ver un ejemplo de estos ángulos de forma gráfica.

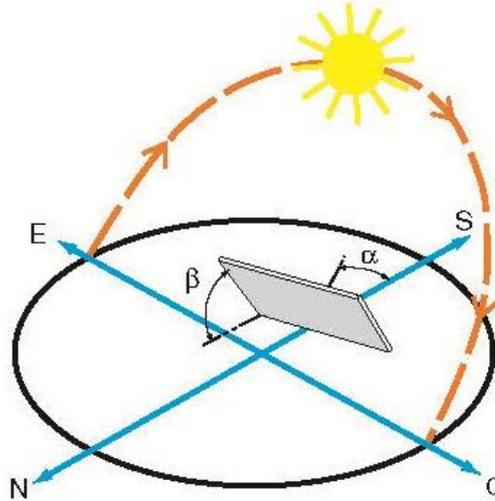


Figura 3.1: Principales ángulos para la colocación de un módulo fotovoltaico. Fuente: Solarweb.

- Inversor: Elemento fundamental en las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red. Se encarga de convertir en corriente alterna la energía producida en corriente continua por los módulos fotovoltaicos, para su posterior autoconsumo o inyección a la red. En la Tabla 3.2, se pueden ver los parámetros fundamentales del inversor que se tienen en cuenta en el dimensionamiento de una instalación fotovoltaica.

Tabla 3.2: Parámetros principales de un inversor fotovoltaico.

Parámetro	Nomenclatura
Potencia nominal	$P_{inv}$
Tensión mínima de funcionamiento por MPPT	$V_{min,MPPT}$
Tensión máxima de funcionamiento por MPPT	$V_{max,MPPT}$
Tensión máxima de circuito abierto por MPPT	$V_{oc,MPPT}$
Intensidad máxima de funcionamiento por MPPT	$I_{max,MPPT}$
Intensidad máxima de cortocircuito por MPPT	$I_{sc,MPPT}$
Número de MPPT	$N_{MPPT}$
Número de entradas por MPPT	$N_{ent,MPPT}$
Número de entradas totales	$N_{ent}$
Rendimiento europeo	$\eta_{europeo}$

El concepto de MPPT que aparece en la Tabla 3.2 se refiere al seguimiento del punto de máxima potencia (Maximum Power Point Tracker). Debido a esto, por lo general, cada MPPT debe tener todos los módulos que se conectan a él trabajando en las mismas condiciones (inclinación, azimut, potencia pico, tipo de módulo, etc) para que el rendimiento del inversor sea lo más eficiente posible. Así pues, el hecho de tener un mayor número de MPPT permite una mayor flexibilidad en aquellos sistemas en los que no se trabaja con las mismas condiciones en todos los módulos de la instalación, aunque no es el caso de este trabajo. Para el tipo de instalación seleccionada, lo más común es asociar cada MPPT del inversor a un conjunto de módulos en serie, dicho conjunto se conoce como “cadena”.

Por último, el rendimiento europeo, es el factor más usado para comparar inversores, principalmente de red. Se obtiene del promedio ponderado de las eficiencias ( $\eta_i$ ) bajo distintas potencias (porcentuales respecto de la potencia nominal) de funcionamiento ( $i$ ), sin contemplar la tensión de entrada a la que debe calcularse [9]. En la Ecuación 3.1, se pueden ver los rendimientos asociados y su ponderación para el cálculo de dicho rendimiento europeo.

$$\eta_{europeo} = 0,03 \cdot \eta_5 + 0,06 \cdot \eta_{10} + 0,13 \cdot \eta_{20} + 0,1 \cdot \eta_{30} + 0,48 \cdot \eta_{50} + 0,2 \cdot \eta_{100} \quad (3.1)$$

### 3.2 Dimensionamiento de la instalación

Para el dimensionamiento de la instalación fotovoltaica, se va a considerar una potencia nominal de 100 kW para el inversor, que como ya se ha comentado es un requisito fundamental para nuestra instalación. El hecho de no utilizar una potencia superior se debe a que el objetivo principal de este trabajo es cubrir los autoconsumos en mayor medida que generar ganancias mediante la inyección a red y, tampoco se pretende implementar una cantidad de parcelas desorbitada. El hecho de tener un inversor de 100 kW nos permitiría instalar una potencia pico del generador (suma de la potencia pico de todos los módulos) de hasta 125 kW, puesto que por normativa se permite que el inversor se dimensione por debajo de la potencia pico del generador en hasta un 80% de la potencia pico del generador, esto se hace para aumentar la eficiencia del inversor. Tampoco tendría sentido una potencia pico del generador que esté por debajo de 100 kW ya que estaríamos desaprovechando el inversor en cierta medida.

Se ha optado finalmente por una potencia pico del generador de 100 kW, potencia que se cubrirá con el tipo de módulo que aparece en la Tabla 3.3 y, cuyo catálogo se encuentra adjunto en los Anexos de este documento.

Tabla 3.3: Parámetros principales del modulo seleccionado.

Fabricante	RISEN
Modelo	RSM-150-8-500M
$P_{mpp}$ (W)	500
$V_{mpp}$ (V)	42,45
$I_{mpp}$ (A)	11,8
$V_{oc}$ (V)	51
$I_{sc}$ (A)	12,5
$\beta_m$ (V/°C)	-0,1231
$\alpha_m$ (A/°C)	0,0212

Antes de comenzar a dimensionar el generador fotovoltaico, se van a determinar algunos parámetros del módulo fotovoltaico corregidos por temperatura. Para ello, se acude a los registros de AEMET para Málaga, dónde se pueden encontrar los valores históricos de temperaturas y al documento de CENSOLAR en el que se pueden obtener los valores de temperatura ambiente media para las principales ciudades de España. En concreto, los valores necesarios serán la temperatura mínima histórica ( $T_{min}$ ) [10], la temperatura máxima histórica ( $T_{max}$ ) [10] y la temperatura ambiente media durante las horas de sol ( $T_{a,m}$ ) [11]. Estos valores son los que aparecen en la Tabla 3.4.

Tabla 3.4: Valores requeridos de temperatura en función de la ubicación.

Ubicación	Málaga
Temperatura mínima histórica (°C)	-3,8
Temperatura máxima histórica (°C)	44,2
Temperatura ambiente media (°C)	20,7

Con los valores de las Tablas 3.3 y 3.4 y, mediante el uso de las Ecuaciones 3.2 a 3.7, se pueden determinar los parámetros del módulo fotovoltaico corregidos por temperatura.

$$V_{mpp,min}(V) = V_{mpp}(V) + \beta_m \left( \frac{V}{\text{°C}} \right) \cdot (T_{max}(\text{°C}) - T_{a,m}(\text{°C})) \quad (3.2)$$

$$V_{mpp,max}(V) = V_{mpp}(V) + \beta_m \left( \frac{V}{\text{°C}} \right) \cdot (T_{min}(\text{°C}) - T_{a,m}(\text{°C})) \quad (3.3)$$

$$V_{oc,max}(V) = V_{oc}(V) + \beta_m \left( \frac{V}{\text{°C}} \right) \cdot (T_{min}(\text{°C}) - T_{a,m}(\text{°C})) \quad (3.4)$$

$$I_{mpp,min}(A) = I_{mpp}(A) + \alpha_m \left( \frac{A}{\text{°C}} \right) \cdot (T_{min}(\text{°C}) - T_{a,m}(\text{°C})) \quad (3.5)$$

$$I_{mpp,max}(A) = I_{mpp}(A) + \alpha_m \left( \frac{A}{\text{°C}} \right) \cdot (T_{max}(\text{°C}) - T_{a,m}(\text{°C})) \quad (3.6)$$

$$I_{sc,max}(A) = I_{sc}(A) + \alpha_m \left( \frac{A}{\text{°C}} \right) \cdot (T_{max}(\text{°C}) - T_{a,m}(\text{°C})) \quad (3.7)$$

Los parámetros que aparecen en las ecuaciones 3.2 a 3.7 pueden consultarse en la Tabla 3.5.

Tabla 3.5: Nomenclatura de los parámetros del módulo fotovoltaico corregidos por temperatura.

Parámetro	Nomenclatura
Tensión mínima en el punto de máximo funcionamiento	$V_{min,mpp}$
Tensión máxima en el punto de máximo funcionamiento	$V_{max,mpp}$
Tensión máxima de circuito abierto	$V_{max,oc}$
Intensidad mínima en el punto de máximo funcionamiento	$I_{min,mpp}$
Intensidad máxima en el punto de máximo funcionamiento	$I_{max,mpp}$
Intensidad máxima de cortocircuito	$I_{max,sc}$

Como se puede observar en la Tabla 3.3, el valor de  $\beta_m$  es negativo, lo que indica que la tensión en el módulo aumenta al disminuir la temperatura y viceversa. Justo lo contrario ocurre con el valor de  $\alpha_m$ , que al ser positivo hace que la intensidad en el módulo aumente cuando la temperatura es mayor y viceversa. Este mismo efecto puede observarse en las Ecuaciones 3.2 a 3.7. Finalmente, los parámetros del módulo fotovoltaico corregidos por temperatura se muestran en la Tabla 3.6.

Tabla 3.6: Valores de los parámetros del módulo fotovoltaico corregidos por temperatura.

$V_{\min,mpp}$ (V)	39,56
$V_{\max,mpp}$ (V)	45,47
$V_{\max,oc}$ (V)	54,02
$I_{\min,mpp}$ (A)	11,28
$I_{\max,mpp}$ (A)	12,3
$I_{\max,sc}$ (A)	13

Una vez que se conocen los parámetros del módulo fotovoltaicos corregidos por temperatura, se selecciona el inversor fotovoltaico, dicho inversor es el que aparece en la Tabla 3.7 junto a los parámetros que lo definen. El catálogo de dicho inversor se adjunta en los Anexos de este documento.

Tabla 3.7: Parámetros principales del inversor seleccionado.

Fabricante	HUAWEI
Modelo	SUN-2000-100KTL-M1
$P_{inv}$ (kW)	100
$V_{\min,MPPT}$ (V)	200
$V_{\max,MPPT}$ (V)	1000
$V_{oc,MPPT}$ (V)	1100
$I_{\max,MPPT}$ (A)	26
$I_{sc,MPPT}$ (A)	40
$N_{MPPT}$	10
$N_{ent,MPPT}$	2
$N_{ent}$	20
$\eta_{europeo}$ (%)	98,4

Una vez se conocen los parámetros del inversor, es el momento de buscar una configuración para el generador fotovoltaico que sea compatible con el inversor seleccionado, los aspectos que definen la configuración del generador fotovoltaico aparecen en la Tabla 3.8. Para ello, se hará uso de las Ecuaciones 3.8 a 3.13, que definen los parámetros principales del generador fotovoltaico (definidos en la Tabla 3.9) en función de la configuración seleccionada y que deben ser admisibles por el inversor.

Tabla 3.8: Parámetros principales de la configuración del generador fotovoltaico.

Parámetro	Nomenclatura
Número de módulos en serie por cada array	$N_s$
Número de módulos en paralelo por cada array	$N_p$
Número de cadenas	$N_{cadenas}$
Número total de módulos de la instalación	$N_t$

Tabla 3.9: Parámetros principales del generador fotovoltaico.

