



Universidad de Jaén

Centro de Estudios de Postgrado

Análisis de viabilidad de las principales topologías de sistemas fotovoltaicos: dimensionado y estudio técnico-económico

Autor: Daniel González Ruiz

Máster en Ingeniería de los Sistemas Fotovoltaicos

Director: Jesús De La Casa Hernández
Departamento del director: Ingeniería Electrónica y Automática

Fecha: 12/2022



CREEA



Universidad de Jaén

Centro de Estudios de Postgrado

**ANÁLISIS DE VIABILIDAD DE
LAS PRINCIPALES
TOPOLOGÍAS DE SISTEMAS
FOTOVOLTAICOS:
DIMENSIONADO Y ESTUDIO
TÉCNICO-ECONÓMICO**

Alumno/a: González Ruiz, Daniel

Tutor/a: D. Jesús De La Casa Hernández
Dpto: Departamento de Ingeniería Eléctrica

Diciembre, 2022



Universidad de Jaén

UJa Universidad
de Jaén

ANÁLISIS DE VIABILIDAD DE LAS PRINCIPALES TOPOLOGÍAS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS: DIMENSIONADO Y ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO

Autor

Daniel González Ruiz

Daniel 2022.12.0
González 1 17:03:49
Ruiz +01'00'

Tutor

D. Jesús De La Casa Hernández

DE LA CASA
HERNANDEZ
JESUS -
26003937E

Firmado digitalmente
por DE LA CASA
HERNANDEZ JESUS -
26003937E
Fecha: 2022.11.30
15:51:54 +01'00'

Para la obtención del título de:
Máster Universitario en Ingeniería de los Sistemas Fotovoltaicos

Universidad de Jaén
Centro de Estudios de Posgrado

Jaén – Diciembre de 2022



I. ÍNDICE



Índice general

| | |
|--|----------|
| I. ÍNDICE | 2 |
| II. MEMORIA | 8 |
| 1. Objeto..... | 11 |
| 2. Alcance | 12 |
| 3. Antecedentes | 13 |
| 3.1 Energía solar fotovoltaica..... | 13 |
| 3.1.1 Módulo fotovoltaico..... | 14 |
| 3.1.2 Inversor | 18 |
| 3.1.3 Baterías | 20 |
| 3.1.4 Regulador | 21 |
| 3.2 Topologías principales de sistemas fotovoltaicos..... | 22 |
| 3.2.1 Sistemas fotovoltaicos conectados a red..... | 22 |
| 3.2.2 Sistemas fotovoltaicos aislados..... | 24 |
| 4. Lista de abreviaturas..... | 25 |
| 5. Diseño de la herramienta de simulación | 26 |
| 5.1 Presentación de la herramienta..... | 26 |
| 5.2 Variables de entrada | 27 |
| 5.2.1 Emplazamiento: datos meteorológicos | 27 |
| 5.2.2 Datos de consumo..... | 28 |
| 5.2.3 Características sistema fotovoltaico | 29 |
| 5.2.4 Pérdidas..... | 30 |
| 5.2.5 Tarifa económica..... | 31 |
| 5.2.6 Características y contexto económico del proyecto | 31 |
| 5.3 Salida de la herramienta | 32 |
| 5.3.1 Variables de salida..... | 32 |
| 5.3.2 Parámetros de salida..... | 33 |
| 5.4 Casos de estudio: variables de entrada | 35 |
| 6. Metodología empleada | 36 |
| 6.1 Modelo energético..... | 36 |
| 6.2 Variables de salida energéticas..... | 37 |
| 6.2.1 Caso 1: Consumos cubiertos por generador fotovoltaico..... | 37 |



| | | |
|-------------|--|-----------|
| 6.2.2 | Caso 2: Consumos no cubiertos por generador fotovoltaico | 38 |
| 6.3 | Variables de salida económicas | 40 |
| 6.4 | Parámetros de salida energéticos | 41 |
| 6.5 | Parámetros de salida económicos | 42 |
| 7. | Estudio de casos..... | 43 |
| 7.1 | Sistema fotovoltaico conectado a red sin almacenamiento..... | 43 |
| 7.1.1 | Criterio de dimensionado..... | 43 |
| 7.1.2 | Resultados energéticos | 44 |
| 7.1.3 | Resultados económicos..... | 47 |
| 7.1.4 | Dimensionado final | 49 |
| 7.2 | Sistema fotovoltaico conectado a red con almacenamiento..... | 50 |
| 7.2.1 | Criterio de dimensionado..... | 50 |
| 7.2.2 | Resultados energéticos | 52 |
| 7.2.3 | Resultados económicos..... | 56 |
| 7.2.4 | Dimensionado final | 59 |
| 7.3 | Sistema fotovoltaico aislado de red..... | 61 |
| 7.3.1 | Criterio de dimensionado..... | 61 |
| 7.3.2 | Resultados energéticos | 62 |
| 7.3.3 | Resultados económicos..... | 66 |
| 7.3.4 | Dimensionado final | 68 |
| 8. | Conclusiones | 69 |
| 9. | Bibliografía | 71 |
| III. | ANEXOS | 72 |
| A. | Herramienta de simulación..... | 74 |
| A.1 | Simulación energética del sistema..... | 74 |
| A.2 | Simulación económica del sistema | 77 |
| B. | Justificación de la base de datos considerada | 79 |
| C. | Datos de entrada..... | 80 |
| D. | Sistema Fotovoltaico Autónomo: dimensionado teórico | 81 |
| E. | Hojas de resultados..... | 82 |

Índice de figuras

| | |
|--|----|
| Figura 3.1. Célula solar fotovoltaica | 13 |
| Figura 3.2. Componentes de un módulo fotovoltaico | 16 |
| Figura 3.3. Curva IV característica de un módulo fotovoltaico | 16 |
| Figura 3.4. Curvas IV resultantes de la asociación de módulos en serie (derecha) y paralelo (izquierda) | 17 |
| Figura 3.5. Orientación e inclinación del módulo fotovoltaico | 17 |
| Figura 3.6. Punto de máxima potencia de trabajo de un módulo fotovoltaico | 18 |
| Figura 3.7. Topologías de inversor: a) Central; b) De cadena; c) Multi-string; d) De módulo | 20 |
| Figura 3.8. Baterías de Ion-Litio | 20 |
| Figura 3.9. Ilustración de un sistema fotovoltaico con baterías y regulador de carga | 21 |
| Figura 3.10. Sistema fotovoltaico conectado a red sin baterías (SFCR) | 23 |
| Figura 3.11. Sistema fotovoltaico conectado a red con baterías e inversor bidireccional (SFCR-A) | 23 |
| Figura 3.12. Sistema fotovoltaico aislado de red con inversor bidireccional (SFA) | 24 |
| Figura 5.1. Ejemplo de resultados energéticos y económicos mensuales proporcionados por la herramienta de simulación para un caso concreto | 26 |
| Figura 5.2. Datos meteorológicos horarios introducidos en la herramienta de simulación | 27 |
| Figura 5.3. Datos de consumo horarios introducidos en la herramienta de simulación | 28 |
| Figura 5.4. Tarifa económica introducida en la herramienta de simulación | 31 |
| Figura 6.1. Esquema del modelo energético implementado en la herramienta de simulación . | 36 |
| Figura 7.1. Autoconsumo vs Autosuficiencia SFCR | 44 |
| Figura 7.2. Gestión de la energía SFCR | 45 |
| Figura 7.3. Cobertura de consumos SFCR | 45 |
| Figura 7.4. Parámetros de operación del sistema SFCR | 46 |
| Figura 7.5. Ahorro del sistema SFCR | 47 |
| Figura 7.6. Evaluación económica I: VAN y TIRn SFCR | 48 |
| Figura 7.7. Evaluación económica II: LCOE SFCR | 48 |
| Figura 7.8. Evaluación económica III: Inversión y retorno SFCR | 49 |
| Figura 7.9. Estudio de sensibilidad: Autoconsumo vs Autosuficiencia | 51 |
| Figura 7.10. Estudio de sensibilidad: Aporte de la batería al autoconsumo | 51 |
| Figura 7.11. Autoconsumo vs Autosuficiencia SFCR-A | 52 |
| Figura 7.12. Gestión de la energía SFCR-A | 53 |
| Figura 7.13. Cobertura de consumos SFCR-A | 53 |
| Figura 7.14. Pérdidas del sistema SFCR-A | 54 |
| Figura 7.15. Performance ratio SFCR-A | 55 |
| Figura 7.16. Rendimiento del sistema SFCR-A | 55 |
| Figura 7.17. Ahorro del sistema SFCR-A | 56 |
| Figura 7.18. Evaluación económica I: VAN y TIRn SFCR-A | 57 |
| Figura 7.19. Evaluación económica II: LCOE SFCR-A | 58 |
| Figura 7.20. Evaluación económica III: Inversión y retorno SFCR-A | 59 |
| Figura 7.21. Autoconsumo vs Autosuficiencia SFA | 62 |



| | |
|---|----|
| Figura 7.22. Gestión de la energía SFA..... | 63 |
| Figura 7.23. Cobertura de consumos SFA | 63 |
| Figura 7.24. Pérdidas del sistema SFA..... | 64 |
| Figura 7.25. Performance ratio SFA | 65 |
| Figura 7.26. Rendimiento del sistema SFA..... | 65 |
| Figura 7.27. Ahorro del sistema SFA | 66 |
| Figura 7.28. Evaluación económica I: VAN y TIRn SFA..... | 67 |
| Figura 7.29. Evaluación económica II: LCOE SFA..... | 67 |
| Figura 7.30. Evaluación económica III: Inversión y retorno SFA..... | 68 |



Índice de tablas

| | |
|---|----|
| Tabla 5.1. Variables de entrada definidas para la simulación de los casos de estudio | 35 |
| Tabla 6.1. Parámetros energéticos de salida de la herramienta de simulación | 41 |
| Tabla 6.2. Parámetros económicos de salida de la herramienta de simulación..... | 42 |
| Tabla 7.1. Comparativa del sistema dimensionado frente a casos de estudio..... | 60 |
| Tabla B.1. Estudio de la irradiación global incidente para el emplazamiento objeto de estudio desde 2005 a 2015 | 79 |



II. MEMORIA

Índice memoria

| | |
|--|-----------|
| 1. Objeto..... | 11 |
| 2. Alcance | 12 |
| 3. Antecedentes | 13 |
| 3.1 Energía solar fotovoltaica | 13 |
| 3.1.1 Módulo fotovoltaico..... | 14 |
| 3.1.2 Inversor | 18 |
| 3.1.3 Baterías | 20 |
| 3.1.4 Regulador | 21 |
| 3.2 Topologías principales de sistemas fotovoltaicos..... | 22 |
| 3.2.1 Sistemas fotovoltaicos conectados a red..... | 22 |
| 3.2.2 Sistemas fotovoltaicos aislados..... | 24 |
| 4. Lista de abreviaturas | 25 |
| 5. Diseño de la herramienta de simulación..... | 26 |
| 5.1 Presentación de la herramienta..... | 26 |
| 5.2 Variables de entrada | 27 |
| 5.2.1 Emplazamiento: datos meteorológicos | 27 |
| 5.2.2 Datos de consumo..... | 28 |
| 5.2.3 Características sistema fotovoltaico | 29 |
| 5.2.4 Pérdidas..... | 30 |
| 5.2.5 Tarifa económica..... | 31 |
| 5.2.6 Características y contexto económico del proyecto | 31 |
| 5.3 Salida de la herramienta | 32 |
| 5.3.1 Variables de salida..... | 32 |
| 5.3.2 Parámetros de salida..... | 33 |
| 5.4 Casos de estudio: variables de entrada | 35 |
| 6. Metodología empleada..... | 36 |
| 6.1 Modelo energético..... | 36 |
| 6.2 Variables de salida energéticas..... | 37 |
| 6.2.1 Caso 1: Consumos cubiertos por generador fotovoltaico..... | 37 |
| 6.2.2 Caso 2: Consumos no cubiertos por generador fotovoltaico | 38 |
| 6.3 Variables de salida económicas | 40 |
| 6.4 Parámetros de salida energéticos..... | 41 |



| | | |
|-----------|---|-----------|
| 6.5 | Parámetros de salida económicos | 42 |
| 7. | Estudio de casos | 43 |
| 7.1 | Sistema fotovoltaico conectado a red sin almacenamiento | 43 |
| 7.1.1 | Criterio de dimensionado..... | 43 |
| 7.1.2 | Resultados energéticos | 44 |
| 7.1.3 | Resultados económicos..... | 47 |
| 7.1.4 | Dimensionado final | 49 |
| 7.2 | Sistema fotovoltaico conectado a red con almacenamiento | 50 |
| 7.2.1 | Criterio de dimensionado..... | 50 |
| 7.2.2 | Resultados energéticos | 52 |
| 7.2.3 | Resultados económicos..... | 56 |
| 7.2.4 | Dimensionado final | 59 |
| 7.3 | Sistema fotovoltaico aislado de red..... | 61 |
| 7.3.1 | Criterio de dimensionado..... | 61 |
| 7.3.2 | Resultados energéticos | 62 |
| 7.3.3 | Resultados económicos..... | 66 |
| 7.3.4 | Dimensionado final | 68 |
| 8. | Conclusiones | 69 |
| 9. | Bibliografía..... | 71 |



1. Objeto

El propósito de este Trabajo Fin de Máster (TFM) es la realización de un proyecto consistente en el análisis de la viabilidad técnico-económica de la implementación de diversas topologías de sistemas fotovoltaicos, en concreto, un sistema fotovoltaico aislado, de autoconsumo convencional y de autoconsumo con baterías, para un caso de estudio dado, y estudiar cual sería la solución más viable.

Con el objetivo de cumplir dicho fin, se desarrollará una herramienta de simulación de sistemas fotovoltaicos propia, que se empleará como principal fuente de resultados para la evaluación de la operación de los diferentes sistemas fotovoltaicos planteados.

Finalmente, el presente proyecto se realiza con la finalidad de cumplir el requisito de presentación y defensa, ante el correspondiente tribunal, de un Trabajo Fin de Máster para la consecución del título de Máster Universitario en Ingeniería de los Sistemas Fotovoltaicos.



2. Alcance

El presente TFM, a partir de los datos de consumo y emplazamiento de una determinada vivienda estándar, abarcará un análisis de viabilidad técnico-económica sobre la implementación de diversas topologías de sistemas fotovoltaicos (autoconsumo convencional, con y sin baterías, y sistema aislado), con el objetivo de estudiar las diferencias entre ambas y encontrar la solución más viable.

De tal manera, en una primera etapa, se desarrollará una herramienta de simulación de sistemas fotovoltaicos, la cual constituirá la fuente principal de resultados para la elaboración de las conclusiones. Dicha herramienta abordará la simulación, tanto de resultados como de parámetros energéticos y económicos, de sistemas fotovoltaicos conectados a red, de autoconsumo convencional y con baterías, así como de sistemas aislados.

Una vez desarrollada la herramienta de simulación, y haciendo uso de la misma, para un caso de estudio concreto y previamente definido, se abordará el análisis en detalle de la implementación de las diferentes topologías de sistema fotovoltaico previamente descritas.

Finalmente, se trabajará con los resultados obtenidos para realizar la comparativa y valoración final acerca de la viabilidad de las diferentes opciones estudiadas.

3. Antecedentes

A continuación, se pretende realizar una breve introducción a la energía solar fotovoltaica, sus fundamentos principales, así como las topologías de sistemas más comunes y los componentes que conforman dichas instalaciones.

3.1 Energía solar fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica es la conversión directa de la radiación solar en electricidad. Esta transformación tiene lugar en dispositivos llamados células fotovoltaicas, superficies formadas por materiales semiconductores, en la mayoría de los casos de silicio, y cubiertos por un vidrio transparente que permite el paso de la radiación solar y minimiza las pérdidas. Al incidir los fotones incidentes de la radiación solar sobre la célula fotovoltaica, se genera una diferencia de potencial en la misma capaz de generar una corriente eléctrica continua.

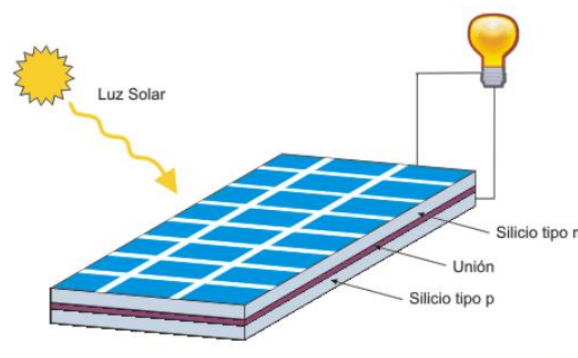


Figura 3.1. Célula solar fotovoltaica

Las células se agrupan en módulos para su integración en sistemas fotovoltaicos, cuya vida útil se estima en torno a los 20-30 años, con una eficiencia cercana al 80% tras 25 años de operación. La conexión en serie de estos dispositivos permite obtener mayores diferencias de potencial.

No es necesario un flujo de luz directo para la producción de electricidad, ya que incluso en días nublados o al atardecer se puede aprovechar la radiación incidente, eso sí, con una menor eficiencia. Dichos módulos fotovoltaicos generan corriente continua, la cual se convierte en corriente alterna a través de unos dispositivos llamados inversores, que serán los encargados de inyectar la energía generada en la red.

Aunque el efecto fotovoltaico se conocía desde el siglo XIX, fue en la década de 1950 cuando los paneles fotovoltaicos comenzaron a experimentar un desarrollo importante. Inicialmente se utilizaban para suministrar electricidad a los satélites geoestacionarios de comunicación, pero hoy su aspecto modular es una de sus principales virtudes, y pueden construirse desde enormes plantas fotovoltaicas en el suelo hasta pequeños paneles para semáforos.

La energía solar fotovoltaica permite un gran número de aplicaciones, ya que puede suministrar energía en lugares aislados de la red (viviendas aisladas, faros, postes SOS, estaciones de bombeo, repetidores de telecomunicaciones...etc) o a través de instalaciones conectadas a la red eléctrica, que pueden ser pequeñas instalaciones en viviendas individuales o instalaciones industriales.

Un punto importante a tener en cuenta es que cada kWh generado con energía solar fotovoltaica evita la emisión de aproximadamente 1 kg de CO₂ a la atmósfera, en el caso de la comparativa con la generación de electricidad con carbón, o aproximadamente 4 kg de CO₂ en el caso de la comparativa con la generación de electricidad con gas natural. Esto es de gran ayuda para la reducción de emisiones y objetivos climáticos fijados por la práctica totalidad del mundo en el corto plazo.

Algunas de las principales ventajas de la energía fotovoltaica se pueden encontrar a continuación:

- Es una fuente de energía limpia, renovable, infinita y silenciosa.
- No consume combustible ni genera residuos.
- Posibilidad de vender el excedente de energía, en instalaciones conectadas a red.
- Requiere poco mantenimiento.
- Los paneles tienen una larga vida útil y son resistentes a las condiciones climáticas adversas.
- Los paneles pueden colocarse en tejados, cubiertas industriales... sin ocupar espacio útil y sin impacto arquitectónico.
- Es una tecnología asequible, con unos precios cada vez más competitivos.

Los componentes principales de un sistema fotovoltaico son el módulo fotovoltaico, encargado de transformar la energía solar en corriente continua, el inversor, responsable, principalmente y entre otros muchos aspectos, de transformar la corriente continua en corriente alterna e inyectarla en la red, las baterías, si existieran en la instalación, para almacenar el excedente fotovoltaico con vistas a emplearlo en aquellas horas donde no exista radiación solar, y el regulador, en caso de una instalación con baterías, que se encargará de gestionar la carga y descarga de las mismas.

En los próximos apartados se profundizará en mayor medida en cada uno de estos componentes.

3.1.1 *Módulo fotovoltaico*

Un módulo fotovoltaico no es más que la unión de un número de células solares individuales conectadas eléctricamente entre sí para aumentar su potencia. Están empaquetados de forma que estén protegidos del medio ambiente y para que el usuario esté protegido de las descargas eléctricas.

El módulo fotovoltaico se compone de una serie de células solares individuales e interconectadas eléctricamente, encapsuladas en una única unidad estable y duradera. El objetivo principal de encapsular un conjunto de células solares conectadas eléctricamente es protegerlas, así como sus cables de interconexión, del entorno típicamente hostil en el que se utilizarán. Por ejemplo, las células solares, al ser relativamente finas, son propensas a sufrir daños mecánicos si no están protegidas. Además, la rejilla metálica de la superficie superior de la célula solar y los cables que interconectan las células solares individuales pueden corroerse por el agua o el vapor de agua. Las dos funciones clave del encapsulado son evitar los daños mecánicos a las células solares y evitar que el agua o el vapor de agua corroan los contactos eléctricos.



Existen muchos tipos diferentes de módulos fotovoltaicos y la estructura del módulo suele ser diferente para distintos tipos de células solares o para distintas aplicaciones. No obstante, los módulos más comunes solían ser de 60 células o 72 células con tres diodos de derivación. Los módulos de 60 células se diseñaron originalmente para facilitar su manejo en aplicaciones residenciales y los de 72 células, más pesados, para grandes instalaciones de servicios públicos en las que se dispone de grúas y elevadores hidráulicos. Sin embargo, actualmente cada vez es más común utilizar módulos de 72 células en instalaciones residenciales, de mayor potencia, siempre que el resto del sistema esté diseñado para trabajar a la tensión correspondiente.

La vida útil y las garantías de los módulos fotovoltaicos de silicio superan los 20 años, lo que indica la solidez de un módulo fotovoltaico encapsulado. Una garantía típica garantiza que el módulo produce el 90% de su potencia nominal durante los primeros 10 años y el 80% de su potencia nominal hasta los 25 años.

A pesar de que existen diferentes tipos de módulos y su estructura depende del tipo de tecnología utilizada o de la aplicación, la mayoría de los módulos constan de las siguientes partes:

➤ *Una superficie superior transparente:*

La superficie frontal de un módulo fotovoltaico debe tener una alta transmitancia en las longitudes de onda que puedan ser utilizadas por las células solares del módulo fotovoltaico. Además, debe poseer una baja reflectividad de la radiación solar incidente sobre la superficie frontal.

Además, el material de la superficie superior debe ser impermeable al agua, tener una buena resistencia a los impactos, ser estable bajo una exposición prolongada a los rayos UV y debe tener una baja resistividad térmica.

Dentro de los posibles materiales, el vidrio templado con bajo contenido en hierro es el más utilizado.

➤ *Un encapsulante:*

Se utiliza un encapsulante para proporcionar adhesión entre las células solares, la superficie superior y la superficie posterior del módulo fotovoltaico. El encapsulante debe ser estable a temperaturas elevadas y a una alta exposición a los rayos UV. También debe ser ópticamente transparente y tener una baja resistencia térmica.

El EVA (acetato de etilo y vinilo) es el material encapsulante más utilizado.

➤ *Una capa posterior:*

Las características clave de la superficie trasera del módulo fotovoltaico son que debe tener una baja resistencia térmica y que debe impedir la entrada de agua o vapor de agua. En la mayoría de los módulos, se utiliza una fina lámina de polímero, normalmente Tedlar, como superficie trasera.

Algunos módulos fotovoltaicos, conocidos como módulos bifaciales, están diseñados para aceptar la luz tanto por la parte delantera como por la trasera de la célula solar. En los módulos bifaciales, tanto la parte delantera como la trasera deben ser ópticamente transparentes.

➤ *Un marco alrededor del borde exterior:*

Un último componente estructural del módulo es el borde o marco del módulo. La estructura del marco debe estar libre de salientes que puedan dar lugar al alojamiento de agua, polvo u otras materias.

El marco de un módulo fotovoltaico convencional suele ser de aluminio.

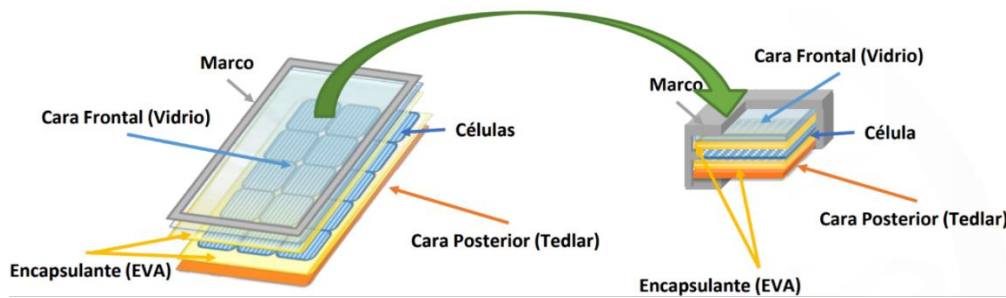


Figura 3.2. Componentes de un módulo fotovoltaico

Con respecto a la operación de los módulos fotovoltaicos, estará definida por la curva IV característica del mismo, la cual será la resultante de la superposición de las curvas IV de las diferentes células solares que lo conforman.

Dicha curva representa los valores de tensión y corriente a las que el módulo operará bajo unas determinadas condiciones de irradiación y temperatura, y ofrece información importante del módulo, como pueden ser la intensidad de cortocircuito y tensión de circuito abierto.

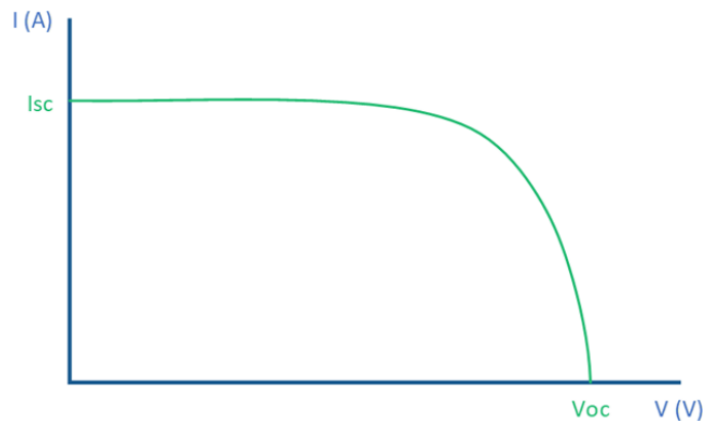


Figura 3.3. Curva IV característica de un módulo fotovoltaico

La curva IV del generador fotovoltaico será la curva resultante de la superposición de las curvas IV de los diferentes módulos fotovoltaicos que la conformen, en función de cómo se asocien los mismos. De tal manera:

- **Asociación en serie:** la conexión en serie de los módulos fotovoltaicos aumenta la tensión a la salida del generador al sumar la tensión de cada uno de los módulos conectados en serie, mientras que la corriente que circula es la misma para todos y cada uno de los paneles.
- **Asociación en paralelo:** la conexión en paralelo de las células fotovoltaicas aumenta la corriente de salida del módulo al sumarse todas las corrientes generadas por las células conectadas en paralelo, mientras que la tensión es la misma para todas las células.

