



universidad
de León



Escuela de Ingenierías Industrial, Informática y Aeroespacial

GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

Trabajo de Fin de Grado

DISEÑO BAJO EL PARADIGMA DE OPTIMIZACIÓN
ESTOCÁSTICA DE UN SISTEMA DE GENERACIÓN
FOTOVOLTAICA PARA UN SISTEMA DE REGADÍO

DESIGN UNDER THE STOCHASTIC OPTIMIZATION
PARADIGM OF A PHOTOVOLTAIC GENERATION
SYSTEM FOR AN IRRIGATION SYSTEM

Autor: Arturo Peláez Carracedo
Tutor: Miguel de Simón Martín

(Julio, 2022)

UNIVERSIDAD DE LEÓN
Escuela de Ingenierías Industrial, Informática y
Aeroespacial

GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA
Trabajo de Fin de Grado

ALUMNO: Arturo Peláez Carracedo

TUTOR: Miguel de Simón Martín

TÍTULO: Diseño bajo el paradigma de optimización estocástica de un sistema de generación fotovoltaica para un sistema de regadío

TITLE: Design under the stochastic optimization paradigm of a photovoltaic generation system for an irrigation system

CONVOCATORIA: Julio, 2022

RESUMEN:

El presente Trabajo de Fin de Grado busca determinar el tamaño óptimo de un sistema fotovoltaico que apoye energéticamente, bajo el régimen de autoconsumo, a un sistema de regadío proyectado en la provincia de León. Para estimar el consumo eléctrico de dicho sistema se analizan los consumos de otro sistema ya en funcionamiento de características similares. Esta estimación del consumo permitirá simular en el software PVsyst el comportamiento de distintos sistemas fotovoltaicos junto con el sistema de riego en la modalidad de sistema fotovoltaico conectado a red y, con los resultados de estas simulaciones, se calculan los parámetros económicos de la inversión como son el valor actual neto, VAN, la tasa interna de retorno, TIR, o el tiempo de retorno. Con el resultado del VAN se determina el sistema fotovoltaico óptimo ya que será el que maximice dicha variable económica. Finalmente, se analizará el impacto que pueden tener en el resultado variables consideradas en el cálculo del tamaño óptimo como son la implementación de la venta de excedentes, el precio de la electricidad considerado o el modelo de la curva de demanda del usuario.

ABSTRACT:

This Final Degree Project aims to determine the optimal size of a photovoltaic system that supports energetically, under the self-consumption regime, an irrigation system projected in the province of León. In order to estimate the electrical consumption of such a system, the consumption of another system already in operation with similar characteristics is analyzed. This consumption estimation will allow to simulate in the PVsyst software the behavior of different photovoltaic systems together with the irrigation system in the modality of photovoltaic system connected to the grid and, with the results of these simulations, the economic parameters of the investment are calculated, such as the net present value, NPV, the internal rate of return, IRR, or the payback time. With the result of the NPV, the optimal photovoltaic system is determined, since it will be the one that maximizes this economic variable. Finally, the impact that variables considered in the calculation of the

optimal size, such as the implementation of surplus compensation, the electricity price considered or the user's demand curve model, may have on the result will be analyzed.

Palabras clave: Optimización, generación, fotovoltaica, autoconsumo, regadío, PVsyst.

Firma del alumno:

VºBº Tutor/es:

Índice de contenido

Índice de figuras	III
Índice de tablas.....	VI
Glosario de abreviaturas.....	VIII
0 Introducción	1
0.1 Objetivo del trabajo.....	1
0.2 Los sistemas de regadío.....	1
0.3 El Canal Alto de Villares	1
0.4 Proyecto de modernización del Canal Alto de Villares.....	3
0.5 Instalaciones proyectadas	4
0.6 Balsa de regulación.....	5
0.7 Estación de bombeo	5
0.8 Justificaciones para la aplicación de autoconsumo.....	6
1 Estado del arte	7
1.1 Artículos consultados.....	7
1.2 Conclusión	9
2 Análisis del patrón de consumo.....	10
2.1 Análisis del consumo del Canal del Páramo.....	10
3 Estimación del consumo del Canal Alto de Villares.....	16
4 Diseño preliminar	22
4.1 Parámetros del sistema	22
4.1.1 Sitio geográfico.....	22
4.1.2 Orientación del sistema.....	23
4.1.3 Sistema fotovoltaico.....	24
4.1.4 Pérdidas detalladas.....	27
4.1.5 Autoconsumo	29

4.2	Resultados extraídos de la simulación en PVsyst.....	30
5	Optimización del sistema fotovoltaico	32
5.1	Método de optimización	32
5.2	Características de los sistemas fotovoltaicos simulados	32
5.3	Escenarios considerados	33
5.4	Cálculos realizados	35
5.4.1	Flujo de caja	37
5.4.2	VAN	37
5.4.3	TIR	38
5.4.4	Tiempo de retorno.....	38
6	Resultados de las simulaciones	39
6.1	Tarifa 1 sin excedentes	39
6.1.1	Caso intermedio.....	39
6.1.2	Caso optimista.....	40
6.1.3	Caso pesimista.....	42
6.2	Tarifa 1 con venta de excedentes.....	43
6.2.1	Caso intermedio.....	43
6.2.2	Caso optimista.....	45
6.2.3	Caso pesimista.....	46
6.3	Análisis de los resultados	47
6.3.1	Análisis de los distintos modelos de consumo	49
6.4	Tamaño óptimo del sistema fotovoltaico	50
6.5	Análisis energético.....	52
7	Conclusión	55
8	Referencias	56

Índice de figuras

Figura 0.1: Mapa del Canal Alto de Villares (Fuente: ITACYL)	2
Figura 0.2: Balsa de regulación y estación de bombeo (Fuente: [1])	4
Figura 2.1: Consumo promedio de potencia activa (Elaboración propia)	12
Figura 2.2: Consumo máximo de potencia activa (Elaboración propia)	13
Figura 2.3: Suma de consumo de energía en los meses 6, 7, 8 y 9 de los tres años (Elaboración propia)	13
Figura 2.4: Suma de consumo de energía en los meses 6, 7, 8 y 9 en 2019 (Elaboración propia).....	14
Figura 2.5: Suma del consumo de energía activa en los meses 6, 7, 8 y 9 en 2020 (Elaboración propia)	14
Figura 2.6: Suma de consumo de energía en los meses 6, 7, 8 y 9 en 2021 (Elaboración propia).....	15
Figura 3.1: Estimación del promedio de consumo de potencia activa en los meses 6, 7, 8 y 9 (Elaboración propia)	16
Figura 4.1: Software PVsyst (Elaboración propia)	22
Figura 4.2: Sitio geográfico en PVsyst (Elaboración propia).....	23
Figura 4.3: Datos extraídos de la base de datos PVGIS TMY (Elaboración propia)	23
Figura 4.4: Orientación en PVsyst (Elaboración propia)	24
Figura 4.5: Sistema fotovoltaico en PVsyst (Elaboración propia).....	25
Figura 4.6: Pérdidas del sistema en PVsyst (Elaboración propia)	28
Figura 4.7: Pérdidas por envejecimiento en PVsyst (Elaboración propia)....	28
Figura 4.8: Pérdidas óhmicas en PVsyst (Elaboración propia)	29
Figura 4.9: Pérdidas por suciedad en PVsyst (Elaboración propia).....	29
Figura 4.10: Datos de las necesidades del usuario en PVsyst (Elaboración propia)	30
Figura 4.11: Datos extraídos de la simulación en PVsyst (Elaboración propia)	31
Figura 5.1: Gráfica comparativa de los modelos de consumo, valores promedio de un día (Elaboración propia)	35

Figura 6.1: Resultados para la tarifa 1 sin excedentes para el caso intermedio y consumo original (Elaboración propia)	39
Figura 6.2: Resultados para la tarifa 1 sin excedentes para el caso intermedio y consumo modificado (Elaboración propia).....	40
Figura 6.3: Resultados para la tarifa 1 sin excedentes para el caso intermedio y consumo sintético (Elaboración propia).....	40
Figura 6.4: Resultados para la tarifa 1 sin excedentes para el caso optimista y consumo original (Elaboración propia)	41
Figura 6.5: Resultados para la tarifa 1 sin excedentes para el caso optimista y consumo modificado (Elaboración propia).....	41
Figura 6.6: Resultados para la tarifa 1 sin excedentes para el caso optimista y consumo sintético (Elaboración propia).....	41
Figura 6.7: Resultados para la tarifa 1 sin excedentes para el caso pesimista y consumo original (Elaboración propia)	42
Figura 6.8: Resultados para la tarifa 1 sin excedentes para el caso pesimista y consumo modificado (Elaboración propia).....	42
Figura 6.9: Resultados para la tarifa 1 sin excedentes para el caso pesimista y consumo sintético (Elaboración propia).....	43
Figura 6.10: Resultados para la tarifa 1 con venta de excedentes para el caso intermedio y consumo original (Elaboración propia)	44
Figura 6.11: Resultados para la tarifa 1 con venta de excedentes para el caso intermedio y consumo modificado (Elaboración propia).....	44
Figura 6.12: Resultados para la tarifa 1 con venta de excedentes para el caso intermedio y consumo sintético (Elaboración propia).....	44
Figura 6.13: Resultados para la tarifa 1 con venta de excedentes para el caso optimista y consumo original (Elaboración propia)	45
Figura 6.14: Resultados para la tarifa 1 con venta de excedentes para el caso optimista y consumo modificado (Elaboración propia).....	45
Figura 6.15: Resultados para la tarifa 1 con venta de excedentes para el caso optimista y consumo sintético (Elaboración propia)	46
Figura 6.16: Resultados para la tarifa 1 con venta de excedentes para el caso pesimista y consumo original (Elaboración propia)	46

Figura 6.17: Resultados para la tarifa 1 con venta de excedentes para el caso pesimista y consumo modificado (Elaboración propia).....	47
Figura 6.18: Resultados para la tarifa 1 con venta de excedentes para el caso pesimista y consumo sintético (Elaboración propia)	47
Figura 6.19: Comparativa de las horas equivalentes de autoconsumo (Elaboración propia).....	53
Figura 6.20: Comparativa del porcentaje de energía autoconsumida (Elaboración propia).....	54

Índice de tablas

Tabla 2.1: Datos de consumo eléctrico de 2019 (Elaboración propia).....	10
Tabla 2.2: Datos de consumo eléctrico de 2020 (Elaboración propia).....	11
Tabla 2.3: Datos de consumo eléctrico de 2021 (Elaboración propia).....	11
Tabla 3.1: Estimación de los consumos anuales del Canal Alto de Villares (Elaboración propia).....	17
Tabla 3.2: Potencia media [kW] estimada de cada hora en el Canal Alto de Villares (Elaboración propia).....	18
Tabla 3.3: Potencia máxima [kW] estimada de cada hora en el Canal Alto de Villares (Elaboración propia).....	19
Tabla 3.4: Potencia mínima [kW] estimada de cada hora en el Canal Alto de Villares (Elaboración propia).....	20
Tabla 3.5: Desviación típica de la potencia [kW] estimada de cada hora en el Canal Alto de Villares (Elaboración propia).....	20
Tabla 4.1: Tabla de características del módulo fotovoltaico (Fuente: [11])	25
Tabla 4.2: Tabla de características de los inversores Aros Sirio (Fuente: [12])	26
Tabla 5.1: Características de los sistemas fotovoltaicos simulados (Elaboración propia).....	33
Tabla 5.2: Precios considerados en el cálculo (Fuente: ESIOS).....	34
Tabla 5.3: Degradación de los módulos (Fuente PVsyst).....	36
Tabla 6.1: Tamaños óptimos [kWp] para la tarifa 1 sin excedentes (Elaboración propia).....	47
Tabla 6.2: Tamaños óptimos [kWp] para la tarifa 1 con venta de excedentes (Elaboración propia).....	48
Tabla 6.3: VAN [€] para la tarifa 1 sin excedentes (Elaboración propia).....	48
Tabla 6.4: VAN [€] para la tarifa 1 con venta de excedentes (Elaboración propia)	48
Tabla 6.5: Diferencia porcentual del VAN [%] con respecto al consumo original para la tarifa 1 sin excedentes (Elaboración propia)	49

Tabla 6.6: Diferencia porcentual del VAN [%] con respecto al consumo original para la tarifa 1 con venta de excedentes (Elaboración propia).....	49
Tabla 6.7: Análisis del impacto de la venta de excedentes para la tarifa 1, VAN [%] (Elaboración propia)	49
Tabla 6.8: Comparación entre el caso intermedio y los casos optimista y pesimista para la tarifa 1 excedentes, VAN [%] (Elaboración propia).....	50
Tabla 6.9: Comparación entre el caso intermedio y los casos optimista y pesimista para la contratación libre con venta de excedentes, VAN [%] (Elaboración propia).....	50

Glosario de abreviaturas

CAPEX	Gastos en capital
OPEX	Gastos de operación
VAN	Valor actual neto
TIR	Tasa interna de retorno
mppt	Seguidor del punto de máxima potencia
mpp	Punto de máxima potencia
AC	Corriente alterna
DC	Corriente continua
Wp	Vatio pico

0 Introducción

0.1 Objetivo del trabajo

El objetivo de este trabajo es el diseño de un sistema fotovoltaico de autoconsumo que surta el consumo eléctrico de un sistema de riego y, una vez sentadas unas bases de diseño, optimizarlo. Antes de tratar el dimensionado propiamente dicho es necesario tener presente que necesidades satisface y en que épocas del año trabaja para poder entender las necesidades reales que hay que satisfacer y alcanzar así una solución adecuada.

0.2 Los sistemas de regadío

Un sistema de riego se encarga de satisfacer las necesidades hídricas de los cultivos cuando las precipitaciones no son suficientes para el desarrollo adecuado de la planta en cada una de sus fases. Estos sistemas extraen unos caudales de agua, de los embalses destinados a este fin, fijados por el ente regulador pertinente, siendo en el caso de estudio Confederación Hidrográfica del Duero. Este ente fija también el periodo en el cual se permite el uso de los caudales mencionados, siendo comúnmente este periodo entre el 1 de abril y el 31 de septiembre.

0.3 El Canal Alto de Villares

El sistema de riego de estudio, El Canal Alto de Villares, es una comunidad de regantes localizada al suroeste de la provincia de León, limitando al norte con el término municipal de Villares de Órbigo, al sur con el término municipal de Soto de la Vega, al este con la zona regable de la Presa de la Tierra y al oeste con el término municipal de Estébanez de la Calzada, como puede observarse en la figura 0.1. En servicio desde 1968, surte de agua a 2251 hectáreas cuyos cultivos mayoritarios son maíz, patata, trigo, remolacha, judía grano, alfalfa y hortícolas. Esta agua, proveniente del embalse de Barrios de Luna localizado al norte de la provincia de León cerca de la localidad de Los Barrios de Luna, se encauza a través de un sistema de canales y acequias de hormigón por gravedad

Con esta obra se pretende sustituir la red de canales y acequias por una red de tuberías que proporcionen el agua demandada por los agricultores a una presión constante que permita aplicar técnicas de regadío modernas mucho más eficientes y con una mayor garantía de suministro. Un beneficio añadido de este nuevo sistema es que al ser una red de tuberías y no una red de canales y acequias, en las cuales el agua se encuentra en contacto con la atmósfera, las pérdidas de agua por evaporación se ven reducidas drásticamente. Esta mayor versatilidad del sistema permitirá la introducción de nuevos cultivos que antes, por las características del sistema de regadío, era imposible su aplicación junto con técnicas de riego que incrementan la productividad de los cultivos. Ejemplo de ello son los riegos de nascencia, ya que al contar con sistemas más sofisticados es posible realizar riegos de 4 mm que ayuden a la germinación de la simiente mientras que con riegos por gravedad es difícil aplicar menos de 100 mm.

Esta obra representa una gran oportunidad de desarrollo para una zona en la que la agricultura tiene un gran peso económico, contribuyendo a crear un atractivo para la incorporación de jóvenes agricultores y luchar así contra el problema de la despoblación que tanto afecta a las zonas rurales. También marca un hito hacia la modernización del campo y el empleo de sistemas y métodos más sofisticados que permitan una agricultura más productiva, menos contaminante y con una mayor calidad de vida para el agricultor.

0.4 Proyecto de modernización del Canal Alto de Villares

El proyecto de modernización del Canal Alto de Villares contempla la retirada y sustitución del sistema de acequias actual por una red de tuberías capaz de suministrar el agua requerida para los riegos a una presión constante en los hidrantes. El agua que alimenta el sistema es la proveniente del embalse de Barrios de Luna a través del canal que actualmente se encuentra en uso, siendo esta agua embalsada mediante una balsa de regulación cuya función es la de acumular agua para que, en las puntas de consumo, esta esté disponible para su bombeo.

Como se ha mencionado antes, una de las claves de este proyecto es la estabilidad de la presión del agua en los hidrantes, y para conseguirlo es necesaria la construcción de una estación de bombeo que aloje las bombas encargadas de impulsar el agua y mantener la presión constante en toda la red de tuberías.

Tal y como podemos extraer de [2], los proyectos de modernización tienen efectos beneficiosos visibles para el medio ambiente en el corto plazo ya que, como se ha mencionado previamente, permiten el empleo de técnicas de riego más efectivas y eficientes en el uso del agua. Estas mismas técnicas permiten obtener beneficios en el medio y largo plazo ya que ayudan a la adopción de cultivos con un mayor valor y permiten la profesionalización de los agricultores y las comunidades de regantes.

0.5 Instalaciones proyectadas

A parte de la red de tuberías son necesarias dos instalaciones que requieren un análisis previo, siendo estas la balsa de regulación y la estación de bombeo. Como puede apreciarse en la figura 0.2, la balsa y la estación de bombeo se encuentran muy próximas con el fin de reducir al máximo la longitud de canalización de agua y este mismo argumento es el que posiciona tanto la balsa como la estación de bombeo junto al canal ya existente.



Figura 0.2: Balsa de regulación y estación de bombeo (Fuente: [1])

El suministro eléctrico de la red se realizará mediante una línea de media tensión de 6180 metros cuya construcción también se contempla en el proyecto. Además, será necesario un centro de transformación con dos transformadores trifásicos, uno de 3000 kVA con una relación de transformación 15000/690 V y otro de 100 kVA con la misma relación de transformación del cual se sacarán las líneas monofásicas para las cargas monofásicas.

0.6 Balsa de regulación

La balsa de regulación tiene como objetivo acumular agua para las puntas de demanda en las horas de mayor riego y acumular agua para la demanda en los meses que se requieren riegos fuera de la temporada de riego marcada por Confederación Hidrográfica del Duero. Para ello, la balsa proyectada tiene una capacidad de 180635 metros cúbicos situándose a pie de canal ya que la zona regable carece de las características necesarias para que sea viable un sistema por gravedad para la totalidad de la zona regable y garantice la presión requerida.