Parámetro	Nomenclatura
Potencia pico	$P_{g,mpp}$
Tensión mínima en el punto de máximo funcionamiento	$V_{g,min,mpp}$
Tensión máxima en el punto de máximo funcionamiento	$V_{g,max,mpp}$
Tensión máxima de circuito abierto	$V_{g,max,oc}$
Intensidad máxima en el punto de máximo funcionamiento	$I_{g,max,mpp}$
Intensidad máxima de cortocircuito	$I_{g,max,sc}$

$$P_{g,mpp} (W) = N_t \cdot P_{mpp} (W) \quad (3.8)$$

$$V_{g,min,mpp} (V) = N_s \cdot V_{min,mpp} (V) \quad (3.9)$$

$$V_{g,max,mpp} (V) = N_s \cdot V_{max,mpp} (V) \quad (3.10)$$

$$V_{g,max,oc} (V) = N_s \cdot V_{max,oc} (V) \quad (3.11)$$

$$I_{g,max,mpp} (A) = N_p \cdot I_{max,mpp} (A) \quad (3.12)$$

$$I_{g,max,sc} (A) = N_p \cdot I_{max,sc} (A) \quad (3.13)$$

A la vista de las ecuaciones anteriores, se puede ver en la Ecuación 3.8 que la potencia pico del generador será el cómputo total de la potencia pico de cada módulo. Por otro lado, en las Ecuaciones 3.9 a 3.11 se puede observar que los diferentes valores de tensión van a depender del número de módulos que se coloquen en serie en cada cadena. Distinto es el caso de los valores de intensidad, que dependerán de cuántos módulos se agrupen en paralelo.

La configuración seleccionada se muestra en la Tabla 3.10, en la que, como se puede ver, existen 10 cadenas y cada una de ellas ha sido configurada para utilizar únicamente una de las dos entradas de cada MPPT. Tenemos por tanto 10 cadenas utilizando los 10 MPPT, uno para cada cadena.

Tabla 3.10: Configuración seleccionada para el generador fotovoltaico.

$N_s$	20
$N_p$	1
$N_{cadenas}$	10
$N_t$	200

Por su parte, los parámetros que definen el generador fotovoltaico se pueden ver en la Tabla 3.11.

Tabla 3.11: Valor de los parámetros más importantes del generador fotovoltaico.

$P_{g,mpp}$ (kW)	100
$V_{g,min,mpp}$ (V)	791,14
$V_{g,max,mpp}$ (V)	909
$V_{g,max,oc}$ (V)	1080,32
$I_{g,max,mpp}$ (A)	12,3
$I_{g,max,sc}$ (A)	13

En la Tabla 3.12 aparece un pequeño resumen de parámetros en el que se puede ver como el inversor cumple todos los requisitos necesarios para que se pueda utilizar junto a la configuración del generador fotovoltaico seleccionada.

Tabla 3.12: Resumen de los parámetros del inversor y del generador.

Parámetros del inversor		Requisito	Parámetros del generador	
$P_{inv}$ (kW)	100	> 80% GEN	100	$P_{g,mpp}$ (kW)
$V_{min,MPPT}$ (V)	200	<	791,14	$V_{g,min,mpp}$ (V)
$V_{max,MPPT}$ (V)	1000	>	909	$V_{g,max,mpp}$ (V)
$V_{oc,MPPT}$ (V)	1100	>	1080,32	$V_{g,max,oc}$ (V)
$I_{max,MPPT}$ (A)	26	>	12,3	$I_{g,max,mpp}$ (A)
$I_{sc,MPPT}$ (A)	40	>	13	$I_{g,max,sc}$ (A)

Para concluir con el dimensionamiento y configuración del generador fotovoltaico, en la Figura 3.2 se puede ver un esquema de la configuración seleccionada.

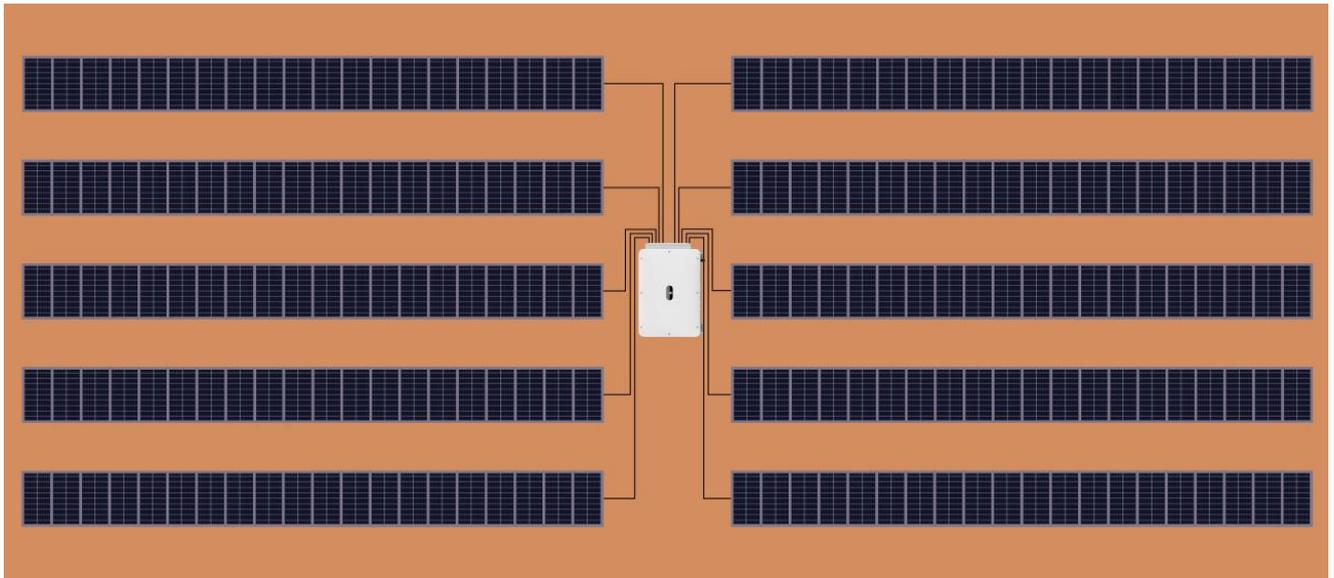


Figura 3.2: Esquema de la distribución de la instalación fotovoltaica.

Para concluir este apartado, se van a calcular los parámetros geométricos más relevantes en la distribución de la instalación. En primer lugar, se va a determinar la distancia de separación entre cada cadena. Para ello, además de las dimensiones de los módulos fotovoltaicos (Tabla 3.13) hay que tener en cuenta la distancia mínima de separación [12], que se calcula mediante las Ecuaciones 3.14 a 3.17, cuyos parámetros pueden verse de una manera más ilustrativa en la Figura 3.3. Destacar que el valor de inclinación de los módulos ( $\beta$ ) se tomará de  $20^\circ$ , pero será más adelante cuando se justifique la elección de este valor. Otro parámetro a tener en cuenta es el de la latitud ( $\varphi$ ), que para Málaga es muy próximo a  $37^\circ$ , por lo que se tomará dicho valor.

Tabla 3.13: Dimensiones del módulo fotovoltaico seleccionado.

Parámetro	Nomenclatura	Valor (m)
Largo	L	2,22
Ancho	W	1,108
Espesor	e	0,04

$$d(m) = \frac{h(m)}{\tan(61 - \varphi(\text{Grados}))} \quad (3.14)$$

$$h(m) = \text{sen}(\beta(\text{Grados})) \cdot L(m) \quad (3.15)$$

$$p(m) = \text{cos}(\beta(\text{Grados})) \cdot L(m) \quad (3.16)$$

$$D(m) = d(m) + p(m) \quad (3.17)$$

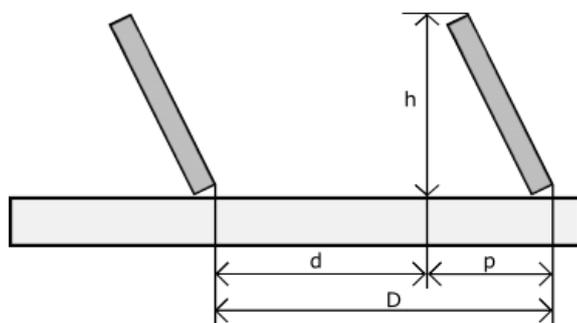


Figura 3.3: Esquema de las distancias entre módulos de diferentes filas.

Mediante la información anterior, se obtiene un valor de separación entre las diferentes cadenas de 3,79 metros.

Para finalizar, se pueden determinar las dimensiones totales de la instalación fotovoltaica. Teniendo como referencia la Figura 3.2 y conociendo el ancho de los módulos, la distancia entre cadenas y que el ancho del pasillo en el que se encuentra el inversor es de 5 metros, se determinan fácilmente las dimensiones que ocupa la instalación, que aparecen en la Tabla 3.14.

Tabla 3.14: Dimensiones de la instalación fotovoltaica.

Largo (m)	21,04
Ancho (m)	49,32
Superficie (m <sup>2</sup> )	1037,69

### 3.3 Balance energético de la instalación

Llegados a este punto, en el que ya se conocen el grupo de bombeo, módulos e inversor, se procede a analizar el balance energético en la instalación. Para ello, en este apartado se analizarán los valores horarios de consumo y de generación.

Para poder conocer los valores de consumo, previamente se debe determinar cuántas parcelas como la que se ha estudiado podrían implementarse con la instalación fotovoltaica seleccionada y, para saber esto, antes se debe conocer cuánta energía produce la instalación, ya que en función de ello se determinará el número de parcelas.

Para determinar la energía que produce la instalación en cada hora del año, se ha hecho uso de los valores de irradiancia que proporciona JRC, herramienta web de la Comisión Europea [13]. Para ello se han obtenido los parámetros meteorológicos horarios de Málaga para un año medio. Entre estos valores, se incluyen los datos de irradiancia global horizontal ( $G_0$ ), variable a partir de la cual se podrá determinar la energía que produce la instalación fotovoltaica. Una vez se tiene la irradiancia global horizontal, se necesita conocer la orientación (azimut) y la inclinación de los módulos. En cuanto al azimut, al estar la instalación ubicada en el hemisferio norte, la mejor opción es seleccionar un azimut de 0° (módulos orientados hacia el sur). En cuanto a la inclinación de los módulos, a priori se podría pensar que la inclinación óptima será aquella que maximice la producción, pero si se tiene en cuenta el autoconsumo y que el precio de consumo de energía de la red e inyección a la misma es muy distinto, no podremos saber con exactitud qué valor de inclinación es el que hace que la instalación sea más rentable. En cualquier caso, sí que se conoce el rango de valores por el que se moverá dicha inclinación, ya que la inclinación óptima se encontrará probablemente entre la inclinación óptima para un periodo de diseño de verano (época del consumo energético por parte del cultivo) y un periodo de diseño anual (para maximizar la generación) y, dichos valores de inclinación pueden consultarse en la Tabla 3.15.

Tabla 3.15: Inclinaciones recomendadas para los módulos según el periodo de diseño. Fuente: IDAE.