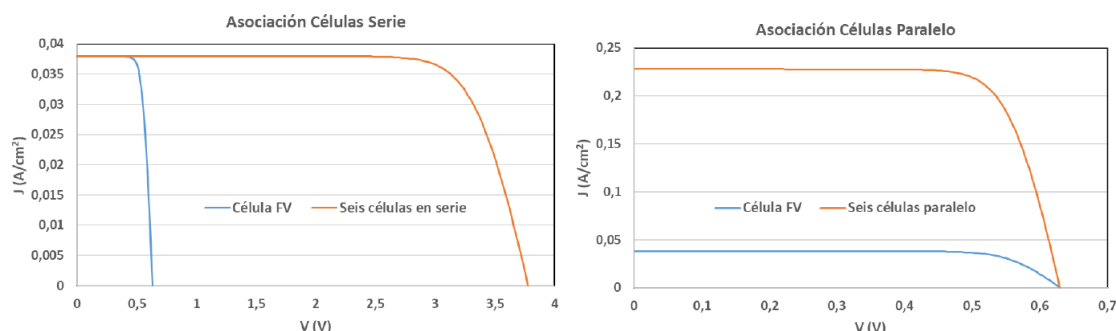


Figura 3.4. Curvas IV resultantes de la asociación de módulos en serie (derecha) y paralelo (izquierda)

Para que un panel solar genere la máxima potencia, los rayos de Sol deben incidir lo más perpendicular posible sobre el panel, de manera que se define la posición del módulo fotovoltaico a través de dos ángulos:

- β : Inclinación de los módulos fotovoltaicos respecto a la superficie
- α : Orientación de los módulos fotovoltaicos respecto al eje que apunta al ecuador

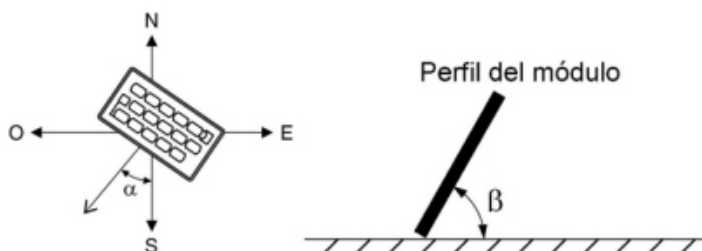


Figura 3.5. Orientación e inclinación del módulo fotovoltaico

En España, por estar en el hemisferio norte, los paneles deberán orientarse dirección sur, que es la dirección hacia donde encontramos el Sol. Por otra parte, se sabe que el Sol está más alto en verano que en invierno y se pretende que los rayos de Sol lleguen perpendiculares al panel, por lo tanto, para mejorar la captación de los paneles deberán estar más tumbados en los meses de verano que en los meses de invierno.

Para determinar la inclinación óptima se debe tener en cuenta si la máxima generación es más interesante obtenerla en verano (menor inclinación), en invierno (mayor inclinación) o durante todo el año (término medio).

3.1.2 Inversor

El inversor es el dispositivo encargado de convertir la corriente continua de salida de un panel solar fotovoltaico en una corriente alterna, de frecuencia compatible a la red donde se pretende inyectar. No obstante, en la actualidad, los inversores fotovoltaicos incorporan multitud de funciones especiales adaptadas para su uso con módulos fotovoltaicos.

Especialmente relevante resulta el seguidor del punto de máxima potencia MPPT, función con la cual, el inversor permite que el generador fotovoltaico se encuentra operando en todo momento en el punto de su curva IV donde la potencia es mayor. Es decir, buscan el balance entre voltaje y corriente en el que los paneles solares operan a su máxima potencia.

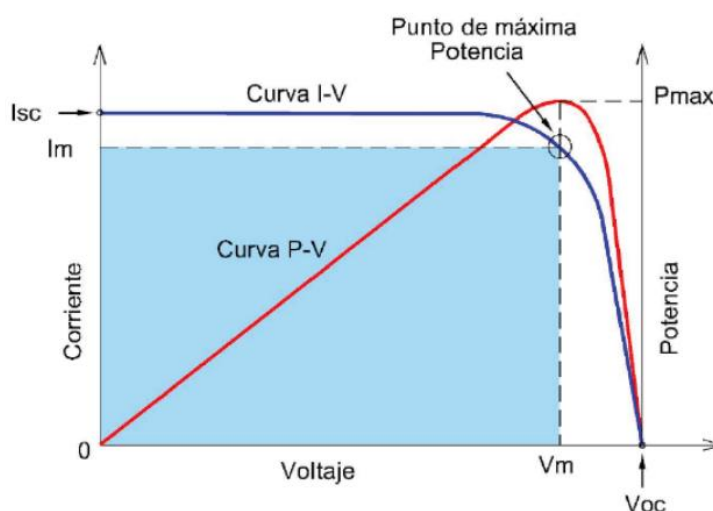


Figura 3.6. Punto de máxima potencia de trabajo de un módulo fotovoltaico

En función de sus características y la topología de sistema fotovoltaico que se pretenda diseñar, existen diferentes tipos de inversores fotovoltaicos. De manera general, se puede distinguir la siguiente clasificación:

➤ *Inversores centrales:*

En los sistemas fotovoltaicos con inversor central todos los paneles del sistema se conectarán a un único inversor, el cuál, estará equipado con varias entradas o seguidores del punto de máxima potencia MPPT. Además, cuentan con un rendimiento y fiabilidad muy elevados.

Como inconveniente se puede resaltar que, si un panel tiene problemas, la cadena de paneles al completo los tendrá también, perdiendo así parte de la producción.

Por tanto, resultan ideales para instalaciones de gran potencia, como centrales fotovoltaicas, donde la orientación e inclinación de todos los módulos fotovoltaicos del generador resulte lo más homogénea posible. Por lo general, suele ser la solución más económica para este tipo de instalaciones.

➤ *Inversores de cadena:*

Los inversores de cadena se utilizan cuando los paneles solares están conectados en serie y agrupados en ramales, enviando toda la energía a un solo inversor. Cada uno de estos ramales se conecta a un inversor solar (por tanto, habrá tantos inversores como ramales tenga el

sistema), y este se encarga de hacer la función de la conversión de electricidad para obtener corriente alterna. Su amplio rango de potencia lo hacen adecuados tanto para grandes instalaciones como pequeños autoconsumos. Poseen un rendimiento y fiabilidad muy elevados.

Todos los módulos de la cadena deberán tener similar inclinación y orientación, ya que, de lo contrario, el inversor hará que el resto de módulos de la cadena trabajen al nivel del panel menos eficiente de cada ramal. Si uno de ellos recibe poca luz (por una sombra a una determinada hora, por ejemplo), la eficiencia de dicha cadena será equivalente a esa potencia inferior. Por tanto, dichos sistemas no serán buena opción si la superficie donde se va a colocar tiene dos orientaciones, como el tejado de una casa.

➤ *Inversores multi-string:*

Poseen las mismas características que los inversores de cadena, pero, en este caso, el inversor cuenta con varias entradas con seguidor del punto de máxima potencia MPPT, lo que permite que se conecten varias cadenas al mismo inversor.

Este sistema proporciona una solución óptima a aquellos casos donde se disponga de una superficie con diferentes orientaciones, ya que permitirá disponer diferentes cadenas de módulos, optimizadas independientemente para cada orientación, y centralizadas en el mismo inversor.

➤ *Inversores orientados a módulo:*

También conocidos como microinversores, son dispositivos que se conectan directamente con cada módulo fotovoltaico, transformando directamente la corriente continua a la salida del módulo en corriente alterna.

Este sistema está especialmente recomendado en superficies muy irregulares, donde no sea posible colocar todos los módulos del generador con una inclinación y orientación similares, de manera que se optimizaría la producción de cada módulo de manera individual, acorde a sus condiciones propias. Entre sus principales ventajas, se encuentra la drástica simplificación de la parte de corriente continua de la instalación. Por el contrario, ofrecen peores rendimientos que los inversores de cadena, su mantenimiento puede resultar más complicado al haber un mayor número, y son menos económicos.

➤ *Inversores híbridos:*

Si bien el término de inversor híbrido puede resultar un tanto difuso debido a los numerosos tipos de inversores con diferentes funcionalidades que se han incorporado al mercado en los últimos años, se hará especial mención a aquellos inversores capaces de gestionar por sí mismos sistemas conectados a la red con baterías.

Si bien, generalmente, la gestión de la carga-descarga de la batería estaría encomendada al regulador de la instalación, existen inversores que directamente incorporan un regulador interno integrado, de manera que son capaces de, además de convertir la corriente continua del generador e inyectarla en la red como corriente alterna, gestionar las operaciones de carga y descarga de la batería.

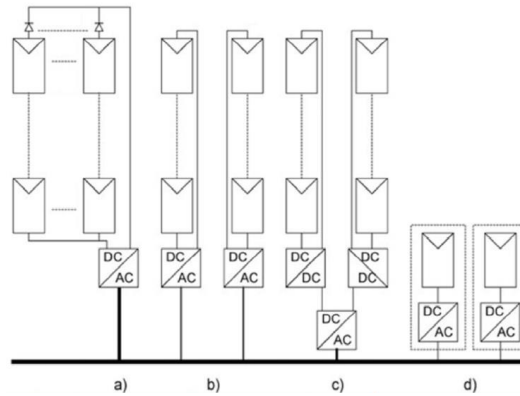


Figura 3.7. Topologías de inversor: a) Central; b) De cadena; c) Multi-string; d) De módulo

Como se ha mencionado previamente, la tarea principal del inversor es convertir la corriente continua a la salida del generador fotovoltaico en corriente alterna e inyectarla en la red eléctrica. Sin embargo, las funciones de los inversores solares actuales van mucho más allá, entre otras:

- Seguidor del punto de máxima potencia MPPT
- Coordinación con la red eléctrica
- Protección anti-isla (desconexión ante caída de la red eléctrica)
- Incorporan protecciones adicionales, tanto en corriente continua como alterna
- Deben negar la inyección de corriente continua en la red eléctrica
- Fuente de registro y monitorización de la instalación

3.1.3 Baterías

La función principal de las baterías es la de proporcionar energía en aquellas horas donde la generación fotovoltaica es inexistente o insuficiente para cubrir la demanda eléctrica.

Son dispositivos capaces de almacenar energía en forma de energía química y, posteriormente, usando procedimientos electroquímicos, producir energía eléctrica. La transformación de energía se repetirá constantemente y su vida útil dependerá del uso de la misma (por lo general, descargas profundas de la batería acortarán su vida útil).

El principio de funcionamiento de las baterías se basa en el proceso químico de reducción-oxidación (redox), en el cual uno de los componentes se oxida (pierde electrones) y el otro se reduce (gana electrones).

En la actualidad, las baterías más usadas son las de plomo-ácido y las de ion-litio, siendo estas últimas donde mayor número de investigaciones y desarrollos con nuevos materiales se están realizando, por lo que las tendencias en el futuro parecen seguir dicho camino.



Figura 3.8. Baterías de Ion-Litio

3.1.4 Regulador

La función principal del regular es gestionar el flujo de energía entre el generador fotovoltaico y las baterías. Dicho flujo de energía se controla mediante la gestión de la intensidad y voltaje de la corriente que se inyecta en la batería, y dependerá del estado de carga de las baterías y de la energía producida por el generador fotovoltaico.



Figura 3.9. Ilustración de un sistema fotovoltaico con baterías y regulador de carga

De tal manera, el regulador controla constantemente el estado de carga de las baterías para completar el llenado óptimo de las mismas y así alargar su vida útil.

Además, existen otras funciones secundarias que realiza el regulador:

- Evita que la batería se pueda descargar por la noche en el generador fotovoltaico por inversión de corriente.
- Pueden proporcionar información del estado del sistema: voltaje de las baterías, corriente generada, históricos, estado de carga...
- Protección frente a descargas profundas en corriente continua, evitando que se descargue más allá de cierto umbral prefijado. En caso de consumir en alterna, la descarga de la batería se realiza a través del inversor.

Existen dos tipos de reguladores de carga para instalaciones fotovoltaicas: los reguladores PWM (Modulación por anchura de pulsos) y los reguladores MPPT (Seguidor del Punto de Máxima Potencia).

3.2 Topologías principales de sistemas fotovoltaicos

La tecnología fotovoltaica ha extendido su uso a infinidad de aplicaciones, teniendo cabida actualmente en una amplia variedad de campos y tecnologías. Sin embargo, tradicionalmente, los sistemas fotovoltaicos pueden clasificarse, a grosso modo, en dos grandes grupos: los conectados a red y los aislados de red.

3.2.1 Sistemas fotovoltaicos conectados a red

Un sistema fotovoltaico conectado a red consiste básicamente en un generador fotovoltaico acoplado a un inversor que opera en paralelo con la red eléctrica convencional. El concepto de SFCR es compatible con un amplio margen de aplicaciones, las cuales pueden ir desde centrales de varios megavatios hasta pequeños sistemas de unos cuantos kilovatios donde, cuando las condiciones son adecuadas, puede suministrar a la red el exceso de energía generado a la red eléctrica, más allá del consumo de la carga conectada.

En instalaciones de autoconsumo convencional, cuando la potencia fotovoltaica genera una energía inferior al consumo medio, el consumidor seguirá comprando energía de la red, pero en menor cantidad que antes. Por el contrario, si la energía generada supera el consumo de las cargas a alimentar, la energía fotovoltaica producida superior a la demanda se verterá a la red, generando ingresos adicionales.

En cualquier caso, la conexión del sistema de energía fotovoltaica a la red eléctrica sólo podrá realizarse mediante la legalización correspondiente del sistema, en función de las demandas exigidas por la legislación local oportuna.

Puesto que dichos sistemas se encuentran conectados a la red eléctrica, deben cumplir una serie de medidas de seguridad, entre las que destaca la protección anti-isla. En caso de corte de la red eléctrica, ya sea por tareas de mantenimiento o avería, no se permitirá que el sistema fotovoltaico siga inyectando a red la energía producida por el generador fotovoltaico, como medida de seguridad para evitar un posible accidente de operarios que se encuentren trabajando en la red. Por ello, el inversor deberá activar el modo anti-isla, desconectando el generador de la red.

Dentro de los sistemas fotovoltaicos conectados, se pueden realizar dos distinciones adicionales, en función de si el sistema incorpora baterías o no. El modo de operar, así como los componentes que conformen el sistema, variarán en función de la presencia o no de las baterías.

En sistemas fotovoltaicos conectados a red sin batería (SFCR), la energía fotovoltaica se dedicará íntegramente a cubrir los consumos derivados de las cargas a alimentar, mientras que el excedente fotovoltaico se verterá a red con vistas a obtener una remuneración económica. Por el contrario, en sistemas fotovoltaicos conectados a red con batería (SFCR-A), tras alimentar las cargas en cuestión, se priorizará el excedente fotovoltaico para la carga de la batería, y en segundo lugar el vertido a red. De manera similar, cuando la energía fotovoltaica no pueda cubrir los consumos, se comprará energía de la red, mientras que, en sistemas con baterías, se priorizará la descarga de la misma previamente a la compra de energía.

Los componentes principales de un sistema fotovoltaico conectado a red sin baterías serían los siguientes:

- Generador fotovoltaico
- Inversor de conexión a red

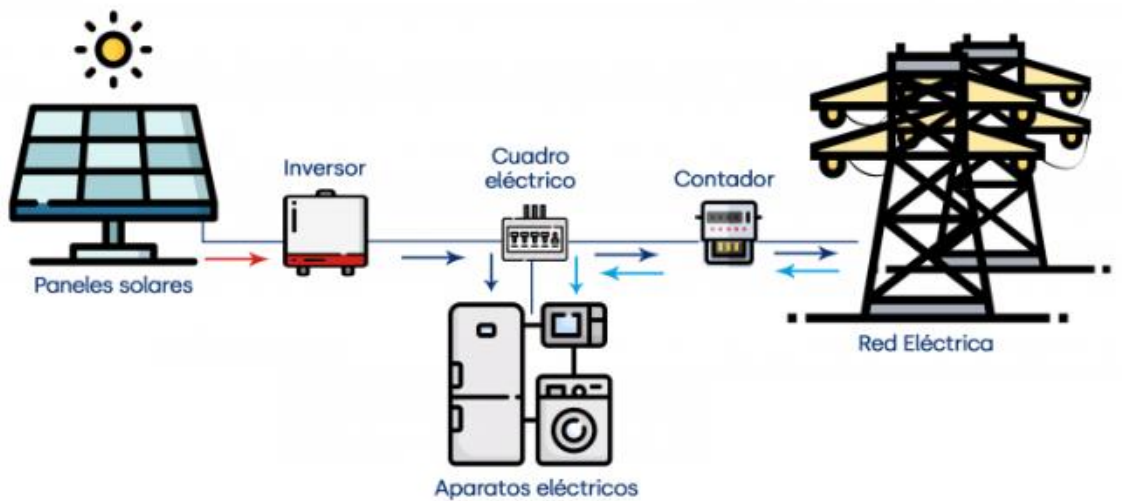


Figura 3.10. Sistema fotovoltaico conectado a red sin baterías (SFCR)

En el caso de un sistema fotovoltaico conectado a red con baterías:

- Generador fotovoltaico
- Baterías
- Regulador (Prescindible si el inversor es bidireccional con regulador integrado)
- Inversor de conexión a red (Bidireccional con regulador integrado si no hubiera regulador)

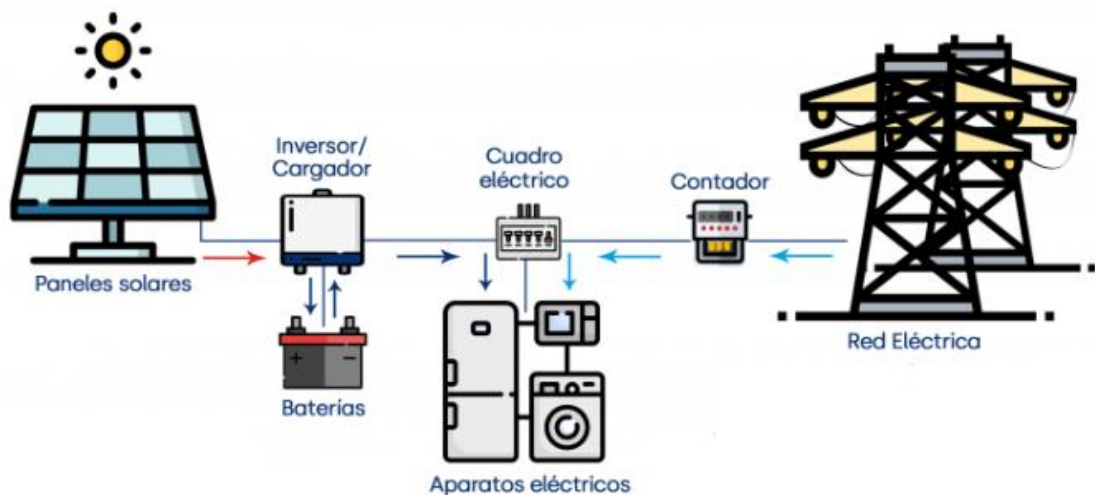


Figura 3.11. Sistema fotovoltaico conectado a red con baterías e inversor bidireccional (SFCR-A)

3.2.2 Sistemas fotovoltaicos aislados

Al contrario que en los anteriores tipos de instalaciones, los Sistemas Fotovoltaicos Aislados de Red o Autónomos (SFA) no se encuentran conectados a la red eléctrica, y la energía fotovoltaica generada por la instalación se consume en el mismo punto en el que se encuentra la instalación, sin ninguna dependencia de la red.

Los sistemas fotovoltaicos autónomos son una buena opción para aquellas viviendas o negocios, como granjas, que se encuentren aisladas de la red, resultando una opción económica y sostenible. Sin embargo, en comparación al autoconsumo proporcionado por los sistemas conectados a red, no resulta una opción competitiva en términos de rentabilidad de la instalación. En este caso, el objetivo a cumplir es la propia generación de energía en un lugar donde no existe la posibilidad de hacerlo, de una manera limpia y responsable. El diseño de la instalación se planteará de manera que la energía generada y la capacidad de almacenamiento permitan alcanzar un determinado número de días de autonomía sin recibir radiación solar.

En el caso de un sistema fotovoltaico aislado de la red, estará compuesto por los siguientes elementos:

- Generador fotovoltaico
- Baterías
- Regulador (Prescindible si el inversor es bidireccional con regulador integrado)
- Inversor de conexión a red (Bidireccional con regulador integrado si no hubiera regulador)
- Generador auxiliar, como un grupo electrógeno, para cubrir los momentos donde no haya radiación solar ni reservas en la batería (opcional).

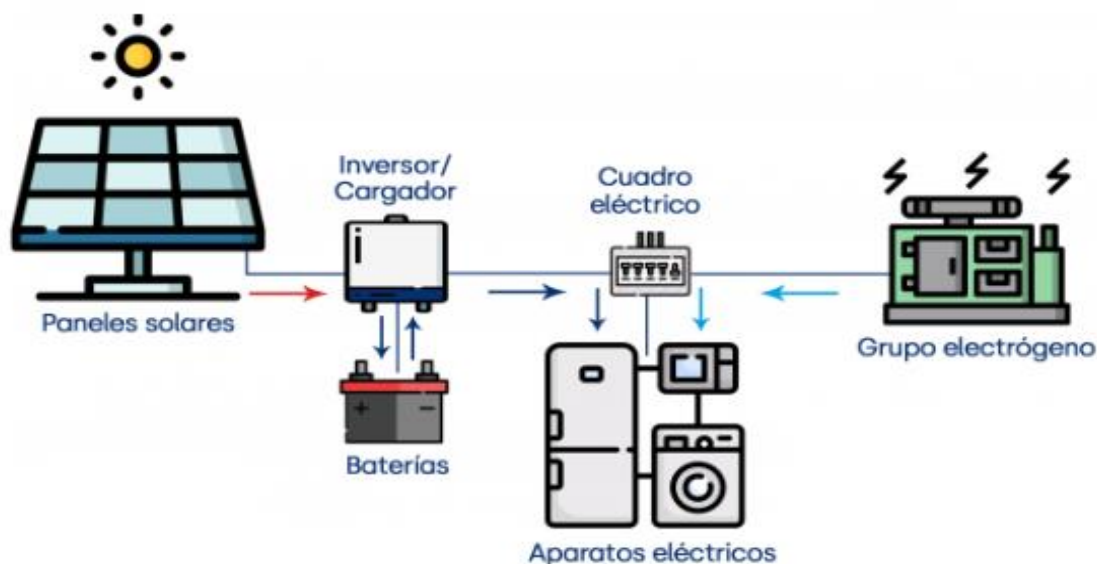


Figura 3.12. Sistema fotovoltaico aislado de red con inversor bidireccional (SFA)

4. Lista de abreviaturas

- **TFM:** Trabajo Fin de Máster
- **SFCR:** Sistema Fotovoltaico Conectado a red
- **SFCR-A:** Sistema Fotovoltaico Conectado a red con baterías
- **SFA:** Sistema Fotovoltaico Autónomo o Aislado de red
- **MPPT:** Seguidor del punto de máxima potencia
- **PR:** Performance Ratio
- **EIB:** Estado inicial (de carga) de la batería
- **DOD:** Grado de descarga (de la batería)
- **SOC:** Estado de carga (de la batería)
- **VAN:** Valor Actual Neto
- **TIR:** Tasa Interna de Rentabilidad
- **TIRn:** Tasa Interna de Rentabilidad neta
- **DPBT:** Plazo de recuperación con descuento
- **LCOE:** Coste nivelado de la energía

5. Diseño de la herramienta de simulación

En el apartado actual, se presentará la herramienta diseñada para la simulación energética y económica de sistemas fotovoltaicos conectados o no a red, con o sin batería. A continuación, se definirán las variables de entrada de las cuales se alimenta la herramienta para realizar todos los cálculos pertinentes, así como las variables de salida que se pueden obtener, con vistas a optimizar el diseño de cualquier sistema fotovoltaico convencional.

De igual manera, se especificarán las condiciones y variables de entrada consideradas para la simulación de los casos de estudio definidos, presentados posteriormente en el apartado 7.

5.1 Presentación de la herramienta

La herramienta diseñada tiene la capacidad para, a partir de unos determinados datos de entrada, los cuales serán especificados en los apartados posteriores, realizar una simulación del balance energético, económico y de la operación que un determinado sistema fotovoltaico podría generar a la hora de cubrir un consumo anual previamente especificado.

Las aplicaciones principales que la herramienta está diseñada para cubrir son las siguientes:

- Autoconsumo convencional de un sistema fotovoltaico conectado a red, sin baterías
- Autoconsumo convencional de un sistema fotovoltaico conectado a red, con baterías
- Sistema fotovoltaico autónomo aislado de red, con baterías.

Para cada tipo de aplicación, la herramienta generará una serie de resultados energéticos y económicos, con la posibilidad de analizar cada uno de ellos en diferentes intervalos de tiempo, tanto horarios como mensuales y anuales. También será posible evaluar parámetros de la operación del sistema, tales como eficiencias, pérdidas y PR.

A partir de los resultados obtenidos de la simulación de diversos sistemas fotovoltaicos, se podrán obtener las conclusiones acerca del diseño óptimo para la aplicación concreta que se busque resolver.

| | Consumo [E _c] (kWh) | Generación [E _{gr} *] (Wh) | Energía autoconsumida [E _{Aut}] (Wh) | Compra a red [E _{red}] (Wh) | Venta a red [E _{re} *] (Wh) | Ahorro Autoconsumo (€) | Compra energía, con Peajes y Cargos (€) | Compra energía, sin Peajes y Cargos (€) | Venta a Red (€) | Compensación de excedentes (€) | Coste de compra de energía final (€) |
|------------|------------------------------------|--|--|--|---|------------------------------|--|--|--------------------|--------------------------------------|--|
| Enero | 387.60 | 311.05 | 200.38 | 187.22 | 82.68 | 26.69 | 26.05 | 26.05 | 4.59 | 4.59 | 21.47 |
| Febrero | 315.80 | 266.92 | 167.16 | 148.65 | 72.80 | 22.60 | 20.81 | 20.81 | 4.22 | 4.22 | 16.60 |
| Marzo | 368.55 | 385.25 | 235.33 | 133.22 | 114.01 | 37.86 | 15.52 | 14.96 | 8.64 | 8.64 | 6.89 |
| Abril | 307.94 | 314.22 | 201.40 | 106.54 | 80.99 | 34.25 | 13.92 | 12.59 | 7.31 | 7.31 | 6.61 |
| Mayo | 197.38 | 382.49 | 188.86 | 8.52 | 159.52 | 33.00 | 1.06 | 0.92 | 15.84 | 0.92 | 0.14 |
| Junio | 219.11 | 399.99 | 217.96 | 1.14 | 148.50 | 48.53 | 0.22 | 0.22 | 21.06 | 0.22 | 0.00 |
| Julio | 259.22 | 405.12 | 254.60 | 4.62 | 113.04 | 68.44 | 1.07 | 1.05 | 20.52 | 1.05 | 0.02 |
| Agosto | 290.34 | 382.61 | 261.90 | 28.44 | 85.06 | 64.67 | 6.26 | 5.89 | 15.08 | 5.89 | 0.38 |
| Septiembre | 286.98 | 339.36 | 241.89 | 45.10 | 64.82 | 78.60 | 13.56 | 12.84 | 16.45 | 12.84 | 0.72 |
| Octubre | 294.81 | 331.58 | 227.64 | 67.17 | 71.64 | 66.75 | 16.79 | 16.21 | 13.30 | 13.30 | 3.49 |
| Noviembre | 226.87 | 286.55 | 164.77 | 62.09 | 90.85 | 49.71 | 14.87 | 14.22 | 17.59 | 14.22 | 0.65 |
| Diciembre | 365.64 | 267.66 | 170.02 | 195.62 | 70.18 | 71.57 | 66.05 | 63.54 | 19.89 | 19.89 | 46.16 |
| | 3520.24 | 4072.80 | 2531.90 | 988.34 | 1154.08 | 602.66 | 196.21 | 189.29 | 164.48 | 93.08 | 103.12 |

Figura 5.1. Ejemplo de resultados energéticos y económicos mensuales proporcionados por la herramienta de simulación para un caso concreto

En el Anexo A se muestra el diseño de la herramienta de simulación.

5.2 Variables de entrada

5.2.1 Emplazamiento: datos meteorológicos

En función del emplazamiento donde se pretenda diseñar la instalación fotovoltaica, así como de las características constructivas permisibles para la instalación (cubierta plana, tejado inclinado...etc), se podrá definir el recurso solar disponible como input principal para la generación de energía fotovoltaica.

Tanto el recurso solar como los parámetros meteorológicos relevantes vendrán definidos por las siguientes variables:

- *Lat*: Latitud del emplazamiento
- *Long*: Longitud del emplazamiento
- *El*: Elevación del emplazamiento
- β : Inclinación de los módulos fotovoltaicos (ángulo definido según Figura 3.5)
- α : Orientación de los módulos fotovoltaicos (ángulo definido según Figura 3.5)
- *Base de datos meteorológicos considerada*

Acorde a las variables definidas en la lista previa, haciendo uso de una base de datos meteorológicos se obtendrá el recurso solar disponible del emplazamiento, así como otros valores de interés para cálculos posteriores. En particular, la herramienta de simulación diseñada se alimenta de los siguientes datos:

- *G*: Irradiación en el plano del generador, en Wh/m².
- *T_{amb}*: Temperatura ambiente, en °C.
- *V_w*: Velocidad del viento, en m/s.