0.7 Estación de bombeo

Como puede observarse en la figura 0.2 las instalaciones de la estación de bombeo se localizan muy próximas a la balsa de regulación. Consta de un edificio en el que se encuentran los equipos de bombeo junto con la valvulería, los colectores de admisión e impulsión y el control de caudales además de las instalaciones eléctricas pertinentes.

Esta estación de bombeo contará con seis bombas centrífugas siendo cuatro bombas de 500 kW, dos de ellas reguladas con un variador de frecuencia, y otras dos bombas de 280 kW con variador de frecuencia. Son estas bombas las encargadas de mantener una presión constante de 50 m.c.a. en todos los hidrantes con los que cuenta la red de tuberías.

0.8 Justificaciones para la aplicación de autoconsumo

Las recientes inestabilidades en el mercado eléctrico y el creciente interés de los gobiernos por alternativas de generación junto con la tendencia del sistema eléctrico hacia la generación distribuida hacen que los sistemas de autoconsumo sean una gran apuesta y una opción cada vez más indispensable en consumidores industriales. Las características del consumo que se está estudiando hacen que una instalación de autoconsumo sea muy atractiva por su alta demanda energética junto con un consumo muy estacional encontrándose su mayor demanda, tanto energética como de potencia, en los meses de mayor radiación solar. Es por esto por lo que una inversión en una instalación de autoconsumo es amortizable en poco tiempo, permitiendo con ello un ahorro considerable en la facturación energética junto con los beneficios medioambientales que proporciona para el conjunto de la sociedad.

Es por ello objeto de este estudio el intentar determinar la instalación fotovoltaica óptima que reduzca al máximo el gasto energético y que permita una amortización en un plazo razonable. Actualmente, son muchas las comunidades de regantes que, gracias al impulso de subvenciones públicas o por su propia iniciativa, están comenzando a realizar instalaciones de este tipo, mostrando así el atractivo económico que tienen este tipo de instalaciones. No obstante, es necesario realizar un estudio técnico-económico que analice las características del consumo para determinar de este modo qué inversión es la adecuada.

1 Estado del arte

En este apartado se describen los distintos artículos científicos e investigaciones relacionados con el dimensionado de sistemas fotovoltaicos y su análisis económico consultados para el desarrollo de este trabajo.

1.1 Artículos consultados

El objetivo principal de este trabajo, tal y como se ha descrito en el apartado 0.1, es determinar el tamaño óptimo de un sistema fotovoltaico para un sistema de regadío. Es decir, para un consumo dado determinar que tamaño es el que ofrece un mejor resultado económico durante su vida útil.

Una posibilidad para intentar afrontar el dimensionado de un sistema fotovoltaico es mediante una estimación energética de consumo con un posterior dimensionado de la instalación fotovoltaica. Como se puede ver en [3], los autores calculan la demanda hídrica de un cultivo de olivos, teniendo en cuenta el tipo de suelo y la disponibilidad de agua en la zona de la provincia de Badajoz, en España, a partir de la cual se determina el agua que se debe suministrar al cultivo. Para poder suministrar esta agua es necesario un aporte energético a un sistema de bombeo de modo que, con la cantidad de agua necesaria y las dimensiones del sistema de bombeo se estima la energía que se debe aportar al sistema de bombeo para poder suministrar el agua demandada por el cultivo. Esta energía, junto con las horas solares equivalentes, permite calcular, teniendo en cuenta las pérdidas de rendimiento, el tamaño en kWp que debe tener el sistema fotovoltaico.

En el caso de [4], sus autores realizan un análisis de los sistemas de bombeo que emplean energía producida por un sistema fotovoltaico. Para estimar el tamaño del sistema fotovoltaico, emplean un método similar que en [3] y además hacen un análisis de la literatura sobre el impacto de la degradación de los módulos en la producción energética. Según su análisis, la fiabilidad de un módulo fotovoltaico va más allá de los 20 o 25 años que suelen ofrecer los fabricantes y la degradación que encontraron en los distintos estudios que analizaron se encuentra entre el 0,5% y el 1% anual.

Por otro lado, otro método ampliamente empleado para determinar la dimensión óptima de un sistema fotovoltaico es el que se puede ver en [5] y en [6]. En ellos se calcula la dimensión óptima de un sistema fotovoltaico mediante un cálculo económico de VAN, TIR y tiempo de retorno teniendo en cuenta el CAPEX y el OPEX de la inversión. En el caso de [5], se busca determinar el tamaño óptimo de una instalación fotovoltaica para un edificio de viviendas en construcción. Al no tener datos reales del perfil de consumo se diseñó un perfil a partir de una estimación que tiene en cuenta las variaciones entre días laborales y fines de semana para cada mes del año de modo que se genera un perfil de consumo de las 24 horas de cada día con datos de cada 30 minutos. Esta estimación de consumo es la que permite determinar los parámetros económicos del valor actual neto, VAN, la tasa interna de retorno, TIR, y el tiempo de retorno. En este artículo se incide en la superioridad que ofrece el VAN frente al TIR a la hora de determinar el tamaño óptimo del sistema fotovoltaico. En el caso de [6], los autores cuentan con los perfiles de consumo de tres usuarios distintos como son un supermercado, una granja lechera y una casa. Se dispone del perfil de consumo de cada uno de los tres usuarios a partir de las mediciones de los contadores. A partir de estos datos y mediante el método anteriormente explicado se determina el tamaño óptimo del sistema fotovoltaico para cada uno de los tres consumos.

El último método consultado es el que se puede apreciar en [7] y en [8], en los que se emplea un método parecido al anterior pero en el cual se utiliza la optimización por enjambre de partículas. Para ello también es necesario un cálculo económico de VAN, TIR y tiempo de retorno, pero para determinar el óptimo se emplea una función que, con un método iterativo denominado enjambre de partículas, determina el sistema fotovoltaico óptimo ofreciendo el número de módulos y la inclinación de este sistema, pero siempre maximizando el valor del VAN.

Dada la importancia del cálculo económico en los distintos artículos se consultó el artículo [9], en el cual el autor realiza un análisis económico de instalaciones fotovoltaicas en Bélgica mediante la proyección del flujo de caja para el cálculo de VAN, TIR y tiempo de retorno. El método empleado en este artículo es el mismo que en [5] y en [6], dando una explicación pormenorizada

de cómo debe aplicarse el denominado método de proyección del flujo de caja. En este método se calcula el flujo de caja de cada uno de los años de la vida útil considerada para el sistema fotovoltaico siendo los ingresos la energía ahorrada por el sistema fotovoltaico y los gastos el CAPEX y el OPEX de la inversión

Por último, en [10], se analiza el impacto del valor residual y el tiempo de vida en las estimaciones económicas de distintos sistemas energéticos. En el artículo se demuestra la importancia del impacto de la vida útil en el cálculo económico de un sistema fotovoltaico además de, al igual que en [4], determinar que la vida útil de los sistemas fotovoltaicos es mayor que la vida útil que proponen los fabricantes.

1.2 Conclusión

El sistema que se quiere determinar va a suplir energía eléctrica a un consumo fotovoltaico del cual no se tienen datos de consumo real, pero del cual se conocen sus características, ya que es conocida su dimensión además de que estará conectado a red. Al igual que en [5], al no conocer la demanda real del usuario, se va a estimar este perfil consumo pero a partir del perfil de consumo de un sistema de riego de características similares pero de distinto tamaño. Con este perfil de consumo y el método explicado en [6] y [9], se calculan los parámetros económicos de la inversión, VAN, TIR y tiempo de retorno, siendo el sistema óptimo el que maximice el VAN al igual que en [5].

Puesto que se dispone de los datos de consumo de un sistema de riego ya existente, se ha decidido no seguir el método propuesto por [3] ya que emplea la dificultad de la caracterización del terreno y la demanda específica de cada cultivo, creando una mayor dificultad por la variedad de cultivos empleados en el sistema de riego de estudio. Tampoco se emplearán los métodos que se proponen en [7] y en [8] por la dificultad que plantea la implementación de un método de optimización avanzado como es el de enjambre de partículas, siendo este método interesante de cara a las líneas de investigación futuras.

Por último, las apreciaciones que ofrecen [4] y [10] en cuanto a la degradación de los módulos y la vida útil del sistema fotovoltaico sí se tendrán en cuenta, aplicando el modelo de degradación ofrecido por PVsyst y teniendo en cuenta una vida útil del sistema fotovoltaico de 30 años.

2 Análisis del patrón de consumo

Antes de empezar a dimensionar el tamaño que debe tener la planta de generación, es imprescindible analizar el tipo de consumo que se pretende satisfacer. Puesto que el sistema de regadío no está operativo y se carece de datos reales se va a analizar el patrón de consumo de un sistema de regadío cercano al del Canal Alto de Villares como es el del Canal del Páramo. Dado que son zonas que se encuentran muy próximas geográficamente el factor meteorológico será muy parecido y el patrón de consumo hídrico también será similar ya que los cultivos empleados también son los mismos y, de haber alguna diferencia en las proporciones de uso de cada cultivo esta será menor con el tiempo ya que las técnicas de riego que se van a emplear son las mismas.

2.1 Análisis del consumo del Canal del Páramo

Se dispone de los datos de consumo eléctrico de la estación de bombeo del Canal del Páramo de los años 2019, 2020 y 2021 durante las campañas de riego, que comienzan el 1 de abril y terminan el 31 de septiembre. Es en este periodo de tiempo donde se encuentra la mayor parte del consumo de los sistemas de regadío ya que es durante la campaña de riego oficial cuando los sistemas de bombeo están trabajando

Para poder ver el tipo de consumo de cada mes, se confeccionan las tablas 2.1, 2.2 y 2.3, donde se puede ver el consumo energético total del mes, su máximo de potencia, el consumo medio por día y los días de los que se tiene datos.

Tabla 2.1: Datos de consumo eléctrico de 2019 (Elaboración propia)

2019	Consumo de energía (MWh)	Máximo de potencia (kW)	Consumo diario medio (MWh/día)	Días
Marzo	139,125	2476	4,488	31
Abril	286,627	3572	9,554	30
Mayo	1011,014	3780	32,613	31

Junio	1836,511	6832	61,217	30
Julio	3101,47	9044	100,047	31
Agosto	3597,089	8052	116,035	31
Septiembre	566,242	6456	18,875	30
Octubre	97,644	1468	6,103	16

Tabla 2.2: Datos de consumo eléctrico de 2020 (Elaboración propia)

2020	Consumo de energía (MWh)	Máximo de potencia (kW)	Consumo diario medio (MWh/día)	Días
Marzo	131,87	2476	4,254	31
Abril	41,399	271	1,380	30
Mayo	469,849	2111	15,156	31
Junio	1749,861	7766	58,329	30
Julio	3704,166	8975	119,489	31
Agosto	3043,435	8712	98,175	31
Septiembre	1030,329	6334	68,689	15

Tabla 2.3: Datos de consumo eléctrico de 2021 (Elaboración propia)

2021	Consumo de energía (MWh)	Máximo de potencia (kW)	Consumo diario medio (MWh/día)	Días
Enero	38,806	72	1,252	31
Febrero	35,5	72	1,268	28
Marzo	51,39	1440	1,658	31
Abril	284,227	3028	9,474	30
Mayo	466,819	3844	15,059	31
Junio	929,58	7332	30,986	30
Julio	4124,651	8148	133,053	31
Agosto	3867,427	8180	124,756	31
Septiembre	963,919	5064	64,261	15

Analizando los datos de los tres años puede concluirse que los meses de julio y agosto son los de mayor consumo, encontrándose en estos dos meses el 63% del consumo de 2019, el 66% del consumo de 2020 y el 73% del consumo de 2021 como puede apreciarse en la figura 2.1. Este consumo intensivo comienza en la última semana de junio y termina a mediados de septiembre. Determinar este comienzo y este fin con exactitud es imposible ya que depende de factores como la fecha de la siembra, las temperaturas o las precipitaciones, siendo estos factores totalmente impredecibles a largo plazo.

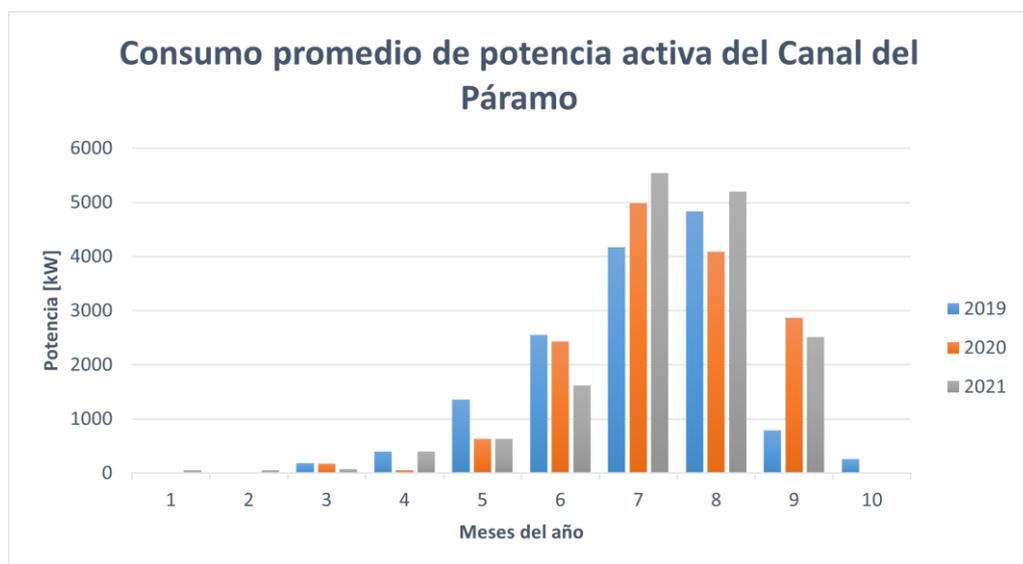


Figura 2.1: Consumo promedio de potencia activa (Elaboración propia)

Tanto junio como septiembre son también meses de interés pues cuentan con máximos de potencia cercanos a los de julio y agosto, pero no demandan tanta energía media diaria pues son los meses de inicio y fin del riego más intenso y no hay un consumo intensivo durante la totalidad de esos meses, pero sí que lo hay en parte. No obstante, en estos dos meses existe una mayor variación entre los tres años de los que se disponen registro puesto que, al ser meses en los que la demanda hídrica de los cultivos no es tan intensiva, las precipitaciones afectan en mayor medida a la necesidad de riego por parte del agricultor.

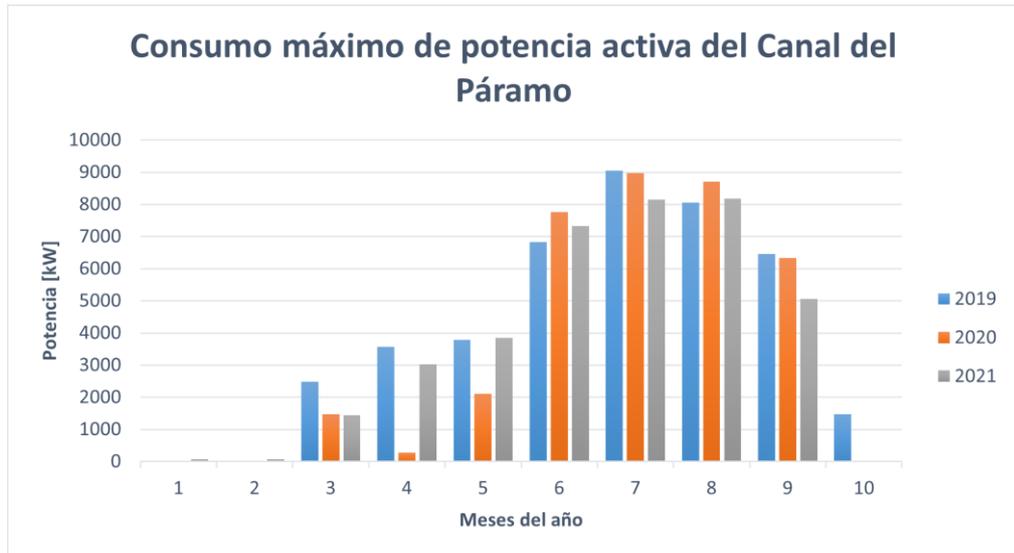


Figura 2.2: Consumo máximo de potencia activa (Elaboración propia)

El mes de marzo cuenta con un máximo de potencia debido a las pruebas que se realizan para la puesta en marcha del sistema antes del comienzo de la campaña en abril y el consumo que se puede ver en octubre es debido al riego para tareas de arrancado de patatas y remolacha. Los consumos de meses como enero y febrero son consumos residuales carentes totalmente de importancia.

Si se realiza un análisis del consumo diario, puede observarse como existe una tendencia a un consumo nocturno por los beneficios que ello trae para el riego, (mayor aprovechamiento del agua y un menor estrés para la planta), y un precio reducido al ser un consumo eléctrico nocturno, como se puede apreciar en la figura 2.3 aún más en la figura 2.4 y la figura 2.5, donde se representa la suma de consumos de cada mes en cada hora.