Periodo de diseño	$\beta_{opt}$
Diciembre	$\phi + 10$
Julio	$\phi - 20$
Anual	$\phi - 10$

En vistas de la Tabla 3.15 y teniendo en cuenta que la latitud de la ubicación es de  $37^\circ$ , la inclinación óptima estará probablemente entre  $17^\circ$  y  $27^\circ$ . Para poder escoger el valor óptimo dentro de ese rango de valores, será necesario analizar la cuestión desde un punto de vista económico y, esto será objeto del siguiente capítulo por lo que ahora simplemente se adelantará la decisión de que el valor de inclinación óptima seleccionada es de  $20^\circ$ . En la Tabla 3.16 se puede ver la configuración angular seleccionada para los módulos.

Tabla 3.16: Orientación e inclinación seleccionadas para los módulos.

Orientación de los módulos	$0^\circ$ (SUR)
Inclinación de los módulos	$20^\circ$

Una vez se conoce la inclinación de los módulos, el siguiente paso es determinar la irradiancia que incide sobre los módulos ( $G_{dm}$ ) en cada momento del año, para ello se considera la Ecuación 3.18, en la que se tiene en cuenta un parámetro corrector  $K$ , que permite obtener la irradiancia sobre una inclinación determinada y para una latitud dada. Los valores del parámetro  $K$  para la latitud de  $37^\circ$  aparecen en la Tabla 3.17, donde aparecen los valores de dicho factor para cada mes y para la inclinación seleccionada de  $20^\circ$  [14].

$$G_{dm} \left( \frac{kW}{m^2} \right) = K \cdot G_0 \left( \frac{kW}{m^2} \right) \tag{3.18}$$

Tabla 3.17: Factor de corrección  $K$  para latitud de  $37^\circ$  según la inclinación del módulo. Fuente: IDAE.

LATITUD =  $37^\circ$

Incli.	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	1,07	1,06	1,04	1,03	1,01	1,01	1,02	1,03	1,05	1,07	1,08	1,08
10	1,13	1,1	1,08	1,05	1,02	1,01	1,02	1,05	1,09	1,13	1,16	1,15
15	1,18	1,15	1,1	1,06	1,02	1,01	1,02	1,06	1,12	1,19	1,23	1,22
20	1,23	1,18	1,12	1,06	1,02	1	1,02	1,07	1,15	1,23	1,29	1,28
25	1,27	1,21	1,14	1,06	1	0,98	1	1,07	1,16	1,27	1,34	1,33
30	1,3	1,23	1,14	1,05	0,98	0,96	0,98	1,06	1,17	1,3	1,38	1,37
35	1,33	1,24	1,14	1,03	0,96	0,93	0,96	1,04	1,17	1,32	1,42	1,41
40	1,35	1,25	1,13	1,01	0,92	0,89	0,92	1,02	1,17	1,34	1,44	1,43
45	1,35	1,25	1,11	0,98	0,88	0,85	0,88	0,99	1,15	1,34	1,46	1,45
50	1,35	1,24	1,09	0,94	0,84	0,8	0,84	0,95	1,13	1,33	1,47	1,46
55	1,35	1,22	1,06	0,9	0,78	0,74	0,78	0,91	1,1	1,32	1,47	1,45
60	1,33	1,19	1,02	0,85	0,73	0,68	0,73	0,86	1,06	1,3	1,45	1,44
65	1,31	1,16	0,98	0,8	0,67	0,62	0,66	0,8	1,02	1,26	1,43	1,42
70	1,27	1,12	0,93	0,74	0,6	0,55	0,6	0,74	0,97	1,22	1,4	1,4
75	1,23	1,07	0,87	0,67	0,53	0,48	0,53	0,68	0,91	1,17	1,36	1,36
80	1,19	1,02	0,81	0,6	0,46	0,4	0,45	0,6	0,84	1,12	1,31	1,31
85	1,13	0,96	0,74	0,53	0,38	0,32	0,38	0,53	0,77	1,05	1,26	1,26
90	1,07	0,89	0,67	0,46	0,3	0,25	0,3	0,45	0,7	0,98	1,19	1,2

De esta forma, se puede obtener la irradiancia que incide sobre los módulos en cada momento del año. Una vez calculada dicha irradiancia sobre la superficie inclinada, se puede calcular la energía horaria generada por la instalación ( $E_h$ ) mediante la Ecuación 3.19 [12], para la que se requiere un valor de rendimiento energético de la instalación ( $PR$ ) cuyo valor es difícil de calcular, puesto que depende de diferentes tipos de pérdidas que son difíciles de cuantificar. Es por esto que se va a asumir un valor de  $PR$  de 0,86 tal y como recomienda JRC para una instalación de las mismas características y con la misma potencia y ubicación [13]. Otro valor que es necesario en la Ecuación 3.19 es el valor de la irradiancia en condiciones estándar de medida de características de módulos fotovoltaicos ( $G_{CEM}$ ), cuyo valor es constante y de 1 kW/m<sup>2</sup>.

$$E_h \left( \frac{kWh}{h} \right) = \frac{G_{dm} \left( \frac{kW}{m^2} \right) \cdot P_{g, mpp} (kW) \cdot PR}{G_{CEM} \left( \frac{kW}{m^2} \right)} \quad (3.19)$$

Los datos horarios que se obtienen para la generación de la instalación pueden visualizarse en la Figura 3.4. Se puede ver que la generación es mayor en los meses de verano como es lógico. Si se suma el valor de la energía producida en todas las horas del año se obtiene un valor de 175,4 MWh al año para la inclinación seleccionada de 20°. Dicho valor sin embargo, no se corresponde con el mayor valor de generación anual como puede verse en la Figura 3.5, esto se debe como ya se había anticipado antes a que la inclinación seleccionada es la que proporciona la mayor rentabilidad económica y no la mayor generación energética, pero esto se abordará más detalladamente en el siguiente capítulo.

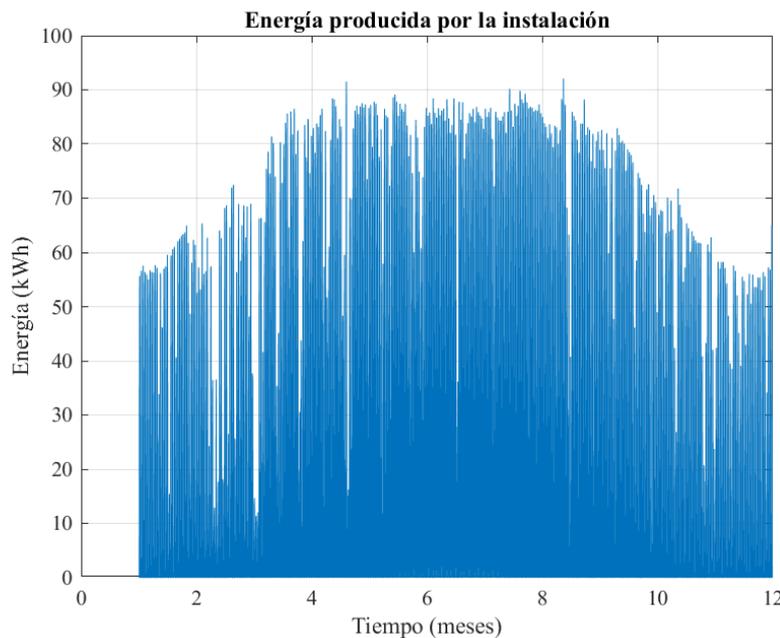


Figura 3.4: Energía anual generada por la instalación fotovoltaica.

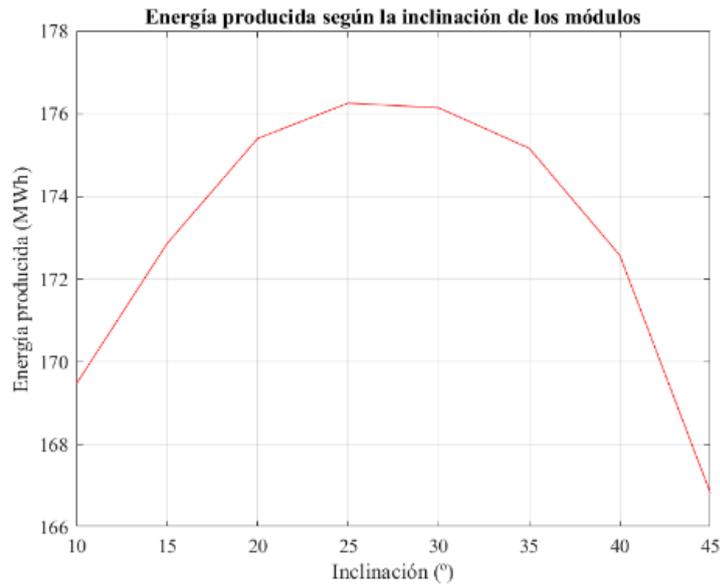


Figura 3.5: Energía total generada en función de la inclinación de los módulos.

Una vez conocida la generación, es momento de determinar el consumo, que como ya se ha comentado con anterioridad, depende del número de parcelas que admita la generación, de forma que pueda ajustarse de la mejor manera posible el consumo a la generación.

En primer lugar, se deben configurar las horas de riego para poder gestionar el autoconsumo. La mejor opción sin lugar a dudas, consiste en distribuir las horas de riego en torno al mediodía solar de forma simétrica, puesto que el mediodía solar es el momento de mayor generación del día y esto va a permitir poder regar un mayor número de parcelas con autoconsumo. Una vez elegida la programación horaria de los riegos, toca seleccionar la cantidad de parcelas que se va a regar con la instalación fotovoltaica, teniendo en cuenta las horas de riego necesarias en cada periodo y el consumo de cada una de las parcelas. Tras probar diferentes valores, la mejor opción y que mejor se ajusta a la curva de generación es la opción de regar 10 parcelas con la misma instalación fotovoltaica. Puede verse en la Figura 3.6 cómo se ajusta el consumo total de las 10 parcelas a la generación fotovoltaica. El consumo total anual de las 10 parcelas (independientemente de si consume energía fotovoltaica o consume energía de la red) es de 53,51 MWh, lo que supone un 30,51 % respecto a la generación anual.

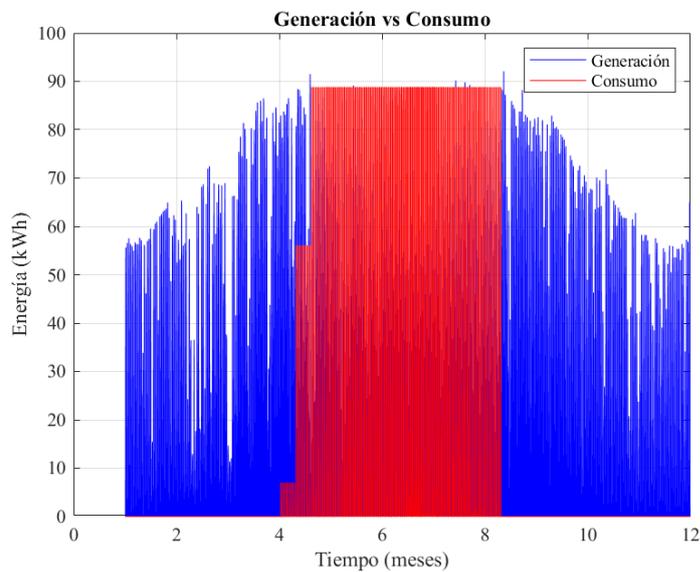


Figura 3.6: Comparativa anual entre el consumo y la generación.