En todos los casos, se trabajará con datos horarios para un período de un año natural, es decir, 8760 datos de cada variable para 365 días.

| Período: Año natural | | | |
|----------------------|---------------------------|--------------------------|-------------------------|
| 365 días | Datos meteorológicos | | |
| Día y hora | G (Wh/m ²) | T _{amb} (°C) | V _w (m/s) |
| 01/01 01:00:00 | 0.00 | 5.17 | 2.32 |
| 01/01 02:00:00 | 0.00 | 4.26 | 2.32 |
| 01/01 03:00:00 | 0.00 | 3.34 | 2.32 |
| . | . | . | . |
| . | . | . | . |
| . | . | . | . |
| 12/31 22:00:00 | 0.00 | 8.65 | 2.70 |
| 12/31 23:00:00 | 0.00 | 8.65 | 2.70 |
| 12/31 24:00:00 | 0.00 | 8.65 | 2.70 |

Figura 5.2. Datos meteorológicos horarios introducidos en la herramienta de simulación

Los datos meteorológicos empleados para la simulación de los casos de estudio se encuentran definidos en el Anexo C.



5.2.2 Datos de consumo

Los datos de consumo a cubrir se introducirán en la herramienta, y será una de las variables clave que definan el diseño del sistema fotovoltaico.

Nuevamente, para un período de un año natural, se introducirán todos los datos horarios de consumo energético a lo largo del mismo, en Wh.

| Período: Año natural | |
|----------------------|--------------------|
| 365 días | Consumo |
| Día y hora | Consumo total (Wh) |
| 01/01 01:00:00 | 355.71 |
| 01/01 02:00:00 | 445.46 |
| 01/01 03:00:00 | 560.68 |
| . | . |
| . | . |
| . | . |
| 12/31 22:00:00 | 418.91 |
| 12/31 23:00:00 | 348.01 |
| 12/31 24:00:00 | 282.99 |

Figura 5.3. Datos de consumo horarios introducidos en la herramienta de simulación

Los datos de consumo empleados para la simulación de los casos de estudio se encuentran definidos en el Anexo C.

5.2.3 Características sistema fotovoltaico

A la hora de definir el sistema fotovoltaico a simular, se caracterizarán los 3 componentes principales, módulo fotovoltaico, batería e inversor, en función de las siguientes variables:

Módulo fotovoltaico

- P_{GF} : Potencia pico generador fotovoltaico, en Wp.
- $P_{mód}$: Potencia módulo fotovoltaico, en Wp.
- $A_{mód}$: Área del módulo, en m^2 .
- γ : Parámetro de corrección de potencia en función de la temperatura (T), en $^{\circ}C^{-1}$.
- $Coste_{FV}$: Coste unitario del sistema, en €/Wp (se incluyen todos los elementos del sistema, incluido el inversor, a excepción de las baterías, si existieran).

Además, en función de las variables de entrada previas, se calcularán las siguientes características, tal y como se indica a continuación:

- Eficiencia del módulo: $\eta_{mód} = \frac{P_{mód} [W]}{A_m [m^2] * G_{stc} [W/m^2]}$
- Número de módulos necesarios: $N_{mód} = \frac{P_{GF} [W]}{P_{mód} [W]}$
- Área del generador: $A_{GF} [m^2] = N * A_m [m^2]$

Batería

- C_{bat} : Capacidad de la batería, en Wh.
- EIB : Estado inicial de la batería, en tanto por ciento.
- $DOD_{máx}$: Descarga máxima admisible de la batería, en tanto por ciento.
- $SOC_{máx}$: Carga máxima admisible de la batería, en tanto por ciento.
- $Coste_{BAT}$: Coste unitario del almacenamiento, en €/Wh.

Inversor

- P_{inv} : Potencia nominal del inversor, en W.
- $Parámetros$ b_0 , b_1 y b_2 del modelo polinomial de comportamiento del inversor, en función de la potencia de entrada: $\eta_b = \frac{p_{in} - (b_0 + b_1 * p_{in} + b_2 * p_{in}^2)}{p_{in}}$; $(p_{in} = \frac{P_{entrada}}{P_{inv}})$

5.2.4 Pérdidas

A la hora de calcular la energía generada, en función del recurso solar disponible y la potencia fotovoltaica instalada, se han computado una serie de pérdidas existentes a lo largo de todo el proceso, con vistas a obtener unos resultados más realistas y acordes a la práctica.

En concreto, se han tenido en cuenta las siguientes fuentes de pérdidas a lo largo de todo el proceso de generación de energía:

- η_{REF} : Pérdidas por reflectancia angular y espectrales, en tanto por ciento.
- η_{CC} : Pérdidas en el cableado de corriente continua, en tanto por ciento.
- η_{DIS} : Pérdidas por dispersión de parámetros en el generador fotovoltaico, en tanto por ciento.
- η_{SUC} : Pérdidas por polvo y/o suciedad en los módulos fotovoltaicos, en tanto por ciento.
- η_{PMP} : Pérdidas por errores en el seguimiento del punto de máxima potencia, en tanto por ciento.
- η_{CARGA} : Pérdidas en el proceso de carga de la batería, en tanto por ciento.
- $\eta_{DESCARGA}$: Pérdidas en el proceso de descarga de la batería, en tanto por ciento.
- η_{CA} : Pérdidas en el cableado de corriente alterna, en tanto por ciento.

Además, también se ha realizado una corrección de la potencia del generador fotovoltaico, en función de las condiciones atmosféricas, con respecto a las condiciones estándar STC en las que se presentan las características de los módulos fotovoltaicos. Dicha corrección podrá resultar tanto en una pérdida como ganancia de potencia con respecto a la ideal en condiciones STC, en función de los parámetros atmosféricos.

En concreto, se ha realizado dicha corrección aplicando el modelo de los laboratorios Sandía:

$$P_{módulo} = P_{STC} \frac{G}{G_{STC}} [1 + \gamma(T_{mód} - T_{mód,STC})]$$

Donde la temperatura del módulo se ha calculado en función de la temperatura ambiente, irradiancia y velocidad del viento, según el modelo propuesto por King:

$$T_{mód} = T_{amb} + G * e^{m+nv_w}$$

En este caso, los parámetros m y n son coeficientes propios del modelo empleado, que varían en función del tipo de tecnología fotovoltaica y condiciones de ventilación del módulo, por lo que también serán introducidos como variables de entrada dentro en la herramienta de simulación.

5.2.5 Tarifa económica

Para la realización de la simulación económica del sistema, se ha introducido en la herramienta la tarifa económica por tramo horario que correspondería a lo largo de un período de un año natural, según la tarifa 2.0TD fijada en la legislación vigente.

Se considerarán tanto los costes por términos de energía, por peajes y cargos, así como la compensación de excedentes, por tanto, se introducirán los siguientes términos de compra-venta:

- Coste de compra de energía, incluyendo peajes y cargos.
- Coste de compra de energía, excluyendo peajes y cargos.
- Precio de venta de energía a red.

| Período: Año natural | | | |
|----------------------|--|--|----------------------------|
| 365 días | Tarifa económica | | |
| Día y hora | Compra de energía, con Peajes y Cargos (€/kWh) | Compra de energía, sin Peajes y Cargos (€/kWh) | Precio venta a Red (€/kWh) |
| 01/01 01:00:00 | 0.12522 | 0.12522 | 0.05396 |
| 01/01 02:00:00 | 0.11799 | 0.11799 | 0.04744 |
| 01/01 03:00:00 | 0.11375 | 0.11375 | 0.04283 |
| . | . | . | . |
| . | . | . | . |
| . | . | . | . |
| 12/31 22:00:00 | 0.42199 | 0.32123 | 0.28300 |
| 12/31 23:00:00 | 0.34661 | 0.31287 | 0.25842 |
| 12/31 24:00:00 | 0.30279 | 0.26905 | 0.21643 |

Figura 5.4. Tarifa económica introducida en la herramienta de simulación

Puesto que la compensación de excedentes posible de la venta de energía a red no incluye los costes derivados de los peajes y cargos, ambos términos se deberán computar independientemente.

La tarifa económica anual considerada para la simulación de los casos de estudio se encuentra definida en el Anexo C.

5.2.6 Características y contexto económico del proyecto

A la hora de realizar la evaluación económica del sistema simulado, así como para el cálculo de los parámetros relevantes, será necesario definir las características del proyecto, así como el contexto económico previsible a lo largo de la vida del mismo.

Para ello, se definen las siguientes variables de entrada:

- $N_{\text{útil}}$: Vida útil del proyecto, en años.
- d_{red} : Tasa de variación interanual del precio de la energía fotovoltaica inyectada a red, en tanto por ciento.
- d_{out} : Tasa de variación interanual del precio de la energía fotovoltaica autoconsumida, en tanto por ciento.

- d_{gfv} : Pérdida anual previsible de potencia por degradación natural del generador fotovoltaico, en tanto por ciento.
- d_{bat} : Pérdida anual previsible de capacidad de almacenamiento de energía por degradación de la batería, en tanto por ciento.
- C_{opex} : Gastos anuales por operación y mantenimiento del sistema fotovoltaico, en tanto por ciento.
- d_{opex} : Tasa de variación interanual del coste por operación y mantenimiento del sistema fotovoltaico, en tanto por ciento.
- d_{cap} : Coste del capital de inversión, acorde a la inflación previsible, en tanto por ciento.
- Estimación de necesidad, o no, de reemplazo de batería a lo largo de la vida útil del proyecto.

5.3 Salida de la herramienta

Con respecto a la salida que proporciona la herramienta, se dividirá, por un lado, entre variables y parámetros de salida, que, a su vez, se dividirá cada uno de ellos en dos tipos de salidas, energéticas y económicas.

Las variables de salida serán los resultados propios obtenidos tras la simulación de un sistema fotovoltaico de ciertas características y bajo unas condiciones de entrada, mientras que los parámetros de salida se calcularán en base a las variables de salida, con el fin de evaluar el comportamiento del sistema fotovoltaico, comparar entre resultados de diferentes simulaciones y tomar decisiones orientadas al diseño óptimo de la aplicación en cuestión.

En el apartado 6, se entrará en detalle en la definición y significado de cada una de las variables y parámetros de salida considerados.

5.3.1 Variables de salida

A continuación, se recogen las variables en términos energéticos y económicos de salida:

Variables energéticas

- E_{GF} : Energía ideal producida por el generador fotovoltaico, a la salida del generador fotovoltaico, en Wh.
- E_{GF}^* : Energía fotovoltaica real, a la entrada del inversor, en Wh.
- E_{TG} : Excedente de energía fotovoltaica para exporte a red, a la entrada del inversor, en Wh.
- E_{TG}^* : Excedente real de energía fotovoltaica, exportada a red, en Wh.
- E_{TL} : Energía fotovoltaica para alimentación de consumos, a la entrada del inversor, en Wh.
- E_{TL}^* : Energía fotovoltaica real empleada para alimentar consumos, en Wh.
- E_{TB} : Excedente de energía fotovoltaica para almacenamiento en batería, a la entrada del inversor, en Wh.
- E_{TB}^* : Excedente real de energía fotovoltaica, almacenada en batería, en Wh.
- E_{FB} : Energía proveniente de batería para alimentar consumos, a la entrada del inversor, en Wh.

- E_{FB}^* : Energía real proveniente de batería para alimentar consumos, en Wh.
- E_{AUT} : Energía fotovoltaica autoconsumida, en Wh.
- E_{FG} : Energía importada de la red eléctrica, en Wh.
- E_L : Consumo de las cargas alimentar, en Wh.

Variables económicas

- *Ahorro autoconsumo*: ahorro económico directo del autoconsumo fotovoltaico, en euros.
- *Compra energía, con Peajes y Cargos*: coste de la compra de energía correspondiente, incluyendo peajes y cargos, en euros.
- *Compra energía, sin Peajes y Cargos*: coste de la compra de energía correspondiente, excluyendo peajes y cargos, en euros.
- *Venta a Red*: máximo margen económico disponible para compensar la venta de excedentes a red, en euros.
- *Compensación de excedentes*: ahorro económico derivado de la venta de excedentes a red, en euros.
- *Compra de energía tras compensación*: coste final de la compra de energía correspondiente, incluyendo peajes, cargos y compensación de excedentes, en euros.

5.3.2 *Parámetros de salida*

A continuación, se recogen los parámetros en términos energéticos y económicos de salida:

Parámetros energéticos

- $AUTC_{GL}$: Autoconsumo global, medida de la proporción de energía fotovoltaica autoconsumida respecto a la generada, en tanto por ciento.
- $AUTC_{FV}$: Autoconsumo directo fotovoltaica, medida de la contribución del autoconsumo directo al autoconsumo global, en tanto por ciento.
- $AUTC_{BAT}$: Autoconsumo batería, medida de la contribución de la batería al autoconsumo global, en tanto por ciento.
- $AUTS_{GL}$: Autosuficiencia global, medida de la proporción de energía consumida cubierta con energía fotovoltaica, en tanto por ciento.
- $AUTS_{FV}$: Autosuficiencia directa fotovoltaica, medida de la contribución de la autosuficiencia directa a la autosuficiencia global, en tanto por ciento.
- $AUTS_{BAT}$: Autosuficiencia batería, medida de la contribución de la batería a la autosuficiencia global, en tanto por ciento.
- $E_{FV,exp}$: Energía fotovoltaica exportada, medida de la proporción de energía fotovoltaica exportada a red con respecto a la generada, en tanto por ciento.
- $E_{FV,imp}$: Energía fotovoltaica importada, medida de la proporción de energía fotovoltaica importada de la red con respecto a la energía consumida, en tanto por ciento.
- L_{GL} : Pérdidas globales, medida de las pérdidas de energía existentes desde la entrada del inversor hasta el consumo de las cargas, en tanto por ciento.
- $L_{GL,bat}$: Pérdidas globales batería, medida de la contribución de la batería a las pérdidas globales, en tanto por ciento.
- L_{BAT} : Pérdidas batería, medida de las pérdidas de energía en el proceso de carga y descarga de la batería, en tanto por ciento.



- PR : Performance Ratio del sistema fotovoltaico, en tanto por ciento.
- η_A : Eficiencia del generador fotovoltaico, en tanto por ciento.
- η_{BOS} : Eficiencia del resto de componentes del sistema fotovoltaico, a excepción del generador, en tanto por ciento.

Parámetros económicos

- INV_{ini} : inversión inicial que habría que realizar para cubrir el coste económico que supondría la instalación del sistema fotovoltaico estudiado, en euros.
- VAN : valor presente en el momento de realizar la inversión de los flujos de caja netos originados de la misma, en euros.
- TIR_n : medida de la rentabilidad de la inversión, considerando el coste del capital, en tanto por ciento.
- $DPBT$ (*Plazo de recuperación con descuento*): tiempo que conllevaría recuperar la inversión inicial, en años.
- $LCOE$: coste monetario de la energía fotovoltaica generada, en €/kWh.

5.4 Casos de estudio: variables de entrada

Una vez presentadas todas las variables de entrada de la herramienta de simulación, así como las variables y parámetros de salida, a continuación, se muestran todas las variables de entrada definidas para la simulación de todos los casos de estudio realizados.

Tabla 5.1. Variables de entrada definidas para la simulación de los casos de estudio

| VARIABLES DE ENTRADA | | | | | |
|----------------------|-------------------------------|-----------------------|----------------------------------|---|-------------------|
| EMPLAZAMIENTO | Vélez-Málaga | | PÉRDIDAS | η_{RE} (%) | 97.0% |
| | Latitud ($^{\circ}$) | 36.778 | | η_{CC} (%) | 97.0% |
| | Longitud ($^{\circ}$) | -4.101 | | η_{DIS} (%) | 98.0% |
| | Elevación (m) | 56 | | η_{SUC} (%) | 97.0% |
| | θ ($^{\circ}$) | 34 | | η_{PMP} (%) | 98.0% |
| | α ($^{\circ}$) | 2 | | η_{CARGA} (%) | 95.0% |
| | Base de datos | PVGIS-SARAH (2007*) | | $\eta_{DESCARGA}$ (%) | 86.0% |
| | G (Wh/m ²) | consultar Anexo C | | η_{CA} (%) | 99.0% |
| | T_{amb} ($^{\circ}C$) | | | m | -3.48 |
| | V_w (m/s) | | | n | -0.115 |
| | | | | | |
| CONSUMO | E_L (Wh) | consultar Anexo C | | | |
| SISTEMA FOTOVOLTAICO | Generador fotovoltaico | | TARIFA ECONÓMICA | Coste de compra de energía, peajes y cargos incluidos | consultar Anexo C |
| | P_{GF} (Wp) | Según caso de estudio | | | |
| | $P_{mód}$ (Wp) | 250 | | | |
| | $A_{mód}$ (m ²) | 1.63 | | | |
| | $\eta_{mód}$ (%) | 15.3% | | | |
| | γ ($^{\circ}C^{-1}$) | -0.0038 | | | |
| | Coste FV (€/Wp) | 1.5 | | | |
| | Almacenamiento | | Precio de venta de energía a red | | |
| | C_{bat} (Wh) | Según caso de estudio | | | |
| | EIB (%) | 100% | | | |
| | $DOD_{máx}$ (%) | 30% | CARACTERÍSTICAS DEL PROYECTO | $N_{útil}$ (años) | 20 |
| | $SOC_{máx}$ (%) | 100% | | d_{red} (%) | 1.0% |
| | Coste BAT (€/Wh) | 0.6 | | d_{out} (%) | 1.0% |
| | Inversor | | | d_{gfv} (%) | 0.5% |
| | P_{inv} (W) | Igual a P_{GFV} | | d_{bat} (%) | 0.5% |
| | b_0 | 0.01 | | C_{opex} (%) | 1.0% |
| | b_1 | 0.002 | | d_{opex} (%) | 1.0% |
| | b_2 | 0.02 | | d_{cap} (%) | 2.0% |

*En el Anexo B se encuentra la justificación del porqué se ha considerado dicho conjunto de datos meteorológicos.

6. Metodología empleada

En los siguientes apartados se presentarán todas las ecuaciones que rigen el balance energético del sistema planteado, así como la definición de todas las variables y parámetros de salida resultantes de la herramienta de simulación.

6.1 Modelo energético

El modelo energético implementado en la herramienta de simulación se representa en el siguiente esquema:

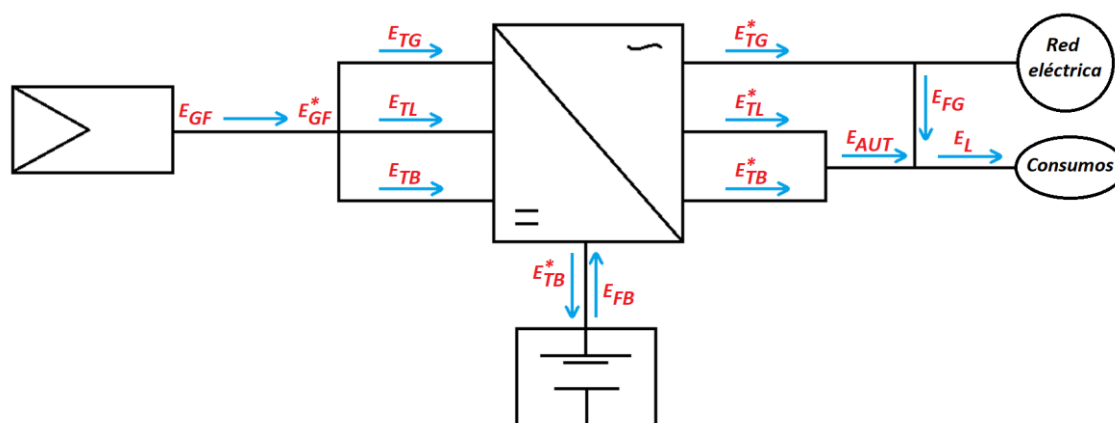


Figura 6.1. Esquema del modelo energético implementado en la herramienta de simulación

Como puede observarse, se han modelado los siguientes elementos:

- Generador fotovoltaico de una determinada potencia fotovoltaica
- Inversor, cuya función variará en función del resto de elementos:
 - Inversor de red, en sistemas conectados a red sin almacenamiento.
 - Inversor híbrido cargador, en sistemas conectados a red con almacenamiento y sistemas aislados.
- Batería, como elemento opcional de almacenamiento de energía.
- Red eléctrica, en el caso de sistemas conectados a red.
- Consumos a cubrir por el sistema fotovoltaico.

En la Figura 6.1 se recogen todas las variables de salida energéticas descritas en el apartado 5.3.1, a partir de las cuales se definirán el resto de variables económicas y parámetros de salida.

Cabe mencionar que, como se aprecia en la Figura 6.1, la energía resultante del generador fotovoltaico a la entrada del inversor, E_{GF}^* , se divide en otros tres términos, tanto a la entrada como a la salida del inversor. Como se profundizará en los siguientes apartados, esta organización de variables es necesaria porque, en función de la presencia o no de baterías en el sistema, el balance energético se deberá realizar necesariamente a la entrada del inversor, por lo que las variables participantes deberán ser definidas tanto a la entrada como a la salida del mismo.

6.2 Variables de salida energéticas

En este apartado se abordará la definición de todas las variables energéticas de salida, y se dividirá en dos apartados, cada uno de los cuales se dividirá en otros 2 sub-apartados:

- Consumos cubiertos por generador fotovoltaico
 - $EIB < SOC_{m\acute{a}x}$
 - $EIB = SOC_{m\acute{a}x}$
- Consumos no cubiertos por generador fotovoltaico
 - $EIB > DOD_{m\acute{a}x}$
 - $EIB = DOD_{m\acute{a}x}$

Todas las ecuaciones que se describirán en este apartado serán de aplicación para cada uno de los intervalos horarios simulados durante un año natural, y las unidades en las que se expresa cada variable de entrada y salida están definidas en el apartado 5.

De manera general, las definiciones sobre el cálculo de la energía producida por el generador fotovoltaico son comunes a todos los posibles casos, y se muestran a continuación:

- Energía fotovoltaica ideal a la salida del generador fotovoltaico:

$$E_{GF} = G * \frac{P_{GF}}{P_{m\acute{o}d}} * A_{m\acute{o}d} * \eta_{m\acute{o}d}$$

- Energía fotovoltaica real, a la entrada del inversor:

$$E_{GF}^* = \left(E_{GF} * \frac{G}{G_{STC}} * (1 + \gamma * (T_{m\acute{o}d} - T_{STC})) \right) * \eta_{REF} * \eta_{CC} * \eta_{DIS} * \eta_{SUC} * \eta_{PMP}$$

$$T_{m\acute{o}d} = T_{amb} + G * e^{m+n*v_w}$$

Tomando las ecuaciones previas como punto de partida común para cada escenario particular, a continuación, se elaborará cada uno de ellos.

6.2.1 Caso 1: Consumos cubiertos por generador fotovoltaico

La condición principal que debe cumplirse para que se apliquen las ecuaciones descritas para el caso 1 se muestra continuación:

$$E_L \leq E_{GF}^* * \eta_{inv} * \eta_{CA}$$

Siempre que se cumpla dicha condición, el generador fotovoltaico podrá cubrir toda la demanda proveniente de las cargas de consumo, y serán de aplicación las ecuaciones y condiciones recogidas en este apartado.

Con respecto a la gestión de la energía, se han definidos las siguientes preferencias en la herramienta:

1. Alimentación de las cargas de consumo
2. Carga de la batería
3. Exporte de energía a red

Como se ha mencionado previamente, se diferenciarán dos tipos de escenarios, uno con la batería sin haber llegado a su límite de carga, y otro con la batería totalmente cargada.

Si $EIB < SOC_{m\acute{a}x}$

En el caso de que la batería no esté totalmente cargada:

- $E_{FB} = E_{FB}^* = E_{FG} = 0$
- $E_{TL}^* = E_{AUT} = E_L$
- $E_{TL} = E_{TL}^* / \eta_{inv} / \eta_{CA}$
- Si $SOC_{m\acute{a}x} - EIB \geq (E_{GF}^* - E_{TL}) * \eta_{carga}$
 - $E_{TB} = E_{GF}^* - E_{TL}$
 - $E_{TB}^* = E_{TB} * \eta_{carga}$
 - $E_{TG} = E_{TG}^* = 0$
- Si $SOC_{m\acute{a}x} - EIB < (E_{GF}^* - E_{TL}) * \eta_{carga}$
 - $E_{TB}^* = SOC_{m\acute{a}x} - EIB$
 - $E_{TB} = E_{TB}^* / \eta_{carga}$
 - $E_{TG} = E_{GF}^* - E_{TL} - E_{TB}$
 - $E_{TG}^* = E_{TG} * \eta_{inv} * \eta_{CA}$

El excedente fotovoltaico se priorizará para la carga de la batería, exportando a red el excedente cuando esta alcance su estado de carga máximo definido ($SOC_{m\acute{a}x}$). Las dos condiciones implementadas a la hora de definir la energía que entra a la batería y que se exporta a la red (E_{TB} , E_{TB}^* , E_{TG} y E_{TG}^*) es la que permite no sobrepasar la máxima capacidad admisible definida para la batería ($SOC_{m\acute{a}x}$).

Si $EIB = SOC_{m\acute{a}x}$

En el caso de que la batería esté totalmente cargada:

- $E_{FB} = E_{FB}^* = E_{TB} = E_{TB}^* = E_{FG} = 0$
- $E_{TL}^* = E_{AUT} = E_L$
- $E_{TL} = E_{TL}^* / \eta_{inv} / \eta_{CA}$
- $E_{TG} = E_{GF}^* - E_{TL}$
- $E_{TG}^* = E_{TG} * \eta_{inv} * \eta_{CA}$

Cuando la batería alcanza el máximo estado de carga ($SOC_{m\acute{a}x}$), todo el excedente fotovoltaico se verterá a red (E_{TG} y E_{TG}^*).

6.2.2 Caso 2: Consumos no cubiertos por generador fotovoltaico

La condición principal que debe cumplirse para que se apliquen las ecuaciones descritas para el caso 2 será la opuesta al caso 1:

$$E_L > E_{GF}^* * \eta_{inv} * \eta_{CA}$$

Siempre que se cumpla dicha condición, el generador fotovoltaico no podrá cubrir toda la demanda proveniente de las cargas de consumo, por lo que el sistema deberá apoyarse tanto en la red eléctrica como en el almacenamiento de las baterías, si aplicara cualquiera de los casos, para cubrir las cargas, y serán de aplicación las ecuaciones y condiciones recogidas en este apartado.

Con respecto a la gestión de la energía, se han definidos las siguientes preferencias en la herramienta:

1. Alimentación de las cargas de consumo
2. Descarga de la batería
3. Importe de energía de la red

Como se ha mencionado previamente, se diferenciarán dos tipos de escenarios, uno con la batería sin haber llegado a su límite de descarga, y otro con la batería habiendo alcanzado dicho límite.

Si $E_{IB} > DOD_{máx}$

En el caso de que la batería no haya alcanzado el límite de descarga:

- $E_{TB} = E_{TB}^* = E_{TG} = E_{TG}^* = 0$
- $E_{TL} = E_{GF}^*$
- $E_{TL}^* = E_{TL} * \eta_{inv} * \eta_{CA}$
- Si $E_{IB} - DOD_{máx} \geq (E_L - E_{TL}^*) / \eta_{descarga}$
 - $E_{FB}^* = E_L - E_{TL}^*$
 - $E_{FB} = E_{FB}^* / \eta_{descarga}$
 - $E_{AUT} = E_{TL}^* + E_{FB}^*$
 - $E_{FG} = 0$
- Si $E_{IB} - DOD_{máx} < (E_L - E_{TL}^*) / \eta_{descarga}$
 - $E_{FB} = E_{IB} - DOD_{máx}$
 - $E_{FB}^* = E_{FB} * \eta_{descarga}$
 - $E_{AUT} = E_{TL}^* + E_{FB}^*$
 - $E_{FG} = E_L - E_{AUT}$

Se priorizará la descarga de la batería para la alimentación de las cargas, importando de red la energía faltante cuando esta alcance su estado de descarga máximo definido ($DOD_{máx}$). Las dos condiciones implementadas a la hora de definir la energía que sale de la batería y que se importa de la red (E_{FB} , E_{FB}^* y E_{FG}) es la que permite no sobrepasar la máxima descarga admisible definida para la batería ($DOD_{máx}$).