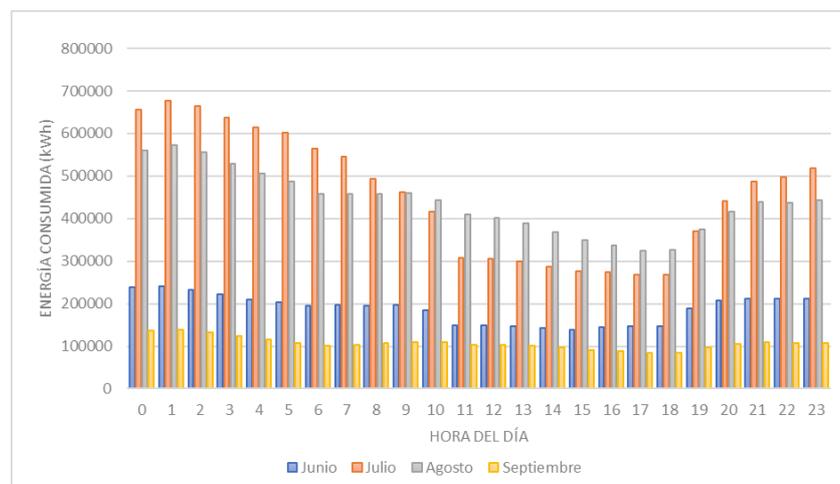


Figura 2.3: Suma de consumo de energía en los meses 6, 7, 8 y 9 de los tres años (Elaboración propia)

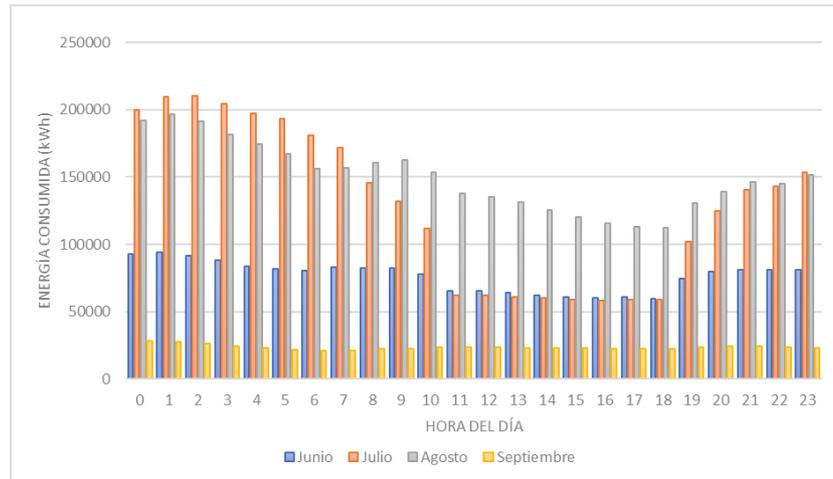


Figura 2.4: Suma de consumo de energía en los meses 6, 7, 8 y 9 en 2019 (Elaboración propia)

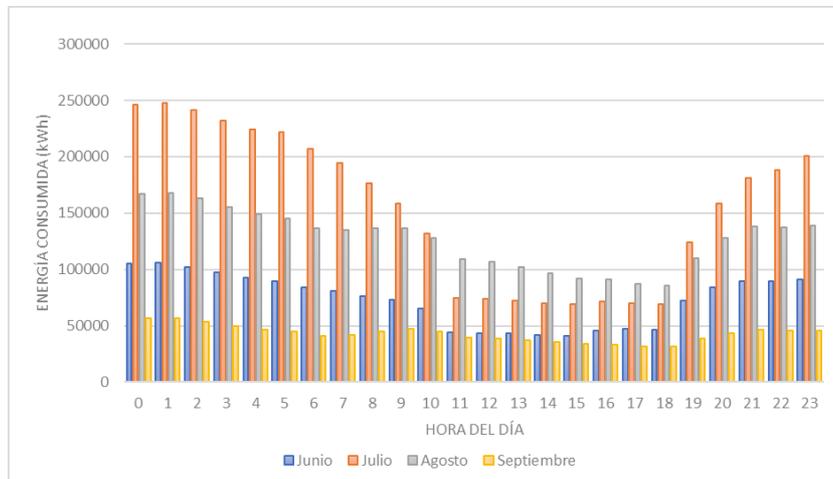


Figura 2.5: Suma del consumo de energía activa en los meses 6, 7, 8 y 9 en 2020 (Elaboración propia)

Esta diferencia entre el consumo nocturno y el consumo diurno no es tan pronunciada en el año 2021, como puede apreciarse en la figura 2.6, y es el motivo por el cual el promedio de los tres años no tiene una diferencia tan grande como en los años 2019 y 2020.

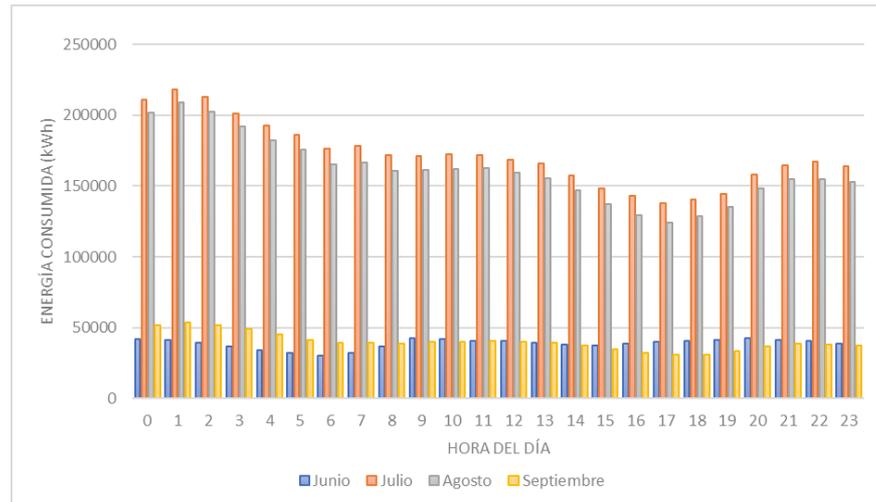


Figura 2.6: Suma de consumo de energía en los meses 6, 7, 8 y 9 en 2021 (Elaboración propia)

Puesto que el sistema de regadío está planteado por un modelo de distribución por turnos a demanda del agricultor para cualquier día y cualquier hora, dentro de la organización establecida por la comunidad de regantes, este consumo más intenso durante la noche tiene libertad para modificarlo totalmente con el fin de reducir los costes de operación del sistema de regadío. No obstante, es interesante realizar un estudio del comportamiento de los distintos tipos de sistemas fotovoltaicos para la curva de consumo sin modificaciones.

3 Estimación del consumo del Canal Alto de Villares

Una vez se han analizado los consumos del Canal del Páramo y se ha determinado su patrón de consumo se extrapolará este patrón para el tamaño del Canal Alto de Villares tomando como referencia las hectáreas que cada uno de ellos riega. Dada la proximidad entre los dos sistemas de riego que se estudian y la similitud en los cultivos que se emplean, las diferencias de consumo hídrico, y por ende eléctrico, serán debidas a la magnitud de terreno que cada uno de ellos surte de agua.

En primer lugar, teniendo el consumo del Canal del Páramo, se calcula el consumo de potencia activa por hectárea para luego, con las hectáreas que regará el sistema de riego del Canal Alto de Villares, calcular una estimación de la curva de consumo que tendrá este último. La diferencia entre ambos consumos es simplemente la debida al factor de escala aplicado, por ello los análisis realizados en el consumo del Canal del Páramo son idénticos a los del Canal Alto de Villares salvo en los datos numéricos, a los que se le debe aplicar también el factor de escala. Esta única diferencia es evidente si se compara la figura 2.3 y la figura 3.1 en las que se ve el promedio del consumo de los tres años y el promedio del consumo estimado, siendo las gráficas idénticas salvo los valores de las potencias que representan.

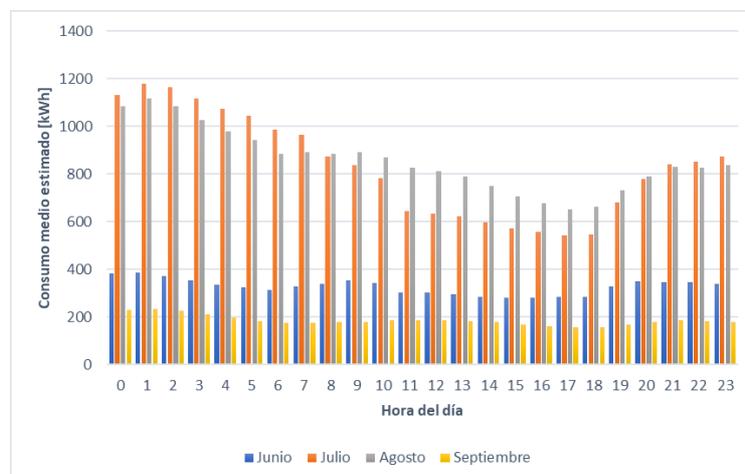


Figura 3.1: Estimación del promedio de consumo de potencia activa en los meses 6, 7, 8 y 9 (Elaboración propia)

De este análisis puede deducirse que el Canal Alto de Villares tendrá un consumo anual estimado de 1841,44 GWh con una potencia máxima de 1544 kW. Además, como se ha mencionado previamente, el consumo de este tipo de sistemas es muy estacional ya que la mayor demanda hídrica de los cultivos es en los meses de verano. Es por esto por lo que el 70% del consumo energético se encuentra en los meses de julio y agosto y el 88% entre los meses de junio, julio, agosto y septiembre. En la tabla 3.1 se muestra el consumo de energía, el máximo de potencia y el consumo diario medio de cada mes.

Tabla 3.1: Estimación de los consumos anuales del Canal Alto de Villares (Elaboración propia)

Estimación de consumo	Consumo de energía (MWh)	Máximo de potencia (kW)	Consumo diario medio (MWh/día)
Enero	6,626	12	0,214
Febrero	6,061	12	0,216
Marzo	16,264	423	0,525
Abril	48,734	610	1,624
Mayo	126,163	656	4,070
Junio	236,143	1252	7,871
Julio	616,898	1544	19,900
Agosto	637,250	1397	20,556
Septiembre	130,631	1102	5,806
Octubre	16,672	251	1,042

En cuanto a la curva de demanda diaria se aprecia un mayor consumo nocturno en los meses de mayor trabajo del sistema, julio y agosto, mientras que en el resto de los meses el consumo es estable durante todo el día, como puede apreciarse en la figura 3.1. Este consumo tiene como fin el consumir durante las horas en las que el precio de la energía es más barato. Como se verá más adelante, este tipo de demanda choca frontalmente con el tipo de generación fotovoltaico ya que el grueso de la producción se encuentra en las horas centrales del día.

Es en este punto en el que debe tenerse en cuenta el tipo de demanda que se pretende satisfacer, ya que, al ser una demanda eléctrica para un riego por turnos, esta puede modificarse para intentar ajustarla a la producción energética de la generación fotovoltaica. No obstante, se va a realizar un análisis de la generación fotovoltaica para este tipo de consumo mayoritariamente nocturno sin modificar la curva de demanda junto con un análisis en el que sí que se modifique dicha curva.

Tabla 3.2: Potencia media [kW] estimada de cada hora en el Canal Alto de Villares (Elaboración propia)

Hora	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre
0	9,47	9,60	10,17	16,78	115,64	383,48	1131,23	1085,08	230,48	47,17
1	9,54	9,71	8,76	11,82	102,57	385,58	1178,91	1116,10	234,05	47,42
2	9,58	9,67	9,15	11,37	91,06	372,28	1166,02	1083,75	225,27	45,09
3	9,50	9,68	9,16	11,10	81,80	355,40	1117,21	1027,75	211,80	41,96
4	9,56	9,70	9,21	10,96	71,57	336,42	1074,20	981,09	197,42	39,45
5	9,54	9,70	9,16	10,57	63,46	324,76	1044,76	944,15	182,58	37,92
6	9,41	9,65	9,08	10,30	65,96	314,23	985,39	884,76	174,57	35,42
7	9,43	9,77	8,56	9,88	87,35	328,73	965,17	890,84	176,36	36,94
8	9,27	9,24	9,14	12,60	124,89	340,72	873,19	884,40	177,97	37,50
9	8,30	8,51	29,69	98,19	217,51	354,50	836,37	891,74	179,85	37,66
10	8,15	8,37	36,46	123,84	242,72	341,41	781,58	868,89	187,81	48,11
11	8,13	8,37	38,29	127,20	243,12	302,19	644,22	826,12	188,52	51,05
12	8,15	8,16	38,12	128,76	243,37	301,43	635,22	811,84	188,21	50,59
13	8,13	8,23	37,43	127,08	240,57	295,15	624,07	790,54	184,46	48,99
14	8,07	8,12	35,85	121,96	236,34	285,54	599,25	749,18	177,95	48,64
15	7,98	8,07	34,06	117,15	228,92	281,08	570,97	707,77	169,35	47,12
16	7,95	7,96	33,43	116,58	231,85	281,90	555,85	676,16	162,46	44,70
17	7,85	7,95	30,96	111,96	227,35	285,89	541,87	653,58	157,32	43,75
18	8,70	8,18	28,43	106,62	224,08	285,96	547,75	664,65	159,34	43,20
19	9,23	9,40	25,50	96,09	217,08	329,84	680,32	732,20	169,34	43,35
20	9,31	9,52	24,69	87,81	208,55	349,20	778,74	791,42	179,77	44,24
21	9,41	9,62	17,63	60,55	185,43	348,36	839,98	829,24	185,85	43,66
22	9,54	9,62	16,64	52,68	169,83	346,46	853,51	827,42	183,62	39,90

Hora	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre
23	9,52	9,68	15,14	42,63	148,77	340,92	874,13	837,78	180,21	37,42

Tabla 3.3: Potencia máxima [kW] estimada de cada hora en el Canal Alto de Villares (Elaboración propia)

Hora	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre
0	11,61	10,93	47,12	62,49	294,02	1183,58	1429,44	1323,93	857,80	239,04
1	10,93	11,61	11,95	23,56	255,77	1169,24	1407,25	1306,51	878,98	237,67
2	11,61	10,93	12,63	24,59	222,30	1139,53	1378,91	1270,31	871,46	232,21
3	12,29	11,61	12,98	23,90	196,69	1077,38	1353,98	1236,85	866,00	217,18
4	11,61	10,93	12,63	19,46	186,11	1035,37	1330,76	1203,73	842,10	191,91
5	11,61	10,93	12,63	17,07	151,62	977,66	1283,29	1182,21	790,19	185,77
6	10,93	10,93	11,95	12,29	144,79	951,37	1197,58	1099,91	752,29	168,69
7	10,93	11,61	11,95	11,95	186,45	1004,64	1197,92	1116,31	764,58	187,82
8	11,61	12,29	29,71	39,61	218,89	959,57	1157,97	1111,52	790,87	192,60
9	10,93	10,24	256,11	363,00	481,49	961,96	1154,55	1129,96	791,56	208,30
10	10,24	10,24	299,82	418,32	507,44	975,61	1175,38	1119,04	777,56	234,94
11	9,56	10,93	328,51	417,97	502,66	988,93	1157,97	1108,11	764,24	249,28
12	10,24	10,24	325,09	425,15	503,69	999,18	1155,58	1092,06	760,48	250,65
13	10,24	9,56	317,92	431,63	505,05	973,22	1149,77	1083,52	753,65	233,57
14	9,56	9,56	305,29	444,95	492,08	957,17	1123,82	1039,47	733,85	243,14
15	9,56	9,56	305,97	448,37	487,64	934,30	1091,38	1003,27	704,82	232,21
16	9,56	10,24	306,99	440,51	509,83	909,71	1085,23	986,20	672,04	204,89
17	9,56	9,56	285,48	415,24	491,73	936,34	1098,55	972,88	651,55	213,77
18	10,93	10,24	263,62	396,46	486,61	939,42	1117,33	985,86	676,48	220,60
19	10,93	11,61	236,65	341,82	486,95	910,05	1126,55	1010,79	725,65	226,06
20	10,93	10,93	222,30	295,38	479,10	931,56	1136,79	1021,71	730,77	242,45
21	10,93	10,93	126,69	220,94	433,34	949,66	1153,53	1026,15	730,43	249,97
22	10,93	11,61	113,03	187,82	419,68	957,17	1164,80	1045,62	692,18	226,06
23	11,61	10,93	106,54	163,23	346,95	937,03	1162,75	1020,35	673,06	219,23

Tabla 3.4: Potencia mínima [kW] estimada de cada hora en el Canal Alto de Villares (Elaboración propia)

Hora	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre
0	8,20	8,20	3,07	9,22	9,22	4,44	529,64	765,60	8,88	7,51
1	8,20	8,88	3,07	4,10	9,22	5,12	654,96	918,93	8,20	7,51
2	8,20	8,88	3,07	4,44	9,56	5,12	631,74	892,98	8,20	8,20
3	8,20	8,88	3,07	4,78	9,56	4,44	582,91	821,95	8,88	8,20
4	8,20	8,88	3,07	4,10	9,22	4,78	560,03	763,90	8,20	8,20
5	8,20	8,88	0,00	4,78	9,90	4,78	541,59	703,79	8,20	7,51
6	8,20	8,88	0,00	4,78	9,90	4,10	501,98	621,84	8,20	7,51
7	8,20	8,88	0,00	4,44	8,88	3,76	469,88	607,50	7,51	7,51
8	7,51	7,51	1,71	4,10	9,90	0,00	434,02	613,64	7,51	7,51
9	6,83	6,83	2,05	4,10	38,59	0,00	419,34	635,16	6,83	6,83
10	6,83	6,83	2,39	3,41	50,54	0,00	392,70	590,42	7,51	6,83
11	6,83	6,83	2,39	3,41	53,61	0,00	372,90	548,42	6,83	6,83
12	6,83	6,83	2,39	3,41	49,51	0,00	330,55	544,66	6,83	6,83
13	6,83	7,51	2,39	6,15	50,88	0,00	363,68	521,78	7,51	6,83
14	6,83	6,83	2,39	7,85	50,88	0,00	340,46	474,32	6,83	6,83
15	6,83	6,83	2,73	7,85	45,76	4,10	292,99	429,93	6,83	6,83
16	6,83	6,83	2,39	8,20	49,86	3,76	286,50	408,75	6,83	6,83
17	6,83	6,83	2,39	7,85	48,83	3,76	282,41	388,27	7,51	6,83
18	6,83	6,83	2,39	7,85	49,17	4,10	275,92	385,53	7,51	6,83
19	8,20	7,51	2,39	8,20	56,34	4,44	337,38	463,05	7,51	6,83
20	8,20	8,88	3,07	7,51	33,12	4,44	402,61	552,86	7,51	7,51
21	8,20	8,88	3,07	8,20	9,22	4,44	439,83	634,47	8,20	7,51
22	7,51	8,88	3,07	9,22	9,22	4,44	463,73	634,13	8,88	8,20
23	8,20	8,88	3,07	9,22	8,88	4,78	463,73	644,04	8,20	7,51

Tabla 3.5: Desviación típica de la potencia [kW] estimada de cada hora en el Canal Alto de Villares (Elaboración propia)

Hora	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre
0	0,65	0,58	6,41	11,34	65,98	250,75	240,42	127,86	252,12	72,10
1	0,62	0,58	1,92	3,58	59,26	261,93	222,85	99,32	258,08	72,93

Hora	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre
2	0,69	0,54	1,70	3,09	51,58	258,01	217,73	96,73	249,84	68,93
3	0,68	0,55	1,69	2,96	46,91	247,10	214,97	99,02	236,21	62,85
4	0,68	0,52	1,72	2,34	45,15	238,03	217,77	101,90	223,90	56,72
5	0,67	0,52	1,91	1,62	39,33	227,26	214,80	115,24	207,22	55,06
6	0,65	0,49	2,13	1,16	37,46	216,88	198,15	116,25	198,82	50,57
7	0,68	0,51	2,15	1,22	46,96	212,30	194,64	118,88	203,77	55,62
8	0,84	0,79	4,65	7,46	52,23	211,95	200,88	124,54	213,86	58,69
9	0,80	0,70	51,47	84,58	100,39	213,51	206,65	123,58	216,81	63,07
10	0,81	0,72	65,32	103,93	116,75	224,19	222,72	133,82	216,71	79,97
11	0,68	0,69	70,32	106,04	116,38	254,84	271,73	140,33	214,85	85,36
12	0,73	0,63	70,67	108,56	119,33	256,13	275,57	137,87	212,75	85,65
13	0,70	0,62	68,78	108,27	120,02	252,16	275,18	138,38	209,13	82,05
14	0,61	0,59	65,75	106,73	117,54	245,17	271,92	137,27	202,79	81,94
15	0,53	0,57	63,31	103,54	115,93	239,42	270,05	141,39	195,08	78,95
16	0,54	0,59	63,15	101,75	120,90	234,78	268,66	148,92	186,39	74,10
17	0,50	0,53	58,67	98,48	117,40	238,46	272,22	154,01	179,32	72,50
18	0,69	0,71	54,10	95,25	118,50	237,78	269,89	160,62	180,49	71,79
19	0,58	0,63	46,86	87,48	116,53	211,04	214,28	143,19	191,66	72,00
20	0,54	0,58	42,80	78,47	115,41	212,42	182,24	117,65	199,92	73,19
21	0,66	0,50	24,52	58,11	107,19	218,21	179,71	104,89	204,03	72,61
22	0,65	0,54	21,66	48,40	96,92	222,06	172,11	105,10	200,64	64,77
23	0,65	0,50	18,27	38,01	82,16	217,94	172,51	99,43	195,27	61,65

4 Diseño preliminar

Una vez definido el consumo de estudio, el siguiente paso es definir el sistema de generación fotovoltaica. La herramienta empleada para ello es el software PVsyst, software ampliamente reconocido, con el cual se va a simular el sistema de generación fotovoltaica junto con el consumo previamente definido.