Para determinar en qué momento y cuánta energía se consume de la red se realiza un balance horario entre generación y consumo y, los resultados pueden verse en la Figura 3.7. Puede notarse que el consumo de red no es demasiado elevado y que hay algunos días que tienen un pico de consumo alto, pero esto probablemente se deba a que son días sin irradiancia solar o con muy poca.

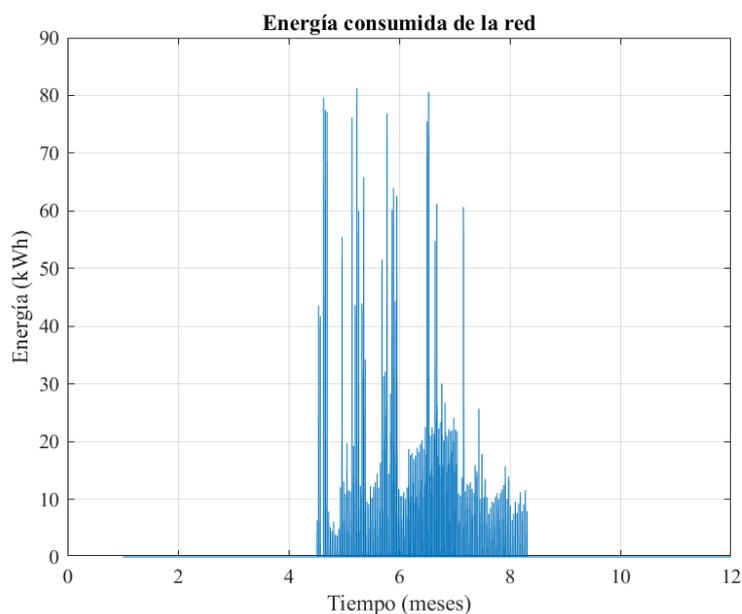


Figura 3.7: Energía consumida de la red en presencia de instalación de autoconsumo.

De igual modo, puede determinarse en qué momento y cuánta energía se inyecta en la red, dichos valores pueden verse en la Figura 3.8. Si comparamos dicha figura con la Figura 3.4, puede observarse que hay un efecto muy acusado de autoconsumo durante los meses de cultivo, que es lo que se pretendía.

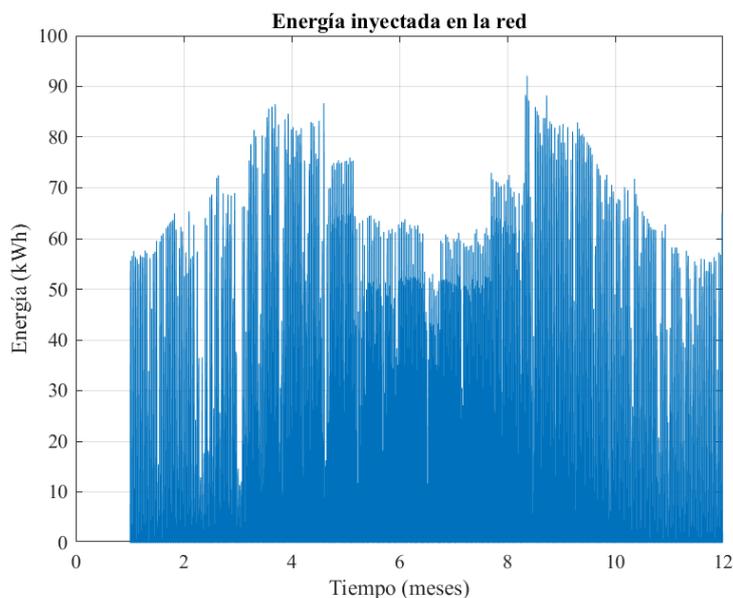


Figura 3.8: Energía inyectada en la red.

Con los datos que ya se tienen, se puede determinar cuánta energía se consume o se inyecta en cada momento y en el cómputo total. Estos datos y algunos más se recopilan en la Tabla 3.18. De igual modo, puede verse en las Figuras 3.9 y 3.10 el porcentaje de autoconsumo con respecto a la generación total y con respecto al consumo total respectivamente.

Tabla 3.18: Resumen de la distribución energética de la instalación.

Generación total (MWh)	175,4
Inyección total a la red (MWh)	129,32
Consumo total (MWh)	53,51
Consumo total de red (MWh)	7,43
Autoconsumo total (MWh)	46,08

Distribución de la energía consumida

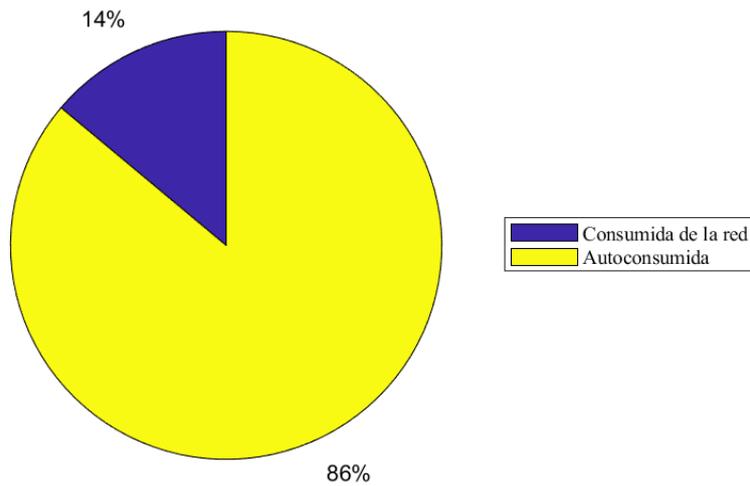


Figura 3.9: Porcentajes de energía consumida de la red y autoconsumida.

Distribución de la energía generada

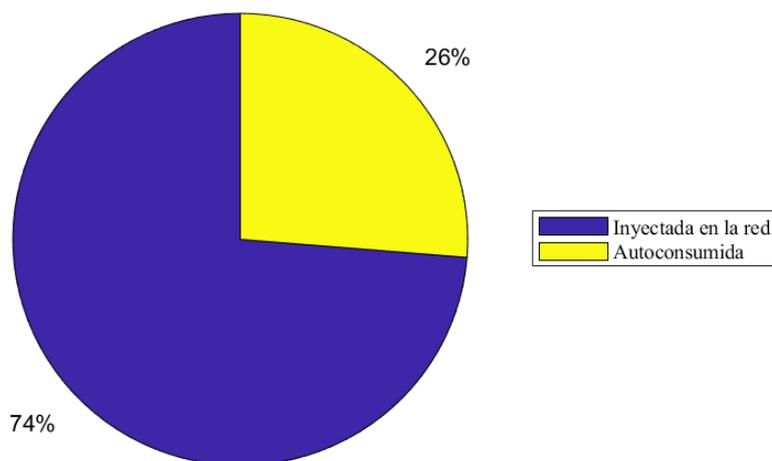


Figura 3.10: Porcentajes de energía inyectada a la red y autoconsumida.

En la Figura 3.10 se puede ver que el porcentaje de consumo de la red es bastante bajo, lo cual es un indicativo de que el dimensionamiento llevado a cabo es bastante bueno.

# 4 ANÁLISIS ECONÓMICO

En este capítulo se va a calcular el ahorro y la rentabilidad del proyecto con la instalación fotovoltaica frente a un caso base en el que no se tuviera dicha instalación. Para ello, habrá que tener en cuenta 3 aspectos fundamentales, que son el término de energía, el término de potencia y los costes de la instalación fotovoltaica.

Para el cálculo de los términos de energía y potencia, se ha tenido en cuenta la nueva tarificación eléctrica que entró en vigor en España el pasado 1 de junio de 2021. En este caso, el tipo de tarifa se corresponde con la 3.0TD, la cual se aplica a suministros conectados en redes de tensión no superior a 1 kV con potencia contratada superior a 15 kW en alguno de los seis periodos horarios. Este peaje consta de seis términos de potencia contratada y seis términos de energía consumida. Las potencias contratadas en los diferentes periodos serán tales que la potencia contratada en un periodo  $P_{n+1}$  sea siempre mayor o igual que la potencia contratada en el periodo anterior  $P_n$  [15]. Puede verse la distribución horaria de cada periodo a lo largo del año (para la península) en la Tabla 4.1 [16].

Tabla 4.1: Distribución de los diferentes periodos tarifados para la península.

Hora	Lunes - viernes laborables												Sábados, domingos y festivos
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	
00:00 - 01:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
01:00 - 02:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
02:00 - 03:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
03:00 - 04:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
04:00 - 05:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
05:00 - 06:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
06:00 - 07:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
07:00 - 08:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
08:00 - 09:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
09:00 - 10:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
10:00 - 11:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
11:00 - 12:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
12:00 - 13:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
13:00 - 14:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
14:00 - 15:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
15:00 - 16:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
16:00 - 17:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
17:00 - 18:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
18:00 - 19:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
19:00 - 20:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
20:00 - 21:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
21:00 - 22:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
22:00 - 23:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
23:00 - 00:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6

Para poder realizar la comparativa económica, se han analizado diversas tarifas [17], que se pueden ver en la Tabla 4.2. Entre estas tarifas destacan dos de ellas por tener los precios más competentes en ambos términos, la de Gana Energía 3.0TD y la de Naturgy 3.0TD.

Tabla 4.2: Tarifas 3.0 TD más económicas.

Tarifa	Top tarifas 3.0 TD											
	Precio potencia €/kW/día						Precio energía €/kWh					
	P1	P2	P3	P4	P5	P6	P1	P2	P3	P4	P5	P6
Factor Energía 3.0 TD	0,074	0,054	0,031	0,030	0,027	0,026	0,380	0,326	0,269	0,238	0,205	0,197
Naturgy 3.0 TD	0,055	0,040	0,021	0,019	0,014	0,010	0,160	0,141	0,113	0,098	0,087	0,086
Gesternova 3.0 TD	0,053	0,037	0,019	0,016	0,012	0,007	0,189	0,164	0,137	0,118	0,097	0,097
Goienar 3.0 TD	0,053	0,037	0,019	0,016	0,012	0,007	0,208	0,180	0,146	0,131	0,113	0,104
Aldro 3.0 TD	0,056	0,040	0,021	0,019	0,014	0,009	0,198	0,171	0,140	0,123	0,106	0,104
Gana Energía 3.0 TD	0,053	0,037	0,019	0,016	0,012	0,007	0,160	0,137	0,100	0,090	0,084	0,069

Por último, cabe destacar que existen más términos en la factura eléctrica, pero por lo general tienen una cuantía inferior a la de los dos términos comentados anteriormente por lo que no se analizarán. Tampoco se ha tenido en cuenta el coste de elementos tales como los grupos de bombeo o las tuberías de goteros puesto que estos elementos estarían presentes tanto con la instalación fotovoltaica como sin ella, por lo que no son interesantes a la hora de comparar estos dos modelos.

## 4.1 Cálculos del modelo base

### 4.1.1 Cálculo del término de potencia para el modelo base

Para el caso base, la potencia contratada debe ser la requerida en el periodo de mayor demanda, por lo que dicha potencia será la que se necesita para regar las 10 parcelas de forma simultánea, teniendo en cuenta que cada parcela utiliza un grupo de bombeo cuya potencia de consumo es de 8.882 W. La potencia contratada debe ser entonces de al menos 88,82 kW. Esta potencia será requerida en el periodo 1 y, debido a esto se deberá contratar por normativa (al menos) la misma potencia para el resto de periodos.