Si $E_{IB} = DOD_{máx}$

En el caso de que la batería haya alcanzado su límite máximo de descarga:

- $E_{TB} = E_{TB}^* = E_{FB} = E_{FB}^* = E_{TG} = E_{TG}^* = 0$
- $E_{TL} = E_{GF}^*$
- $E_{TL}^* = E_{AUT} = E_{TL} * \eta_{inv} * \eta_{CA}$
- $E_{FG} = E_L - E_{AUT}$

Cuando la batería alcanza el máximo estado de descarga ($DOD_{máx}$), toda la energía necesaria que no se pueda cubrir con la producida por el generador fotovoltaico (E_{TL}^*) se cubrirá con la red eléctrica (E_{FG} y E_{FG}^*).

6.3 Variables de salida económicas

En este apartado se abordará la definición de todas las variables económicas de salida, previamente presentadas en el apartado 5.3.1, a partir de las energéticas ya definidas en el apartado 6.2.

Las ecuaciones que se describirán a continuación serán de aplicación para cada uno de los intervalos horarios simulados durante un año natural, y las unidades en las que se expresa cada variable están definidas en el apartado 5.

- *Ahorro autoconsumo* =
 $E_{AUT} * \text{Coste de compra de energía, peajes y cargos incluidos}$
- *Compra energía, con Peajes y Cargos* =
 $E_{FG} * \text{Coste de compra de energía, peajes y cargos incluidos}$
- *Compra energía, sin Peajes y Cargos* =
 $E_{FG} * \text{Coste de compra de energía, peajes y cargos no incluidos}$
- *Venta a Red* =
 $E_{TG}^* * \text{Precio de venta de energía a red}$

Por último, debido al mecanismo de cálculo de compensación de excedentes, este no se puede realizar para cada tramo horario anual, sino que deberá calcularse conjuntamente para cada mes del año. Esto es así ya que, en ninguno de los casos, la energía compensada podrá ser mayor a la consumida, es decir, se podrá obtener un descuento económico en la factura, pero nunca una ganancia en la misma. Además, deberá considerarse que los conceptos de peajes y cargos no son computables a la hora de compensar los excedentes, por lo que estos se mantendrán al margen a la hora de realizar los cálculos de compensación.

De tal manera, para un mes genérico i , la compensación de excedentes y la compra de energía final tras compensación se calcularían acorde a las siguientes expresiones:

- *Compensación de excedentes mes _{i}* =
 $MÍN \left(\sum \text{Compra energía, sin Peajes y Cargos}_{mes_i}, \sum \text{Venta a red}_{mes_i} \right)$
- *Compra de energía tras compensación mes _{i}* =
 $\text{Compra energía, con Peajes y Cargos}_{mes_i} - \text{Compensación de excedentes}_{mes_i}$

6.4 Parámetros de salida energéticos

Una vez definidas todas las variables de salida energética, y junto a las variables de entrada, se han definido una serie de parámetros energéticos como salida de la herramienta para la evaluación de cada simulación realizada, con el fin de poder realizar una comparativa y valoración de la operación del sistema planteado.

La descripción de los parámetros de salida presentados, así como las unidades en las que se expresa cada variable de entrada y salida, puede encontrarse en el apartado 5. La Tabla 6.1 recoge la definición de cada parámetro de salida:

Tabla 6.1. Parámetros energéticos de salida de la herramienta de simulación

| Parámetro | Definición | Parámetro | Definición |
|--------------|--|--------------|---|
| $AUTC_{GL}$ | $\frac{E_{AUT}}{E_{TG}^* + E_{AUT}}$ | $E_{FV,imp}$ | $\frac{E_{FG}}{E_L}$ |
| $AUTC_{FV}$ | $\frac{E_{TL}^*}{E_{TG}^* + E_{AUT}}$ | L_{GL} | $\frac{E_{GF}^* - (E_{TG}^* + E_{AUT})}{E_{GF}^*} \times 100$ |
| $AUTC_{BAT}$ | $\frac{E_{FEB}^*}{E_{TG}^* + E_{AUT}}$ | $L_{GL,bat}$ | $\frac{E_{TB} - E_{FEB}^*}{E_{GF}^*} \times 100$ |
| $AUTS_{GL}$ | $\frac{E_{AUT}}{E_L}$ | L_{BAT} | $\frac{E_{TB} - E_{FEB}^*}{E_{TB}} \times 100$ |
| $AUTS_{FV}$ | $\frac{E_{TL}^*}{E_L}$ | PR | $\frac{Y_F}{Y_R}$ |
| $AUTS_{BAT}$ | $\frac{E_{FEB}^*}{E_L}$ | η_A^* | $\frac{E_{GF}^*}{G * A_{GF}}$ |
| $E_{FV,exp}$ | $\frac{E_{TG}^*}{E_{TG}^* + E_{AUT}}$ | η_{BOS} | $\frac{E_{TL}^* + E_{TB} + E_{TG}^*}{E_{TL} + E_{TB} + E_{TG}}$ |

* E_{GF} considerando corrección por temperatura y velocidad del viento.

6.5 Parámetros de salida económicos

De manera análoga a lo expuesto en el apartado previo, se ha definido una serie de parámetros de salida económicos, en base a las variables de salida y entrada económicas, a fin de evaluar la factibilidad económica de la inversión realizada.

La descripción de los parámetros de salida presentados, así como las unidades en las que se expresa cada variable de entrada y salida, puede encontrarse en el apartado 5. La Tabla 6.2 recoge la definición de cada parámetro de salida:

Tabla 6.2. Parámetros económicos de salida de la herramienta de simulación

| Parámetro | Definición |
|-------------|--|
| INV_{ini} | $P_{GF} * Coste_{FV} + C_{bat} * Coste_{BAT}$ |
| VAN | $-INV_{ini} + \sum_{i=1}^{N_{util}} \frac{Q_i}{(1+d)^i}$ |
| TIR | $0 = -INV_{ini} + \sum_{i=1}^{N_{util}} \frac{Q_i}{(1+TIR)^i}$ |
| $TIRn$ | $TIR - d_{cap}$ |
| $DPBT$ | $\sum_{i=1}^{DPBT} \frac{Q_i}{(1+d)^i} = INV_{ini}$ |
| $LCOE^*$ | $\frac{CVU_{FV}}{\sum_{i=1}^{N_{util}} \frac{E_{GF,i}}{(1+d)^i}} + \frac{CVU_{BAT}}{\sum_{i=1}^{N_{util}} \frac{E_{FB,i}^*}{(1+d)^i}}$ |

* E_{GF} considerando corrección por temperatura y velocidad del viento.

7. Estudio de casos

Haciendo uso de la herramienta de simulación diseñada, descrita en los apartados 5 y 6, el presente apartado muestra el dimensionado independiente de tres tipos de sistemas fotovoltaicos diferentes (conectado a red, con y sin almacenamiento, y aislado de red), basado en criterios de operación del sistema, energéticos y económicos.

Todos los inputs de entrada comunes a cada simulación se encuentran definidos en la Tabla 5.1 del apartado 5.4.

7.1 Sistema fotovoltaico conectado a red sin almacenamiento

Las particularidades técnicas de este tipo de sistema fotovoltaico se encuentran descritas en el apartado 3.2.1. El esquema presentado en la Figura 6.1, así como todas las ecuaciones descritas en el apartado 6, siguen siendo válidas, no obstante, en este caso, siempre se cumplirá la siguiente condición:

$$E_{TB} = E_{TB}^* = E_{FB} = E_{FB}^* = 0$$
$$E_{TL}^* = E_{AUT}$$

A continuación, tras definir el criterio de dimensionado seguido, se presentarán los resultados obtenidos de las diferentes simulaciones, y finalmente, el diseño resultante de los mismos.

7.1.1 Criterio de dimensionado

De manera general, y salvo peticiones expresas por parte del cliente de unos determinados requisitos específicos a cumplir, este tipo de sistemas suele dimensionarse con el objetivo de optimizar la inversión realizada, es decir, de encontrar el balance idóneo entre la energía autoconsumida y el rendimiento económico de la inversión. En el caso de instalar un generador de pequeña potencia, la inversión se recuperará rápidamente, sin embargo, la potencial ganancia por autoconsumo de energía se verá mermada, por el contrario, en el caso de instalar un generador sobredimensionado, podría ocurrir que las mayores ganancias provenientes del autoconsumo no compensaran la inversión realizada. Por tanto, el objetivo será encontrar el equilibrio entre el rendimiento de la instalación y la inversión realizada.

También suele ser común realizar el diseño de manera que, la energía generada sea, al menos, igual a la consumida, es decir, generando a lo largo de un año la misma cantidad de energía consumida de manera sostenible, convirtiéndose en una instalación de cero emisiones. Para que este punto se cumpla, la potencia instalada deberá proporcionar un índice de autosuficiencia igual o mayor al de autoconsumo.

El dimensionado de este tipo de sistema se realizará en base a las pautas previamente expuestas, que, de manera resumida, se exponen a continuación:

- Búsqueda del equilibrio entre autoconsumo y rendimiento económico
- Diseño de una instalación de cero emisiones

Para cumplir con dicho objetivo, se simularán una serie de sistemas fotovoltaicos, con una potencia de generador fotovoltaico en el rango de 1500 Wp hasta 3500 Wp, y en función de las conclusiones extraídas de las simulaciones realizadas, se definirá el dimensionado óptimo para la aplicación estudiada.

En concreto, se han definido los siguientes 5 casos de estudio, cuyos resultados de simulación se presentarán en los siguientes apartados:

- Caso de estudio 1: $P_{GF} = 1500$ Wp
- Caso de estudio 2: $P_{GF} = 2000$ Wp
- Caso de estudio 3: $P_{GF} = 2500$ Wp
- Caso de estudio 4: $P_{GF} = 3000$ Wp
- Caso de estudio 5: $P_{GF} = 3500$ Wp

7.1.2 Resultados energéticos

En primer lugar, en la Figura 7.1, se muestran los resultados de los coeficientes de autosuficiencia y autoconsumo simulados para cada caso de estudio:

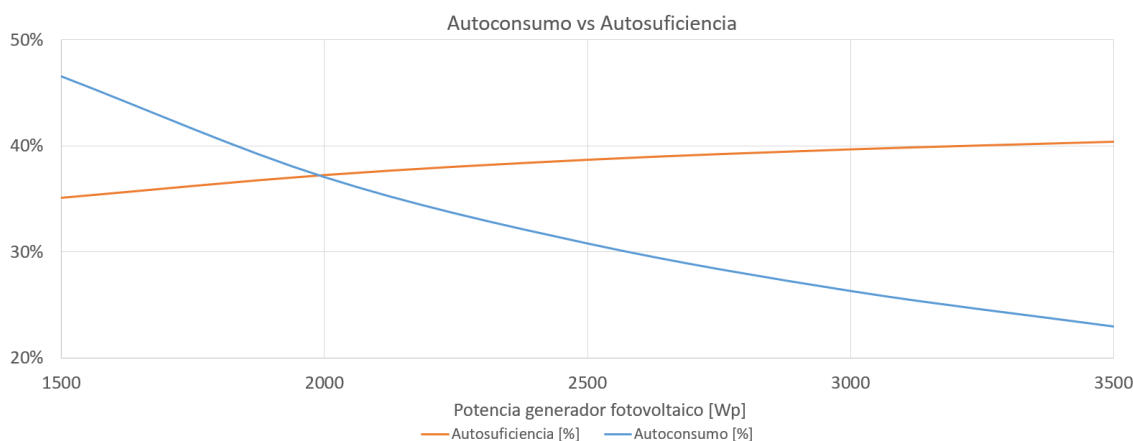


Figura 7.1. Autoconsumo vs Autosuficiencia SFCR

Como puede observarse, a medida que aumenta la potencia instalada del generador fotovoltaico, el índice de autosuficiencia aumenta, mientras que el de autoconsumo disminuye. Además, se puede apreciar como la curva de autosuficiencia es más plana, al contrario que la de autoconsumo, que presenta una pendiente más pronunciada.

Por tanto, en primera instancia, se puede discernir que los cambios en la potencia del generador fotovoltaico provocan mayores variaciones en el autoconsumo de la instalación, que en la autosuficiencia: de manera general, la disminución del autoconsumo ocurrirá en mayor medida que el aumento de la autosuficiencia, conforme aumente la potencia del generador fotovoltaico.

El objetivo será hallar una potencia de generador que maximice las ganancias provenientes del incremento de la autosuficiencia de la instalación, frente al menor autoconsumo de la misma.

Por otro lado, atendiendo de nuevo a la Figura 7.1, puede apreciarse como en torno a los 2000 Wp, se cruzan las curvas de autoconsumo y autosuficiencia, es decir, estas se igualan. Dicho punto marca el límite a partir del cual la energía generada es igual o mayor a la consumida a lo largo de todo el año, y, por tanto, se convierte en una instalación de cero emisiones.

En base al criterio de dimensionado expuesto en el apartado previo, dicho punto marca el primer criterio de diseño:

- $P_{GF} \geq 2000 \text{ Wp}$

Con vistas a seguir profundizando en la operación del sistema, se presentan a continuación gráficas de detalle sobre la gestión de la energía, así como la cobertura de consumos del sistema:

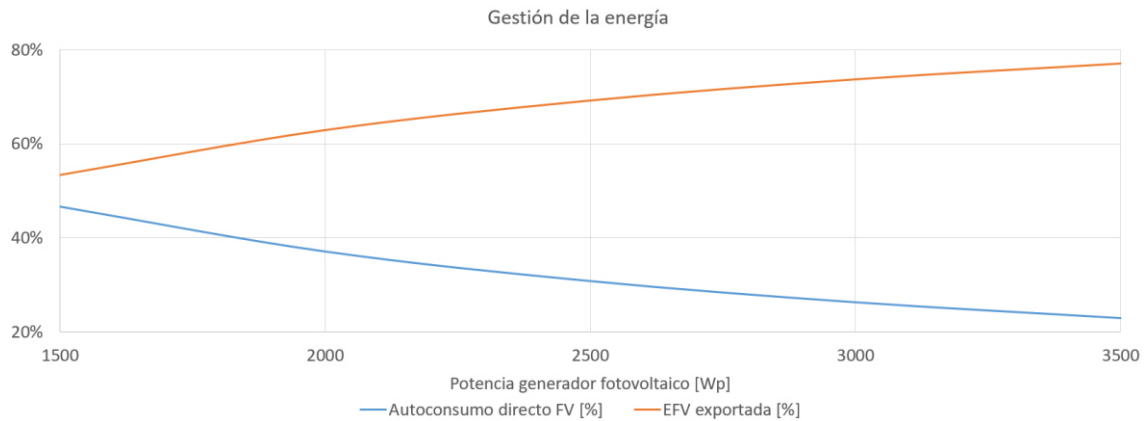


Figura 7.2. Gestión de la energía SFCR

En la Figura 7.2 puede apreciarse como, conforme aumenta la potencia del generador fotovoltaico, el porcentaje de energía que es directamente autoconsumida disminuye, en la misma proporción que aumenta la energía fotovoltaica que se exporta a red. Dichos resultados eran de esperar, y concuerdan con lo mostrado en la Figura 7.1.

La gráfica de cobertura de consumos, por el contrario, proporciona mayor información respecto a la operación del sistema.

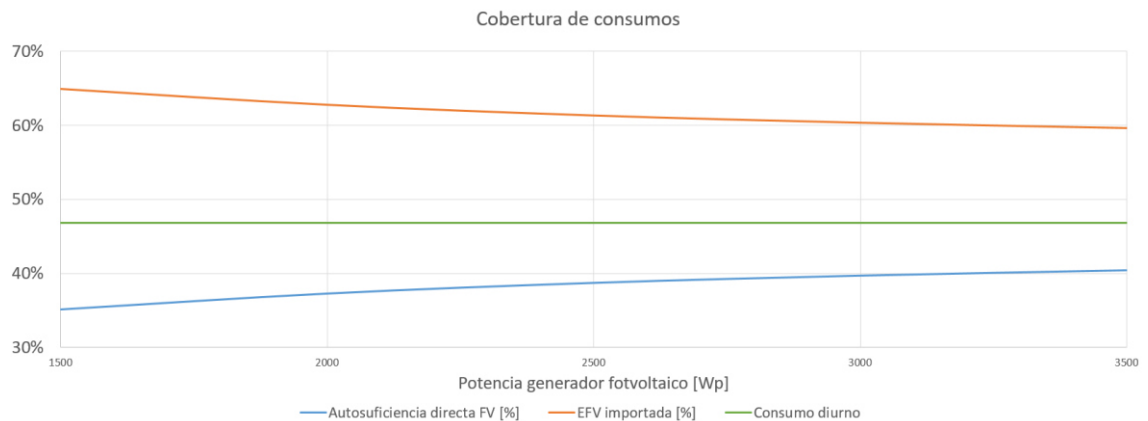


Figura 7.3. Cobertura de consumos SFCR

Independientemente de la potencia fotovoltaica instalada, el índice de autosuficiencia estará marcado por un límite, a partir del cual, aunque se siga aumentando la potencia no seguirá incrementándose. Dicho límite está definido por el consumo diurno de la instalación, es decir, los consumos que se realicen durante las horas del día con luz solar.

Puesto que la instalación carece de sistema de almacenamiento, únicamente será capaz de cubrir consumos en presencia de luz solar, por tanto, este será el límite máximo de autosuficiencia que se podrá alcanzar. En el hipotético caso de instalar la potencia fotovoltaica suficiente, la curva de autosuficiencia acabaría cortando el límite marcado por el consumo diurno, y a partir del mismo, se mantendría constante para cualquier incremento de potencia.

En la Figura 7.3 puede apreciarse como conforme aumenta la potencia fotovoltaica aumenta la autosuficiencia de la instalación y disminuye la energía que es necesaria importar para cubrir los consumos, sin embargo, dichas variaciones no son lineales. A potencias menores, variaciones en la misma provocan cambios en la autosuficiencia del sistema con una determinada potencia, sin embargo, a partir de cierta potencia fotovoltaica, los cambios en la autosuficiencia del sistema son menores, disminuyendo la pendiente de la curva. Por ejemplo, puede apreciarse como de 1500 Wp a 2000 Wp se produce un aumento de la autosuficiencia mayor del 2%, mientras que la misma variación a partir de 3000 Wp apenas produce un aumento menor al 1%.

Puesto que, aproximadamente a partir de 2500 Wp, se produce un aplanamiento de la curva de autosuficiencia considerable, sería lógico dimensionar un sistema cuya potencia fotovoltaica se encontrara comprendida entre los 2000 Wp y 2500 Wp, tramo de la curva de autosuficiencia donde ante aumentos de la potencia instalada aún se producen incrementos sustanciales. No obstante, aunque dicha decisión será tomada posteriormente, en conjunto con los resultados económicos de las simulaciones realizadas de cada caso de estudio, los resultados ya presentados presentan una buena aproximación de dónde se encuentra el diseño óptimo de la aplicación estudiada.

Finalmente, en la Figura 7.4, se muestran los parámetros de operación de los casos de estudio simulados:

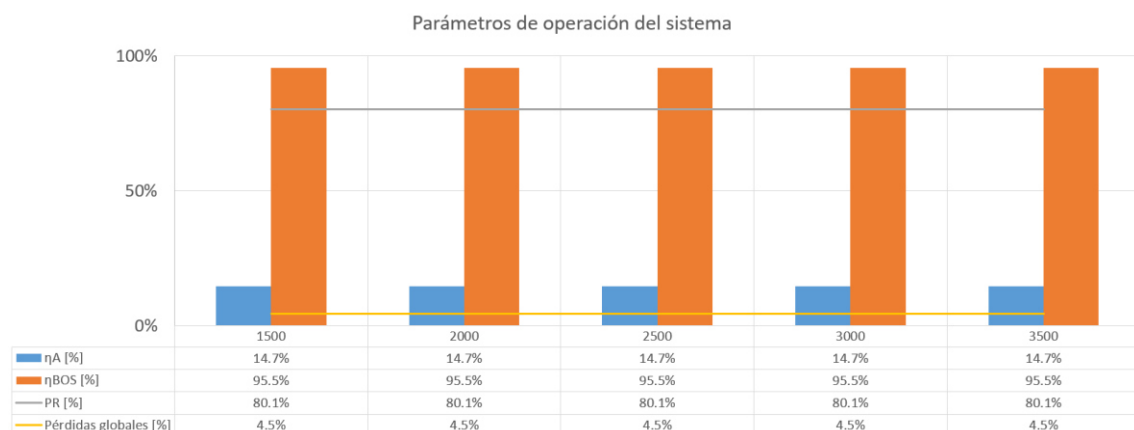


Figura 7.4. Parámetros de operación del sistema SFCR

Como puede observarse, no existe variación alguna entre los diferentes casos simulados, y esto es coherente, ya que, en cada caso, los inputs de entrada han sido los mismos (emplazamiento, características de módulo, inversor...etc), únicamente ha cambiado la potencia del generador

fotovoltaico. Por tanto, parámetros como el PR, o los diferentes rendimientos, que se verán influidos principalmente por los datos meteorológicos del emplazamiento y características de los componentes, al ser los mismos inputs para cada caso, los resultados de la simulación son idénticos. En el caso de incluir baterías, como se verá más adelante, algunos de estos parámetros sí que se verán afectados.

Acorde a los datos mostrados, todos los casos de estudio presentan unos parámetros de operación notablemente buenos, en consonancia a lo esperado.

7.1.3 Resultados económicos

Debido al funcionamiento del sistema fotovoltaico, en la Figura 7.5 se muestran los ahorros económicos simulados para cada caso de estudio, en términos absolutos:

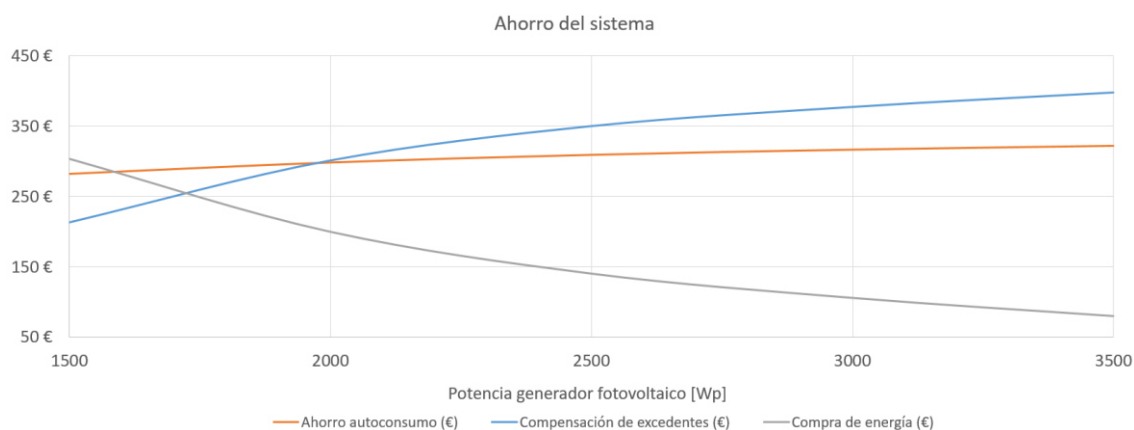


Figura 7.5. Ahorro del sistema SFCR

Como es de esperar, a mayor potencia fotovoltaica, menor será la compra de energía y mayor el ahorro económico. Cabe destacar como, a partir de los 2000 Wp, los ingresos por la compensación de excedentes derivada de la venta de energía a red supera el propio ahorro del autoconsumo. De hecho, la pendiente de la curva de ahorro por autoconsumo se aplana bastante a partir de los 2000 Wp, mostrando una evolución muy similar a la curva de autosuficiencia energética mostrada en la Figura 7.3.

Aunque en principio, según los resultados expuestos pueda parecer que, a mayor potencia instalada, mayor ahorro económico, dicha evaluación económica deberá ser realizada en base a los parámetros económicos descritos en el apartado 5.3.2, en lugar de atender únicamente a los resultados de salida de la simulación.

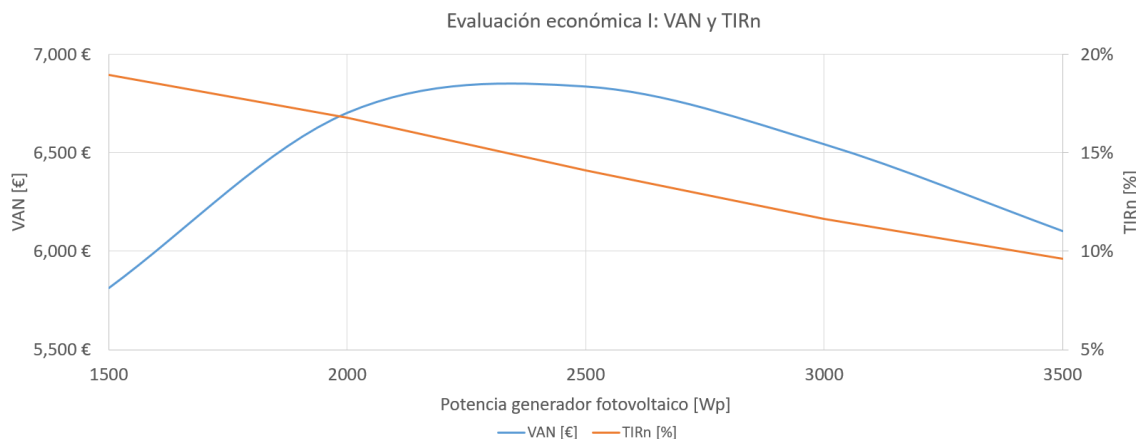


Figura 7.6. Evaluación económica I: VAN y TIRn SFCR

En la figura Figura 7.6 se muestran los parámetros del VAN y TIRn simulados para cada caso de estudio. De las curvas obtenidas puede deducirse como, a mayor potencia fotovoltaica instalada, menor será la rentabilidad neta de la inversión realizada, sin embargo, existe un tramo, aproximadamente entre los 2000 Wp y 2500 Wp, para el que se maximiza el valor neto de la inversión. Por tanto, desde un punto de vista económico, lo óptimo será encontrar un diseño cuya potencia fotovoltaica se ubique en dicho tramo, maximizando la inversión realizada. Al contrario de lo que sugería la Figura 7.5, a partir de aproximadamente los 2500 Wp, tanto el valor neto de la inversión como la rentabilidad de la misma decrecen. Dichas conclusiones concuerdan con lo predicho del análisis de la Figura 7.3.

En la Figura 7.7, se muestra el LCOE de los diferentes casos de estudio:

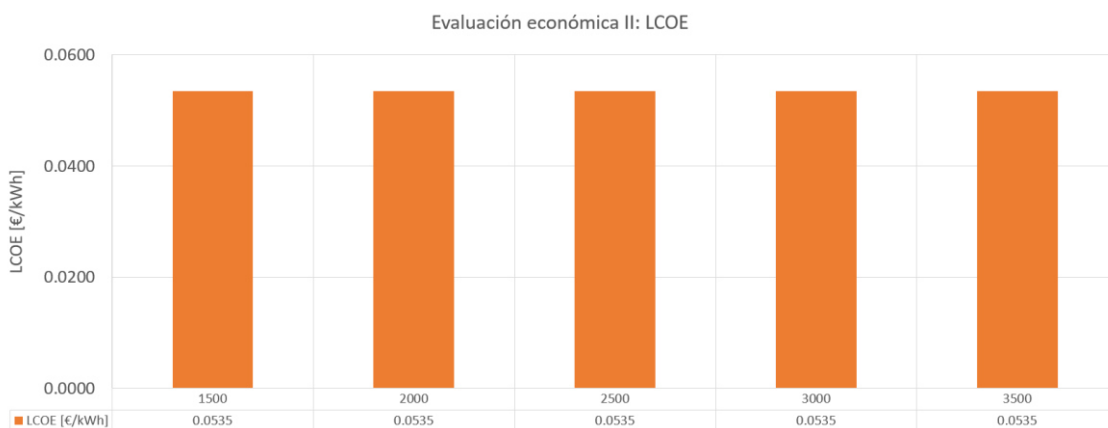


Figura 7.7. Evaluación económica II: LCOE SFCR

Nuevamente, todos los resultados son idénticos entre sí, por los motivos previamente ya expuestos en el análisis de la Figura 7.4. Los valores obtenidos son coherentes y acorde al precio de la tecnología fotovoltaica actual.