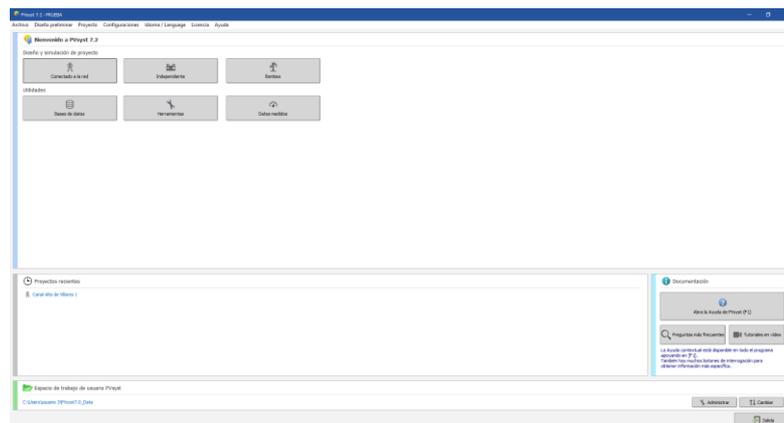


Figura 4.1: Software PVsyst (Elaboración propia)

4.1 Parámetros del sistema

El software PVsyst necesita que el usuario introduzca los datos que definen el sistema fotovoltaico para poder simularlo. En un proyecto se introducen los datos genéricos del sitio geográfico de la instalación junto con los datos de la orientación del sistema, las características técnicas del sistema fotovoltaico, las pérdidas detalladas del sistema y el autoconsumo con el cual se quiere simular en cada variante de simulación. PVsyst permite incluir distintas variantes de simulación en un mismo proyecto de manera que se puede estudiar el comportamiento de distintos tipos de instalaciones.

4.1.1 Sitio geográfico

Al designar el sitio geográfico del emplazamiento del sistema fotovoltaico, PVsyst asigna los datos de irradiancia de la base de datos escogida, siendo en este caso la base de datos de PVGIS TMY. Esta base de datos ofrece unos datos meteorológicos anuales tipo de la irradiancia solar en el sitio designado. Para

designar este sitio, PVsyst ofrece un mapa interactivo con el cual se escoge el sitio geográfico.

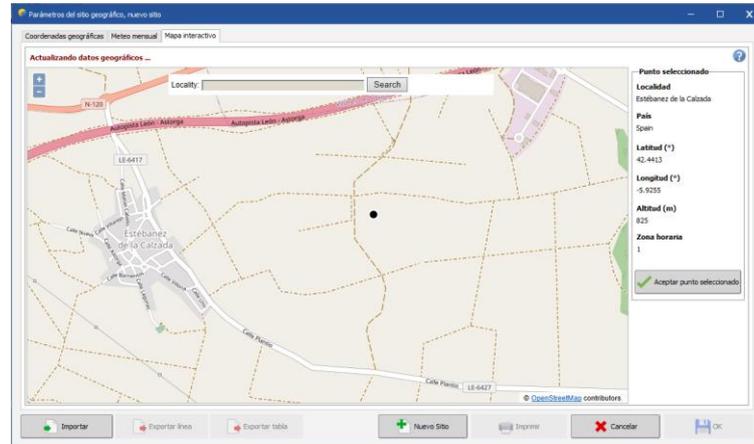


Figura 4.2: Sitio geográfico en PVsyst (Elaboración propia)

Las coordenadas de este sitio son latitud $42,4413^{\circ}$ y longitud $-5,9255^{\circ}$, siendo los datos extraídos de la base de datos meteorológica los de la figura 4.3. Por último, PVsyst obtiene la información sobre la zona horaria del sitio geográfico de la base de datos meteorológica, siendo esta información de gran importancia cuando se emplean datos del consumo eléctrico del usuario ya que PVsyst emplea la hora local de invierno, GMT+1 en el caso de estudio.

The screenshot shows the 'Datos extraídos de la base de datos PVGIS TMY' window. It displays a table with monthly and annual data for various meteorological parameters. The table is organized as follows:

	Irradiación horizontal global kWh/m ² -mes	Irradiación difusa horizontal kWh/m ² -mes	Temperatura °C	Velocidad del viento m/s	Humedad relativa %
Enero	55.1	27.0	5.7	3.27	88.6
Febrero	71.5	33.2	4.3	4.20	90.5
Marzo	135.1	46.6	7.4	3.05	77.8
Abril	156.7	62.5	10.4	2.92	72.9
Mayo	222.3	64.0	14.7	3.13	62.8
Junio	286.1	71.3	18.7	2.75	69.5
Julio	331.5	64.2	23.8	2.90	54.0
Agosto	321.4	52.1	21.1	2.64	55.8
Septiembre	261.9	42.2	16.3	3.40	65.8
Octubre	191.8	40.1	12.4	2.99	84.2
Noviembre	55.0	26.7	7.8	3.11	86.9
Diciembre	53.6	19.8	5.0	2.57	87.3
Año	1664.0	549.8	11.7	3.0	74.7

Below the table, there are sections for 'Datos requeridos' (Global horizontal irradiation, Extraterrestrial temperature), 'Datos adicionales' (Diffuse horizontal irradiation, Wind speed, Turbidity Link, Humidity), and 'Unidades de irradiación' (kWh/m²da, kWh/m²mes, kWh/m²hora, MJ/m²-mes, W/m², Índice de claridad kt). Buttons for 'Importar', 'Exportar línea', 'Exportar tabla', 'Nuevo Sitio', 'Imprimir', 'Cancelar', and 'OK' are at the bottom.

Figura 4.3: Datos extraídos de la base de datos PVGIS TMY (Elaboración propia)

4.1.2 Orientación del sistema

En este apartado se definen tanto la inclinación como el acimut de los módulos fotovoltaicos. PVsyst ofrece distintos tipos de configuraciones de la instalación, plano inclinado fijo, varias orientaciones y seguidores a uno o dos ejes de distinto tipo.

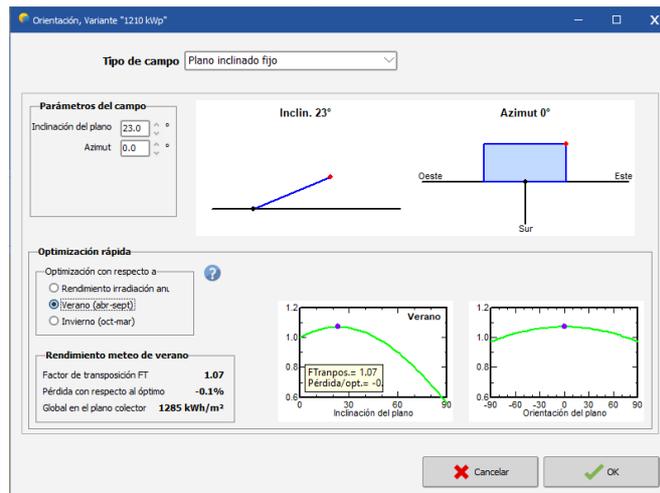


Figura 4.4: Orientación en PVsyst (Elaboración propia)

En el caso del plano inclinado fijo, PVsyst ofrece una herramienta de optimización rápida de la inclinación y el acimut para tres tipos de selecciones, una optimización para el rendimiento global de la instalación, una optimización para la producción en verano y una optimización para la producción en invierno.

Dado el consumo estimado en el apartado anterior, al estar concentrado en los meses de verano, se optimiza la inclinación para los meses de abril a septiembre, siendo esta inclinación de 23° y el acimut de 0° .

4.1.3 Sistema fotovoltaico

En este apartado se definen las características del sistema fotovoltaico junto con sus componentes, tanto el módulo fotovoltaico como el inversor. Con las características eléctricas que tiene PVsyst sobre el inversor y el módulo fotovoltaico, se facilita el diseño de cuantos módulos debe tener cada string y cuantas string debe tener el conjunto del sistema fotovoltaico. En esta primera variante del proyecto se va a realizar la simulación de una instalación de 1210 kWp.

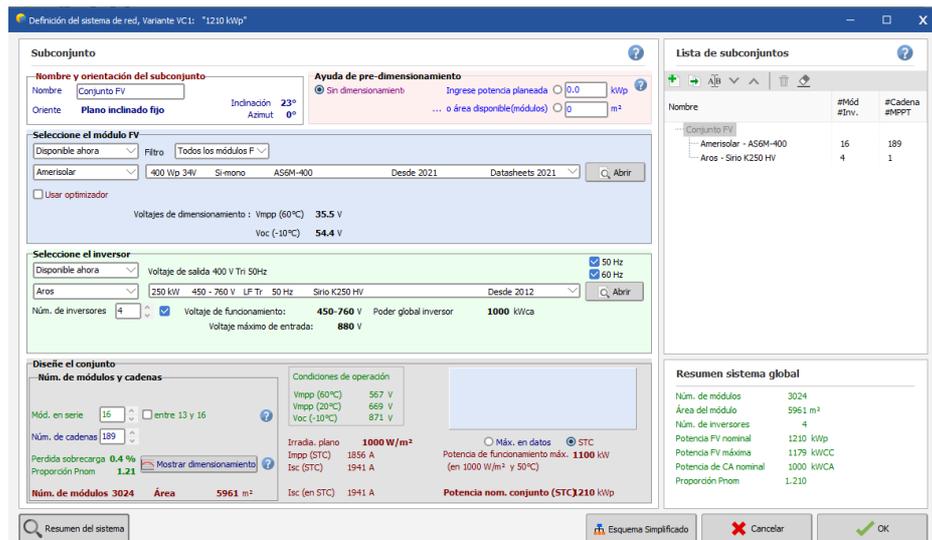


Figura 4.5: Sistema fotovoltaico en PVsyst (Elaboración propia)

Como puede apreciarse en la figura 4.5, el módulo escogido es de 400 Wp de la empresa Amerisolar, siendo las características del módulo las de la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** extraída de [11]. Este tipo de módulo emplea silicio monocristalino con tecnología PERC y alcanza una eficiencia del 20,29 %. El inversor empleado en esta simulación es el Aros Sirio 250 HV, cuyas características pueden apreciarse en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** extraídas de [12]. Tanto el módulo como el inversor se han escogido por ser dispositivos de alta eficiencia y de fabricantes reconocidos.

El sistema se compone de cuatro inversores de 250 kW y 189 series de 16 módulos cada una, siendo 16 el número máximo de módulos por serie que permite PVsyst para no superar los niveles de tensión máximos en el inversor. De este modo se tiene un sistema con 1210 kWp y una potencia en inversores de 1000 kW, de modo que la proporción de potencia pico instalada por potencia nominal de los inversores es de 1.21.

Tabla 4.1: Tabla de características del módulo fotovoltaico (Fuente: [11])

	AS-6M 400Wp
Potencia máxima [Wp]	400
Tensión de circuito abierto [V]	49,2
Corriente de cortocircuito [A]	10,27
Volteje del punto de máxima potencia [V]	40,6

Corriente del punto de máxima potencia [A]	9,86
Eficiencia del módulo [%]	20,29
Temperatura de trabajo [°C]	Desde -40 hasta 85
Tensión máxima del sistema [V]	1500
Fusibles [A]	15
Tipo de célula	Silicio monocristalino PERC
Número de células	72 (6 x 12)
Dimensiones del módulo [mm]	1979 x 996 x 40
Caja de uniones	IP67 con tres diodos
Cable	1000 mm de 4 mm ²

Tabla 4.2: Tabla de características de los inversores Aros Sirio (Fuente: [12])

	Sirio K100 HV	Sirio K250 HV
Potencia nominal AC [kVA]	100	250
Potencia máxima AC [kW]	100 ($\cos \varphi = 1$)	250 ($\cos \varphi = 1$)
Valores de entrada DC		
Tensión máxima en circuito abierto [V]	880	
Intervalo de tensiones para mppt [V]	450 - 760	
Rango operativo de tensiones [V]	450 - 760	
Corriente de entrada máxima [A]	245	590
Tensión umbral [V]	540	
Número de entradas	1	
Número de seguidores del mppt	1	
Valores de salida AC		
Tensión de salida [V]	400	
Intervalo operativo [V]	340 - 460	
Intervalo de la frecuencia [%]	47,5 - 51,5	
Intensidad nominal[A]	145	361
Intensidad máxima[A]	182	420
Distorsión de armónicos	<3%	

Factor de potencia	De 0,9 inductivo a 0,9 capacitivo	
Separación galvánica	Transformador BF	
<hr/>		
Valores del sistema		
Rendimiento máximo [%]	96,1	96,3
Rendimiento europeo [%]	95,1	95,3
Consumo nocturno [W]	<32	
Protecciones internas	Magnetotérmico en AC y seccionador en DC	
Protección funcionamiento en isla	Sí	
Detección de dispersión a tierra	Sí	
Temperatura de trabajo [°C]	-20 hasta 45	
Dimensiones [mm]	800 x 800 x 1900	1600 x 1000 x 1900
Peso [kg]	720	1750
<hr/>		

4.1.4 Pérdidas detalladas

Uno de los factores más importantes a la hora de realizar una simulación de una planta de generación son las pérdidas que se van a tener en cuenta. PVsyst ofrece una herramienta para definir estas pérdidas de forma muy minuciosa y, como se ve en la figura 4.6, permite tener en cuenta pérdidas por envejecimiento, pérdidas por indisponibilidad, corrección espectral, pérdidas térmicas, pérdidas óhmicas, pérdidas por suciedad, pérdidas por el ángulo de incidencia y pérdidas por la calidad del módulo o elementos auxiliares.

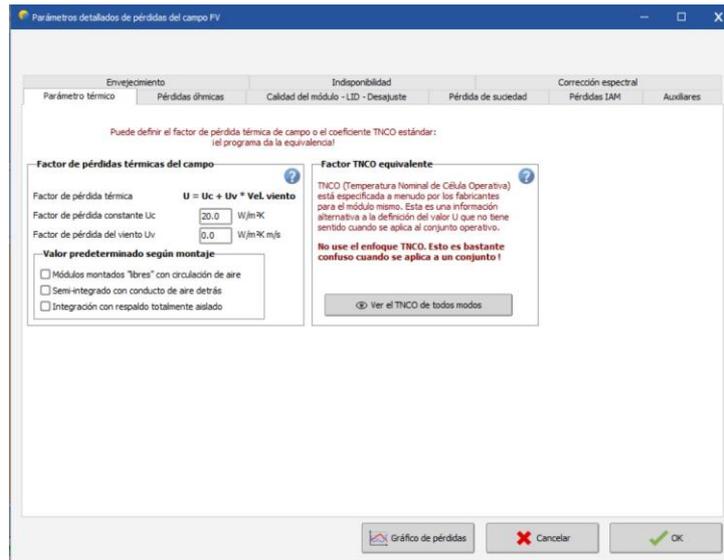


Figura 4.6: Pérdidas del sistema en PVsyst (Elaboración propia)

En el caso de la simulación realizada, las pérdidas que se han tenido en cuenta son las pérdidas por envejecimiento, mediante la simulación que realiza el software como se ve en la figura 4.7 y en la tabla 5.3, las pérdidas óhmicas, como aparece en la figura 4.8 en la que puede verse unas pérdidas del 1,5 % en el lado de corriente continua y del 1 % en el de corriente alterna, y pérdidas por suciedad, siendo del 3 % como puede verse en la figura 4.9.

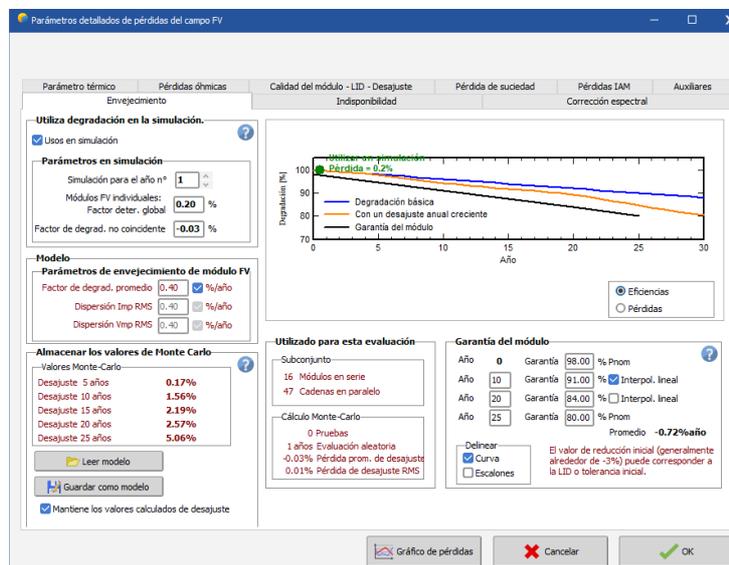


Figura 4.7: Pérdidas por envejecimiento en PVsyst (Elaboración propia)

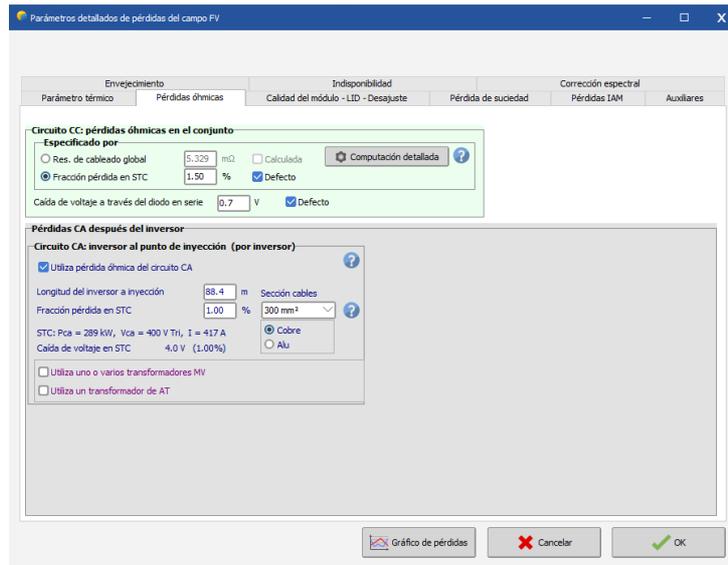


Figura 4.8: Pérdidas óhmicas en PVsyst (Elaboración propia)

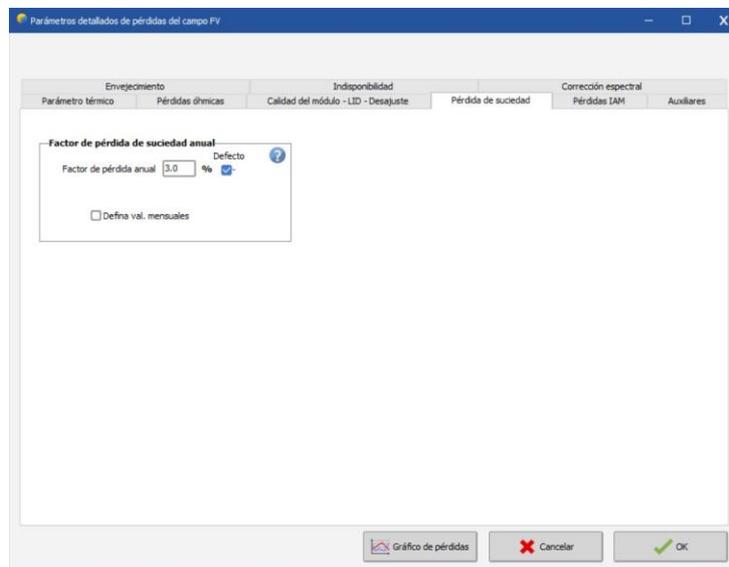


Figura 4.9: Pérdidas por suciedad en PVsyst (Elaboración propia)

4.1.5 Autoconsumo

Por último, PVsyst ofrece una herramienta con la cual se puede simular el comportamiento del sistema fotovoltaico junto con un consumo. Para ello es necesario confeccionar un archivo CSV con los consumos horarios que se quiere simular en un formato que el programa pueda leer correctamente.