Una vez se conoce la potencia a contratar, se ha hecho el cálculo del coste del término de potencia teniendo en cuenta el número de horas de cada periodo al año. Dicho cálculo se ha realizado para las dos tarifas comentadas con anterioridad, obteniéndose los valores de la Tabla 4.3.

Tabla 4.3: Comparativa del coste del término de potencia en el modelo base según la tarifa aplicada.

Coste anual del término de potencia para el modelo base	
Potencia contratada en cada periodo (kW)	88,82
Coste anual con Gana Energía 3.0TD (€)	554,75
Coste anual con Naturgy 3.0TD (€)	644,11

Como se puede ver en la Tabla 4.3, la tarifa que ofrece Gana Energía es más económica desde el punto de vista del término de potencia. No obstante, habrá que ver qué ocurre con el término de energía para poder seleccionar la tarifa más económica.

## 4.1.2 Cálculo del término de energía para el modelo base

Para el cálculo del término de energía de ambas tarifas, se ha asociado el consumo de energía en cada hora con el precio de la misma. De esta forma se pueden obtener los valores que aparecen en la Tabla 4.4, donde se puede ver que el coste del término de energía supera con creces al del término de potencia y, para las dos tarifas estudiadas, la de Gana Energía tiene unos costes más reducidos por lo que será la tarifa elegida para el modelo base.

Tabla 4.4: Comparativa del coste del término de energía en el modelo base según la tarifa aplicada.

Coste anual del término de energía para el modelo base	
Energía total consumida (MWh)	53,51
Coste anual con Gana Energía 3.0TD (€)	5712,38
Coste anual con Naturgy 3.0TD (€)	6045,22

Por último, en la Tabla 4.5 aparece un resumen de la comparativa de ambas tarifas para el caso base, donde se puede ver que Gana Energía tiene un precio más económico en el total de los términos de potencia y consumo.

Tabla 4.5: Comparativa del coste total de potencia y energía en el modelo base según la tarifa aplicada.

Coste total para el modelo base			
Tarifa	Coste potencia (€)	Coste energía (€)	Coste total (€)
Gana Energía 3.0TD	554,75	5712,38	6267,13
Naturgy 3.0TD	644,11	6045,22	6689,33

## 4.2 Cálculos del modelo con la instalación fotovoltaica

### 4.2.1 Cálculo del término de potencia con la instalación fotovoltaica

Para el proyecto que incorpora la instalación fotovoltaica, la potencia contratada puede verse reducida en cierta medida, siempre que no interrumpa demasiado la programación del riego. Como se ha visto anteriormente, el cultivo necesita que los riegos sean cortos y frecuentes, por lo que no se debería alterar demasiado la frecuencia de riego ni que esto pase durante muchos días. Por otro lado, vuelve a ocurrir que la potencia contratada deberá ser igual para todos los periodos puesto que la mayor demanda de potencia de la red se va a dar también en el periodo 1. En la Figura 3.7, pudo verse como hay ciertos momentos del año en los que la potencia demandada a la red va a ser prácticamente máxima, pero el resto del tiempo la potencia requerida va a ser muy inferior a la del modelo base, por lo que se pueden estudiar diferentes valores de potencia contratada para llegar a una elección que no perjudique mucho la programación del riego del cultivo y que permita reducir la potencia contratada. Tras estudiar todos los posibles valores de potencia contratada, se ha optado por la elección que aparece en la Tabla 4.6.

Tabla 4.6: Potencia contratada y otros valores asociados a la misma.

Potencia contratada en cada periodo (kW)	55
Potencia contratada en cada periodo en el modelo base (kW)	88,82
Reducción de la potencia contratada (%)	38,08
Duración máxima del riego con la potencia contratada (h)	9
Duración máxima del riego en el modelo base (h)	6,21
Desviación máxima de la programación del riego (h)	2,79
Fracción de horas de riego fuera de la planificación (%)	5,48

Como se puede observar en la Tabla 4.6, se ha conseguido reducir la potencia contratada en un 38,08 %. Por su parte, la programación del riego a penas se ve afectada con la elección de la potencia contratada ya que la duración máxima del riego tan sólo aumenta 2,79 horas y sólo se regará el 5,48 % de las horas totales de riego durante horas que estén fuera de la planificación de riego del cultivo.

Se ha calculado el coste que supondría el término de potencia para las dos mismas tarifas estudiadas en el caso base, obteniéndose los valores de la Tabla 4.7.

Tabla 4.7: Ahorro conseguido en el término de potencia según la tarifa aplicada.

Ahorro anual en el término de potencia	
Coste anual por la potencia contratada en el modelo base (€)	554,75
Coste anual por la potencia contratada con Gana Energía (€)	343,52
Coste anual por la potencia contratada con Naturgy (€)	398,85
Ahorro anual en la potencia contratada con Gana Energía (€)	211,23
Ahorro anual en la potencia contratada con Naturgy (€)	155,9

Por último, como ya ocurría con el modelo base, habrá que determinar el coste del término de energía de ambas tarifas para poder seleccionar entre una de ellas.

#### 4.2.2 Cálculo del término de energía con la instalación fotovoltaica

Una vez que se ha modificado la potencia contratada, se han redistribuido las horas de riego que quedaban fuera de la planificación de forma consecutiva a las horas que ya había planificadas, de forma que el riego no se vea interrumpido. Así pues, se han obtenido los costes del término de energía que se tendría con cada tarifa, dichos valores aparecen en la Tabla 4.8.

Tabla 4.8: Ahorro conseguido en el término de energía según la tarifa aplicada.

Ahorro anual en el término de energía	
Coste anual por la energía consumida en el modelo base (€)	5712,38
Coste anual por la energía consumida con Gana Energía (€)	802,46
Coste anual por la energía consumida con Naturgy (€)	843,47
Ahorro anual en la energía consumida con Gana Energía (€)	4909,92
Ahorro anual en la energía consumida con Naturgy (€)	4868,91

Con esta información, ya se puede determinar qué tarifa sería la más económica en el caso del modelo que incorpora la instalación fotovoltaica. Los costes utilizados para dicha elección aparecen en la Tabla 4.9. Se puede ver que, aunque no hay una gran diferencia, la tarifa Gana Energía 3.0TD también es más rentable cuando se incorpora la instalación fotovoltaica, con un ahorro anual de 5.121,15 €, valor que será aún mayor cuando se incorporen el impuesto sobre la electricidad y el IVA.

Tabla 4.9: Comparativa del ahorro anual total de potencia y energía según la tarifa aplicada.

Ahorro anual del proyecto			
Tarifa	Ahorro potencia (€)	Ahorro energía (€)	Ahorro total (€)
Gana Energía 3.0TD	211,23	4909,92	5121,15
Naturgy 3.0TD	155,9	4868,91	5024,81

### 4.3 Costes asociados a la instalación fotovoltaica

Para poder determinar si el proyecto es rentable desde un punto de vista económico, es fundamental el cálculo de los costes asociados a la instalación fotovoltaica. Dentro de estos costes se va a diferenciar entre los costes fijos asociados a la potencia instalada y los costes anuales por operación y mantenimiento. Estos primeros se tienen en cuenta desde el primer instante para realizar los cálculos de amortización económica, mientras que los segundos serán una cantidad fija a considerar cada año. Para poder determinar el valor de estos costes, se acude al documento más reciente (2019) de IRENA sobre los costes de la energía renovable. Esta es la forma más sencilla de obtener una aproximación bastante realista de los costes que puede tener la instalación fotovoltaica, ya que hay ciertos parámetros como podría ser la mano de obra que son difíciles de cuantificar. Este documento de IRENA tiene en cuenta todos los costes que se pueden originar tanto para instalaciones residenciales como comerciales, en función del país en el que se implementa la instalación fotovoltaica, considerando desde el coste de los módulos e inversor hasta el impuesto asociado a la generación [18]. Los costes asociados a la instalación que se ha realizado en este trabajo pueden verse en la Tabla 4.10, en la cual se ha utilizado una conversión de divisas (dólar y euro) que se corresponde con la media de 2019 (año del documento de IRENA) [19].

Tabla 4.10: Costes asociados a la instalación fotovoltaica.

Costes asociados a la instalación fotovoltaica	
Ubicación	España
Tipo de instalación	Comercial
Potencia pico instalada (kW)	100
Coste fijo según potencia instalada (\$/kW)	1080
Costes operación y mantenimiento según potencia instalada (\$/kW)	10
Conversión media de divisa (\$/€)	1,1195
Coste fijo total (€)	96471,64
Costes anuales de operación y mantenimiento (€)	893,26

#### 4.4 Balance económico total

En este último apartado, se va a determinar la rentabilidad a través de un análisis del valor actual neto (VAN) del proyecto y de la tasa interna de retorno (TIR), utilizando los costes calculados en los apartados anteriores.

En primer lugar, para determinar el flujo económico real debido al balance de los términos de potencia y energía, se debe aplicar el impuesto sobre la electricidad y el impuesto sobre el valor añadido (IVA). De esta forma se puede calcular el ahorro real que produce la instalación fotovoltaica anualmente desde el punto de vista de la potencia contratada y la energía consumida, esto puede verse en la Tabla 4.11.

Tabla 4.11: Ahorro anual final debido a la potencia contratada y la energía consumida.

Ahorro anual debido a la potencia contratada y la energía consumida	
Ahorro sin considerar impuestos	5121,15
Impuesto sobre la electricidad (%)	5,11269632
Impuesto sobre el valor añadido (IVA) (%)	21
Ahorro considerando impuestos	6513,40

También será importante determinar los ingresos debidos a la inyección de energía en la red. Para ello, se ha hecho uso del precio medio que se ha pagado por la energía inyectada en la red en los últimos años (POOL) [20], cuyos valores pueden verse en la Figura 4.1. Los ingresos anuales que se obtienen por la inyección de los excedentes generados por la instalación fotovoltaica aparecen en la Tabla 4.12.

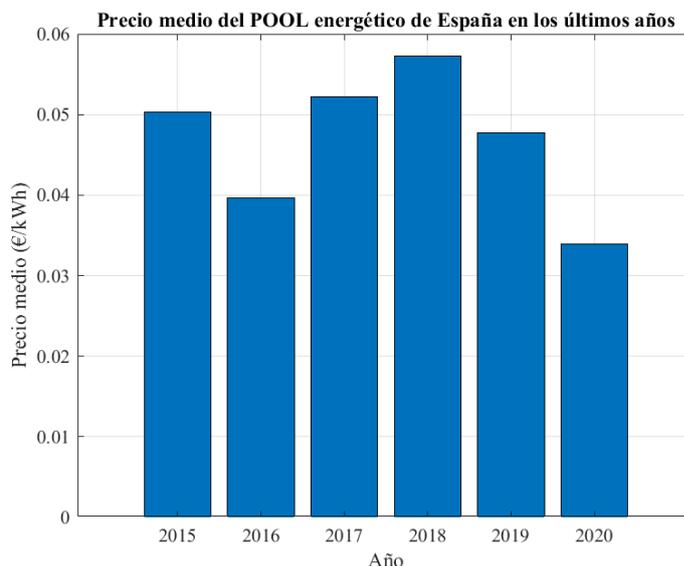


Figura 4.1: Precio medio del POOL en España en los últimos años.