Finalmente, en la Figura 7.8, se muestra el coste de la inversión necesaria en cada caso de estudio, así como el tiempo de retorno de la inversión:

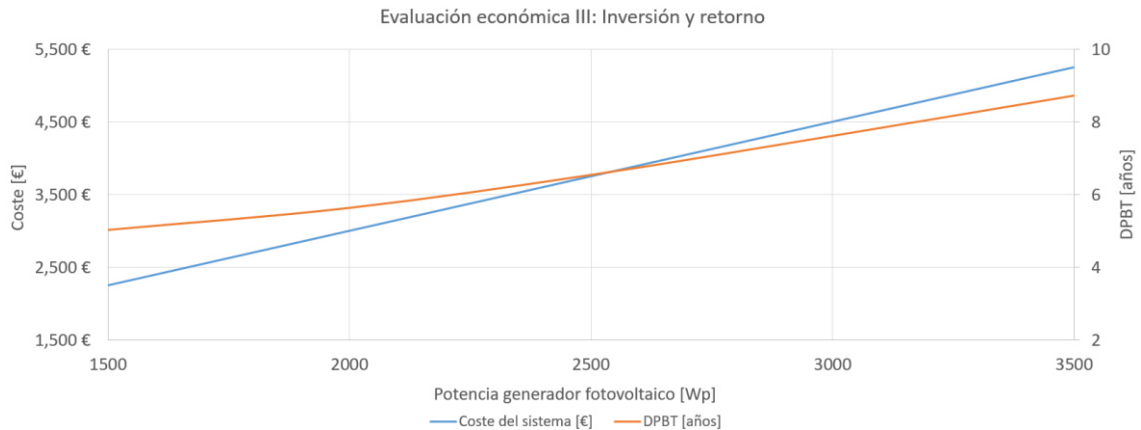


Figura 7.8. Evaluación económica III: Inversión y retorno SFCR

En ambos casos, la evolución es bastante lineal (completamente, en el caso del coste de la inversión) con el aumento de la potencia fotovoltaica instalada. De tal manera, el coste de la inversión varía en consecuencia a la potencia instalada, y el tiempo de retorno de la misma, varía desde los 5 años para 1500 Wp hasta los casi 9 años, en el caso de los 3500 Wp. Por lo visto en los apartados previos, una tasa de retorno de casi el doble no merecerá la pena en este caso.

7.1.4 Dimensionado final

En base a lo expuesto en los apartados previos, el dimensionado óptimo del sistema fotovoltaico para los criterios establecidos se encontrará para una potencia del generador fotovoltaico comprendida entre los 2000Wp y 2500Wp. De tal manera, en base a la Figura 7.6, se elegirá aquella potencia que maximice la inversión realizada, es decir, cuyo VAN esté cercano al máximo.

Por tanto, para la aplicación estudiada, se ha definido un dimensionado del sistema fotovoltaico de 2200 Wp, que cumple con los criterios establecidos en los apartados previos:

- ✓ $P_{GF} \geq 2000 \text{ Wp}$
- ✓ $2000 \text{ Wp} \leq P_{GF} \leq 2500 \text{ Wp}$

En el anexo E se recogen todos los resultados obtenidos para el sistema dimensionado, junto a los resultados del resto de simulaciones.

7.2 Sistema fotovoltaico conectado a red con almacenamiento

Las particularidades técnicas de este tipo de sistema fotovoltaico se encuentran descritas en el apartado 3.2.1, mientras que los intercambios energéticos existentes, así como las variables involucradas en el balance del sistema, se recogen tanto en el esquema presentado en la Figura 6.1, como en las ecuaciones descritas en el apartado 6.

A continuación, tras definir el criterio de dimensionado seguido, se presentarán los resultados obtenidos de las diferentes simulaciones, y finalmente, el diseño resultante de los mismos.

7.2.1 Criterio de dimensionado

El supuesto de diseño partirá de una instalación fotovoltaica conectada a red sin almacenamiento ya existente, para la cual se plantee realizar una ampliación de la misma mediante la instalación de baterías para el almacenamiento de energía.

Por tanto, a partir de un determinado generador fotovoltaico ya definido, se dimensionará un sistema fotovoltaico conectado a red con almacenamiento, mediante la instalación de baterías al sistema ya existente, y considerando también la ampliación del propio generador fotovoltaico ya dimensionado, en función de los resultados obtenidos de las simulaciones de los casos de estudio definidos.

El criterio principal para el dimensionado del sistema será el aumento de la autonomía de la instalación, buscando una mayor independencia energética de la red. Para ello, el objetivo principal que deberá cumplir el sistema será proporcionar un índice de autosuficiencia mayor o igual al 70%:

- Criterio de diseño: Autosuficiencia $\geq 70\%$

Si bien en el caso de un sistema fotovoltaico conectado a red sin almacenamiento, la variable principal de diseño es el tamaño del generador fotovoltaico, a la hora de incluir baterías, el tamaño de las mismas se vuelve una variable más del diseño del sistema, por lo que las soluciones existentes para un mismo caso pueden ser variadas. De cualquier manera, se estudiarán diferentes opciones (diferentes tamaños de batería y generador) que permitan cumplir con el criterio de diseño principal, y que, a su vez, proporcionen el mayor retorno y rendimiento económico de la inversión realizada.

El punto de partida inicial será el sistema fotovoltaico conectado a red definido en el apartado 7.1.4, es decir, con un tamaño de generador fotovoltaico de 2200 Wp.

Paso previo a las simulaciones de los casos de estudio, se ha realizado un pre-análisis de sensibilidad del impacto de la inclusión de baterías en el sistema ya definido, según el tamaño de las mismas, con el objetivo de fijar un rango de diseño de las mismas, y así poder definir los casos de estudio a simular.

En la Figura 7.9 se muestra la evolución de los índices de autoconsumo y autosuficiencia para el sistema fotovoltaico con generador de 2200 Wp, para un rango de almacenamiento de 2000Wh a 12000Wh:

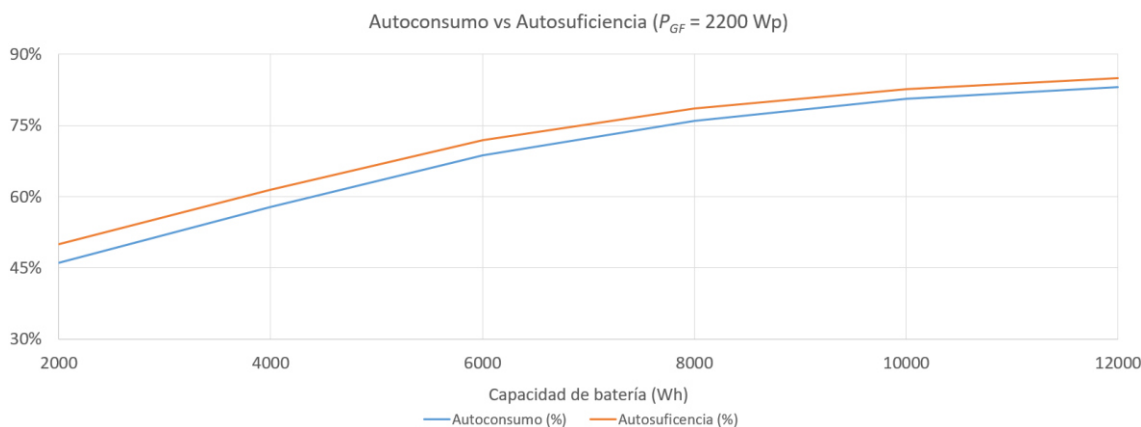


Figura 7.9. Estudio de sensibilidad: Autoconsumo vs Autosuficiencia

Como puede observarse, hasta los 7000-8000 Wh de almacenamiento, el aumento del autoconsumo y autosuficiencia del sistema presentan un impacto notable para incrementos de capacidad de almacenamiento, sin embargo, a partir de dicho punto, la pendiente de ambas curvas se aplana, volviéndose menos sensible a cambios en la capacidad de almacenamiento instalada. Además, la autosuficiencia mínima exigida del 70%, según el criterio de diseño establecido, se alcanza para capacidades de almacenamiento ≥ 6000 Wh, aproximadamente.

En la Figura 7.10 se muestra el aporte de la batería al autoconsumo de la instalación, para el sistema fotovoltaico con generador de 2200 Wp, en un rango de almacenamiento de 2000Wh a 12000Wh:

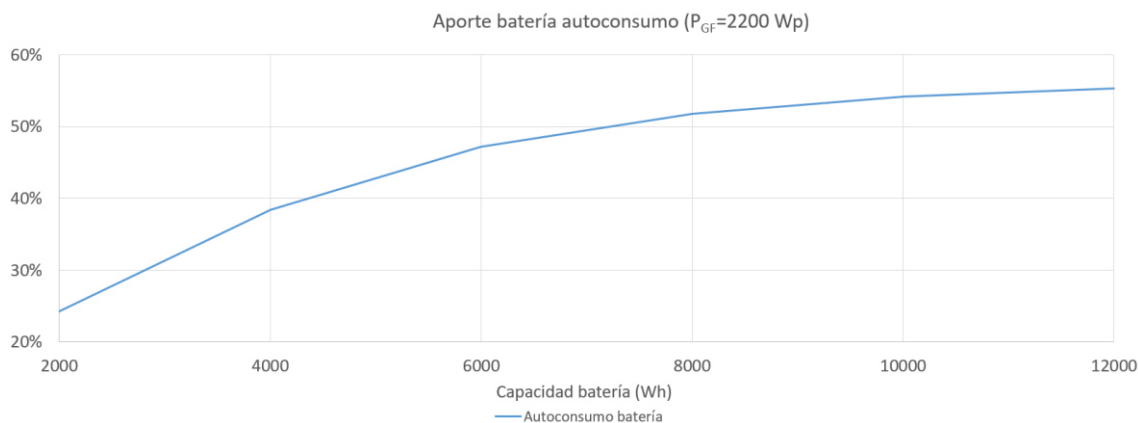


Figura 7.10. Estudio de sensibilidad: Aporte de la batería al autoconsumo

Al igual que con los índices de autoconsumo y autosuficiencia, la evolución del aporte de la batería al autoconsumo de la instalación muestra un patrón similar, viéndose afectado su aporte significativamente para cambios en la capacidad instalada en tamaños menores a los 6000 Wh, y viéndose reducido dicho impacto para capacidades mayores a 7000-8000 Wh.

Por tanto, en base a las tendencias mostradas en el pre-análisis de sensibilidad para el sistema fotovoltaico con generador de 2200 Wp, se puede concluir que:

- Para alcanzar una autosuficiencia $\geq 70\%$: $C_{bat} \geq 6000$ Wh.
- A partir de 7000-8000 Wh, el impacto de las baterías es menor.

En base a estas premisas, y considerando que, para mayores tamaños de generador fotovoltaico, la capacidad de almacenamiento instalada podrá ser menor para cumplir con el criterio principal de diseño, se han definido los siguientes 5 casos de estudio:

- Caso de estudio 1: $P_{GF} = 2200$ Wp; $C_{bat} = 6000$ Wh
- Caso de estudio 2: $P_{GF} = 2200$ Wp; $C_{bat} = 7000$ Wh
- Caso de estudio 3: $P_{GF} = 3000$ Wp; $C_{bat} = 5000$ Wh
- Caso de estudio 4: $P_{GF} = 3000$ Wp; $C_{bat} = 6000$ Wh
- Caso de estudio 5: $P_{GF} = 3500$ Wp; $C_{bat} = 5000$ Wh

7.2.2 Resultados energéticos

En primer lugar, en la Figura 7.11, se muestran los resultados de los coeficientes de autoconsumo y autosuficiencia simulados para cada caso de estudio:

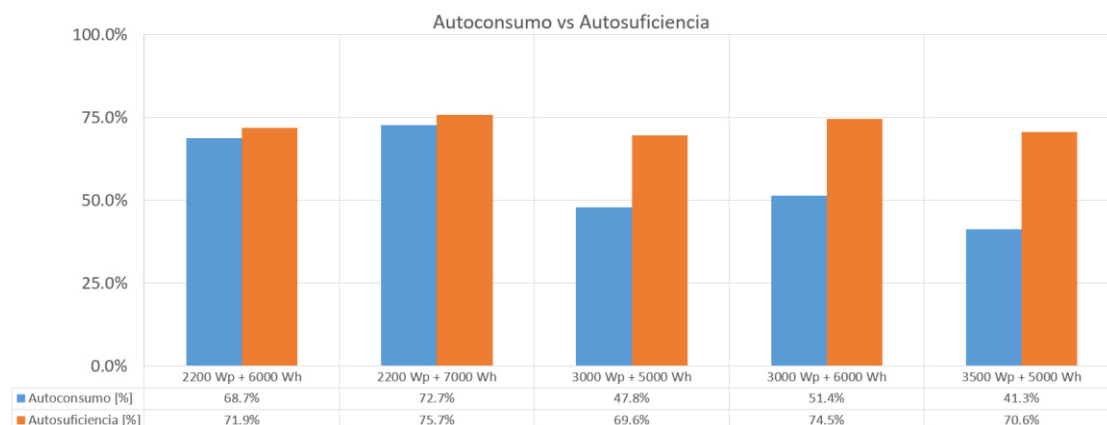


Figura 7.11. Autoconsumo vs Autosuficiencia SFCR-A

Como puede observarse, salvo en un caso de estudio simulado, el resto cumple el criterio principal de presentar una autosuficiencia mínima del 70%, y, además, se observa que, en todos aquellos casos con potencia del generador común, el aumento de la capacidad de la batería resulta en un incremento tanto del autoconsumo como de la autosuficiencia de la instalación, de aproximadamente el 4% en ambos casos.

Con respecto al índice de autosuficiencia, se presenta muy similar en todos los casos de estudio simulados, sin embargo, sí que se presentan disparidades más notables en cuanto al índice de autoconsumo. Principalmente, aquellos casos de estudio con menor tamaño del generador presentan unos mayores índices de autoconsumo, cercanos a los índices de autosuficiencia, mientras que los casos de estudio simulados con un mayor tamaño del generador, presentan unos menores índices de autoconsumo, y una mayor diferencia con respecto al índice de autosuficiencia.

Puesto que, salvo un caso de estudio, el resto cumple con el criterio principal de diseño, habrá que atender a otra serie de criterios (económicos, principalmente) para determinar qué configuración resulta más favorable.

Con vistas a seguir profundizando en la operación del sistema, se presentan a continuación gráficas de detalle sobre la gestión de la energía, así como la cobertura de consumos del sistema:

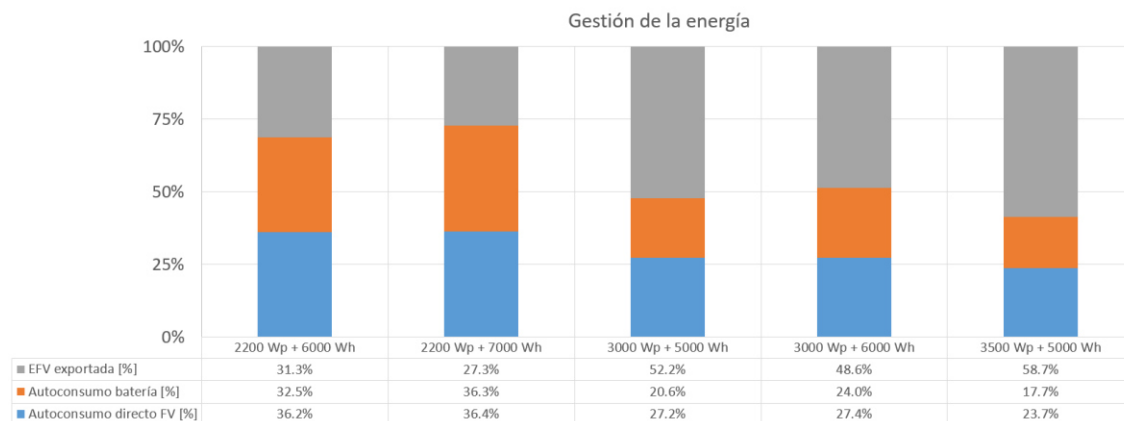


Figura 7.12. Gestión de la energía SFCR-A

En la Figura 7.12 puede apreciarse como, conforme aumenta la capacidad de la batería para una potencia dada, aumenta el autoconsumo proveniente de la misma, apenas se aprecia impacto en el caso del autoconsumo proporcionado por el generador, y disminuye la energía fotovoltaica exportada a la red. Además, se aprecia que, para mayores tamaños de generador, el autoconsumo del sistema (tanto del generador como de la batería) disminuye, y el exporte de energía a red aumenta considerablemente. Nuevamente, conforme a lo visto en la Figura 7.11, dichos resultados eran esperables, y concuerdan con lo ya mostrado. Será necesaria una evaluación económica de cada caso de estudio para concluir cuál de todas las configuraciones resulta más favorable.

En la siguiente gráfica, se muestra la distribución de cobertura de consumos en función de las diferentes fuentes de energía disponible (generador, batería y red).

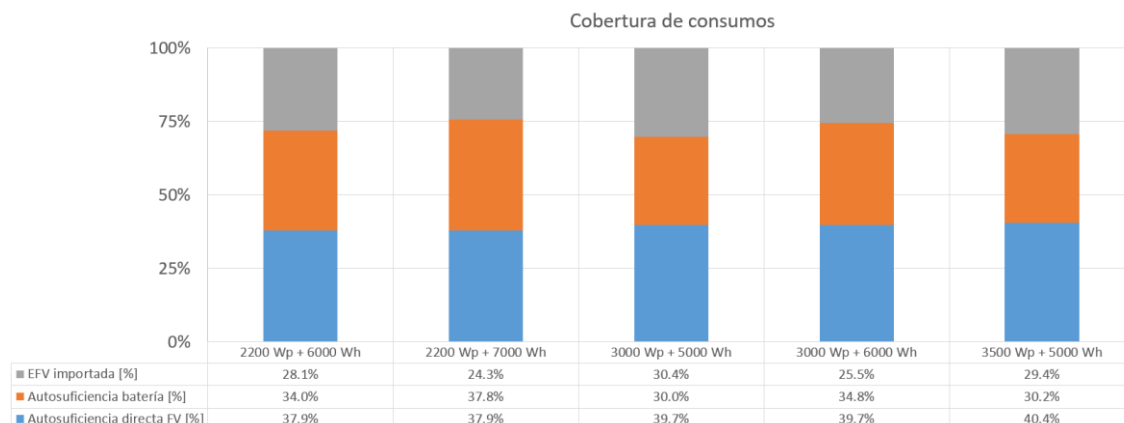


Figura 7.13. Cobertura de consumos SFCR-A

A diferencia de los sistemas fotovoltaicos conectados a red sin almacenamiento, cuando se incluyen baterías, no existe ningún límite que restrinja la autosuficiencia máxima que el sistema pueda alcanzar, ya que, teóricamente, el sistema tendrá la capacidad de cubrir el 100% de los consumos, tanto diurnos como nocturnos, si se instalara la necesaria capacidad de almacenamiento.

En base a la Figura 7.13, se aprecia como, para una potencia dada, el aumento de la capacidad de batería no influye en la autosuficiencia directa proporcionada por el generador fotovoltaico, mientras que aumenta la autosuficiencia proporcionada por las baterías y disminuye la energía importada desde la red, en torno a un 4-5% aproximadamente, en ambos casos. Además, para mayores potencias de generador, tanto la autosuficiencia directa del mismo como la energía importada de red resulta en torno a un 1-2% mayor en ambos casos, mientras que la autosuficiencia proporcionada por la batería disminuye en torno a un 3-4%. Como se ha comentado previamente, en base a evaluaciones adicionales presentadas en los apartados posteriores, se podrá determinar qué configuración presenta resultados más beneficiosos.

En las siguientes gráficas se mostrará información adicional en detalle sobre la operación del sistema y las fuentes de pérdidas en el mismo.

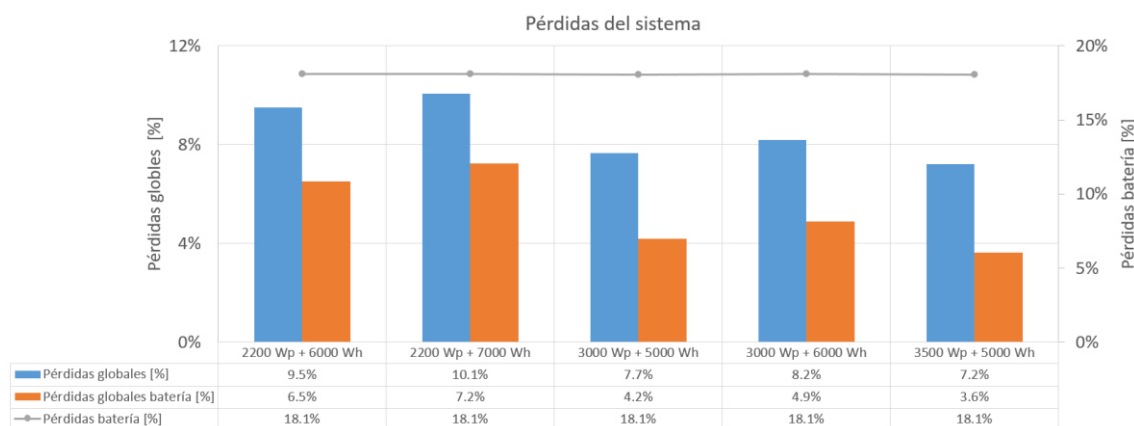


Figura 7.14. Pérdidas del sistema SFCR-A

Según lo mostrado en la Figura 7.14, lo primero que puede apreciarse es que las pérdidas ocurridas en la batería son idénticas para cada caso de estudio simulado. Esto tiene sentido, ya que, en cada caso de estudio, las características de la batería simulada han sido las mismas, por tanto, es coherente que las pérdidas derivadas del intercambio de energía producidas en la misma sean idénticas en cada caso. No obstante, como puede observarse, el peso de dichas pérdidas en las pérdidas globales del sistema sí que será diferente para cada caso, y dependerá, principalmente, del mayor o menor número de intercambios de energía que se produzcan en las baterías.

En línea con lo comentado, puede apreciarse como, a mayor capacidad de la batería, mayor es el peso de la batería en las pérdidas globales del sistema. Esto tiene sentido, ya que, cuanto más energía aporte la batería al sistema, mayor será el número de intercambios producidos en la misma, y, por tanto, mayores las pérdidas de energía producidas por el paso de la energía a través de la batería. Este hecho influye directamente en las pérdidas globales del sistema, siendo en torno a un 2% mayores en aquellos casos con mayor capacidad de almacenamiento.

Por tanto, puede concluirse que, sistemas con mayor tamaño de generador y menor capacidad de batería, que proporcionen índices de autosuficiencia similares a sistemas con menor tamaño de generador y mayor capacidad de batería, presentarán menos pérdidas de energía debido al menor número de intercambios de energía con la batería, la cual se convierte en una fuente adicional de pérdidas del sistema.

En la Figura 7.15, se muestra el performance ratio de los casos de estudio simulados:

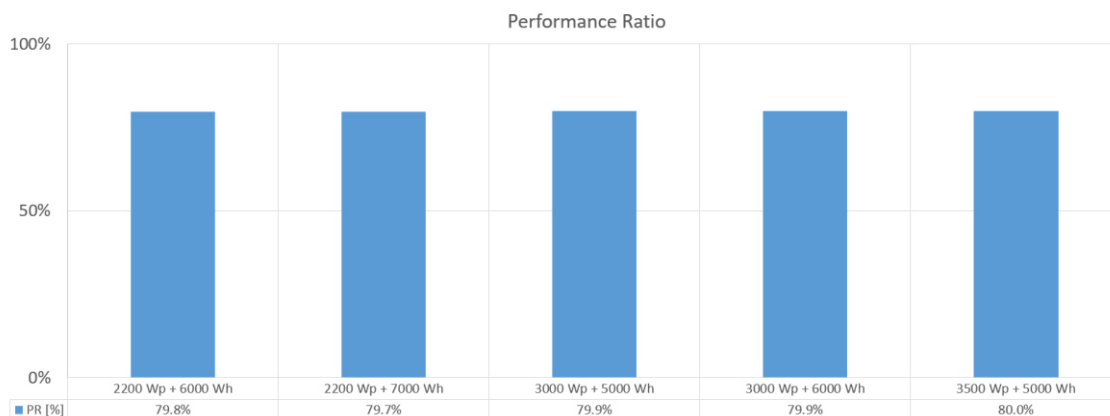


Figura 7.15. Performance ratio SFCR-A

Como puede observarse, apenas se aprecian diferencias en los performance ratio presentados para cada caso de estudio, siendo muy ligeramente menores para aquellos casos con mayor capacidad de batería, y mayores para el caso con menor capacidad de batería y mayor tamaño de generador. Debido a que, principalmente, son las características del generador fotovoltaico y del emplazamiento las que tienen mayor peso en el cálculo del performance ratio, y estas se mantienen constantes en cada caso, los resultados presentados son coherentes.

Finalmente, se presentan los índices de rendimiento del sistema:

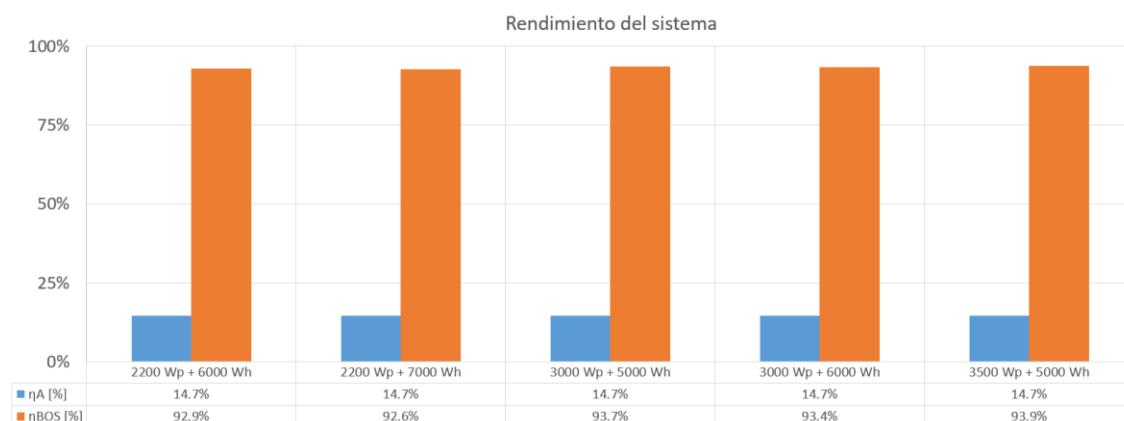


Figura 7.16. Rendimiento del sistema SFCR-A

Al igual que en el caso del sistema fotovoltaico conectado a red sin almacenamiento, el rendimiento del generador fotovoltaico se mantiene constante para cada caso de estudio, ya que las características del generador son comunes a todos los casos de estudio (de hecho, tampoco existen diferencias respecto al sistema sin baterías del apartado 7.1).

Con respecto al rendimiento del resto del sistema, y a diferencia del sistema sin baterías, sí que existen diferencias. Esto es debido a que, en el sistema sin baterías, las pérdidas del resto del sistema dependen principalmente del inversor y del resto de pérdidas definidas por defecto, comunes a cada caso de estudio. Sin embargo, al introducir las baterías en el sistema, el peso de las pérdidas de las mismas será dependiente de cada caso de estudio por los motivos ya expuestos previamente, y, por tanto, tendrán un impacto diferente en el cálculo del rendimiento del resto del sistema para cada caso de estudio. Puede comprobarse como, efectivamente, aquellos casos de estudio que presentan mayores pérdidas globales debido a las baterías (menor tamaño del generador y mayor capacidad de batería), presentan un rendimiento menor del resto del sistema.