En el caso de estudio, ya se dispone de los consumos horarios estimados, por lo que la única modificación que hay que realizar para el archivo CSV es eliminar el cambio de hora ya que, como previamente se indicó, PVsyst trabaja únicamente con el horario de invierno. Una vez se confecciona este archivo, el

software puede determinar que parte de la producción se autoconsume, que parte se vierte a la red y que cantidad de energía es necesario importar.

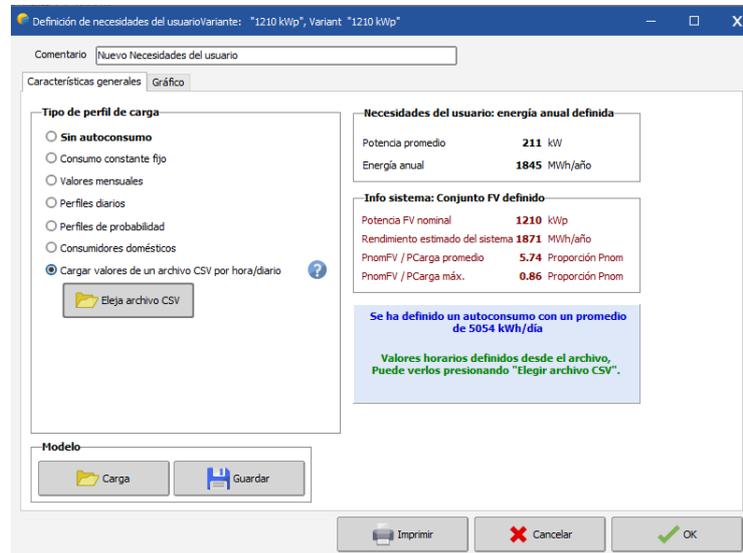


Figura 4.10: Datos de las necesidades del usuario en PVsyst (Elaboración propia)

En la figura 4.10 puede observarse como la herramienta ofrece la potencia media de consumo, 211 kW, y la energía anual que consume el usuario, 1845 MWh/año. Además, ofrece la proporción entre la potencia nominal fotovoltaica y la potencia de carga promedio, siendo 5,74 para el sistema preliminar de 1210 kWp, y la proporción entre la potencia nominal fotovoltaica y la potencia de carga máxima, siendo 0,86 en este caso. Esto pone de manifiesto la alta variación del consumo, tal y como se ha mencionado en el apartado 4, teniendo un consumo muy intenso en la temporada de riego y un consumo casi nulo el resto del año.

4.2 Resultados extraídos de la simulación en PVsyst

El aspecto que hace de PVsyst un programa interesante para este estudio es la información que se puede extraer de cada simulación. El software simula el comportamiento del sistema durante un año meteorológico tipo y permite extraer resultados de forma horaria, diaria o mensual de la simulación. Estos resultados van desde los parámetros meteorológicos empleados a todos los resultados del comportamiento energético del sistema.

PVSYST 7.2.15							
	File	File date	Description				
Proyecto	tfg_Canal_AH	24/01/22 18h	Canal Alto de Villares 1				
Sitio geográf	Estébanez de	24/01/22 18h	Estébanez de Spain	Europe			
Datos meteo	Estébanez de	08/06/22 20h	Estébanez de	PVGIS api	TM	TMY	
Variante de s	tfg_Canal_AH	06/06/22 22h	1210 kWp				
Simulation date		09/06/22 17h21					
Simulation:	Valores men:	de 01/01/90	a 31/12/90				
fecha	E_Avail	E_User	SolFrac	EOutInv	E_Grid	EFrGrid	E_Solar
	MWh/mes	MWh/mes	proporción	MWh/mes	MWh/mes	MWh/mes	MWh/mes
01/01/1990	86,169	6,626	0,3178	86,548	84,063	4,5204	2,1056
01/02/1990	102,85	6,0617	0,3724	103,37	100,59	3,8043	2,2574
01/03/1990	167,91	16,266	0,6587	168,93	157,2	5,5508	10,715
01/04/1990	168,06	48,734	0,7277	169,05	132,6	13,27	35,464
01/05/1990	216,08	126,16	0,6238	217,47	137,38	47,465	78,698
01/06/1990	195,12	236,14	0,3758	196,29	106,38	147,41	88,732
01/07/1990	216,63	616,9	0,265	217,97	53,184	453,45	163,45
01/08/1990	221,77	637,25	0,3147	223,18	21,203	436,68	200,57
01/09/1990	184,77	133,94	0,3894	185,92	132,61	81,783	52,155
01/10/1990	115,51	16,679	0,4005	116,09	108,83	9,9991	6,68
01/11/1990	81,914	0	1	82,274	81,914	0	0
01/12/1990	94,193	0	1	94,644	94,193	0	0
Yearly total	1851	1844,8	0,3474	1861,7	1210,2	1203,9	640,83

Figura 4. 11: Datos extraídos de la simulación en PVsyst (Elaboración propia)

En la figura 4.11 puede observarse un ejemplo del archivo CSV que se va a extraer de cada simulación en PVsyst. Estos datos extraídos son E_Avail, energía solar disponible para el usuario; E_User, energía demandada por el usuario; SolFrac, cociente de la energía solar autoconsumida y la energía demandada por el usuario; EOutInv, energía disponible a la salida del inversor; E_Grid, energía exportada a la red; EFrGrid; energía importada de la red y E_Solar, energía autoconsumida. Estos valores mensuales serán los que permitan comparar el comportamiento de los distintos sistemas.

5 Optimización del sistema fotovoltaico

Con los datos que ofrece PVsyst es posible caracterizar el comportamiento del sistema fotovoltaico con el consumo del sistema de riego. Este comportamiento es el que va a determinar que tamaño se acerca más al óptimo. Para ello se va a emplear un método de optimización económico basado en el cálculo del valor actualizado neto, VAN, de la tasa interna de retorno, TIR, y del tiempo de retorno para distintos escenarios.

5.1 Método de optimización

Como se vio en el apartado sobre el estado del arte, los autores de [5] y [6] determinan el tamaño óptimo calculando el VAN, el TIR y el tiempo de retorno de la instalación siendo la instalación óptima la que haga el máximo VAN, el máximo TIR o el mínimo tiempo de retorno. Debe tenerse en cuenta que el tamaño óptimo empleando el VAN y el tamaño óptimo empleando el TIR no coinciden. Tal y como se expresa en [5], la superioridad de un criterio u otro es un tema de debate en la literatura financiera indicando en el artículo que el criterio que debe prevalecer es el VAN. Esto se debe a que, si se emplea el TIR, se asume que el beneficio en el flujo de caja se reinvierte a una tasa igual al TIR calculado mientras que si se emplea el VAN se evita esta asunción.

De este modo, para determinar el tamaño óptimo es necesario calcular el VAN, el TIR y el tiempo de retorno de la inversión para distintos tamaños. Los tamaños que se han tenido en cuenta son 109 kWp, 211 kWp, 314 kWp, 410 kWp, 512 kWp, 614 kWp, 704 kWp, 806 kWp, 909 kWp, 1005 kWp y 1210 kWp. Para cada uno de estos tamaños se calcula el VAN, el TIR y el tiempo de retorno tomando una vida útil de la instalación de 30 años.

5.2 Características de los sistemas fotovoltaicos simulados

Los sistemas fotovoltaicos empleados, cuyos tamaños se han especificado en el apartado anterior, emplearan los mismos módulos fotovoltaicos que el sistema

preliminar, pero disponen de inversores distintos. El inversor empleado para estos sistemas es el sirio K100 HV, un inversor del mismo fabricante y de la misma gama que el inversor del sistema mencionado, pero de un tamaño de 100 kW. De este modo, las características de cada sistema son las de la tabla 5.1.

Tabla 5.1: Características de los sistemas fotovoltaicos simulados (Elaboración propia)

Sistema	Inversores	Series	Módulos por serie
109 kWp	1	17	16
211 kWp	2	33	16
314 kWp	3	49	16
410 kWp	4	64	16
512 kWp	5	80	16
614 kWp	6	96	16
704 kWp	6	110	16
806 kWp	7	126	16
909 kWp	8	142	16
1005 kWp	9	157	16
1210 kWp	4	189	16

5.3 Escenarios considerados

Dada la complejidad de las variables que se han tenido en cuenta en el análisis del sistema, como son el tipo de consumo o los precios de la energía, se ha diseñado una serie de escenarios en los que se engloban las distintas posibilidades a las que se puede enfrentar el sistema.

En primer lugar, un elemento clave en los resultados de las simulaciones, es el precio de la energía. Este precio marca el ahorro económico que supone la implantación del sistema debido al ahorro energético que proporciona. Para ello se ha consultado en la página web ESIOS el precio medio anual final de contratación libre, tarifa 1, desde 2010 hasta 2022. Se ha escogido este precio ya que es un precio que depende del precio marcado por el mercado eléctrico diario y debe tenerse en cuenta que, al tener un consumo superior a 10 kW, no puede acogerse al precio del PVPC siendo el precio contratado siempre el

negociado en una oferta de mercado libre. Por otro lado, dadas las características de los sistemas fotovoltaicos simulados y no poder acogerse al mecanismo de compensación simplificada por superar el tamaño de 100 kW, se ha estimado un precio de venta de la energía según el mercado spot diario. Al igual que en el precio de la energía, este precio estimado es orientativo y el sistema de estudio nunca podrá acogerse a los precios del PVPC ya que supera las dimensiones máximas establecidas para el régimen del PVPC.

Tabla 5.2: Precios considerados en el cálculo (Fuente: ESIOS)

	[€/MWh]	Precio de la energía excedentaria [€/MWh]
Precio medio anual final contratación libre suma de componentes	72,4746	50,8735

En la venta de excedentes debe tenerse en cuenta que se liquida la energía excedentaria de manera que, en el mejor de los casos, la factura eléctrica sería de 0 €. Si la energía sobrante proporcionase una compensación que supere la facturación de energía consumida no se compensaría más allá de la facturación de la energía importada por el consumidor, en este caso el sistema de regadío. Este sistema es similar a la compensación de excedentes simplificada ya que usa un mecanismo similar, no obstante, tal y como se ha explicado previamente, el sistema de estudio no podría acogerse a dicho mecanismo al superar el tamaño de 100 kW. De todos modos, esta venta de excedentes debe negociarse con la comercializadora, siendo común aplicar mecanismos similares al antes descrito, razón por la cual se emplea uno similar.

Por otro lado, dado que el consumo estudiado no se ajusta a las horas de mayor producción solar se han propuesto dos consumos alternativos. En el primero de ellos simplemente se aplica un desfase de 12 horas al consumo para que esté centrado en las horas de consumo. Este desfase se aplica en todos los meses excepto en marzo, abril, mayo y desde el 1 al 15 de junio dado que en ese intervalo el consumo sí se encuentra centrado en las horas de sol. A este modelo de consumo se le denomina como “modificado” en el análisis de los resultados.

El segundo modelo propone realizar el consumo única y exclusivamente en las horas de producción solar, desde las 8:00 hasta las 19:45. De este modo, el

consumo de una hora será el consumo normal de esta hora más el consumo de 12 horas antes, es decir, el consumo de las 8:00 será el consumo normal de las 8:00 más el de las 20:00 dejando el de las 20:00 como nulo.

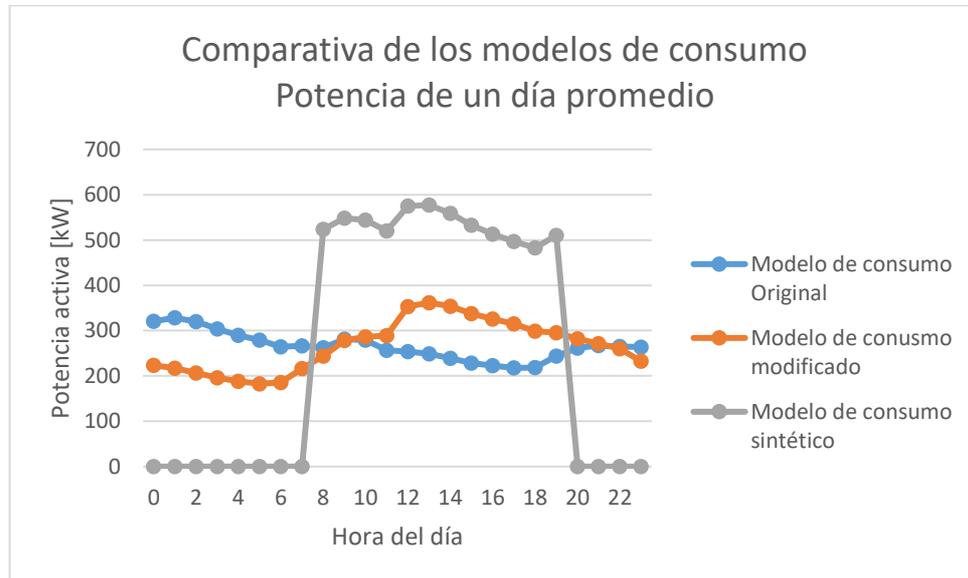


Figura 5.1: Gráfica comparativa de los modelos de consumo, valores promedio de un día (Elaboración propia)

A partir de esta información los escenarios propuestos son los siguientes:

- Precio con contratación libre sin excedentes
- Precio con contratación libre con venta de excedentes

Además, en cada uno de los casos se considerarán los tres modelos de consumo junto con una variante conservadora y otra optimista del precio de compra de la energía. En la variante conservadora el precio considerado es el precio medio reducido en 10 €/MWh y la variación optimista es el precio medio aumentado en 10 €/MWh, siendo estas variaciones de en torno al 15%.

5.4 Cálculos realizados

En este apartado se definen los cálculos realizados para cada uno de los tamaños del sistema fotovoltaico. Estos cálculos se repiten para cada uno de los escenarios modificando los elementos pertinentes en cada uno de ellos, tipo de consumo, precio de la energía comprada y precio de la energía excedentaria.

En primer lugar, dada la información extraída de la simulación en PVsyst, es necesario tener en cuenta la degradación del módulo y calcular las producciones de los 30 años de la vida útil de la instalación. La degradación que se ha tenido

en cuenta es la proporcionada por el programa PVsyst, véase la tabla 5.3, siendo esta la degradación en porcentaje con respecto al primer año.

Tabla 5.3: Degradación de los módulos (Fuente PVsyst)

Año	Degradación (%)
1	0
2	0,5
3	1,1
4	1,8
5	2,5
6	3,3
7	4,2
8	5,2
9	6,1
10	7
11	7,8
12	8,4
13	9
14	9,6
15	10,2
16	10,7
17	11,3
18	11,8
19	12,5
20	13,2
21	14,1
22	15,3
23	16,5
24	17,7
25	18,9
26	20,1
27	21,1
28	22,1
29	23,1
30	24

5.4.1 Flujo de caja

La inversión que se va a estudiar tiene una vida útil de 30 años, siendo necesario determinar el flujo de caja para determinar posteriormente el VAN, el TIR y el tiempo de retorno. El flujo de caja se calcula como los beneficios del año n menos los costes del año n siendo los beneficios los ahorros que suponga la implementación del sistema fotovoltaico y los costes serán los costes de operación del sistema, OPEX, los cuales dependen del tamaño de la instalación. Además, se debe tener en cuenta la inversión inicial que supone el sistema fotovoltaico, CAPEX, que al igual que los costes de operación depende del tamaño del sistema fotovoltaico.

$$Beneficios_n = Energía_{aut_n} \cdot Coste_{energía} + Compensación_{excedentes} \quad (5.1)$$

Para determinar el importe por la energía exportada se calcula la facturación de energía importada teórica como la energía importada por su coste y la compensación teórica como la energía exportada por su coste siendo el valor de la compensación el menor de estos dos.

De este modo el flujo de caja será la suma de la inversión inicial, CAPEX, como un valor negativo más el sumatorio del resultado anual de cada año, siendo el resultado anual la suma de los beneficios y el OPEX. Debe mencionarse que para el OPEX se ha tenido en cuenta un incremento anual del 1,5%. Los valores empleados para el CAPEX y el OPEX de cada uno de los distintos sistemas fotovoltaicos han sido extraídos de estudios previos del grupo de investigación ERESMA.

5.4.2 VAN

El valor actualizado neto se calcula como puede verse en la ecuación (5.2), siendo S_t el resultado anual del año t , i la tasa de interés e I el CAPEX. Para este cálculo se ha tomado la tasa de interés como el 4%.

$$VAN = -I + \sum_{t=1}^n \frac{S_t}{(1+i)^t} \quad (5.2)$$

Este cálculo en Excel se ha calculado con el comando “VNA” menos el CAPEX del sistema en cuestión.

5.4.3 TIR

La tasa interna de retorno se calcula como la tasa de interés que hace nulo el VAN. Este cálculo se ha hecho en Excel con el comando “TIR”.

5.4.4 Tiempo de retorno

El tiempo de retorno se calcula como el momento en el que el flujo de caja es cero. Para ello, se emplea la ecuación (5.3) siendo t el último año negativo, f el flujo de caja del último año negativo y R el resultado anual del primer año positivo.

$$TR = t - \frac{f_t}{R_{t+1}} \quad (5.3)$$

6 Resultados de las simulaciones

En este apartado se muestran las gráficas que se extraen del cálculo del tamaño óptimo de cada uno de los escenarios considerados. En ellas puede apreciarse en azul el VAN en euros de cada uno de los sistemas analizados, eje derecho, y en gris el TIR en porcentaje, eje izquierdo, siendo siempre el eje horizontal el tamaño del sistema en kWp.