Tabla 4.12: Ingresos anuales generador por la inyección de los excedentes en la red.

Ingresos anuales por la inyección de los excedentes en la red	
Energía anual inyectada a la red (MWh)	129,32
Precio medio del POOL en los últimos años (€/kWh)	46,8617
Ingresos anuales generados (€)	6060,16

Puesto que ya se tienen todos los ingresos y gastos anuales, se puede calcular el flujo económico anual, denominado flujo de caja ( $F_t$ ). Este cálculo puede verse en la Tabla 4.13.

Tabla 4.13: Flujo de caja anual.

Flujo de caja anual	
Ahorro anual por potencia y energía (€)	6513,40
Ingresos anuales por generación (€)	6060,16
Coste anual por operación y mantenimiento (€)	-893,26
Balance anual (€)	11680,30

Llegados a este punto, se puede proceder al cálculo del VAN mediante la Ecuación 4.1. Para ello, además de los costes iniciales de la instalación ( $I_0$ ), se consideran parámetros como la vida útil de la instalación ( $n$ ), que se ha fijado a 20 años (valor un poco conservador) y que la tasa de descuento ( $k$ ) será del 4 % (valor lógico), este valor se refiere al tipo de interés mínimo esperado y es difícil de cuantificar, es por esto que su valor se ha supuesto. El valor del VAN de cada año ( $t$ ) se ha representado en la Figura 4.2. Por otro lado, se ha calculado con Matlab el valor de la tasa interna de retorno (%), que es el valor que se correspondería con la tasa de descuento para un VAN=0. Si el valor de la TIR es superior al valor de la tasa de descuento que se ha supuesto para el cálculo del VAN, el proyecto es rentable. Finalmente se puede ver un resumen de los principales parámetros económicos en la Tabla 4.14, en la que se incluye el tiempo de amortización (tiempo que se tarda en recuperar la inversión).

$$VAN (\text{€}) = -I_0 \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+k)^t} \tag{4.1}$$

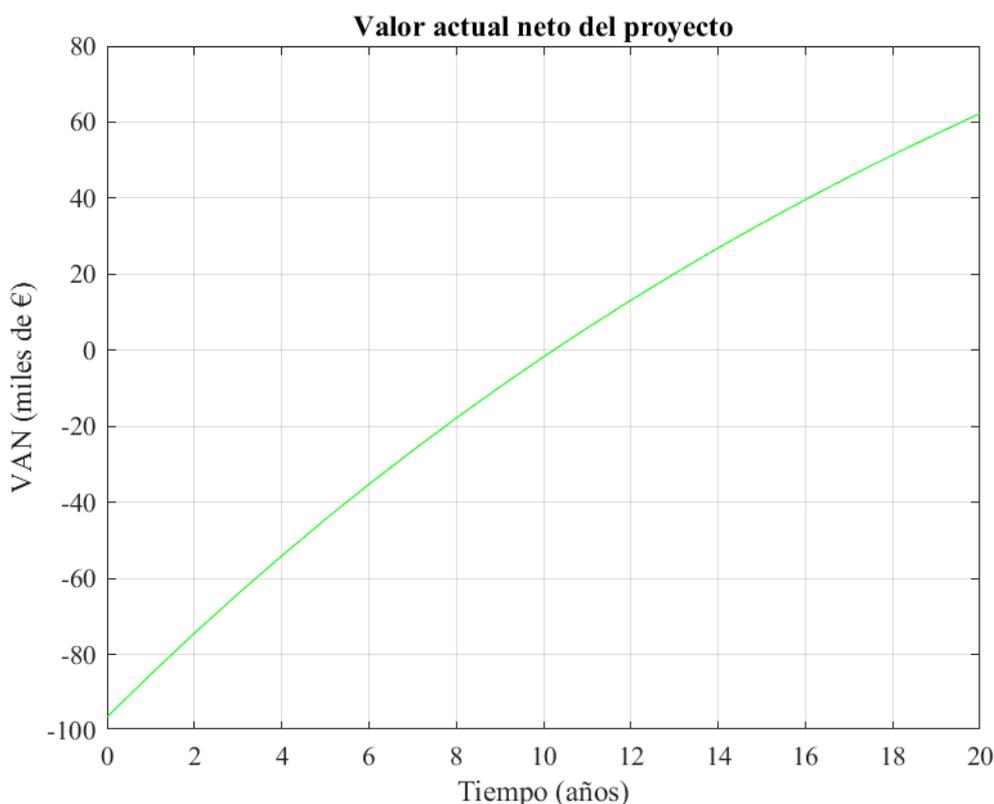


Figura 4.2: VAN del proyecto durante cada año de vida útil del mismo.

Tabla 4.14: Resumen de los principales parámetros económicos del proyecto.

Principales parámetros del análisis económico	
Vida útil del proyecto (años)	20
Tasa de descuento (%)	4
VAN (miles de €)	62,266
TIR (%)	10,45
Tiempo de amortización (años)	10,23

Los parámetros de la Tabla 4.14 han sido analizados para todas las posibles inclinaciones de los módulos, obteniéndose los mejores resultados para una inclinación de 20°, siendo este el motivo de la elección de dicha inclinación que ya se anticipó en capítulos anteriores.

Como se puede ver en la Tabla 4.14, el VAN final del proyecto es de 62.266 €, valor bastante positivo. El valor de la TIR es claramente superior al de la tasa de descuento supuesta, lo cual esto es otro indicador de que el proyecto es rentable. Por último, la instalación fotovoltaica se amortiza en 10,23 años, con lo cual se recupera la inversión al llegar al ecuador de la vida útil del proyecto, lo que hace que el proyecto sea bastante rentable económicamente.

## CONCLUSIONES

---

A la vista de los resultados obtenidos con el estudio económico, se confirma que el proyecto con la instalación fotovoltaica es bastante rentable. La instalación fotovoltaica se amortiza en unos 10 años y aún le quedarían al menos (siendo conservadores) otros 10 años durante los que generaría ganancias.

Estos números confirman que el hecho de suplir los consumos de grandes cultivos con la energía fotovoltaica es muy rentable. Además, cada año se sigue abaratando el coste de este tipo de instalaciones, con lo cual cada vez será más rentable el denominado “riego fotovoltaico”.

Un aspecto importante de este trabajo es que para que la rentabilidad fuese mayor, el número de parcelas que se riegan con la instalación fotovoltaica debe ser elevado, en este caso 10 parcelas de 10 hectáreas cada una. Si se hubiese seleccionado un menor número de parcelas, el porcentaje de energía inyectada a la red hubiese aumentado, puesto que no se podría disminuir la potencia pico de la instalación si se quiere vender energía a la red (potencia mínima de 100 kW), con lo cual la rentabilidad del proyecto se vería mermada debido a que la alta rentabilidad de este trabajo se basa en que el porcentaje de horas de riego cubiertas con autoconsumo es bastante elevado (86%).

Aunque no se ha comentado hasta ahora, el hecho de que la remolacha azucarera sea un tipo de cultivo que tiene dos periodos de siembra y en estaciones contrarias, sumado a que la duración entre la siembra y la recolecta es de algo menos de 6 meses, se podrían realizar dos cultivos al año. El caso es que la remolacha azucarera de siembra otoñal no tiene ni la misma calidad ni la misma productividad que la de siembra primaveral, es por esto que el 96 % del cultivo nacional de remolacha azucarera es de siembra primaveral como ya se comentó en la Introducción del trabajo. A pesar de esto, cabría la posibilidad de realizar los dos cultivos de forma casi consecutiva en el tiempo. Este hecho se comenzó a estudiar en un principio, pero en vista de que la remolacha azucarera de siembra otoñal casi nunca necesitaba un aporte extra de agua, se decidió no incorporar este segundo cultivo en el trabajo, puesto que la rentabilidad del proyecto aumentaría muy poco para todo el análisis que se requiere.

Otro posible caso de estudio sería el de incorporar diferentes cultivos en cada parcela, en este caso el estudio se haría un poco más complejo debido a que cada cultivo requiere de unas necesidades de riego distintas y en etapas distintas, pudiendo tener incluso diferente estacionalidad. Aunque no se ha estudiado esta opción en el trabajo, podría ser una opción muy válida para tener en cuenta.

Otro aspecto interesante es la relación entre las dimensiones de la instalación fotovoltaica y la dimensión de las 10 parcelas que es capaz de abastecer. Las dimensiones de la instalación fotovoltaica sólo representarían el 1 % de las dimensiones de una única parcela y tan solo el 0,1 % del área total ocupada por las 10 parcelas.

Otro aspecto que podría considerarse es la incorporación de baterías. La incorporación de baterías podría terminar por completo con la dependencia y los costes del suministro de energía de la red eléctrica para cubrir los huecos de la fotovoltaica. El problema de estas baterías es que, aunque en los últimos años su precio se está reduciendo, aún son bastante caras por lo que sólo son interesantes en determinados casos. Además, el uso de baterías obligaría a incorporar un regulador a la instalación, aspecto que habría que tenerse en cuenta para el dimensionamiento de la instalación. El uso de baterías en el proyecto actual no tendría mucho sentido puesto que el ciclo de vida del cultivo es de 160 días y el resto del año las baterías no jugarían ningún papel. El caso de incorporar diferentes cultivos y de diferentes estacionalidades sí que podría hacer que la inclusión de baterías en el proyecto fuese más rentable que el suministro de energía de la red.

Por último, destacar que las nuevas tarifas que han entrado en vigor desde el pasado 1 de junio de 2021, fomentan aún más si cabe este tipo de proyectos, puesto que la rentabilidad del autoconsumo se nutre de los altos costes por potencia instalada y energía consumida.



## REFERENCIAS

---

- [1] R. E. Española, «Informe del Sistema Eléctrico Español,» 2019.
- [2] G. d. España, «Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación,» [En línea]. Available: <https://www.mapa.gob.es/es/agricultura/temas/producciones-agricolas/cultivos-herbaceos/remolacha-azucarera/>.
- [3] RITEC, «Riego y Tecnología,» [En línea]. Available: <https://ritec.es/riego-por-goteo-ventajas-ritec/>.
- [4] S. d. E. República de Honduras, Manual de riego y drenaje, 2012.
- [5] GRUNDFOS, «Selección de equipos y bombas,» [En línea]. Available: <https://product-selection.grundfos.com/es>.
- [6] SIAR, «Eficiencia energética en instalaciones de riego,» 2009.
- [7] G. d. España, «Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica,» 2020.
- [8] Wikipedia, «Efecto fotoeléctrico,» [En línea]. Available: [https://es.wikipedia.org/wiki/Efecto\\_fotoel%C3%A9ctrico](https://es.wikipedia.org/wiki/Efecto_fotoel%C3%A9ctrico).
- [9] YUSA, «YUBA solar,» 2015. [En línea]. Available: <http://www.yubasolar.net/2015/03/rendimiento-de-una-instalacion.html>.
- [10] AEMET, «Valores extremos. Málaga Aeropuerto.,» [En línea]. Available: <http://www.aemet.es/es/portada>.
- [11] CENSOLAR, «Temperatura ambiente media durante las horas de sol».
- [12] IDAE, «Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red,» 2011.
- [13] C. Europea, «JRC,» [En línea]. Available: [https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/es/#TMY](https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/#TMY).
- [14] IDAE, «Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red,» 2002.
- [15] G. d. España, «COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA,» 2020.
- [16] Intergia, «Energía y sostenibilidad,» [En línea]. Available: <https://www.intergia.es/nuevas-tarifas-industrial/>.
- [17] R. energía, «Tarifa 3.0 TD,» [En línea]. Available: <https://energia.roams.es/luz/tarifa-3-0-a/>.
- [18] IRENA, «Costes de la generación de las energías renovables,» 2019.
- [19] B. C. Europeo, «Tasas de cambio del euro,» [En línea]. Available: <https://www.ecb.europa.eu/ecb/html/index.es.html>.
- [20] OMIE, «Operador del Mercado Ibérico de Energía,» [En línea]. Available: <https://www.omie.es/es/publicaciones/informe-anual>.