7.2.3 Resultados económicos

Debido al funcionamiento del sistema fotovoltaico, en la Figura 7.17 se muestran los ahorros económicos simulados para cada caso de estudio, en términos absolutos:

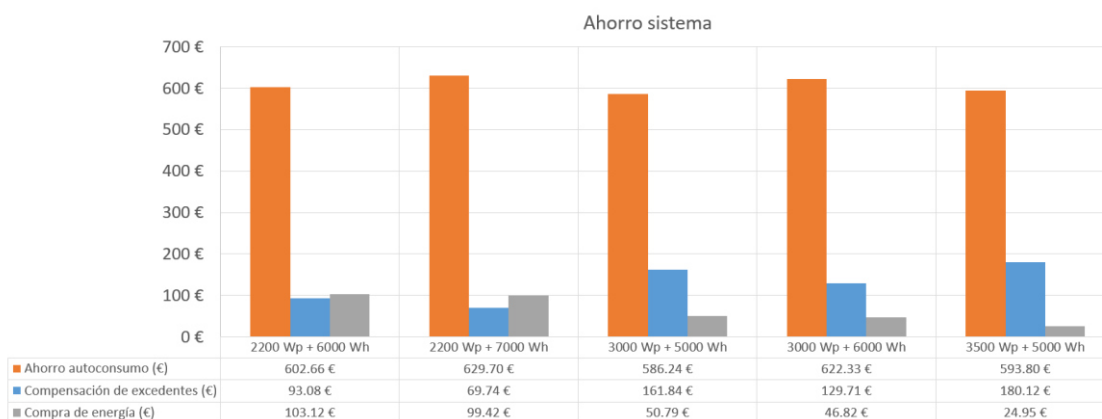


Figura 7.17. Ahorro del sistema SFCR-A

Como puede observarse, los casos simulados con menor tamaño de generador y mayor capacidad de batería presentan mayores ahorros por autoconsumo, mientras que aquellos con mayor tamaño de generador y menor capacidad de batería presentan mayores ahorros por compensación de excedentes (hecho que era de esperar, por los mayores índices de autoconsumo y energía exportada a red que presentan unos y otros). No obstante, llama la atención que la compra de energía derivada del importe de energía de red resulte menor en los sistemas con mayor tamaño de generador fotovoltaico, por lo que, aparentemente, las ganancias por compensación de excedentes vertidos a red son mayores que el incremento del ahorro por autoconsumo derivados de un mayor almacenamiento.

En cualquier caso, dichos resultados únicamente expresan ganancias en términos absolutos, siendo necesarios los parámetros específicos de evaluación económica, que se presentarán a continuación, para definir qué sistema proporciona un mayor rendimiento económico.

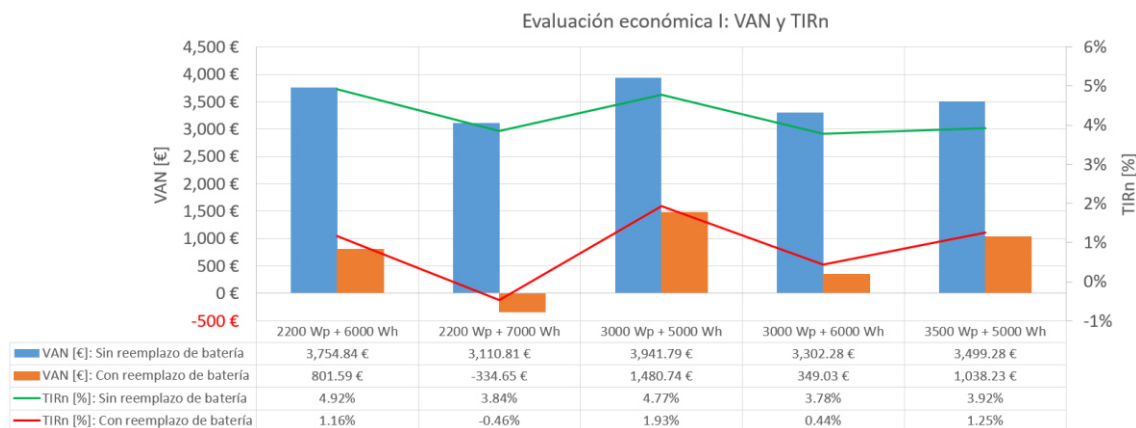


Figura 7.18. Evaluación económica I: VAN y TIRn SFCR-A

En la Figura 7.18 se muestran los parámetros del VAN y TIRn simulados para cada caso, considerando dos supuestos de estudio: sin reemplazo de batería a lo largo de la vida útil de la instalación, y con reemplazo de batería en el año 10 de vida útil. Del análisis de dicha gráfica se pueden extraer numerosas conclusiones que ayuden a definir el dimensionado óptimo del sistema.

En primer lugar, aquellos casos simulados con menor tamaño de generador y mayor capacidad de batería presentan peores valores netos de inversión y rentabilidades que aquellos con mayor tamaño de generador y menor capacidad de batería. Por tanto, en base a los resultados obtenidos, para alcanzar un determinado nivel de autosuficiencia, resultará más rentable instalar un mayor tamaño de generador fotovoltaico, en detrimento de la capacidad de la batería. Este hecho también se pudo ver reflejado, en cierto modo, en la Figura 7.17, donde las ganancias por compensación de excedentes superaban los ahorros por mayor autoconsumo de las baterías.

Otro punto importante a tener en cuanto resulta de la comparativa de resultados considerando el reemplazo de la batería a lo largo de la vida útil del proyecto. Cuanto mayor sea la capacidad de la batería, mayor será el coste del reemplazo, y, por tanto, menor la rentabilidad de la inversión. En el caso simulado más significativo, para una potencia de 2200 Wp y un almacenamiento de 7000 Wh, puede apreciarse como al considerar el reemplazo de la batería a la mitad de la vida del proyecto, la inversión deja de ser rentable y entra en pérdidas, por lo que se volvería completamente desaconsejable.

Por tanto, ante una posible eventualidad que llevara al reemplazo necesario del sistema de baterías, cuanto mayor sea el tamaño del mismo, mayor será la diferencia entre las rentabilidades consideradas sin reemplazo, como puede apreciarse en la Figura 7.18.

No obstante, el sobredimensionado del generador, a expensas de una menor capacidad de batería, también puede repercutir en la rentabilidad de la inversión, como puede apreciarse en el caso simulado con una potencia de generador de 3500 Wp y batería de 5000 Wh.

El punto de equilibrio entre un adecuado tamaño de generador fotovoltaico y capacidad de batería proporcionará los mayores retornos de la inversión realizada.

La Figura 7.7, donde se muestra un desglose de los diferentes LCOE para cada componente principal de cada caso de estudio, proporciona una mayor comprensión de los resultados obtenidos:

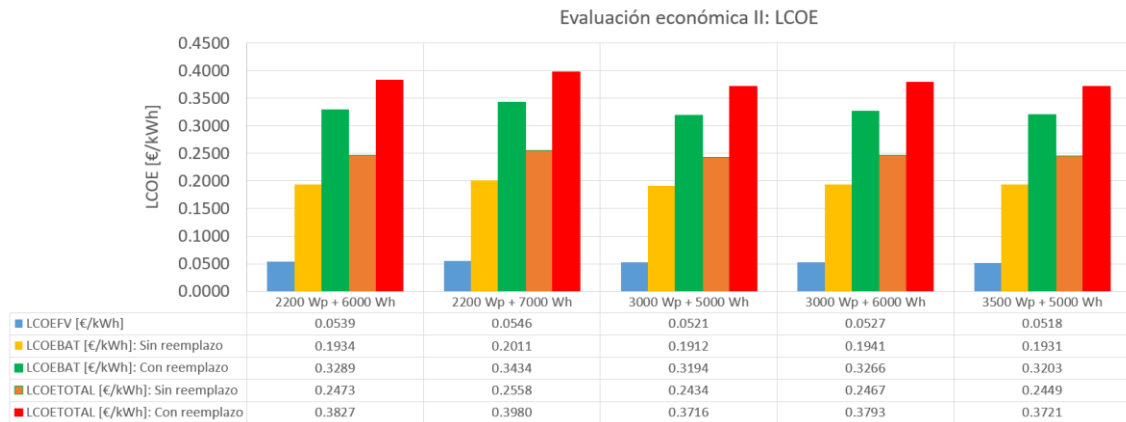


Figura 7.19. Evaluación económica II: LCOE SFCR-A

Por un lado, se muestra el LCOE del sistema fotovoltaico sin baterías, y por otro, el LCOE asociado a las propias baterías, sin considerar y considerando el reemplazo de la misma a lo largo de la vida útil del proyecto. El LCOE total será la suma de ambos términos según el supuesto considerado.

El dato principal que se extrae de la gráfica presentada es que el coste de la energía proporcionada por las baterías es mucho mayor que el del sistema fotovoltaico sin baterías, de ahí que un aumento de la capacidad de la batería repercuta en una menor rentabilidad de la inversión. Desde un punto de vista puramente económico, no sería rentable instalar baterías, siempre y cuando se pudiera prescindir de ellas para alcanzar los objetivos propuestos.

Por otro lado, el considerar el reemplazo de la batería en el análisis económico tiene grandes repercusiones, ya que, de hecho, el propio LCOE de las baterías considerando el reemplazo de las mismas supera el LCOE del sistema completo sin considerar el reemplazo. Por tanto, deberá ser un aspecto a tener en cuenta en posibles acuerdos o garantías.

Nuevamente, de manera general, los casos con mayor tamaño de generador y menor capacidad de batería presentan menores costes de la energía, como era de esperar tras lo ya comentado.

Finalmente, en la Figura 7.20, se muestra el coste de la inversión necesaria en cada caso de estudio, así como el tiempo de retorno de la inversión:

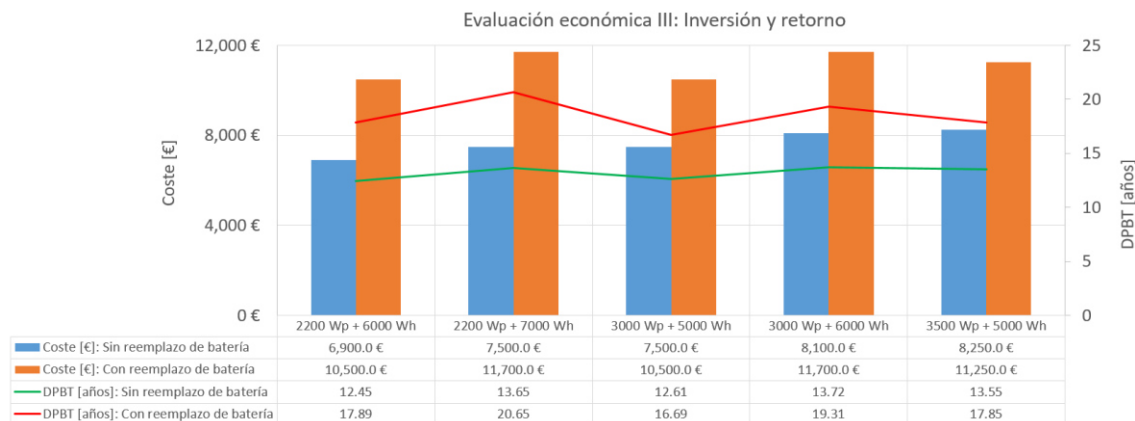


Figura 7.20. Evaluación económica III: Inversión y retorno SFCR-A

Nuevamente, se pueden apreciar grandes variaciones a la hora de considerar o no el reemplazo de la batería en el estudio económico, con un incremento notable del coste necesario de la inversión, así como del tiempo necesario para el retorno de la misma. Cuanto mayor es la capacidad de almacenamiento instalada, mayor la diferencia entre coste y tiempos de retorno según se considere o no reemplazo de batería. En el caso simulado con generador de 2200 Wp y batería de 7000 Wh, donde ya se indicó en la Figura 7.18 que presentaba rentabilidades negativas considerando reemplazo de batería, puede apreciarse como el retorno de la inversión no se produciría hasta pasados los 20 años de vida útil del proyecto, justificando aún más que dicha inversión no sería rentable.

En general, los resultados son similares para todos los casos de estudio sin considerar reemplazo de batería, viéndose más penalizados aquellos con mayor capacidad de almacenamiento cuando se considera reemplazo de batería.

7.2.4 Dimensionado final

En base a los resultados obtenidos en los apartados previos, se ha dimensionado un sistema fotovoltaico conectado a red con almacenamiento, con las siguientes características:

- Potencia de generador fotovoltaico: 2600 Wp
- Capacidad baterías: 5500 Wh

En la Tabla 7.1, se muestra una comparativa de los resultados más significantes de la configuración seleccionada frente a los casos de estudio simulados más relevantes (no se ha considerado el caso con generador de 3000 Wp y baterías de 5000 Wh por no cumplir el requisito de autosuficiencia mínima fijado).

Tabla 7.1. Comparativa del sistema dimensionado frente a casos de estudio

| | 2600 Wp + 5500 Wh | 2200 Wp + 6000 Wh | 3500 Wp + 5000 Wh |
|-----------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| Autosuficiencia | 71.2% | 71.9% | 70.6% |
| Autoconsumo | 56.9% | 68.7% | 41.3% |
| Pérdidas globales | 8.5% | 9.5% | 7.2 |
| VAN (sin reemplazo) | 3,956.38 € | 3,754.84 € | 3,499.28 € |
| VAN (con reemplazo) | 1,249.23 € | 801.59 € | 1,038.23 € |
| TIRn (sin reemplazo) | 4.96% | 4.92% | 3.92% |
| TIRn (con reemplazo) | 1.71% | 1.16% | 1.25% |
| DPBT (sin reemplazo) | 12.41 años | 12.45 años | 13.55 años |
| DPBT (con reemplazo) | 17.04 años | 17.89 años | 17.85 años |
| LCOE (sin reemplazo) | 0.2439 €/kWh | 0.2473 €/kWh | 0.2449 €/kWh |
| LCOE (con reemplazo) | 0.3750 €/kWh | 0.3827 €/kWh | 0.3721 €/kWh |
| Coste (sin reemplazo) | 7,200.0 € | 6,900.0 € | 8,250.0 € |
| Coste (con reemplazo) | 10,500.0 € | 10,500.0 € | 11,250.0 € |

Como puede observarse, la configuración dimensionada presenta mejores resultados económicos, prácticamente en la totalidad de parámetros evaluados, mientras que en el resto de apartados se encuentra en términos intermedios cercanos a la mejor opción posible.

La configuración final presenta unas buenas prestaciones, tanto desde el punto de vista energético como económico, y, además, al disponer de un tamaño de batería modesto, el posible impacto económico de tener que reemplazarla se vería en cierto modo amortiguado, tal y como lo demuestran los resultados mostrados en la



Tabla 7.1. Por otro lado, al no necesitar sobredimensionarse el generador fotovoltaico, la inversión inicial se ve reducida, con la consecuente mejora del rendimiento económico de la inversión.

En cualquiera de los tres casos, el índice de autosuficiencia es muy similar, sin embargo, los resultados obtenidos con cada sistema pueden llegar a ser notablemente diferentes, de ahí la importancia de adaptar el mismo a las exigencias demandadas por cada aplicación particular.

En el anexo E se recogen todos los resultados obtenidos para el sistema dimensionado, junto a los resultados del resto de simulaciones.

7.3 Sistema fotovoltaico aislado de red

Las particularidades técnicas de este tipo de sistema fotovoltaico se encuentran descritas en el apartado 3.2.2, mientras que los intercambios energéticos existentes, así como las variables involucradas en el balance del sistema, se recogen tanto en el esquema presentado en la Figura 6.1, como en las ecuaciones descritas en el apartado 6.

No obstante, cabe realizar una mención especial al significado que en los análisis posteriores tomará la energía exportada a red, representada en las variables E_{TG} y E_{TG}^* . En este caso, dichas variables pueden dar lugar a dos tipos de interpretaciones, en función de si se supone el sistema conectado o aislado físicamente de la red. Si bien el objetivo de diseño, que se detallará en el apartado 7.3.1, será el dimensionado de un sistema fotovoltaico autónomo capaz de cubrir el 100% de las cargas sin apoyo de la red eléctrica, este hecho no implicará forzosamente que el sistema fotovoltaico deba estar desconectado físicamente de la red eléctrica (aunque pueda carecer de sentido dicho dimensionado siguiendo conectado a red, desde un punto de vista teórico, sería posible).

Por tanto, suponiendo que la instalación estuviera conectada a red, el significado de las variables E_{TG} y E_{TG}^* , sería exactamente el mismo que el tenido en cuenta hasta ahora. Sin embargo, si se considerara el sistema aislado completamente de red, dicha definición no tendría sentido, ya que, obviamente, no se podría verter los excedentes a la red eléctrica si no hay conexión a la misma. En dicho contexto, las variables E_{TG} y E_{TG}^* expresarían la cantidad excedente de energía que se podría generar, pero no aprovechar; al no existir red eléctrica a la que verter dichos excedentes, el inversor variaría el punto de trabajo óptimo del generador fotovoltaico a otro de menor potencia, para generar únicamente lo requerido por los consumos a alimentar, o en el caso más extremo, donde aún en dicha situación se generara más energía de la necesaria, la energía generada sería disipada en forma de calor. En ausencia de red eléctrica, las variables E_{TG} y E_{TG}^* cuantificarían la energía no aprovechada de esta manera.

Por simplicidad, en los posteriores análisis se considerará que el sistema fotovoltaico se encuentra conectado a red, si bien, tal y como se verá, desde un punto de vista teórico, la diferencia será prácticamente inapreciable, puesto que, al estar trabajando con índices de autosuficiencia muy elevados, por encima del 95%, la compensación de excedentes será ínfima.

Como en el resto de apartados previos, tras definir el criterio de dimensionado seguido, se presentarán los resultados obtenidos de las diferentes simulaciones, y finalmente, el diseño resultante de los mismos.

7.3.1 Criterio de dimensionado

En este caso, el objetivo será diseñar un sistema fotovoltaico que permita cubrir íntegramente los consumos de la instalación, permitiendo la desconexión de la red eléctrica. De tal manera, toda la energía consumida sería cubierta con la energía fotovoltaica propiamente generada, permitiendo la independencia de la red eléctrica. En función de los resultados obtenidos, se expondrá cuán factible resulta dicha aplicación.

Para ello, se partirá de la simulación de varios sistemas fotovoltaicos dimensionados teóricamente, según el criterio del mes peor, para 3, 4 y 5 días de autonomía, respectivamente (los cálculos en detalle se pueden consultar en el Anexo D). A partir de los resultados obtenidos, se realizarán simulaciones adicionales, afinando hasta conseguir cubrir el 100% de los consumos con energía fotovoltaica.

De tal manera, el criterio de dimensionado exigido será cubrir el 100% de los consumos con energía fotovoltaica, sin necesidad de la red eléctrica, es decir:

- Índice de autosuficiencia = 100%: $E_{AUT} = E_L \rightarrow AUTS_{GL} = 100\%$
- Energía importada de red = 0%: $E_{FG} = 0 \text{ Wh}$

En base a estas premisas, se han simulado los siguientes 5 casos de estudio:

- Caso de estudio 1 (resultado teórico para 3 días de autonomía):
 $P_{GF} = 2860 \text{ Wp}$; $C_{bat} = 50550 \text{ Wh}$
- Caso de estudio 2 (resultado teórico para 4 días de autonomía):
 $P_{GF} = 2860 \text{ Wp}$; $C_{bat} = 67400 \text{ Wh}$
- Caso de estudio 3 (resultado teórico para 5 días de autonomía):
 $P_{GF} = 2860 \text{ Wp}$; $C_{bat} = 85000 \text{ Wh}$
- Caso de estudio 4: $P_{GF} = 3750 \text{ Wp}$; $C_{bat} = 85000 \text{ Wh}$
- Caso de estudio 5: $P_{GF} = 5500 \text{ Wp}$; $C_{bat} = 80000 \text{ Wh}$

7.3.2 Resultados energéticos

En primer lugar, en la Figura 7.21, se muestran los resultados de los coeficientes de autoconsumo y autosuficiencia simulados para cada caso de estudio:

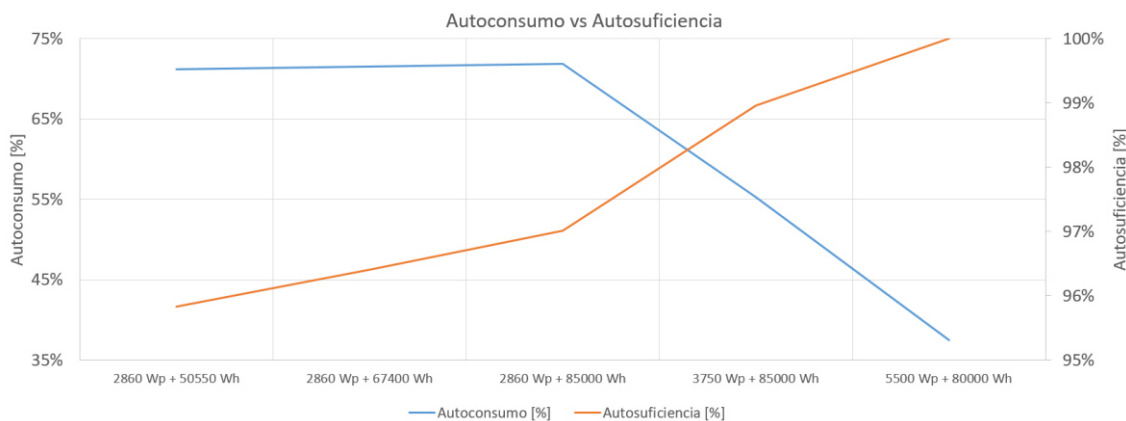


Figura 7.21. Autoconsumo vs Autosuficiencia SFA

Como puede observarse, la diferencia en los índices de autosuficiencia de cada caso de estudio se encuentra por debajo del 5%, sin embargo, las diferencias en el índice de autoconsumo ascienden en torno al 35%, en los casos más extremos.

De tal manera, en la simulación de los casos de estudio dimensionados teóricamente para 3, 4 y 5 días de autonomía, apenas se consigue aumentar la autosuficiencia un 1% para los casos más extremos, a cambio de aumentar la capacidad de la batería más del 50% del caso inicial. Por

tanto, se puede discernir que aumentar la capacidad de la batería no resulta en una buena estrategia para obtener los resultados deseados. A la hora de aumentar la potencia del generador fotovoltaico, manteniendo, o incluso reduciendo, la capacidad de la batería, se consiguen aumentos mayores de la autosuficiencia de la instalación. No obstante, dichos aumentos rondan únicamente en torno al 2-3%, a cambio de aumentar el tamaño del generador entre el 50% y 100%, con una caída del autoconsumo del 15-35%. Por tanto, a priori, no parecer ser que los resultados obtenidos respalden la inversión extra necesaria.

Con vistas a seguir profundizando en la operación del sistema, se presentan a continuación gráficas de detalle sobre la gestión de la energía:

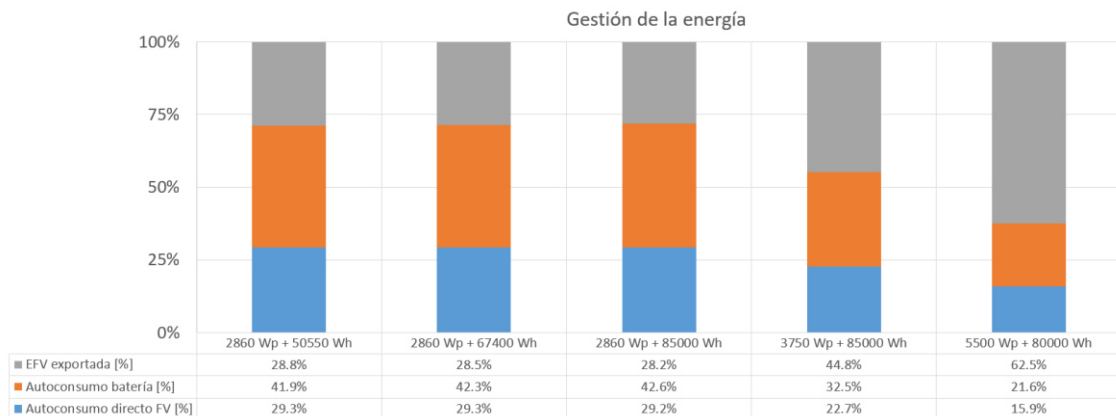


Figura 7.22. Gestión de la energía SFA

En la Figura 7.22 puede apreciarse como, a pesar del aumento de la capacidad de la batería para una potencia dada, el autoconsumo proveniente de la misma apenas varía, manteniéndose el resto de parámetros casi invariables. Además, se aprecia que, para mayores tamaños de generador, el autoconsumo del sistema (tanto del generador como de la batería) disminuye notablemente, y el exporte de energía a red (o pérdida de energía, en caso de no existir red eléctrica) aumenta considerablemente. Nuevamente, conforme a lo visto en la Figura 7.21, dichos resultados eran esperables, y concuerdan con lo ya mostrado.

En la siguiente gráfica, se muestra la distribución de cobertura de consumos en función de las diferentes fuentes de energía disponible (generador, batería y red).

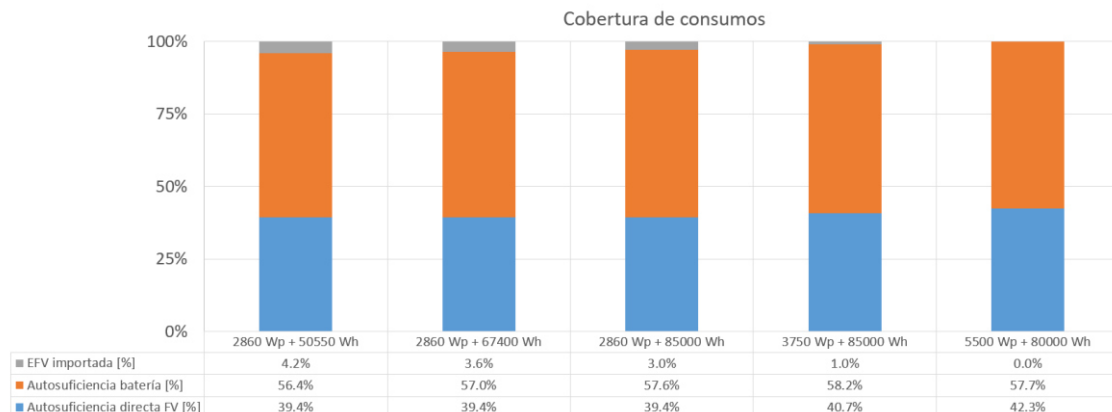


Figura 7.23. Cobertura de consumos SFA

En base a la Figura 7.23, se aprecia como, para una potencia dada, el aumento de la capacidad de batería aumenta la autosuficiencia de la misma hasta un 1.2% entre los casos más extremos, obteniéndose la misma reducción en cuanto a energía fotovoltaica importada, y manteniéndose invariable la autosuficiencia del generador fotovoltaico. Por otro lado, mayores potencias de generador resultan en un aumento tanto de la autosuficiencia del mismo como de la batería, según la capacidad instalada, reduciendo en mayor medida la energía fotovoltaica necesaria de importar desde la red eléctrica, hasta incluso cubrir el 100% de los consumos, en el caso del generador de mayor tamaño. No obstante, como ya se ha comentado, dichos incrementos de autosuficiencia del 2-3% difícilmente justificarán la mayor inversión necesaria para la obtención de estos resultados.

En las siguientes gráficas se mostrará información adicional en detalle sobre la operación del sistema y las fuentes de pérdidas en el mismo.