6.1 Tarifa 1 sin excedentes

En primer lugar, se analizan los distintos sistemas graficando sus VAN y TIR para el caso de la tarifa 1 sin excedentes.

6.1.1 Caso intermedio

Para este primer caso el precio con el cual se han realizado los cálculos es de 72,4746 €/MWh. A continuación, se muestran las gráficas de los resultados para los tres modelos de consumo que se han considerado, el modelo original, el modelo modificado y el modelo sintético.

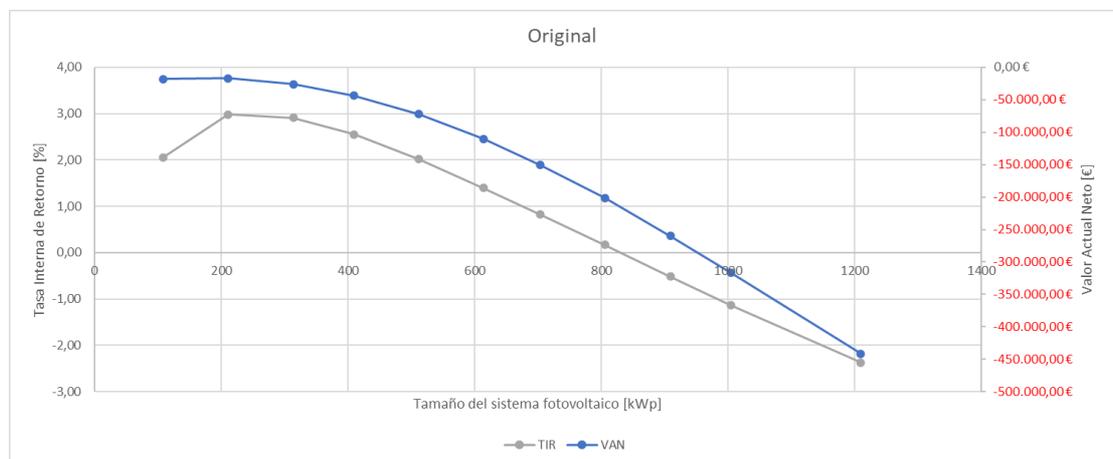


Figura 6.1: Resultados para la tarifa 1 sin excedentes para el caso intermedio y consumo original (Elaboración propia)

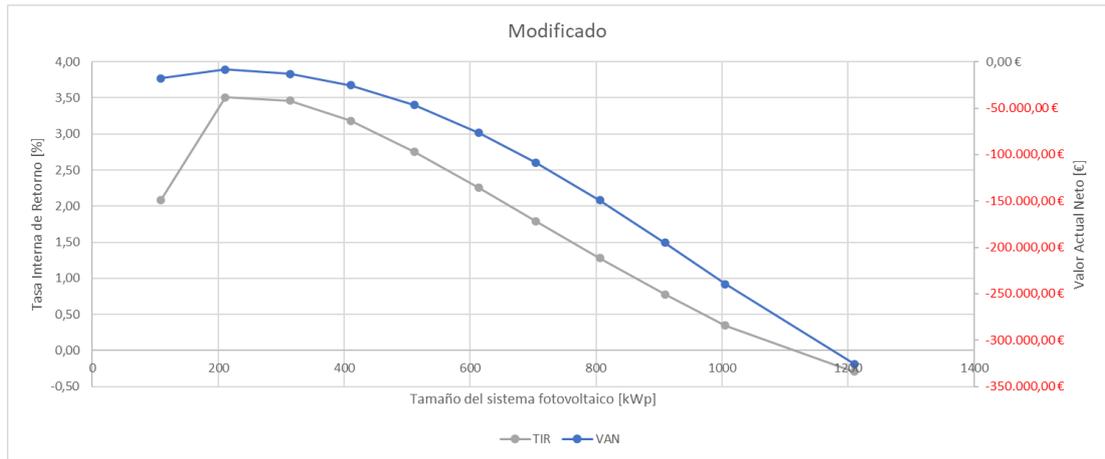


Figura 6.2: Resultados para la tarifa 1 sin excedentes para el caso intermedio y consumo modificado (Elaboración propia)

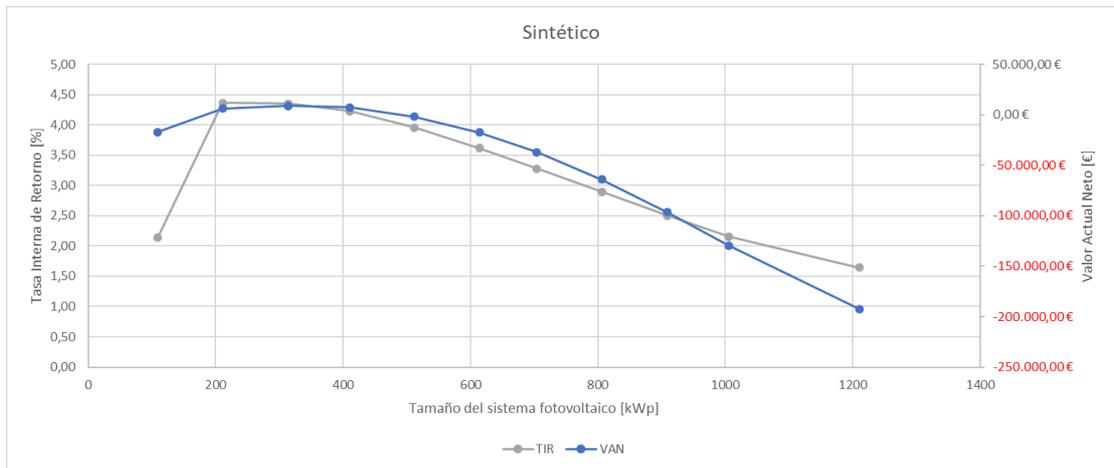


Figura 6.3: Resultados para la tarifa 1 sin excedentes para el caso intermedio y consumo sintético (Elaboración propia)

6.1.2 Caso optimista

Para este segundo caso el precio con el cual se han realizado los cálculos es de 82,4746 €/MWh. A continuación, se muestran las gráficas de los resultados para los tres modelos de consumo que se han considerado, el modelo original, el modelo modificado y el modelo sintético.

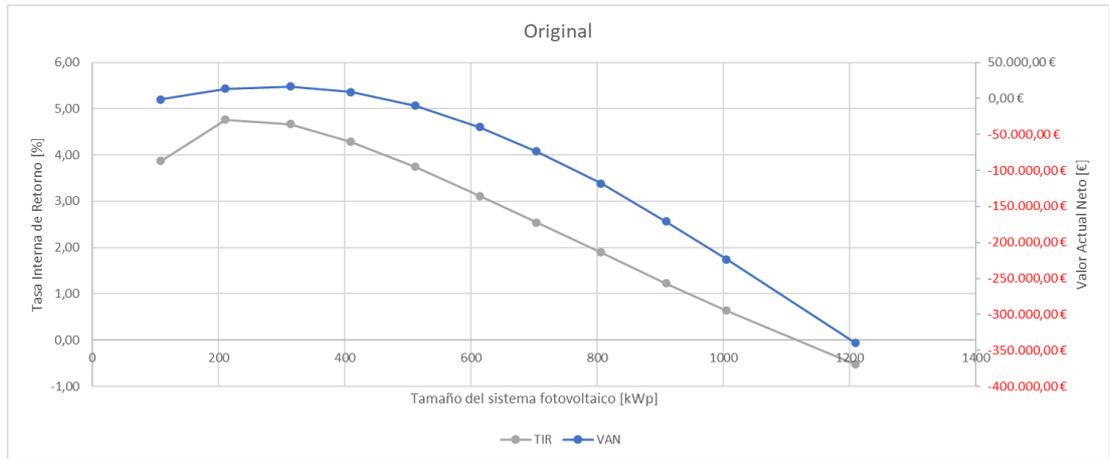


Figura 6.4: Resultados para la tarifa 1 sin excedentes para el caso optimista y consumo original (Elaboración propia)

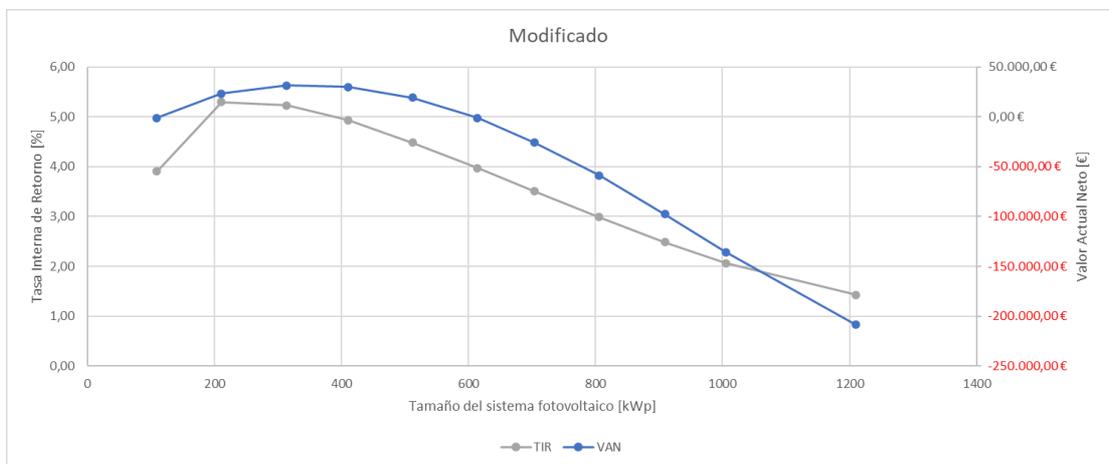


Figura 6.5: Resultados para la tarifa 1 sin excedentes para el caso optimista y consumo modificado (Elaboración propia)

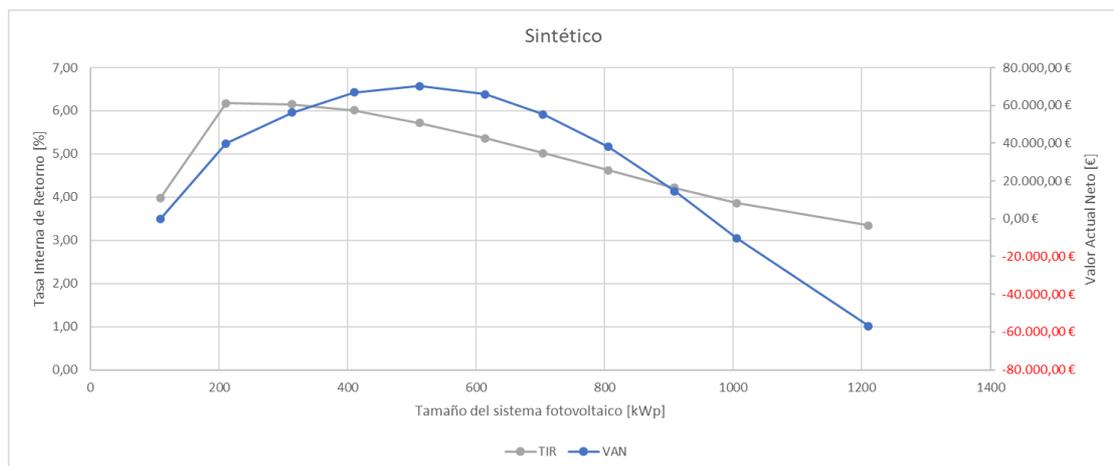


Figura 6.6: Resultados para la tarifa 1 sin excedentes para el caso optimista y consumo sintético (Elaboración propia)

6.1.3 Caso pesimista

Para este tercer caso el precio con el cual se han realizado los cálculos es de 62,4746 €/MWh. A continuación, se muestran las gráficas de los resultados para los tres modelos de consumo que se han considerado, el modelo original, el modelo modificado y el modelo sintético.

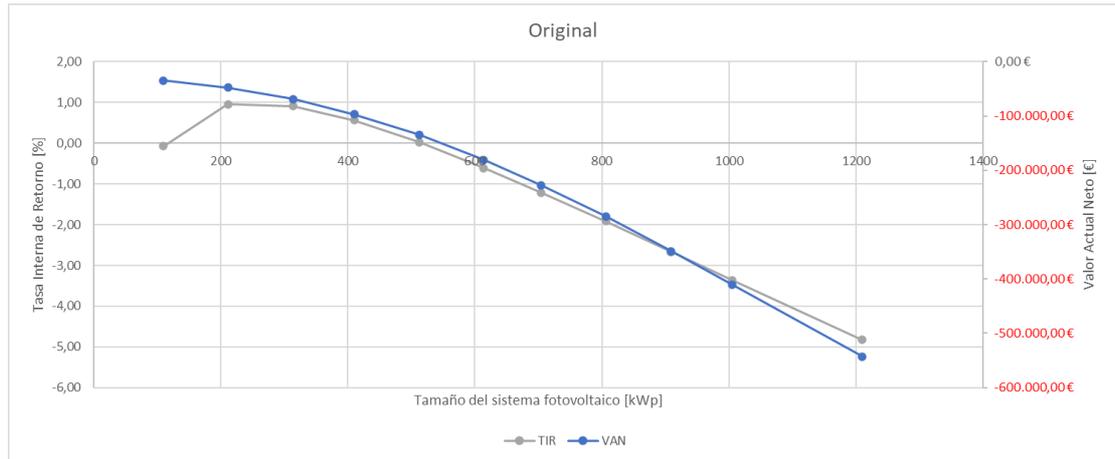


Figura 6.7: Resultados para la tarifa 1 sin excedentes para el caso pesimista y consumo original (Elaboración propia)

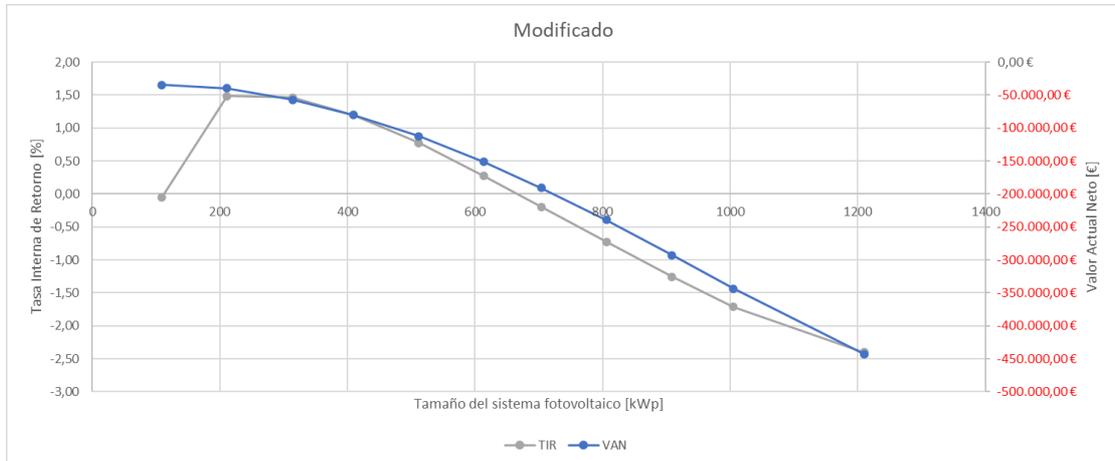


Figura 6.8: Resultados para la tarifa 1 sin excedentes para el caso pesimista y consumo modificado (Elaboración propia)

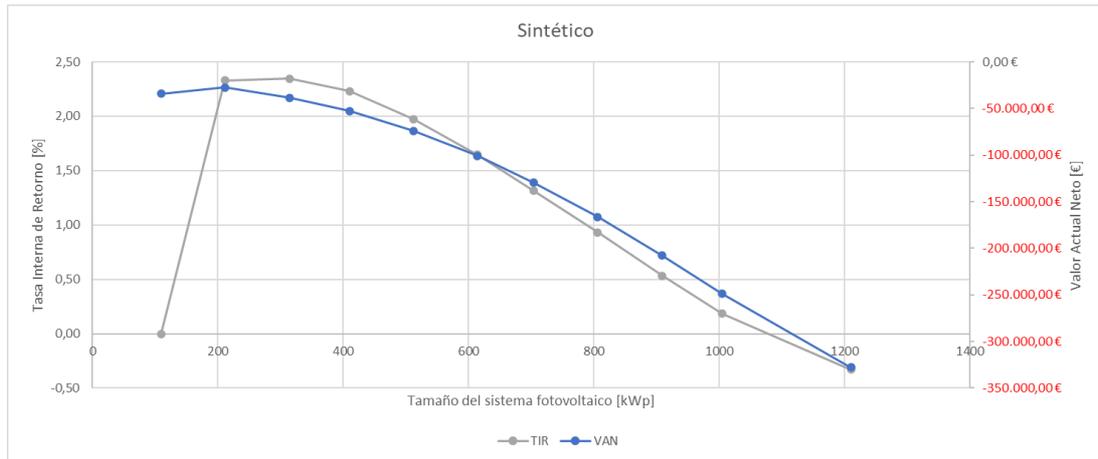


Figura 6.9: Resultados para la tarifa 1 sin excedentes para el caso pesimista y consumo sintético (Elaboración propia)

6.2 Tarifa 1 con venta de excedentes

El siguiente escenario que se ha tenido en cuenta es el de la tarifa 1 con venta de excedentes. Esto quiere decir que se compensa la energía excedentaria de manera que, en el mejor de los casos, la factura eléctrica sería de 0 €. Si la energía sobrante proporcionase una compensación que supere la facturación de energía consumida no se compensaría más allá de la facturación de la energía importada por el consumidor, en este caso el sistema de regadío.

6.2.1 Caso intermedio

Para este primer caso el precio con el cual se han realizado los cálculos es de 72,4746 €/MWh y un precio de venta para la energía excedentaria de 50,8735 €/MWh. A continuación, se muestran las gráficas de los resultados para los tres modelos de consumo que se han considerado, el modelo original, el modelo modificado y el modelo sintético.