## GLOSARIO

---

AIMCRA: Asociación de Investigación para la Mejora del Cultivo de la Remolacha Azucarera.

REE: Red Eléctrica Española.

IRENA: Agencia Internacional de la Energía Renovable ("International Renewable Energy Agency").

FAO: La Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura ("The Food and Agriculture Organization").

CITA: Centro de Investigación y Transformación Agroalimentaria.

RITEC: Riesgos y tecnología.

SIAR: Servicio Integral de Asesoramiento al Regante.

AEMET: Agencia Estatal de Meteorología.

GEN: Generador.

GFV: Generador fotovoltaico.

PR: Coeficiente de rendimiento ("Performance Ratio").

OMIE: Operador del Mercado Ibérico de Energía.



# ANEXOS

## ANEXO I: Catálogo de las tuberías con goteros.



Las tecnologías de riego por goteo de NaanDanJain brindan soluciones eficientes, flexibles y de excelente relación costo-beneficio para un amplio rango de cultivos en condiciones diversas; están personalizadas para satisfacer las diferentes necesidades de sus clientes. El extenso rango de productos incluye las líneas de riego por goteo de presión auto-compensada, las líneas de goteo tradicionales, las de pared delgada y los goteros de botón.

# NaanPC 20mm



## PERDIDA DE CARGA (M) EN RELACION A LA LONGITUD DEL LATERAL (M), CAUDAL DEL GOTERO Y ESPACIAMIENTO (CM)

NaanPC 20/0.95 0.95 l/h, EP 1.00-1.20mm ID 17.7mm							
Espaciamiento entre goteros (cm)							
Longitud del lateral (m)	20	30	40	50	60	70	100
40	0.2	0.1					
60	0.7	0.2	0.1	0.1			
80	1.5	0.6	0.3	0.2	0.1	0.1	
100	2.9	1.1	0.5	0.3	0.2	0.1	0.1
120	5	1.8	0.9	0.5	0.3	0.2	0.1
140	7.8	2.8	1.4	0.8	0.5	0.4	0.2
160	11.5	4.1	2	1.2	0.8	0.5	0.3
180	16.2	5.7	2.8	1.7	1.1	0.8	0.4
200	22	7.8	3.8	2.2	1.5	1	0.5
220		10.3	5	2.9	1.9	1.4	0.6
240		13.2	6.5	3.8	2.5	1.7	0.8
260		16.6	8.1	4.8	3.1	2.2	1
280		20.3	10.1	5.9	3.9	2.7	1.2
300		25.1	12.3	7.2	4.7	3.3	1.5
320			14.9	8.7	5.7	4	1.8
340			17.7	10.3	6.8	4.7	2.2
360			20.9	12.2	7.9	5.6	2.5
380			24.5	14.3	9.3	6.5	3
400				16.5	10.8	7.6	3.4
420				19	12.4	8.7	3.9
440				21.8	14.2	10	4.5
460				24.7	16.1	11.3	5.1
480					18.2	12.8	5.8
500					20.5	14.4	6.5

\* EP = Espesor de pared

NaanPC 20/1.6 1.6 l/h, EP 1.00-1.20mm ID 17.7mm							
Espaciamiento entre goteros (cm)							
Longitud del lateral (m)	20	30	40	50	60	70	100
40	0.6	0.2	0.1	0.1			
60	1.8	0.7	0.3	0.2	0.1	0.1	
80	4.1	1.5	0.7	0.4	0.3	0.2	0.1
100	7.9	2.8	1.4	0.8	0.5	0.4	0.2
120	13.4	4.8	2.3	1.4	0.9	0.6	0.3
140	21	7.4	3.7	2.1	1.4	1.0	0.5
160		11	5.4	3.1	2.1	1.5	0.7
180		15.4	7.5	4.4	2.9	2.0	0.9
200		20.9	10.2	6.0	3.9	2.7	1.3
220			13.5	7.9	5.2	3.6	1.6
240			17.3	10.1	6.6	4.6	2.1
260			21.8	12.8	8.3	5.9	2.7
280				15.8	10.3	7.3	3.3
300				19.3	12.6	8.8	4.0
320				23.2	15.2	10.7	4.8
340					18	12.6	5.7
360					21.2	14.9	6.7
380					24.9	17.4	7.9
400						20.2	9.1
420						23.3	10.5
440							12
460							13.6
480							15.4
500							17.3

NaanPC 20/2.2 2.2 l/h, EP 1.00-1.20mm ID 17.7mm							
Espaciamiento entre goteros (cm)							
Longitud del lateral (m)	20	30	40	50	60	70	100
40	1.0	0.4	0.2	0.1	0.1	0.1	
60	3.3	1.2	0.6	0.3	0.2	0.2	0.1
80	7.6	2.7	1.3	0.8	0.5	0.4	0.2
100	14.5	5.2	2.5	1.5	1.0	0.7	0.3
120	24.6	8.8	4.3	2.5	1.7	1.2	0.5
140		13.6	6.7	3.9	2.6	1.8	0.8
160		20.1	9.8	5.7	3.8	2.6	1.2
180			13.8	8.1	5.3	3.7	1.7
200			18.7	10.9	7.2	5.0	2.3
220			24.6	14.4	9.4	6.6	3.0
240				18.5	12.1	8.4	3.8
260				23.3	15.2	10.7	4.8
280					18.8	13.2	6.0
300					23.0	16.1	7.3
320						19.4	8.7
340						23.0	10.4
360							12.3
380							14.3
400							16.6
420							19.1
440							21.8
460							24.7

NaanPC 20/3.8 3.8 l/h, EP 1.00-1.20mm ID 17.7mm							
Espaciamiento entre goteros (cm)							
Longitud del lateral (m)	20	30	40	50	60	70	100
40	2.9	1.0	0.5	0.3	0.2	0.1	0.1
60	9.3	3.4	1.7	1.0	0.6	0.4	0.2
80	21.5	7.6	3.7	2.2	1.4	1.0	0.5
100		14.6	7.1	4.2	2.7	1.9	0.9
120		24.7	12.0	7.0	4.6	3.2	1.5
140			18.8	11.0	7.2	5.0	2.3
160				16.1	10.5	7.4	3.4
180				22.6	14.8	10.4	4.7
200					20.0	14.0	6.4
220						18.5	8.4
240						23.6	10.7
260							13.5
280							16.6
300							20.3
320							24.4

**ANEXO II: Catálogo del grupo de bombeo**

		<b>Empresa:</b> <b>Creado Por:</b> <b>Teléfono:</b>
		<b>Datos:</b> 16/06/2021
Contar	Descripción	
1	<p><b>HYDRO MPC-E 2 CRIE 20-2</b></p> <div style="text-align: center;">  </div> <p>Código: <a href="#">99166927</a></p> <p>Grupo de presión suministrado como un sistema compacto según DIN standard 1988/T5.</p> <p>Todas las bombas tienen control de velocidad.</p> <p>Desde 0,37 a 11 kW, el grupo de presión está equipado con bombas CR, CRE, CRI y CRIE con motores de imanes permanentes electrónicamente con la máxima eficiencia. La eficiencia total del motor incluido el convertidor de frecuencia se aplica al nivel IE5 de IEC60034-31.</p> <p>De 15 a 22 kW, el sistema de aumento de presión está equipado con bombas CR, CRE, CRI y CRIE con motores con control de frecuencia integrado.</p> <p>La eficiencia total del motor incluido el convertidor de frecuencia es superior al nivel IE3 de IEC60034-31, incluso aunque esta norma solo se aplique al motor.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>* Hydro MPC-E mantiene una presión constante gracias al ajuste continuo de la velocidad de las bombas.</li> <li>* El rendimiento del sistema se adapta a la demanda gracias a la activación/desactivación del número de bombas requerido y al control en paralelo de las bombas en funcionamiento.</li> <li>* El cambio de la bomba es automático y depende de la carga, del tiempo y del fallo.</li> </ul> <p>El sistema consta de tres partes:</p> <p>Nombre de la bomba principal: :bombas centrífugas multicelulares verticales, tipo CRIE 20-2</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>* * Las piezas de la bomba en contacto con el líquido bombeado están hechas en acero inoxidable EN DIN 1.4301.</li> <li>* Las bases y cabezales de la bomba son de hierro fundido/acero inoxidable (CRI) o hierro fundido EN-GJS-500-7 (CR), dependiendo del tipo de bomba; otras piezas esenciales están hechas de acero inoxidable EN DIN 1.4301</li> <li>* Las bombas están equipadas con un cierre de cartucho que facilita el mantenimiento HQQE (SiC/SiC/EPDM)</li> <li>* Dos colectores de acero inoxidable conforme a EN DIN 1.4571</li> <li>* Bancada de acero inoxidable EN DIN 1.4301 hasta CR 64. Los modelos de bomba superiores a CR 64 se colocan sobre una estructura galvanizada con perfil en C.</li> <li>* Una válvula antirretorno(POM) y dos válvulas de aislamiento en cada bomba.</li> <li>* Las válvulas antirretorno están certificadas conforme a DVGW, las válvulas de corte conforme a DIN y DVGW</li> <li>* Adaptador con válvula de corte para la conexión del depósito de membrana</li> <li>* Manómetro y transmisor de presión (salida analógica 4-20 mA)</li> <li>* Control MPC en un armario de acero, IP54, que incluye interruptor de red, todos los fusibles necesarios, protección del motor, equipo de conmutación y unidad CU 352 controlada por microprocesador.</li> </ul> <p>La protección contra funcionamiento en seco y el depósito de membrana están disponibles en función del listado de accesorios.</p> <p>El funcionamiento se controla mediante el Control MPC con las siguientes funciones:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>* Controlador multibomba inteligente, CU 352</li> <li>Control de presión constante mediante el ajuste continuamente variable de la velocidad de cada una de las bombas.</li> </ul>	