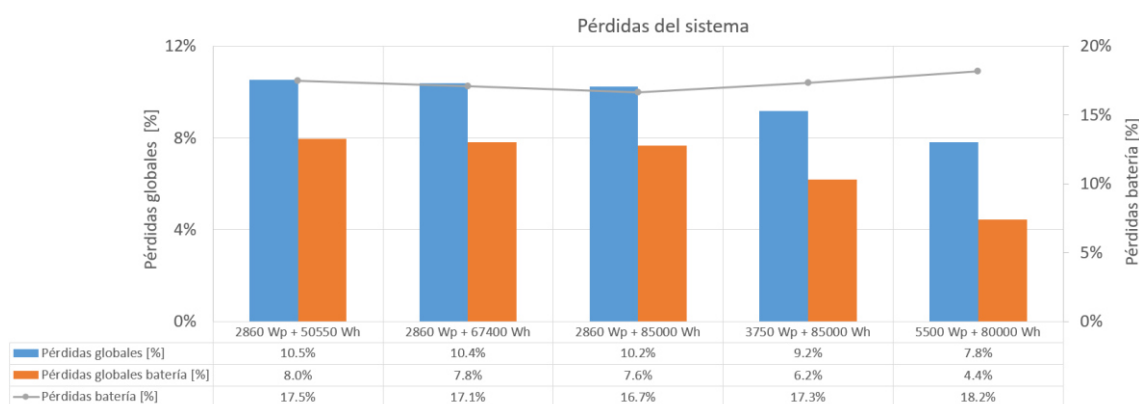


Figura 7.24. Pérdidas del sistema SFA

Acorde a lo mostrado en la Figura 7.24, se aprecian ligeras diferencias con respecto a las pérdidas ocurridas en la batería. Para los casos con mismo tamaño de generador, llama la atención que las pérdidas en la batería disminuyan conforme aumenta el tamaño de la misma, al contrario de lo que ocurría en los sistemas conectados a red con almacenamiento, estudiados en el apartado 7.2. Dado que en cada sistema se trabaja con índices de autosuficiencia muy elevados, cercanos al 100%, y de autoconsumo en torno al 70%, la casuística es diferente a la estudiada en el apartado 7.2, y por tanto, se aprecia como la mayor entrada y salida de energía de la batería a dichos niveles de cobertura disminuyen las pérdidas que se producen en la misma. No obstante, las diferencias son apenas relevantes, de en torno el 0.2%.

Con respecto a los casos con un mayor tamaño de generador, el disminuir el autoconsumo manteniendo los niveles de autosuficiencia se traduce en un aumento de las pérdidas ocurridas en la batería que, sin embargo, tienen menor peso a nivel global, ya que, al aumentar el autoconsumo directo del generador fotovoltaico, y ser este más eficiente que las baterías, el protagonismo de las mismas se ve reducido, traduciéndose en una disminución tanto de las pérdidas globales del sistema como de las baterías, tanto mayor cuanto mayor sea la cobertura del generador fotovoltaico frente a la de las baterías.

En la Figura 7.25, se muestra el performance ratio de los casos de estudio simulados:

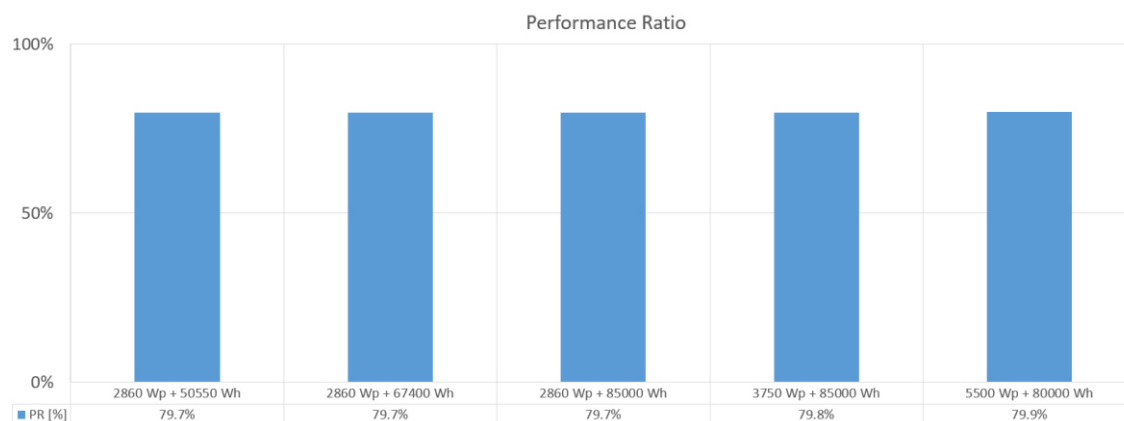


Figura 7.25. Performance ratio SFA

Como puede observarse, apenas se aprecian diferencias en los performance ratio presentados para cada caso de estudio, siendo muy ligeramente menores para aquellos casos con menor tamaño de generador. Debido a que, principalmente, son las características del generador fotovoltaico y del emplazamiento las que tienen mayor peso en el cálculo del performance ratio, y estas se mantienen constantes en cada caso, los resultados presentados son coherentes.

Finalmente, se presentan los índices de rendimiento del sistema:

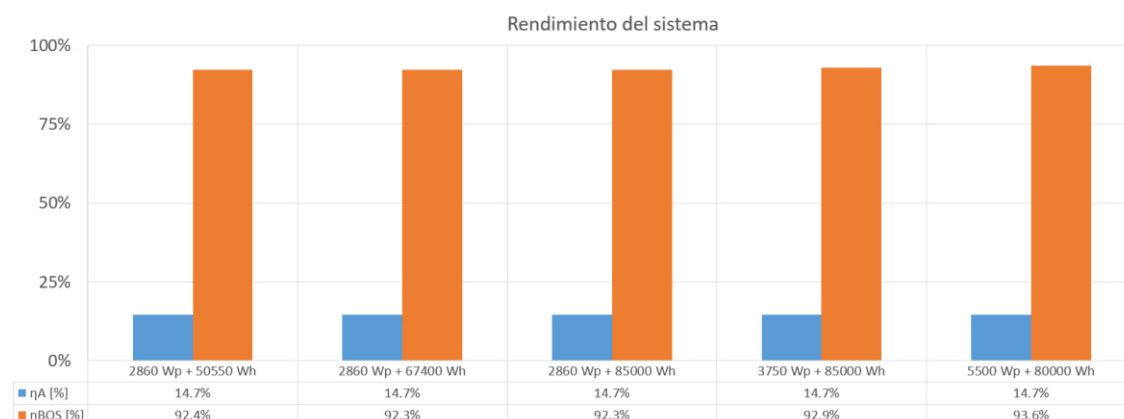


Figura 7.26. Rendimiento del sistema SFA

Al igual que en los apartados 7.1 y 7.2, el rendimiento del generador fotovoltaico se mantiene constante para cada caso de estudio, ya que las características del generador son comunes a todos los casos de estudio.

Con respecto al rendimiento del resto del sistema, para los casos de estudio con igual tamaño de generador, el rendimiento se mantiene prácticamente constante, siendo ligeramente menor a mayor capacidad de batería. Dicha diferencia puede deberse a la mayor cobertura de las cargas por parte de la batería, que se traduciría en una menor eficiencia del inversor con respecto a si estuviera alimentando las cargas directamente del generador fotovoltaico. Puesto que las diferencias en la autosuficiencia alcanzada entre los casos más extremos apenas llegan al 1%, tiene sentido que las diferencias sean apenas apreciables.

Por el contrario, se aprecia una mejoría más notable en aquellos casos con un mayor tamaño de generador. Esto tiene sentido por el mismo motivo que el expuesto previamente, pero en el caso contrario: al aumentar la autosuficiencia del generador en mayor medida que la de la batería, el inversor trabajará con una eficiencia mayor, y, por tanto, el rendimiento del resto del sistema también lo será.

7.3.3 Resultados económicos

Debido al funcionamiento del sistema fotovoltaico, en la Figura 7.27 se muestran los ahorros económicos simulados para cada caso de estudio, en términos absolutos:

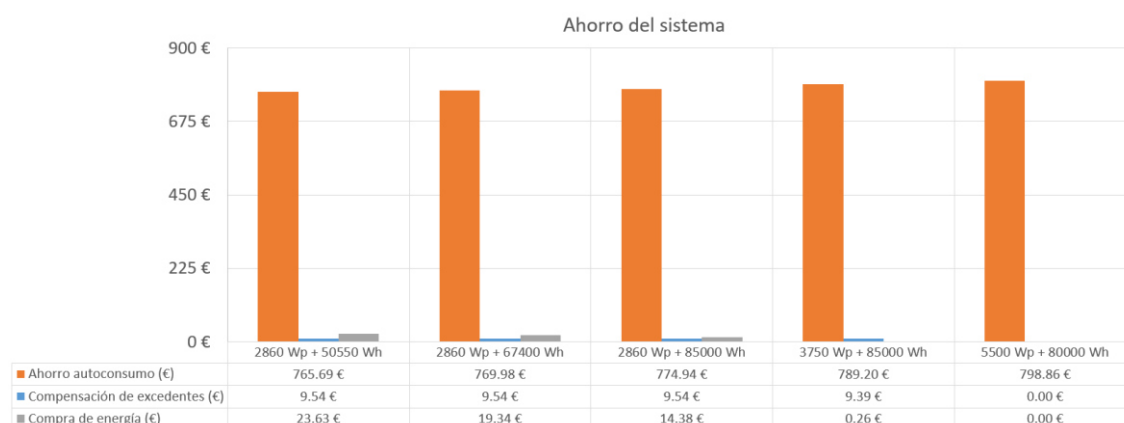


Figura 7.27. Ahorro del sistema SFA

Como puede observarse, comparando entre casos extremos, la diferencia estriba en torno a los 20 euros en concepto de compra de energía, manteniéndose similares los niveles de ahorro por autoconsumo en cada caso (>95%). El caso con mayor tamaño de generador y menor capacidad de batería, al cubrir el 100% de los consumos, ahorraría la totalidad de la factura en concepto de autoconsumo.

Con respecto al ahorro por compensación de excedentes, cabe mencionar que se ha considerado en el análisis ya que, como se comentó en el apartado 7.3, todos los casos de estudio se han considerado conectados a red. En el caso de que el sistema se hubiera simulado aislado de red, todos los términos de compensación por excedentes serían nulos, o su significado no sería otro más que la cantidad de ahorro perdido por no haber podido verter los excedentes a red. En cualquiera de los casos, puestos que los niveles de autosuficiencia son cercanos al 100%, apenas existe margen para compensar los excedentes, de ahí que la cantidad máxima compensada no llegue ni siquiera a los 10 euros, siendo por tanto irrelevante para la viabilidad o no del estudio económico.

En cualquier caso, dichos resultados únicamente expresan ganancias en términos absolutos, siendo necesarios los parámetros específicos de evaluación económica, que se presentarán a continuación, para determinar la viabilidad de la misma.

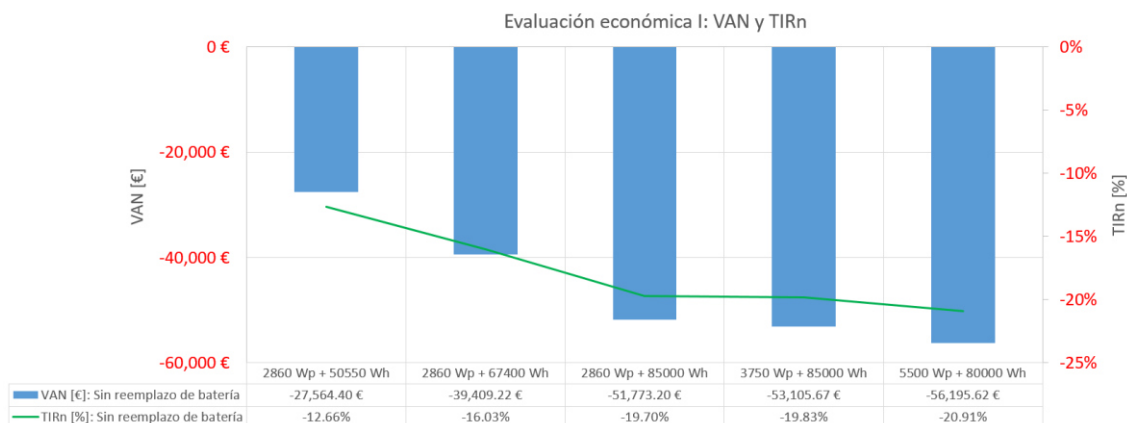


Figura 7.28. Evaluación económica I: VAN y TIRn SFA

A tenor de lo mostrado en la Figura 7.28, parece claro que en ninguno de los casos la inversión realizada devolverá un retorno económico positivo. Tanto la rentabilidad económica de la inversión como el valor actual neto son negativos, lo que indica que cada sistema simulado no sería capaz de devolver la inversión realizada y generaría pérdidas. De hecho, a mayor inversión y mejores resultados energéticos, peor se volvería la inversión.

Tal y como se vio en gráficas anteriores, esto tiene sentido, ya que, ante ampliaciones de la instalación, la operación del sistema apenas se veía ligeramente mejorada, por lo que está claro que el aumento de la inversión no estaba justificado, desde un punto de vista económico.

Por otro lado, en el análisis no se ha considerado el efecto de considerar un reemplazo de la batería a lo largo de la vida útil, ya que no haría más que resaltar los ya de por sí contundentes resultados. Por tanto, queda claro que, el diseño de este tipo de sistemas para aplicaciones similares a la estudiada, no se atendería a criterios económicos en ningún caso, teniendo más sentido su estudio con carácter académico o teórico.

La Figura 7.29, donde se muestra un desglose de los diferentes LCOE para cada componente principal de cada caso de estudio, pone aún más de manifiesto lo ya mencionado:

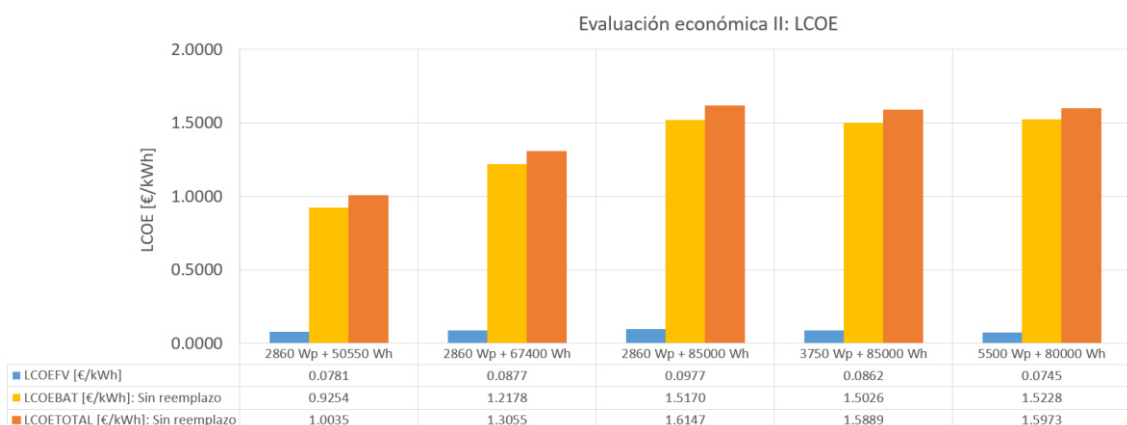


Figura 7.29. Evaluación económica II: LCOE SFA

Como puede observarse, el sobredimensionado de las baterías supone un peso demasiado grande y repercute en un LCOE excesivo para la instalación, justificando los resultados mostrados en la Figura 7.28.

Finalmente, en la Figura 7.30, se muestra el coste de la inversión necesaria en cada caso de estudio, así como el hipotético tiempo de retorno de la inversión:

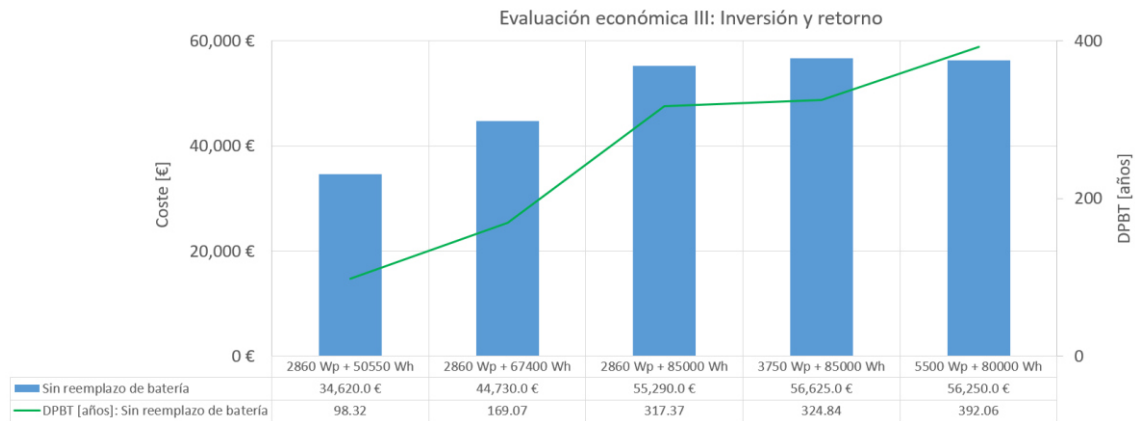


Figura 7.30. Evaluación económica III: Inversión y retorno SFA

Como puede apreciarse, el coste de la inversión crece injustificadamente, desde un punto de vista económico, conforme aumenta el tamaño de la instalación, reflejándose en el tiempo de retorno de la inversión. Los tiempos de retorno obtenidos resultan inverosímiles, y no hacen más que poner de manifiesto que, desde un punto de vista económico, la inversión carece de sentido.

7.3.4 Dimensionado final

Como se ha visto a lo largo del análisis realizado en los apartados previos, desde el punto de vista de la rentabilidad, cualquier diseño de este tipo de sistema carecería de sentido alguno, puesto que cualquier inversión no retornaría más que pérdidas económicas.

En aplicaciones más específicas, sin embargo, donde los consumos no resulten tan elevados, y se priorice la continuidad de la alimentación del consumo respecto a los beneficios económicos, por las características específicas que pueda tener la aplicación, dichos sistemas sí que podrían tener cabida.

Por tanto, desde un punto de vista puramente académico, y obviando criterios económicos, puesto que estos ya han sido completamente descartados, el sistema con un tamaño de generador fotovoltaico de 5500 Wp y una batería de 80000 Wh, cumpliría estrictamente con los requisitos definidos para el diseño del sistema, desde un punto de vista teórico.

En el anexo E se recogen todos los resultados obtenidos para las simulaciones realizadas.

8. Conclusiones

Tras el análisis en detalle de todas las simulaciones planteadas, así como el dimensionado de cada uno de los 3 sistemas fotovoltaicos propuestos, a continuación, se trata de recoger las conclusiones principales que se pueden extraer de dicho estudio:

- Haciendo uso de la herramienta de simulación diseñada, se ha podido realizar un estudio en detalle de tres tipos diferentes de sistema fotovoltaico para una aplicación estándar de vivienda común.
- Desde un punto de vista práctico, el sistema fotovoltaico conectado a red sin baterías resulta el más idóneo de los tres planteados, puesto que es con el que se consigue una mayor rentabilidad de la inversión realizada, con una menor inversión inicial y con un menor tiempo de recuperación de la misma.
- En un sistema fotovoltaico conectado a red sin baterías, el máximo índice de autosuficiencia que se puede conseguir está limitado por los consumos diurnos. Por el contrario, al incluir baterías, este límite dejaría de existir, siendo ideales este tipo de sistemas en aplicaciones con consumos predominantemente nocturnos.
- Plantear un sistema fotovoltaico autónomo, aislado de red o con la intención de cubrir el 100% de los consumos de una vivienda estándar, carece de sentido desde un punto de vista económico y práctico, puesto que la inversión necesaria sería inmensamente mayor a los beneficios que reportaría. En todo caso, sería necesario contar con un generador auxiliar de energía, como un grupo electrógeno.
- Actualmente, el LCOE de la energía entregada por la batería es alrededor de 3-4 veces mayor que el LCOE de la energía entregada por el generador fotovoltaico, pudiendo aumentar esta cifra a 6-7 veces considerando un posible reemplazo de la batería a lo largo de su vida útil.
- En consecuencia de lo expuesto en el punto anterior, de manera general, en sistemas fotovoltaicos con batería, resulta más rentable aumentar el tamaño del generador fotovoltaico que de la batería para alcanzar los objetivos propuestos. En especial, una vez alcanzado cierto tamaño de batería, el incremento de la misma no supone grandes beneficios, siendo mejor aumentar el generador, e incluso disminuyendo la misma, para obtener mayores rentabilidades.
- Considerar el impacto de un posible reemplazo de batería a lo largo de la vida útil del proyecto puede alterar notablemente las previsiones esperadas en cuanto a los resultados económicos del mismo. En este sentido, aquellos sistemas con menor tamaño de batería se verían menos perjudicados ante dicha eventualidad, mientras que, por el contrario, a mayor tamaño de batería, mayor el impacto.
- En general, el performance ratio de la instalación apenas se ve afectado por la batería, puesto que son las características del generador fotovoltaico y del emplazamiento las que tienen mayor peso en el cálculo del mismo, y estas se mantienen constantes en cada caso.
- Una mayor autosuficiencia no implica necesariamente mayores beneficios, puesto que el coste de la inversión necesaria para obtener dicha mejora podría no ser justificable. En todos los casos, habrá que buscar el punto de equilibrio entre inversión y resultados.



- Por el contrario, una disminución del autoconsumo no implica necesariamente menores beneficios, puesto que la venta de excedentes a la red eléctrica puede suponer una fuente de beneficios considerable. Este es el caso cuando se aumenta el tamaño del generador fotovoltaico en un sistema conectado a red sin baterías, donde aumenta la autosuficiencia, pero disminuye el autoconsumo.
- Puesto que el rendimiento en la energía entregada por la batería es inferior a la entregada directamente por el generador fotovoltaico, cuantos más intercambios de energía se produzcan en la batería, en mayor medida aumentarán las pérdidas globales de la batería, y, por consiguiente, del sistema. En este sentido, sería más deseable y eficiente que la contribución a la autosuficiencia del sistema sea mayor por parte del generador fotovoltaico que de la batería.
- El rendimiento del resto del sistema será mayor en cuanto mayor sea el autoconsumo directo de la fotovoltaica, disminuyendo conforme aumente la contribución de la batería a la autosuficiencia del sistema, debido, principalmente, a dos motivos: el mayor rendimiento del inversor alimentando las cargas directamente desde el generador fotovoltaico frente a la batería, y la reducción de las pérdidas globales en la batería, por los motivos expuestos justo en el punto anterior.
- En la actualidad, existe una amplia investigación en cuanto al desarrollo de baterías más eficientes, habiéndose conseguido grandes avances y reducciones del LCOE de las mismas en los últimos años. Si las investigaciones en diseños y nuevos materiales siguen su curso y se consiguen fabricar baterías cuyo LCOE se aproxime más al de la fotovoltaica, se podrá plantear el diseño de sistemas fotovoltaicos con mayores capacidades de almacenamiento, a la vez que se consiga aumentar la rentabilidad económica.



9. Bibliografía

- Domótica Solar. (2021, 11 julio). Rendimiento Instalación Solar con Batería y Aislada, con Joan Olaria. YouTube: <https://www.youtube.com/watch?v=KsURHGWouNM>
- PRODUCCIÓN DE ENERGÍA TÉRMICA PARA PROCESOS INDUSTRIALES MEDIANTE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA. (s. f.). <https://biblus.us.es/bibing/proyectos/abreproy/71370/fichero/TFM-1370+P%C3%A9rez+Pel%C3%A1ez.pdf>
- Sistemas Fotovoltaicos Conectados a la Red. (s. f.). http://www.ujaen.es/investiga/solar/07cursosolar/home_main_frame/08_lecciones/02_leccion/www/Sist_fotovol_conectados_red.htm
- Wikipedia contributors. (2022, 29 septiembre). Grid-connected photovoltaic power system. Wikipedia. https://en.wikipedia.org/wiki/Grid-connected_photovoltaic_power_system
- PVEducation. (s. f.). <https://www.pveducation.org/>
- Wikipedia contributors. (2022b, noviembre 30). Solar inverter. Wikipedia. https://en.wikipedia.org/wiki/Solar_inverter
- Sanz, M. (2021, 21 julio). Diferencias entre inversores centrales y de cadena. NextCity Labs. <https://nextcitylabs.com/global/es/diferencias-entre-inversores-centrales-y-de-cadena/>
- Misbrener, K. (2019, 8 julio). What does a solar inverter do? Learn about an inverter's five key job duties. Solar Power World. <https://www.solarpowerworldonline.com/2019/06/what-does-a-solar-inverter-do/>
- Endef. (2020, 30 marzo). Tipos de instalaciones solares fotovoltaicas: ¿Cómo encontrar mi instalación ideal? Endef. <https://endef.com/tipos-de-instalaciones-solares-fotovoltaicas-como-encontrar-la-ideal-para-mi/>



III. ANEXOS



Índice anexos

| | |
|---|-----------|
| A. Herramienta de simulación | 74 |
| A.1 Simulación energética del sistema..... | 74 |
| A.2 Simulación económica del sistema | 77 |
| B. Justificación de la base de datos considerada | 79 |
| C. Datos de entrada | 80 |
| D. Sistema Fotovoltaico Autónomo: dimensionado teórico | 81 |
| E. Hojas de resultados | 82 |



A. Herramienta de simulación

El archivo Excel “*Simulación SFV - DGR*”, adjunto a la memoria, contiene la herramienta de simulación de sistemas fotovoltaicos diseñada para la elaboración del presente TFM.