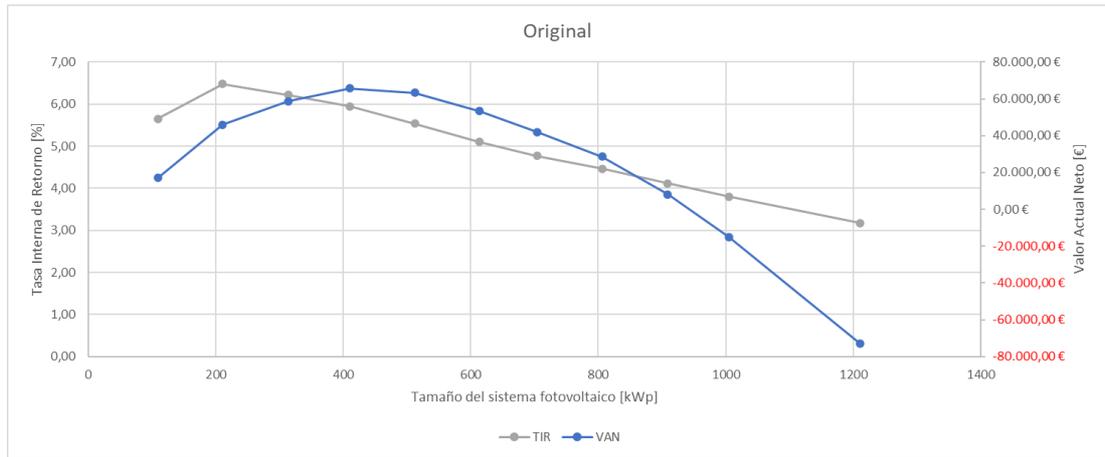


Figura 6.10: Resultados para la tarifa 1 con venta de excedentes para el caso intermedio y consumo original (Elaboración propia)

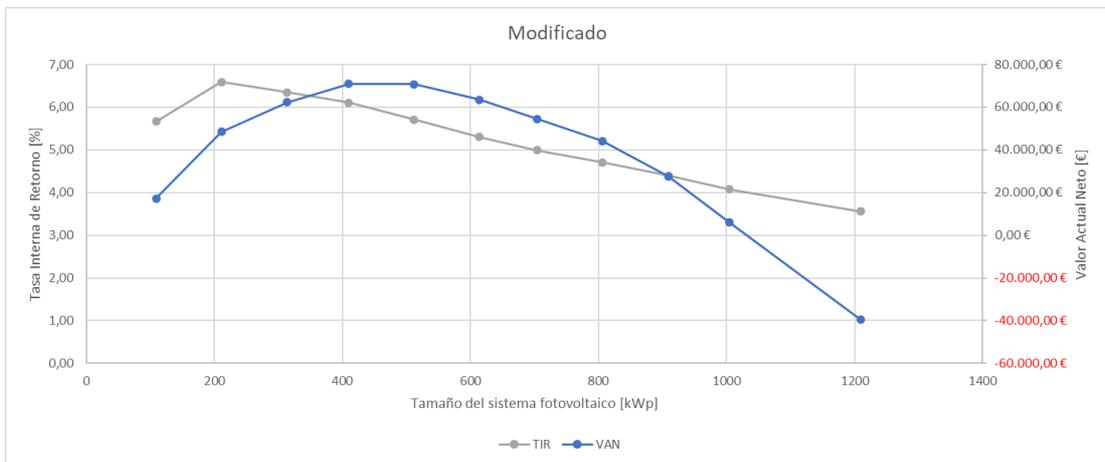


Figura 6.11: Resultados para la tarifa 1 con venta de excedentes para el caso intermedio y consumo modificado (Elaboración propia)

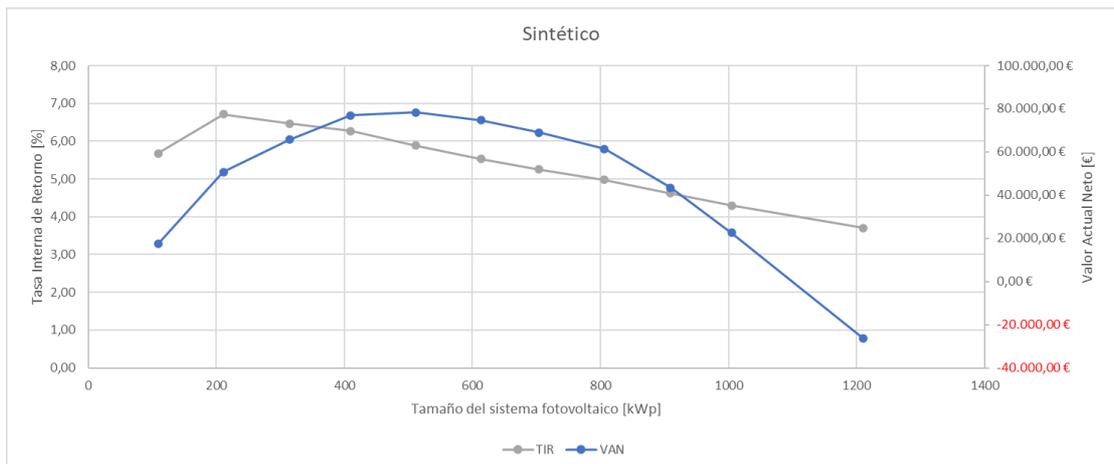


Figura 6.12: Resultados para la tarifa 1 con venta de excedentes para el caso intermedio y consumo sintético (Elaboración propia)

6.2.2 Caso optimista

Para este primer caso el precio con el cual se han realizado los cálculos es de 82,4746 €/MWh y un precio de venta para la energía excedentaria de 57,8930 €/MWh. A continuación, se muestran las gráficas de los resultados para los tres modelos de consumo que se han considerado, el modelo original, el modelo modificado y el modelo sintético.

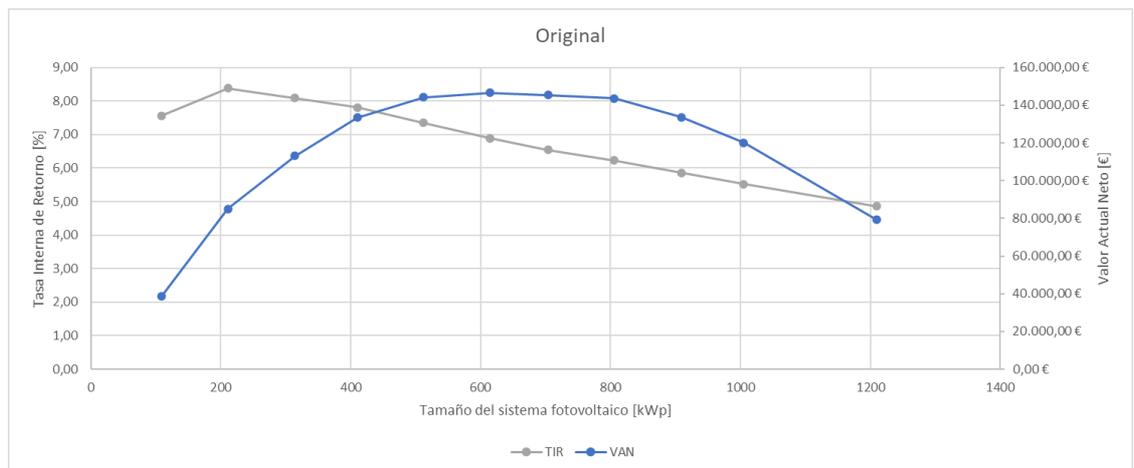


Figura 6.13: Resultados para la tarifa 1 con venta de excedentes para el caso optimista y consumo original (Elaboración propia)

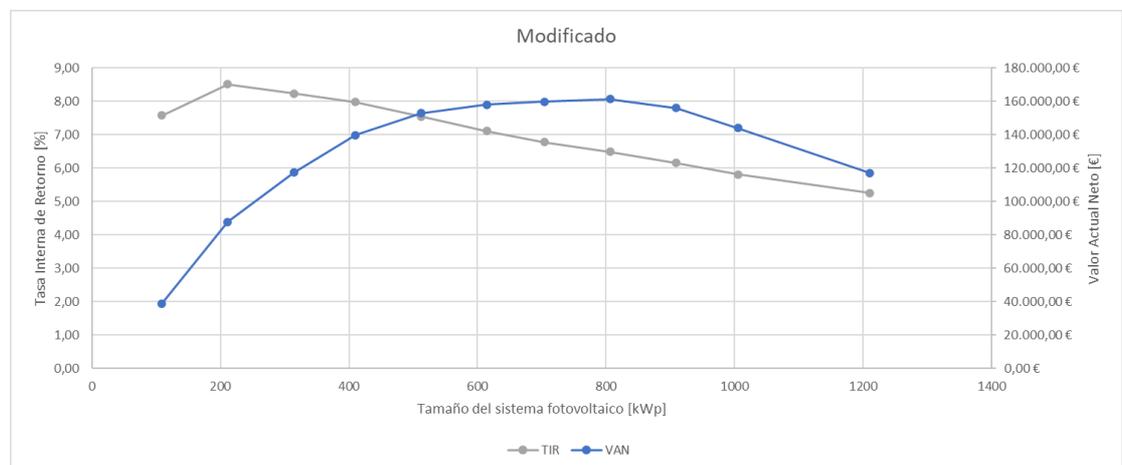


Figura 6.14: Resultados para la tarifa 1 con venta de excedentes para el caso optimista y consumo modificado (Elaboración propia)

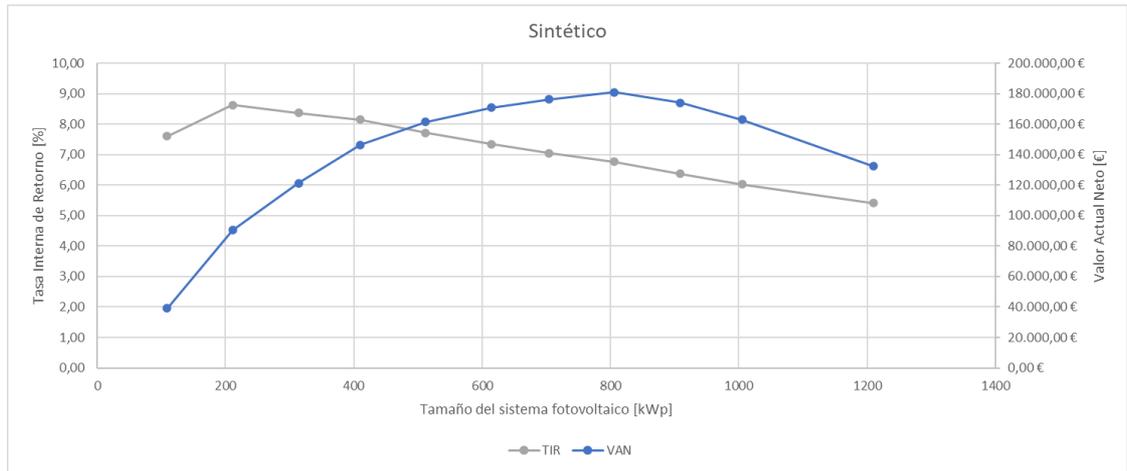


Figura 6.15: Resultados para la tarifa 1 con venta de excedentes para el caso optimista y consumo sintético (Elaboración propia)

6.2.3 Caso pesimista

Para este primer caso el precio con el cual se han realizado los cálculos es de 62,4746 €/MWh y un precio para la energía excedentaria de 43,8540 €/MWh. A continuación, se muestran las gráficas de los resultados para los tres modelos de consumo que se han considerado, el modelo original, el modelo modificado y el modelo sintético.

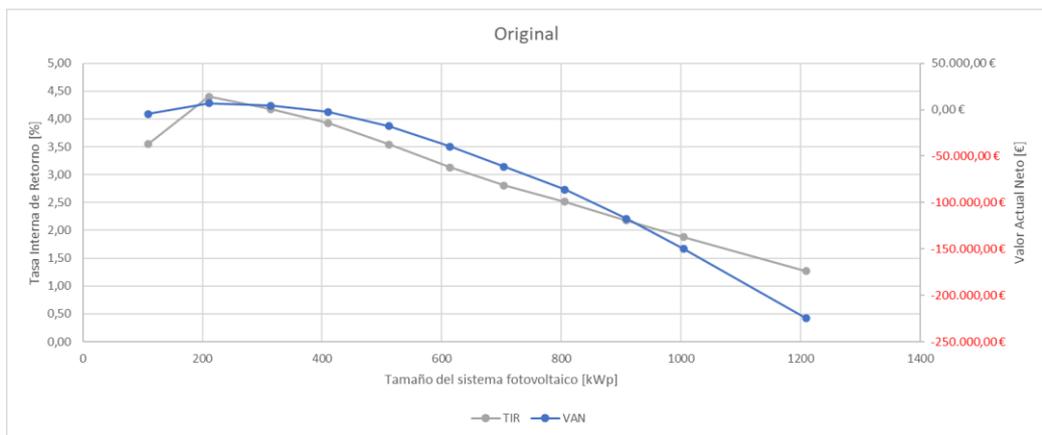


Figura 6.16: Resultados para la tarifa 1 con venta de excedentes para el caso pesimista y consumo original (Elaboración propia)

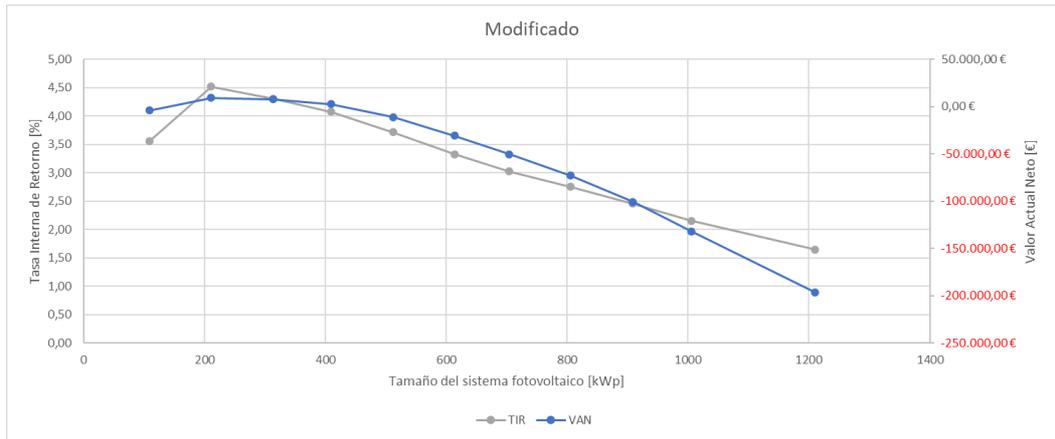


Figura 6.17: Resultados para la tarifa 1 con venta de excedentes para el caso pesimista y consumo modificado (Elaboración propia)

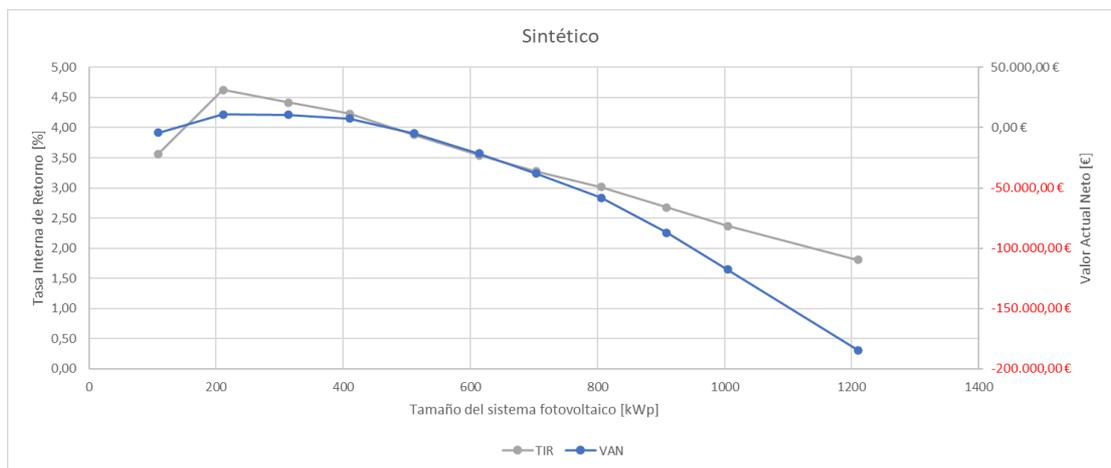


Figura 6.18: Resultados para la tarifa 1 con venta de excedentes para el caso pesimista y consumo sintético (Elaboración propia)

6.3 Análisis de los resultados

Una vez se han extraído las gráficas con los resultados de las simulaciones se van a analizar estos resultados. En primer lugar, en las tablas 6.1 y 6.2, y pueden verse los tamaños óptimos en kWp del sistema fotovoltaico para cada escenario y en las tablas 6.3 y 6.4, los VAN en euros de cada uno de los distintos tamaños óptimos.

Tabla 6.1: Tamaños óptimos [kWp] para la tarifa 1 sin excedentes (Elaboración propia)

Escenario	Consumo original	Consumo modificado	Consumo sintético
Optimista	314	314	512

Escenario	Consumo original	Consumo modificado	Consumo sintético
Intermedio	211	211	314
Pesimista	109	109	211

Tabla 6.2: Tamaños óptimos [kWp] para la tarifa 1 con venta de excedentes (Elaboración propia)

Escenario	Consumo original	Consumo modificado	Consumo sintético
Optimista	614	806	806
Intermedio	410	410	512
Pesimista	211	211	211

Tabla 6.3: VAN [€] para la tarifa 1 sin excedentes (Elaboración propia)

Escenario	Consumo original	Consumo modificado	Consumo sintético
Optimista	16.737,57	31.377,50	70.217,95
Intermedio	-16.926,01	-8.330,36	8.774,65
Pesimista	-34.730,43	-34.488,34	-27.268,39

Tabla 6.4: VAN [€] para la tarifa 1 con venta de excedentes (Elaboración propia)

Escenario	Consumo original	Consumo modificado	Consumo sintético
Optimista	146.521,13	161.199,25	180.861,99
Intermedio	65.623,56	71.011,19	78.395,95
Pesimista	7.061,85	9.061,99	11.025,05

Puede comprobarse rápidamente el impacto de la venta de excedentes ya que ninguno de los casos considerados con venta de excedentes tiene valores negativos para el VAN. Además, tal y como cabía esperar, el caso optimista siempre ofrece al tamaño óptimo de mayor dimensión y el intermedio mayor que el pesimista. No obstante, las diferencias entre cada uno de ellos se aprecian mejor si se ven porcentualmente.

6.3.1 Análisis de los distintos modelos de consumo

En todos los escenarios se han considerado tres modelos de consumo, el modelo original, un modelo modificado y un modelo sintético. En las tablas puede verse la diferencia porcentual con respecto al modelo original del modelo modificado y el modelo sintético.

Tabla 6.5: Diferencia porcentual del VAN [%] con respecto al consumo original para la tarifa 1 sin excedentes (Elaboración propia)

Escenario	Consumo modificado	Consumo sintético
Optimista	87,47%	319,52%
Intermedio	50,78%	151,84%
Pesimista	0,70%	21,49%

Tabla 6.6: Diferencia porcentual del VAN [%] con respecto al consumo original para la tarifa 1 con venta de excedentes (Elaboración propia)

Escenario	Consumo modificado	Consumo sintético
Optimista	10,02%	23,44%
Intermedio	8,21%	19,46%
Pesimista	28,32%	56,12%

Comparando las diferencias porcentuales es evidente el impacto que tiene en el VAN un modelo de consumo más centrado en las horas de producción solar, cuanto más consumo hay en las zonas de producción solar más rentable será la inversión. Cabe mencionar que esta diferencia se acentúa en los casos excedentes, ya que esta compensación ayuda con la sobreproducción energética de ciertas horas a paliar la falta de producción en otras. El impacto de aplicar la venta de excedentes o no puede observarse en la tabla 6.7 en la cual puede verse cómo afecta más al modelo original que al modificado y al modificado más que al sintético. Esto se debe a que en los modelos de consumo centrados en las horas de producción solar autoconsumen más energía sin depender tanto de la compensación de excedentes.