**Empresa:**  
**Creado Por:**  
**Teléfono:**

**Datos:** 16/06/2021

Contar	Descripción														
	<p>Controlador PID con parámetros PI ajustables (Kp + Ti)  Presión constante en el punto de ajuste, independiente de la presión de entrada.</p> <p>Acumulación progresiva de presión (para impedir el golpe de ariete durante el arranque).  Funcionamiento on/off con bajo caudal.  Control en cascada automático de las bombas para una eficiencia óptima.  Selección del tiempo mín. entre arranque/parada, cambio automático de la bomba y prioridad de la bomba.  Función de comprobación automática de la bomba para impedir que las bombas inactivas se bloqueen.  Posibilidad de asignación de una bomba en reposo.  Posibilidad de sensor de reserva (sensor principal redundante)  Sensor secundario (con posibilidad de cambiar a otro sensor/punto de ajuste)  Multisensor (hasta 6 sensores para influencia sobre el punto de ajuste).  Funcionamiento manual  Posibilidad de influencia de punto de ajuste externo  Función de registro  Rampa de punto de ajuste  Posibilidad de funciones de control digital remoto:  encendido/apagado del sistema  trabajo máx., mín. o definido por el usuario  hasta 6 puntos de ajuste alternativos  Las entradas y salidas digitales se pueden configurar individualmente  Funciones de supervisión de la bomba y del sistema:  Minimum Límites mínimo y máximo del valor actual  Presión de entrada  Supervisión de válvula antirretorno  Protección del motor  Supervisión de sensores y cables para impedir un mal funcionamiento  Registro de alarmas con los últimos 24 avisos/alarmas  Funciones de pantalla e indicaciones:  Pantalla a color  Piloto verde para indicaciones de funcionamiento y piloto rojo para indicaciones de fallo  contactos de cambio automático de libre potencial para señales de funcionamiento y fallo.  Comunicación por BUS</p> <p>Es posible añadir módulos de comunicación CIM para comunicarse con Scada/BMS.</p> <p>Las bombas, tuberías y cableado completo, así como el control MPC están montados sobre la bancada. El sistema de aumento de presión se ha preconfigurado y probado.</p> <p>Opciones para actualizar el grupo de presión.</p> <table> <tr> <td>Fluido:</td> <td>Agua</td> </tr> <tr> <td>Presión max. del sistema:</td> <td>16 bar</td> </tr> <tr> <td>Caudal (Instalación):</td> <td>70 m³/h</td> </tr> <tr> <td>Alimentación:</td> <td>380-415 V</td> </tr> <tr> <td>Corriente nominal instalación:</td> <td>16,0A-400V A</td> </tr> <tr> <td>Potencia nominal:</td> <td>4 kW</td> </tr> <tr> <td>Peso neto:</td> <td>203 kg</td> </tr> </table>	Fluido:	Agua	Presión max. del sistema:	16 bar	Caudal (Instalación):	70 m³/h	Alimentación:	380-415 V	Corriente nominal instalación:	16,0A-400V A	Potencia nominal:	4 kW	Peso neto:	203 kg
Fluido:	Agua														
Presión max. del sistema:	16 bar														
Caudal (Instalación):	70 m³/h														
Alimentación:	380-415 V														
Corriente nominal instalación:	16,0A-400V A														
Potencia nominal:	4 kW														
Peso neto:	203 kg														

**ANEXO III: Catálogo del módulo fotovoltaico**

















### RSM150-8-480M-500M

<b>150 CELL</b> Mono PERC Module	<b>480-500Wp</b> Power Output Range
<b>1500VDC</b> Maximum System Voltage	<b>20.3%</b> Maximum Efficiency

#### KEY SALIENT FEATURES

-  Global, Tier 1 bankable brand, with independently certified state-of-the-art automated manufacturing
-  Industry leading lowest thermal co-efficient of power
-  Industry leading 12 years product warranty
-  Excellent low irradiance performance
-  Excellent PID resistance
-  Positive tight power tolerance
-  Dual stage 100% EL Inspection warranting defect-free product
-  Module Imp binning radically reduces string mismatch losses
-  Warranted reliability and stringent quality assurances well beyond certified requirements
-  Certified to withstand severe environmental conditions
  - Anti-reflective & anti-soiling surface minimise power loss from dirt and dust
  - Severe salt mist, ammonia & blown sand resistance, for seaside, farm and desert environments
  - Excellent mechanical load 2400Pa & snow load 5400Pa resistance

**RISEN ENERGY CO., LTD.**  
 Risen Energy is a leading, global tier 1 manufacturer of high-performance solar photovoltaic products and provider of total business solutions for residential, commercial and utility-scale power generation. The company, founded in 1986, and publicly listed in 2010, compels value generation for its chosen global customers. Techno-commercial innovation, underpinned by consummate quality and support, encircle Risen Energy's total Solar PV business solutions which are among the most powerful and cost-effective in the industry. With local market presence and strong financial bankability status, we are committed, and able, to building strategic, mutually beneficial collaborations with our partners, as together we capitalise on the rising value of green energy.

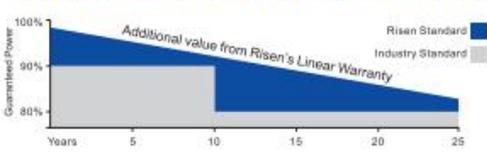
Tashan Industry Zone, Meilin, Ninghai 315609, Ningbo | PRC  
 Tel: +86-574-59953239 Fax: +86-574-59953599  
 E-mail: marketing@risenenenergy.com Website: www.risenenergy.com



Preliminary  
For Global Market

#### LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

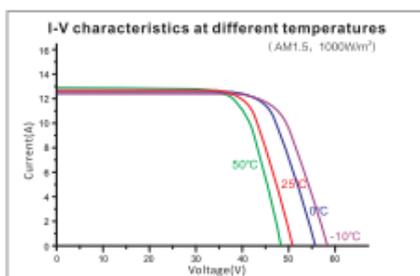
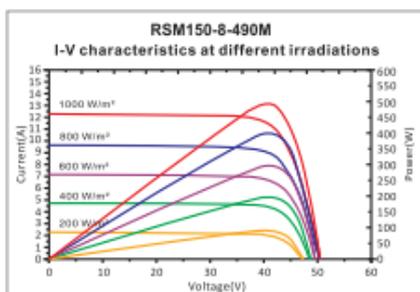
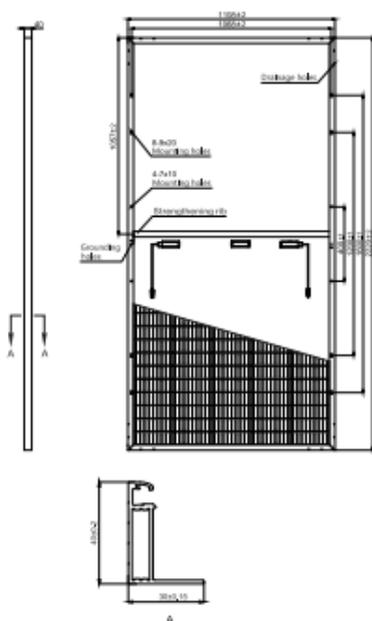
12 year Product Warranty / 25 year Linear Power Warranty



\* Please check the valid version of Limited Product Warranty which is officially released by Risen Energy Co., Ltd.

THE POWER OF RISING VALUE

**Dimensions of PV Module** Unit: mm



**Our Partners:**

RSM150-8-490M-EN-H1-2-2020

**ELECTRICAL DATA (STC)**

Model Number	RSM150-8-480M	RSM150-8-485M	RSM150-8-490M	RSM150-8-495M	RSM150-8-500M
Rated Power in Watts-Pmax(Wp)	<b>480</b>	<b>485</b>	<b>490</b>	<b>495</b>	<b>500</b>
Open Circuit Voltage-Voc(V)	50.72	50.79	50.86	50.93	51.00
Short Circuit Current-Isc(A)	12.10	12.20	12.30	12.40	12.50
Maximum Power Voltage-Vmpp(V)	42.17	42.24	42.31	42.38	42.45
Maximum Power Current-Impp(A)	11.40	11.50	11.60	11.70	11.80
Module Efficiency (%) *	19.5	19.7	19.9	20.1	20.3

STC: Irradiance 1000 W/m<sup>2</sup>, Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5 according to EN 60904-3.  
 \* Module Efficiency (%): Round-off to the nearest number

**ELECTRICAL DATA (NMOT)**

Model Number	RSM150-8-480M	RSM150-8-485M	RSM150-8-490M	RSM150-8-495M	RSM150-8-500M
Maximum Power-Pmax (Wp)	359.3	363.1	366.8	370.6	374.4
Open Circuit Voltage-Voc (V)	46.66	46.73	46.79	46.86	46.92
Short Circuit Current-Isc (A)	9.92	10.00	10.09	10.17	10.25
Maximum Power Voltage-Vmpp (V)	38.63	38.69	38.76	38.82	38.88
Maximum Power Current-Impp (A)	9.30	9.38	9.47	9.55	9.63

NMOT: Irradiance at 800 W/m<sup>2</sup>, Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1 m/s.

**MECHANICAL DATA**

Solar cells	Monocrystalline 210×70mm
Cell configuration	150 cells (5×15+5×15)
Module dimensions	2220×1108×40mm
Weight	28.5kg
Superstrate	High Transmission, Low Iron, Tempered ARC Glass
Substrate	White Back-sheet
Frame	Anodized Aluminium Alloy type 6063T5, Silver Color
J-Box	Potted, IP68, 1500VDC, 3 Schottky bypass diodes
Cables	4.0mm <sup>2</sup> (12AWG), Positive(+) 270mm, Negative(-) 270mm
Connector	Risen Twinsel PV-SY02, IP68

**TEMPERATURE & MAXIMUM RATINGS**

Nominal Module Operating Temperature (NMOT)	44°C±2°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.29%/°C
Temperature Coefficient of Isc	0.05%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.37%/°C
Operational Temperature	-40°C~+85°C
Maximum System Voltage	1500VDC
Max Series Fuse Rating	25A
Limiting Reverse Current	25A

**PACKAGING CONFIGURATION**

	40ft(HQ)
Number of modules per container	540
Number of modules per pallet	27
Number of pallets per container	20
Packaging box dimensions (LxWxH) in mm	2250×1130×1240
Box gross weight[kg]	825

CAUTION: READ SAFETY AND INSTALLATION INSTRUCTIONS BEFORE USING THE PRODUCT.  
 ©2020 Risen Energy. All rights reserved. Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.

**ANEXO IV: Catálogo del inversor fotovoltaico.**

## 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



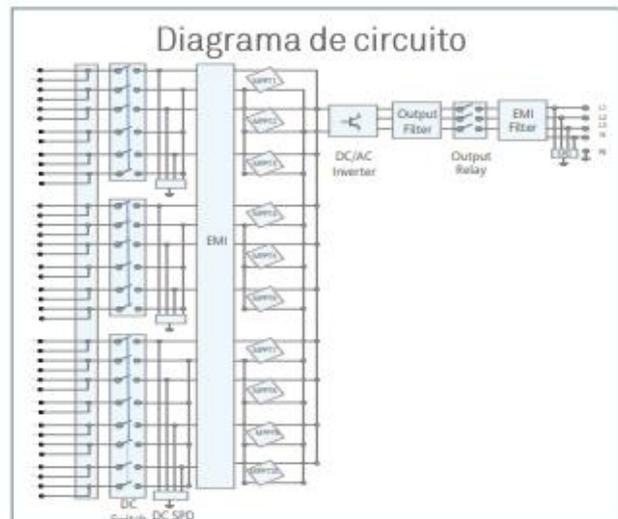
Diseño sin fusibles



Protección contra sobretensiones DC y AC



IP66 Protección



SUN2000-100KTL-M1

## 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 (cosφ=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