Tabla 6.7: Análisis del impacto de la venta de excedentes para la tarifa 1, VAN [%] (Elaboración propia)

Escenario	Consumo original	Consumo modificado	Consumo sintético
-----------	------------------	--------------------	-------------------

Escenario	Consumo original	Consumo modificado	Consumo sintético
Optimista	775,40%	413,74%	157,57%
Intermedio	487,71%	952,44%	793,44%
Pesimista	120,33%	126,28%	140,43%

Por último, en las tablas 6.8 y 6.9, puede verse la comparación entre los casos optimista y pesimista con respecto al caso intermedio. En esta comparativa se hace evidente como la variación del precio afecta en mayor medida al caso sin compensación de excedentes y al consumo original.

Tabla 6.8: Comparación entre el caso intermedio y los casos optimista y pesimista para la tarifa 1 excedentes, VAN [%] (Elaboración propia)

Escenario	Consumo original	Consumo modificado	Consumo sintético
Optimista	198,89%	476,66%	700,24%
Pesimista	-105,19%	-314,01%	-410,76%

Tabla 6.9: Comparación entre el caso intermedio y los casos optimista y pesimista para la tarifa 1 con venta de excedentes, VAN [%] (Elaboración propia)

Escenario	Consumo original	Consumo modificado	Consumo sintético
Optimista	123,28%	127,01%	130,70%
Pesimista	-89,24%	-87,24%	-85,94%

6.4 Tamaño óptimo del sistema fotovoltaico

Tras analizar el impacto de todas las variables en el comportamiento del sistema fotovoltaico puede concluirse que la variable que afecta en mayor medida al resultado de la inversión es la venta de excedentes. Un sistema que puede acogerse a este régimen de compensación de excedentes obtendrá un mayor VAN y, al permitir el aprovechamiento económico de la energía excedentaria, los tamaños óptimos son mayores. Por el contrario, si el sistema no puede acogerse a un régimen de compensación de excedentes, la energía excedentaria carece de valor. Esto hace que sistemas más grandes que necesitan una inversión mayor y tienen unos gastos de operación mayores, aunque sean

menores en proporción, puedan no ser rentables. Es por ello por lo que se hacen dos propuestas de tamaño óptimo, una para el caso con venta de excedentes y otra sin venta de excedentes. Dado que el consumo de estudio es un sistema de riego en el que se emplea el riego por turnos, el perfil de consumo puede modificarse, por lo que se supone que se va a realizar un consumo que aproveche las horas de producción fotovoltaica, es decir, que se va a adoptar un consumo similar al propuesto en el consumo sintético.

En el caso de un sistema con venta de excedentes, el tamaño óptimo para un precio de la energía intermedio y optimista se encuentra entre los 500 kWp y los 800kWp, mientras que si se toma un precio pesimista para la energía el tamaño se reduce hasta los 300 kWp. No obstante, para el caso pesimista con compensación de excedentes, un tamaño de 800 kWp deja de ofrecer un VAN positivo siendo el sistema de 400 kWp el de mayor tamaño con un VAN positivo. Teniendo esto en cuenta, un sistema de 500 kWp ofrece el tamaño óptimo para el precio medio de la energía y permaneciendo cerca del tamaño óptimo para el caso optimista. En cuanto al tiempo de retorno de la inversión, éste se encuentra en los 13 años con un TIR muy cercano al 6 %. Estos valores afirman la viabilidad de la inversión de un sistema fotovoltaico bajo las condiciones anteriormente descritas.

Si el sistema que se va a implementar es un sistema sin venta de excedentes se observa fácilmente como los tamaños óptimos disminuyen drásticamente hasta el punto en el que, para el caso pesimista, la inversión es inviable para cualquier tamaño simulado. El tamaño óptimo para el caso intermedio es de 400 kWp mientras que el optimista se encuentra en los 500 kWp. En este caso, el tamaño óptimo debe ser más conservador al tener el riesgo de caer en un VAN negativo, teniendo siempre en cuenta que existe la posibilidad de caer en un VAN negativo si se adquiere una postura demasiado conservadora. Es por ello por lo que el tamaño propuesto es de 300 kWp, siendo este tamaño inferior al tamaño óptimo ofrecido por el precio medio adquiriendo así una posición conservadora, pero siendo esta una posición que no llega a tener un VAN negativo por desviarse demasiado del óptimo intermedio. El tiempo de retorno para este caso se encuentra muy próximo a los 15 años con un TIR cercano al 4 %, siendo estos valores similares al caso anterior, pero manifestando el menor

rendimiento de la inversión bajo las condiciones que se plantean para este segundo caso.

De este modo los tamaños propuestos son de 500 kWp en el caso de tener venta de excedentes y de 300 kWp si se carece de esta venta. La diferencia de los tamaños es tangible y pone de manifiesto el impacto final en la inversión que tiene la venta de excedentes.

Por último, cabe destacar que el sistema de riego tiene un consumo altamente estacional ya que, como se aprecia en el apartado 3, el 88% del consumo anual se encuentra en los meses de junio, julio, agosto y septiembre. Esto quiere decir que la energía excedentaria en los meses en los cuales el consumo es mínimo carece de valor, por lo que un sistema fotovoltaico para este consumo no se aprovecha en su totalidad. De este modo, la posibilidad de que el sistema fotovoltaico venda la energía producida mediante mecanismos como son los PPA puede hacer que la inversión sea más rentable que el régimen de autoconsumo. No obstante, debe tenerse en cuenta que el cliente final es una comunidad de regantes que quiere un sistema que reduzca su consumo energético siendo la alternativa de los PPA demasiado compleja para dicho cliente.

6.5 Análisis energético

Tras haber realizado un análisis económico de la inversión para poder determinar qué tamaño tiene un comportamiento óptimo según este criterio, es conveniente realizar un análisis más técnico del comportamiento de estos sistemas. Para ello, se calculan las horas equivalentes totales, determinadas como la energía total producida entre la potencia del sistema, y las horas equivalentes de autoconsumo, calculadas como la energía autoconsumida entre la potencia del sistema.

Para el sistema de 300 kWp se ha obtenido un valor de 1525,29 horas equivalentes totales y 859,94 horas equivalentes de autoconsumo, mientras que para el sistema de 500 kWp se ha obtenido un valor de 1528,98 horas equivalentes totales y 770,57 horas equivalentes de autoconsumo. Estos valores ponen de manifiesto que la energía autoconsumida para el sistema de 300 kWp es el 56,38 % mientras que para el sistema de 500 kWp este valor se reduce al

50,40 %. Estos valores ponen nuevamente de manifiesto la estacionalidad del consumo y, además, que este consumo se realiza en los meses de verano. Esto último se debe a que, pese a ser un consumo concentrado en 4 meses, el autoconsumo es de más del 50 % por la mayor producción del sistema fotovoltaico durante el periodo estival.

Este descenso en la energía autoconsumida puede apreciarse en las figuras 6.19 y 6.20, en las cuales se representa las horas equivalentes de autoconsumo de todos los sistemas simulados y el porcentaje de autoconsumo de estos sistemas respectivamente. Este descenso de la energía autoconsumida con el aumento del tamaño del sistema fotovoltaico es evidente, ya que al aumentar el tamaño del sistema también lo hará la energía producida y con ella la energía vertida a la red en los periodos en los que esta no se aprovecha.

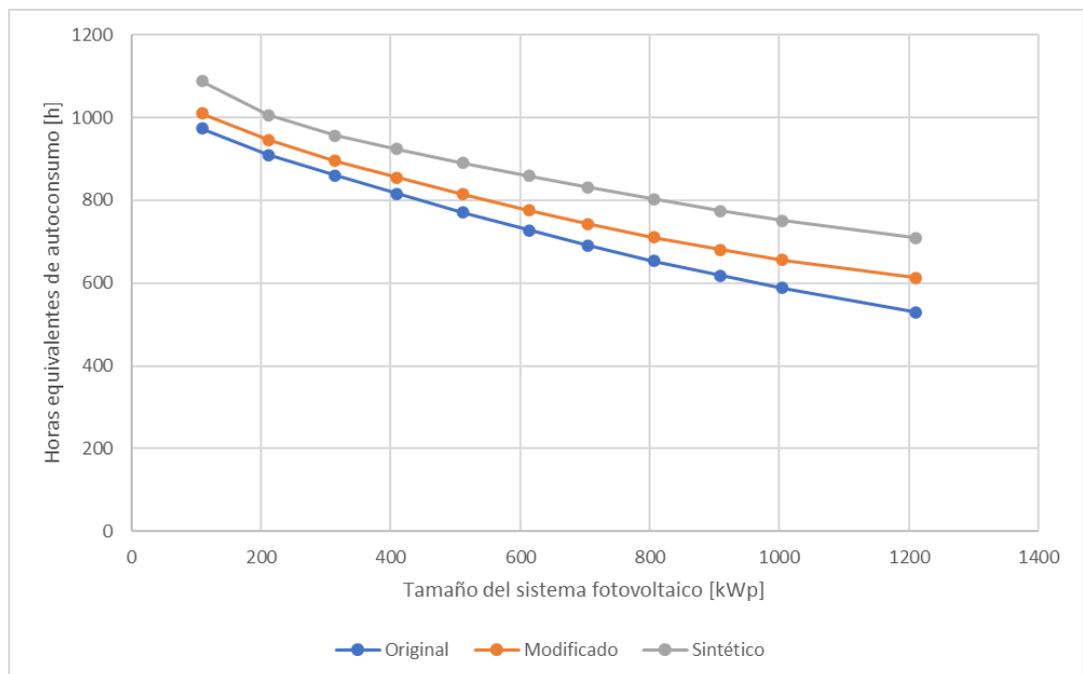


Figura 6.19: Comparativa de las horas equivalentes de autoconsumo (Elaboración propia)

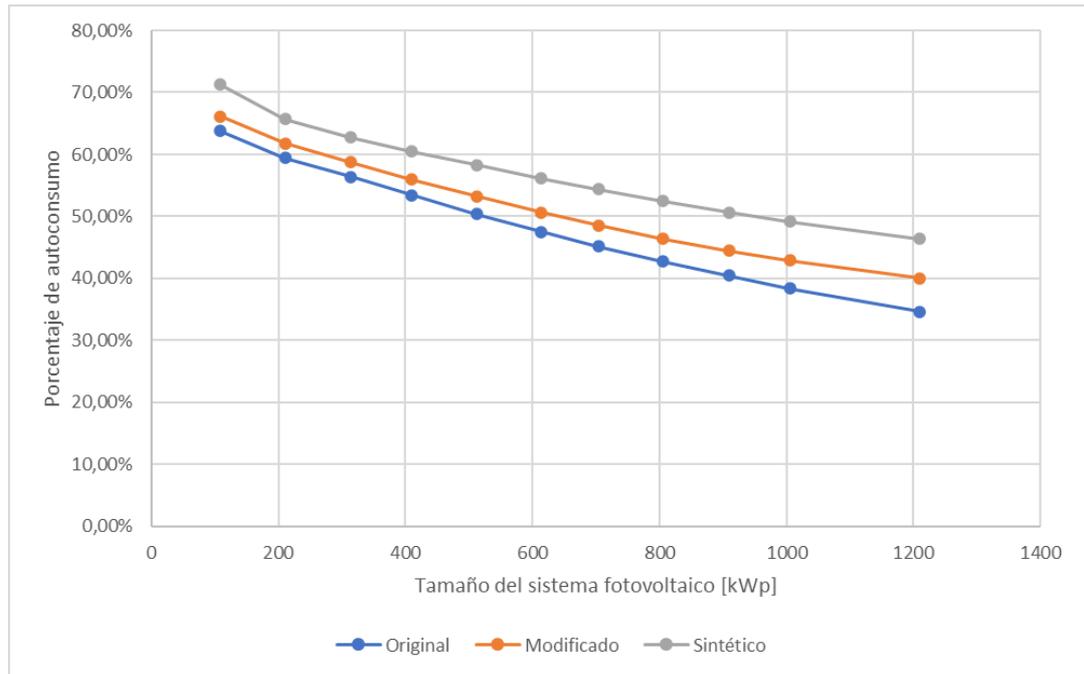


Figura 6.20: Comparativa del porcentaje de energía autoconsumida (Elaboración propia)

En estas gráficas también puede apreciarse cómo el modelo de consumo sintético tiene un mayor porcentaje de autoconsumo que los otros dos modelos, cómo no podía ser de otra forma ya que su consumo se concentra en las horas de mayor irradiancia solar. Nótese cómo esta diferencia entre los distintos modelos se acentúa con el tamaño del sistema, ya que es mayor la energía que se aprovecha en los modelos con un mayor consumo energético en las horas de mayor producción del sistema fotovoltaico.

7 Conclusión

El auge de la demanda de sistemas de generación fotovoltaica implementados en régimen de autoconsumo se ha debido en los últimos años a los altos precios de la energía junto con la apuesta de los gobiernos de la Unión Europea por la generación libre de emisiones de gases contaminantes. Esto hace que se planteen sistemas fotovoltaicos para consumos diversos y poco habituales como pueden ser los sistemas de riego, los cuales cuentan con una alta demanda energética que puede ser suplida en parte por un sistema fotovoltaico. Estas inversiones deben realizarse con cautela analizando los posibles escenarios económicos a fin de escoger y diseñar el sistema fotovoltaico que más se adecúe al tipo de demanda eléctrica que tiene el usuario.

En este trabajo, se ha realizado una investigación de los métodos actuales para la determinación del tamaño óptimo de un sistema fotovoltaico conectado a red y se ha implementado uno de estos métodos para el sistema de riego de estudio. Esto ha permitido determinar que, en el caso de tener venta de excedentes, el tamaño óptimo de la instalación para el consumo analizado es de 500 kWp mientras que, si se carece de esta venta, el tamaño óptimo se reduce a 300 kWp. También se ha puesto en evidencia la sensibilidad del sistema a las variaciones del precio de la energía, siendo este muy sensible en el caso de carecer de venta de excedentes llegando a no ser rentable la inversión en el caso más pesimista.

Como líneas futuras de investigación puede plantearse la implementación de métodos que ayuden a encontrar un óptimo con mayor precisión. Ejemplo de ello son los métodos de optimización avanzados como el método de enjambre de partículas, el cual permiten calcular de forma más precisa el óptimo buscado. Además, otra vía para aumentar la precisión para determinar el óptimo, sería incluir las variaciones de la altura del terreno o incluso las propias variaciones en el tipo de terreno a la hora de estimar los consumos del sistema de regadío. Otra línea de investigación de gran interés sería una comparativa del comportamiento de sistemas fotovoltaicos de distinto tipo, como pueden ser sistemas con distintos tipos de seguidores o sistemas fotovoltaicos flotantes, aprovechando de este modo la balsa de regulación.

8 Referencias

- [1] G. Medina Martínez and T. Martínez García, “Proyecto de modernización del regadío en la conumidad de regantes del Canal Alto de Villares (León). Fase ITACYL.” Jun. 2021.
- [2] J. Berbel, A. Expósito, C. Gutiérrez-Martín, and L. Mateos, “Effects of the Irrigation Modernization in Spain 2002-2015,” *Water Resour. Manag.*, vol. 33, no. 5, pp. 1835-1849, Mar. 2019, doi: 10.1007/s11269-019-02215-w.
- [3] F. Cuadros, F. López-Rodríguez, A. Marcos, and J. Coello, “A procedure to size solar-powered irrigation (photoirrigation) schemes,” *Sol. Energy*, vol. 76, no. 4, pp. 465-473, Apr. 2004, doi: 10.1016/j.solener.2003.08.040.
- [4] S. S. Chandel, M. Nagaraju Naik, and R. Chandel, “Review of solar photovoltaic water pumping system technology for irrigation and community drinking water supplies,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 49, pp. 1084-1099, Sep. 2015, doi: 10.1016/j.rser.2015.04.083.
- [5] R. Górniewicz and R. Castro, “Optimal design and economic analysis of a PV system operating under Net Metering or Feed-In-Tariff support mechanisms: A case study in Poland,” *Sustain. Energy Technol. Assess.*, vol. 42, p. 100863, Dec. 2020, doi: 10.1016/j.seta.2020.100863.
- [6] A. Simola, A. Kosonen, T. Ahonen, J. Ahola, M. Korhonen, and T. Hannula, “Optimal dimensioning of a solar PV plant with measured electrical load curves in Finland,” *Sol. Energy*, vol. 170, pp. 113-123, 2018, doi: 10.1016/j.solener.2018.05.058.
- [7] A. Kornelakis and Y. Marinakis, “Contribution for optimal sizing of grid-connected PV-systems using PSO,” *Renew. Energy*, vol. 35, no. 6, pp. 1333-1341, Jun. 2010, doi: 10.1016/j.renene.2009.10.014.
- [8] H. A. Kefale, E. M. Getie, and K. G. Eshetie, “Optimal Design of Grid-Connected Solar Photovoltaic System Using Selective Particle Swarm Optimization,” *Int. J. Photoenergy*, vol. 2021, p. e6632859, Mar. 2021, doi: 10.1155/2021/6632859.
- [9] A. Audenaert, L. De Boeck, S. De Cleyn, S. Lizin, and J.-F. Adam, “An economic evaluation of photovoltaic grid connected systems (PVGCS) in Flanders for companies: A generic model,” *Renew. Energy*, vol. 35, no. 12, pp. 2674-2682, Dec. 2010, doi: 10.1016/j.renene.2010.04.013.
- [10] T. J. Jenkin, D. J. Feldman, A. Kwan, and B. J. Walker, “Estimating the Impact of Residual Value for Electricity Generation Plants on Capital Recovery, Levelized Cost of Energy, and Cost to Consumers,” NREL/TP--6A20-72217, 1493401, Jan. 2019. doi: 10.2172/1493401.
- [11] “AS-6M-Module-Specification-1956-992-40mm.pdf.” Accessed: Jun. 09, 2022. [Online]. Available: <https://www.weamerisolar.eu/wp-content/uploads/2021/03/AS-6M-Module-Specification-1956-992-40mm.pdf>
- [12] “CATGENX0Y21DSES.pdf.” Accessed: Jun. 09, 2022. [Online]. Available: <https://www.riello-solartech.es/wp-content/uploads/2021/05/CATGENX0Y21DSES.pdf>
- [13] M. Hartner, D. Mayr, A. Kollmann, and R. Haas, “Optimal sizing of residential PV-systems from a household and social cost perspective: A case study in Austria,” *Sol. Energy*, vol. 141, pp. 49-58, Jan. 2017, doi: 10.1016/j.solener.2016.11.022.