A.1 *Simulación energética del sistema*

A continuación, se muestra la sección de la herramienta de simulación donde se realiza el balance energético del sistema.

| Localidad | Vélez-Málaga | Sistema FV | Modelo Inversor | Pérdidas | Valor estimado | Factor |
|--------------------------|--------------|-----------------------------------|-----------------|--|----------------|------------------------------------|
| Latitud (deg): | 36.778 | Potencia pico generador (Wp) | 2200 | b0 | 0.01 | Reflectancia angular y espectrales |
| Longitud (deg): | -4.101 | Potencia pico del inversor (W) | 2200 | b1 | 0.002 | Cableado en CC |
| Elevación (m): | 56 | Capacidad batería (Wh) | 6000 | b2 | 0.02 | Dispersión de parámetros GFV |
| Base de datos radiación: | PVGIS-SARAH | Area del módulo (m ²) | 1.63 | Modelo de King (Cálculo T _{mód}) | | Polvo y/o suciedad en los módulos |
| Inclinación (deg): | 34 | Potencia módulo (Wp) | 250 | m | -3.48 | Errores en el seguimiento del PMP |
| Azimuth (deg): | 2 | Eficiencia módulo (%) | 15.3% | n | -0.115 | Pérdida carga batería |
| | | Area generador (m ²) | 14.344 | | | Pérdida descarga batería |
| | | Nº módulos | 8.8 | | | Pérdidas alterna |
| | | Estado Inicial Batería (%) | 100% | | | Gamma (1/°C) |
| | | DOD batería | 30% | | | |
| | | SOC máx.batería | 100% | | | |
| | | Coste FV (€/Wp - €) | 1.5 | 3300 | | |
| | | Coste Batería (€/Wh - €) | 0.6 | 3600 | | |
| | | Coste total sistema (€) | 6900 | | | |

| | Consumo [E _i] (kWh) | Generación [E _{GF} *] (Wh) | Energía autoconsumida [E _{AUT}] (Wh) | Compra a red [E _{RG}] (Wh) | Venta a red [E _{RG} *] (Wh) | Ahorro Autoconsumo (€) | Compra energía, con Peajes y Cargos (€) | Compra energía, sin Peajes y Cargos (€) | Venta a Red (€) | Compensación de excedentes (€) | Coste de compra de energía final (€) |
|------------|---------------------------------|-------------------------------------|--|--------------------------------------|--------------------------------------|------------------------|---|---|-----------------|--------------------------------|--------------------------------------|
| Enero | 387.60 | 311.05 | 200.38 | 187.22 | 82.68 | 26.69 | 26.05 | 26.05 | 4.59 | 4.59 | 21.47 |
| Febrero | 315.80 | 266.92 | 167.16 | 148.65 | 72.80 | 22.60 | 20.81 | 20.81 | 4.22 | 4.22 | 16.60 |
| Marzo | 368.55 | 385.25 | 235.33 | 133.22 | 114.01 | 37.86 | 15.52 | 14.96 | 8.64 | 8.64 | 6.89 |
| Abril | 307.94 | 314.22 | 201.40 | 106.54 | 80.99 | 34.25 | 13.92 | 12.59 | 7.31 | 7.31 | 6.61 |
| Mayo | 197.38 | 382.49 | 188.86 | 8.52 | 159.52 | 33.00 | 1.06 | 0.92 | 15.84 | 0.92 | 0.14 |
| Junio | 219.11 | 399.99 | 217.96 | 1.14 | 148.50 | 48.53 | 0.22 | 0.22 | 21.06 | 0.22 | 0.00 |
| Julio | 259.22 | 405.12 | 254.60 | 4.62 | 113.04 | 68.44 | 1.07 | 1.05 | 20.52 | 1.05 | 0.02 |
| Agosto | 290.34 | 382.61 | 261.90 | 28.44 | 85.06 | 64.67 | 6.26 | 5.89 | 15.08 | 5.89 | 0.38 |
| Septiembre | 286.98 | 339.36 | 241.89 | 45.10 | 64.82 | 78.60 | 13.56 | 12.84 | 16.45 | 12.84 | 0.72 |
| Octubre | 294.81 | 331.58 | 227.64 | 67.17 | 71.64 | 66.75 | 16.79 | 16.21 | 13.30 | 13.30 | 3.49 |
| Noviembre | 226.87 | 286.55 | 164.77 | 62.09 | 90.85 | 49.71 | 14.87 | 14.22 | 17.59 | 14.22 | 0.65 |
| Diciembre | 365.64 | 267.66 | 170.02 | 195.62 | 70.18 | 71.57 | 66.05 | 63.54 | 19.89 | 19.89 | 46.16 |
| | 3520.24 | 4072.80 | 2531.90 | 988.34 | 1154.08 | 602.66 | 196.21 | 189.29 | 164.48 | 93.08 | 103.12 |

| Periodo: Año natural (365 días) | Base de datos: PVGIS | | | | | CALCULOS SEGÚN MODELO | | | | | | | Consumo total [E _i] (Wh) | Excedente (Wh) | Estado Inicial Batería (Wh) |
|---|------------------------|--------------------|---|-----------------------|----------------------|---------------------------------------|-----------------------|------------------------|--|----------------------|-------------------------------|-------------------------|--------------------------------------|----------------|-----------------------------|
| Día y hora | G (Wh/m ²) | C _{k,STC} | C _{k,STC} *G _k [Wh/m ²] | T _{amb} (°C) | V _w (m/s) | Energía ideal [E _{GF}] (Wh) | T _{mód} (°C) | Energía generador (Wh) | E. entrada inversor [E _{GF} *] (Wh) | Rendimiento Inversor | E. disponible salida inv (Wh) | EFV disponible red (Wh) | | | |
| 01/01 01:00:00 | 0 | 1.075 | 0.00 | 5.17 | 2.32 | 0 | 5.17 | 0.0 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.0 | 355.7 | -355.7 | 6000.0 |
| 12/31 24:00:00 | 0 | 1.062 | 0.00 | 8.65 | 2.7 | 0 | 8.65 | 0.0 | 0.0 | 0.000 | 0.0 | 0.0 | 283.0 | -283.0 | 2936.0 |
| VALORES ANUALES (kWh/m ² - kWh) | 2209.17 | | 2112.49 | | | 4860.18 | | 4646.50 | 4072.80 | | 3930.75 | 3891.44 | 3520.24 | 478.56 | |
| VALOR MEDIO DIARIO ANUAL (Wh/m ² - Wh) | 252.19 | | 241.15 | 16.26 | 2.81 | 554.82 | 21.72 | 530.42 | 464.93 | 0.93 | 448.72 | 444.23 | 401.85 | 54.63 | 3566.41 |
| Día y hora | G (Wh/m ²) | C _{k,STC} | C _{k,STC} *G _k [Wh/m ²] | T _{amb} (°C) | V _w (m/s) | Energía ideal [E _{GF}] (Wh) | T _{mód} (°C) | Energía generador (Wh) | E. entrada inversor [E _{GF} *] (Wh) | Rendimiento Inversor | E. disponible salida inv (Wh) | EFV disponible red (Wh) | Consumo total [E _i] (Wh) | Excedente (Wh) | Estado Inicial Batería (Wh) |

| | |
|--------------------------------|--------|
| Autoconsumo (%) | 68.69% |
| Autosuficiencia (%) | 71.92% |
| PR (%) | 79.78% |
| Pérdidas globales (%) | 9.50% |
| Pérdidas globales batería (%) | 6.50% |
| Pérdidas batería (%) | 18.10% |
| Autoconsumo directo FV (%) | 36.18% |
| Autoconsumo batería (%) | 32.51% |
| Energía FV exportada (%) | 31.31% |
| Autosuficiencia directa FV (%) | 37.89% |
| Autosuficiencia batería (%) | 34.04% |
| Energía importada red (%) | 28.08% |
| Ahorro autoconsumo (€) | 602.66 |
| Compensación de excedentes (€) | 93.08 |
| Compra de energía (€) | 103.12 |

| Parámetro | Valores anuales | Valores diarios promedios | Parámetro | Valores anuales | Valores diarios promedios | Parámetro | Valores anuales | Valores diarios promedios |
|---|-----------------|---------------------------|-----------------------------------|-----------------|---------------------------|------------------------------|-----------------|---------------------------|
| H (kWh/m ²) | 2209.17 | 6.05 | L _c (kWh/kWp) | 97.13 | 0.27 | PR | 79.78% | 79.78% |
| E _A =E _{A,dc} (kWh) | 4646.50 | 12.73 | L _{bos} (kWh/kWp) | 349.48 | 0.96 | Y _{R,STC} (kWh/kWp) | 2112.49 | 5.79 |
| E _{A,ac} (kWh) | 3877.64 | 10.62 | η _A =η _{A,ac} | 14.66% | 14.66% | PR _{STC} | 83.44% | 83.44% |
| E _{ATL,dc} (kWh) | 1407.74 | 3.86 | E _{in} | 5466.01 | 14.98 | | | |
| E _{ATB,dc} (kWh) | 1462.96 | 4.01 | E _{use} | 5075.80 | 13.91 | | | |
| E _{ATG,dc} (kWh) | 1202.09 | 3.29 | η _{BOS} | 92.86% | 92.86% | | | |
| Y _R (kWh/kWp) | 2209.17 | 6.05 | F _A | 85.01% | 85.01% | | | |
| Y _A =Y _{A,dc} (kWh/kWp) | 2112.04 | 5.79 | E _{use,pv} | 4314.79 | 11.82 | | | |
| E _{ATL,ac} (kWh) | 1333.74 | 3.65 | η _S | 13.62% | 13.62% | | | |
| E _{ATB,ac} (kWh) | 1389.82 | 3.81 | | | | | | |
| E _{ATG,ac} (kWh) | 1154.08 | 3.16 | | | | | | |
| Y _{FTL+TG} (kWh/kWp) | 1130.83 | 3.10 | | | | | | |
| Y _{FTB} (kWh/kWp) | 631.73 | 1.73 | | | | | | |
| Y _r (kWh/kWp) | 1762.57 | 4.83 | | | | | | |



A.2 Simulación económica del sistema

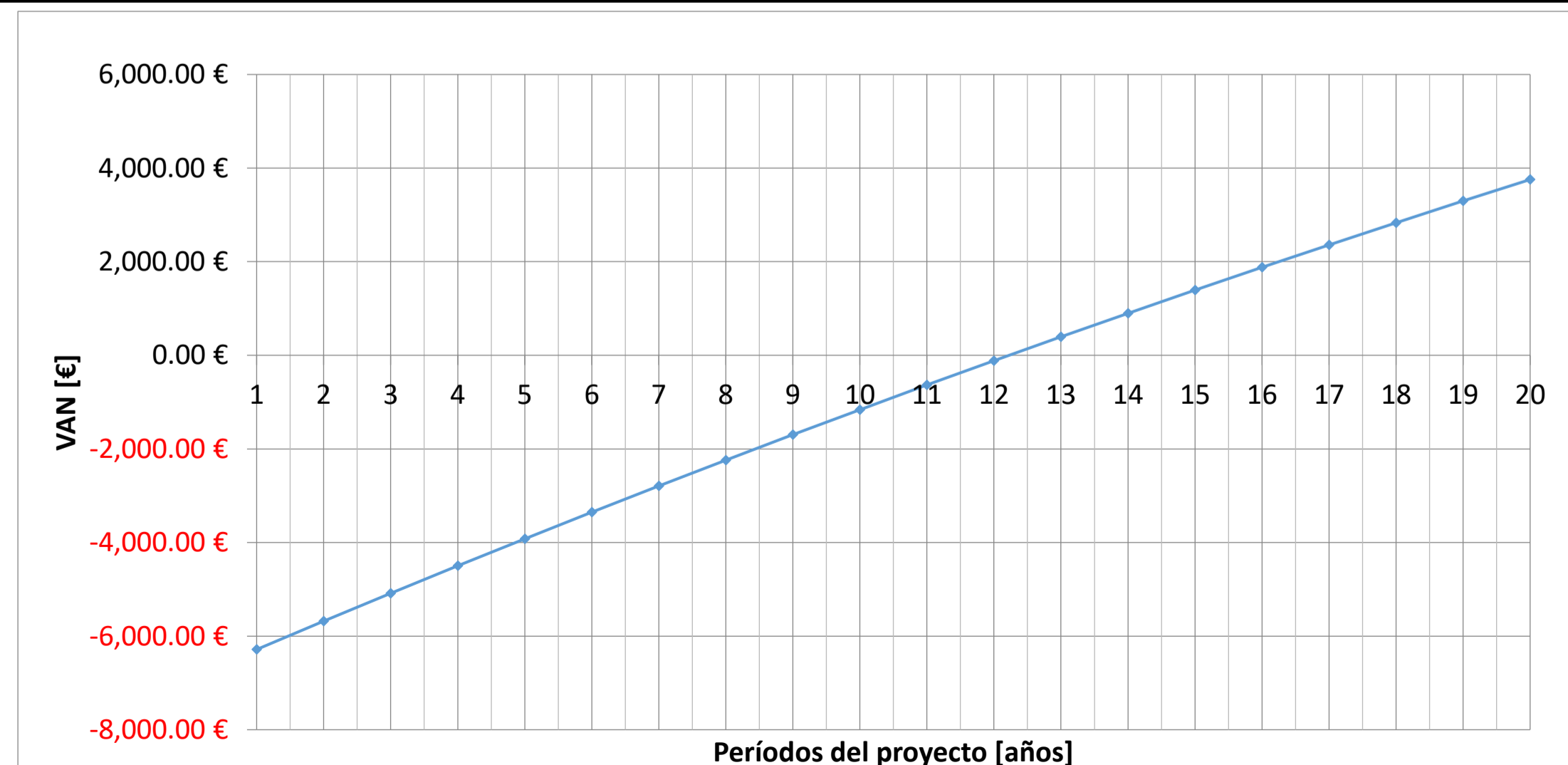
A continuación, se muestra la sección de la herramienta de simulación donde se realiza el balance económico del sistema.

| | |
|---|-------|
| Vida útil proyecto (años) | 20 |
| Tasa variación interanual FV inyectada (%) | 1% |
| Tasa variación interanual FV autoconsumo (%) | 1% |
| Perdida anual de potencia (producción) (%) | 0.50% |
| Perdida anual de almacenamiento batería (%) | 0.50% |
| Gastos Operación y mantenimiento | 1% |
| Tasa de variación interanual O&M | 1% |
| Coste del capital (inflación) | 2% |
| Reemplazo batería a mitad de vida útil proyecto | No |

| Análisis económico | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|--------------------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|-------|
| Año | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | |
| Producción eléctrica (kWh) | 4646.50 | 4623.26 | 4600.15 | 4577.15 | 4554.26 | 4531.49 | 4508.83 | 4486.29 | 4463.86 | 4441.54 | 4419.33 | 4397.23 | 4375.25 | 4353.37 | 4331.60 | 4309.95 | 4288.40 | 4266.95 | 4245.62 | 4224.39 | |
| Aporte batería (kWh) | 1393.21 | 1386.24 | 1379.31 | 1372.41 | 1365.55 | 1358.72 | 1351.93 | 1345.17 | 1338.45 | 1331.75 | 1325.09 | 1318.47 | 1311.88 | 1305.32 | 1298.79 | 1292.30 | 1285.84 | 1279.41 | 1273.01 | 1266.64 | |
| Ingresos inyección a red (€) | 93.08 | 93.54 | 94.01 | 94.47 | 94.94 | 95.41 | 95.88 | 96.36 | 96.83 | 97.31 | 97.80 | 98.28 | 98.77 | 99.25 | 99.75 | 100.24 | 100.74 | 101.23 | 101.74 | 102.24 | |
| Ingresos autoconsumida (€) | 602.66 | 605.64 | 608.64 | 611.65 | 614.68 | 617.72 | 620.78 | 623.85 | 626.94 | 630.04 | 633.16 | 636.29 | 639.44 | 642.61 | 645.79 | 648.99 | 652.20 | 655.43 | 658.67 | 661.93 | |
| Ingresos totales (€) | 695.74 | 699.18 | 702.64 | 706.12 | 709.62 | 713.13 | 716.66 | 720.21 | 723.77 | 727.36 | 730.96 | 734.57 | 738.21 | 741.86 | 745.54 | 749.23 | 752.94 | 756.66 | 760.41 | 764.17 | |
| Costes de explotación FV (€) | -34.50 | -34.85 | -35.19 | -35.55 | -35.90 | -36.26 | -36.62 | -36.99 | -37.36 | -37.73 | -38.11 | -38.49 | -38.88 | -39.26 | -39.66 | -40.05 | -40.45 | -40.86 | -41.27 | -41.68 | |
| Costes de explotación batería (€) | -34.50 | -34.85 | -35.19 | -35.55 | -35.90 | -36.26 | -36.62 | -36.99 | -37.36 | -37.73 | -38.11 | -38.49 | -38.88 | -39.26 | -39.66 | -40.05 | -40.45 | -40.86 | -41.27 | -41.68 | |
| Cash-Flow Explotación (€) | 626.74 | 629.49 | 632.26 | 635.03 | 637.82 | 640.61 | 643.42 | 646.23 | 649.06 | 651.89 | 654.74 | 657.59 | 660.46 | 663.34 | 666.22 | 669.12 | 672.03 | 674.95 | 677.87 | 680.81 | |
| Dimensión financiera de la Inversión | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| -A (Inversión) | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | |
| | -6900 | 626.7 | 629.5 | 632.3 | 635.0 | 637.8 | 640.6 | 643.4 | 646.2 | 649.1 | 651.9 | 654.7 | 657.6 | 660.5 | 663.3 | 666.2 | 669.1 | 672.0 | 674.9 | 677.9 | 680.8 |

| | Sin reemplazo batería | Con reemplazo | |
|------------------------------|-----------------------|-------------------|-----------------|
| VAN | 3,754.84 € | 801.59 € | |
| TIR | 6.92% | 3.16% | |
| Coste de capital | 2.00% | 2.00% | |
| TIR neta | 4.92% | 1.16% | |
| Pay-Back | 12.45 | 17.89 | |
| CVU_{FV} | 3,917.02 € | 3,917.02 € | |
| CVU_{BAT} | 4,217.02 € | 7,170.28 € | |
| EFV (kWh) actualizada | FV | 72712.66 | 72712.66 |
| | Batería | 21802.21 | 21802.21 |
| LCOE (€/kWh) | FV | 0.05387 | 0.05387 |
| | Batería | 0.19342 | 0.32888 |
| | Total | 0.24729 | 0.38275 |

| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 |
|-----------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|------------------|------------------|-----------------|-----------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| Pay-Back | -6,285.55 € | -5,680.50 € | -5,084.71 € | -4,498.04 € | -3,920.35 € | -3,351.51 € | -2,791.38 € | -2,239.82 € | -1,696.72 € | -1,161.95 € | -635.37 € | -116.86 € | 393.70 € | 896.42 € | 1,391.44 € | 1,878.85 € | 2,358.79 € | 2,831.36 € | 3,296.67 € | 3,754.84 € |





B. Justificación de la base de datos considerada

Con el objetivo de utilizar un conjunto de datos meteorológicos lo más representativo posible del emplazamiento objeto de los casos de estudio, se ha llevado a cabo un pre-análisis de la irradiación global resultante durante el período de 2005 a 2015, con el objetivo de seleccionar para el estudio aquel año cuya irradiación global anual se aproxime más a la media de todos los años.

En la siguiente tabla se muestra un resumen del análisis realizado:

Tabla B.1. Estudio de la irradiación global incidente para el emplazamiento objeto de estudio desde 2005 a 2015

| | 2005 | 2007 | 2009 | 2011 | 2013 | 2015 | Media | Desviaciones absolutas respecto a la media | | | | | |
|-------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|--|-------|-------|-------|-------|-------|
| | | | | | | | | 2005 | 2007 | 2009 | 2011 | 2013 | 2015 |
| H_anual [kWh/m2] | 2244.31 | 2209.17 | 2176.88 | 2187.14 | 2181.93 | 2212.92 | 2202.06 | 1.88% | 0.32% | 1.16% | 0.68% | 0.92% | 0.49% |
| H_diaria,media [kWh/m2] | 6.15 | 6.04 | 5.96 | 5.99 | 5.98 | 6.06 | 6.03 | 1.93% | 0.23% | 1.21% | 0.62% | 0.88% | 0.49% |

Como puede observarse, el año 2007 es aquel que menor desviación presenta entre los años comprendidos en el período de tiempo seleccionado, justificándose su elección para el cómputo del recurso solar disponible en la simulación de todos los casos de estudio.



C. Datos de entrada

En el archivo Excel “*Inputs de entrada*”, adjunto a la memoria, se incluyen todos los datos de consumo, datos meteorológicos, y tarifa económica, considerados para la simulación de todos los casos de estudio.



D. Sistema Fotovoltaico Autónomo: dimensionado teórico

En el archivo Excel “*Dimensionado teórico SFA*”, adjunto a la memoria, se incluyen los cálculos realizados para el dimensionado teórico de un sistema fotovoltaico autónomo, para 3, 4 y 5 días de autonomía, según el criterio del mes peor, acorde a lo expuesto en el apartado 7.3.



E. Hojas de resultados

A continuación, se muestra el resumen de resultados obtenidos para todas las simulaciones realizadas.

| SIMULACIÓN CASOS DE ESTUDIO: SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A RED SIN BATERÍAS | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|--|---------------|------------------------------------|------------------------------------|-----------------------|---------------------------------------|---------------------------------------|----------------------------|----------------------------|--|--|-----------------------------|--|--|--------------|--|--|--------------------------------|-----------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|------------|
| | Potencia [Wp] | Autoconsumo [%] | Autosuficiencia [%] | Pérdidas globales [%] | Pérdidas globales batería [%] | Pérdidas batería [%] | Autoconsumo directo FV [%] | Autoconsumo batería [%] | EFV exportada [%] | Autosuficiencia directa FV [%] | Autosuficiencia batería [%] | EFV importada [%] | PR [%] | η_A [%] | η_{AOS} [%] | Ahorro autoconsumo (€) | Compensación de excedentes (€) | Compra de energía (€) | VAN [€]: Sin reemplazo de batería | VAN [€]: Con reemplazo de batería | $\Delta\%$ |
| Caso 1 | 1500 | 46.6% | 35.1% | 4.5% | N/A | N/A | 46.6% | N/A | 53.4% | 35.1% | N/A | 64.9% | 80.1% | 14.7% | 95.5% | 282.35 € | 212.98 € | 303.53 € | 5,811.85 € | N/A | N/A |
| Caso 2 | 2000 | 37.1% | 37.2% | 4.5% | N/A | N/A | 37.1% | N/A | 62.9% | 37.2% | N/A | 62.8% | 80.1% | 14.7% | 95.5% | 298.40 € | 300.81 € | 199.65 € | 6,702.89 € | N/A | N/A |
| Caso 3 | 2500 | 30.8% | 38.7% | 4.5% | N/A | N/A | 30.8% | N/A | 69.2% | 38.7% | N/A | 61.3% | 80.1% | 14.7% | 95.5% | 309.23 € | 349.54 € | 140.10 € | 6,836.37 € | N/A | N/A |
| Caso 4 | 3000 | 26.3% | 39.7% | 4.5% | N/A | N/A | 26.3% | N/A | 73.7% | 39.7% | N/A | 60.3% | 80.1% | 14.7% | 95.5% | 316.60 € | 376.72 € | 105.54 € | 6,542.73 € | N/A | N/A |
| Caso 5 | 3500 | 23.0% | 40.4% | 4.5% | N/A | N/A | 23.0% | N/A | 77.0% | 40.4% | N/A | 59.6% | 80.1% | 14.7% | 95.5% | 322.00 € | 397.22 € | 79.64 € | 6,101.17 € | N/A | N/A |
| Dimensionado | 2200 | 34.3% | 37.9% | 4.5% | N/A | N/A | 34.3% | N/A | 65.7% | 37.9% | N/A | 62.1% | 80.1% | 14.7% | 95.5% | 303.17 € | 325.71 € | 169.99 € | 6,856.03 € | N/A | N/A |
| | Potencia [Wp] | TIRn [%]: Sin reemplazo de batería | TIRn [%]: Con reemplazo de batería | $\Delta\%$ | DPBT [años]: Sin reemplazo de batería | DPBT [años]: Con reemplazo de batería | $\Delta\%$ | LCOE _{FV} [€/kWh] | LCOE _{BAT} [€/kWh]: Sin reemplazo | LCOE _{BAT} [€/kWh]: Con reemplazo | $\Delta\%$ | LCOE _{TOTAL} [€/kWh]: Sin reemplazo | LCOE _{TOTAL} [€/kWh]: Con reemplazo | $\Delta\%$ | Coste sistema [€]: Sin reemplazo batería | Coste sistema [€]: Con reemplazo batería | $\Delta\%$ | Coste FV [€] | Coste almacenamiento [€] | | |
| Caso 1 | 1500 | 18.97% | N/A | N/A | 5.04 | N/A | N/A | 0.0535 | N/A | N/A | N/A | 0.0535 | N/A | N/A | 2,250.0 € | N/A | N/A | 2,250.0 € | 0.0 € | | |
| Caso 2 | 2000 | 16.77% | N/A | N/A | 5.64 | N/A | N/A | 0.0535 | N/A | N/A | N/A | 0.0535 | N/A | N/A | 3,000.0 € | N/A | N/A | 3,000.0 € | 0.0 € | | |
| Caso 3 | 2500 | 14.12% | N/A | N/A | 6.55 | N/A | N/A | 0.0535 | N/A | N/A | N/A | 0.0535 | N/A | N/A | 3,750.0 € | N/A | N/A | 3,750.0 € | 0.0 € | | |
| Caso 4 | 3000 | 11.64% | N/A | N/A | 7.62 | N/A | N/A | 0.0535 | N/A | N/A | N/A | 0.0535 | N/A | N/A | 4,500.0 € | N/A | N/A | 4,500.0 € | 0.0 € | | |
| Caso 5 | 3500 | 9.61% | N/A | N/A | 8.73 | N/A | N/A | 0.0535 | N/A | N/A | N/A | 0.0535 | N/A | N/A | 5,250.0 € | N/A | N/A | 5,250.0 € | 0.0 € | | |
| Dimensionado | 2200 | 15.77% | N/A | N/A | 5.96 | N/A | N/A | 0.0535 | N/A | N/A | N/A | 0.0535 | N/A | N/A | 3,300.0 € | N/A | N/A | 3,300.0 € | 0.0 € | | |

| SIMULACIÓN CASOS DE ESTUDIO: SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A RED CON BATERÍAS | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|--|-------------------|------------------------------------|------------------------------------|-----------------------|---------------------------------------|---------------------------------------|----------------------------|----------------------------|--|--|-----------------------------|--|--|--------------|--|--|--------------------------------|-----------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|------------|
| | Configuración | Autoconsumo [%] | Autosuficiencia [%] | Pérdidas globales [%] | Pérdidas globales batería [%] | Pérdidas batería [%] | Autoconsumo directo FV [%] | Autoconsumo batería [%] | EFV exportada [%] | Autosuficiencia directa FV [%] | Autosuficiencia batería [%] | EFV importada [%] | PR [%] | η_A [%] | η_{AOS} [%] | Ahorro autoconsumo (€) | Compensación de excedentes (€) | Compra de energía (€) | VAN [€]: Sin reemplazo de batería | VAN [€]: Con reemplazo de batería | $\Delta\%$ |
| Caso 1 | 2200 Wp + 6000 Wh | 68.7% | 71.9% | 9.5% | 6.5% | 18.1% | 36.2% | 32.5% | 31.3% | 37.9% | 34.0% | 28.1% | 79.8% | 14.7% | 92.9% | 602.66 € | 93.08 € | 103.12 € | 3,754.84 € | 801.59 € | -79% |
| Caso 2 | 2200 Wp + 7000 Wh | 72.7% | 75.7% | 10.1% | 7.2% | 18.1% | 36.4% | 36.3% | 27.3% | 37.9% | 37.8% | 24.3% | 79.7% | 14.7% | 92.6% | 629.70 € | 69.74 € | 99.42 € | 3,110.81 € | -334.65 € | -111% |
| Caso 3 | 3000 Wp + 5000 Wh | 47.8% | 69.6% | 7.7% | 4.2% | 18.1% | 27.2% | 20.6% | 52.2% | 39.7% | 30.0% | 30.4% | 79.9% | 14.7% | 93.7% | 586.24 € | 161.84 € | 50.79 € | 3,941.79 € | 1,480.74 € | -62% |
| Caso 4 | 3000 Wp + 6000 Wh | 51.4% | 74.5% | 8.2% | 4.9% | 18.1% | 27.4% | 24.0% | 48.6% | 39.7% | 34.8% | 25.5% | 79.9% | 14.7% | 93.4% | 622.33 € | 129.71 € | 46.82 € | 3,302.28 € | 349.03 € | -89% |
| Caso 5 | 3500 Wp + 5000 Wh | 41.3% | 70.6% | 7.2% | 3.6% | 18.1% | 23.7% | 17.7% | 58.7% | 40.4% | 30.2% | 29.4% | 80.0% | 14.7% | 93.9% | 593.80 € | 180.12 € | 24.95 € | 3,499.28 € | 1,038.23 € | -70% |
| Dimensionado | 2600 Wp + 5500 Wh | 56.9% | 71.2% | 8.5% | 5.2% | 18.1% | 31.1% | 25.8% | 43.1% | 38.9% | 32.2% | 28.8% | 79.9% | 14.7% | 93.3% | 597.48 € | 130.75 € | 70.63 € | 3,956.38 € | 1,249.23 € | -68% |
| | Configuración | TIRn [%]: Sin reemplazo de batería | TIRn [%]: Con reemplazo de batería | $\Delta\%$ | DPBT [años]: Sin reemplazo de batería | DPBT [años]: Con reemplazo de batería | $\Delta\%$ | LCOE _{FV} [€/kWh] | LCOE _{BAT} [€/kWh]: Sin reemplazo | LCOE _{BAT} [€/kWh]: Con reemplazo | $\Delta\%$ | LCOE _{TOTAL} [€/kWh]: Sin reemplazo | LCOE _{TOTAL} [€/kWh]: Con reemplazo | $\Delta\%$ | Coste sistema [€]: Sin reemplazo batería | Coste sistema [€]: Con reemplazo batería | $\Delta\%$ | Coste FV [€] | Coste almacenamiento [€] | | |
| Caso 1 | 2200 Wp + 6000 Wh | 4.92% | 1.16% | -76% | 12.45 | 17.89 | 44% | 0.0539 | 0.1934 | 0.3289 | 70% | 0.2473 | 0.3827 | 55% | 6,900.0 € | 10,500.0 € | 52% | 3,300.0 € | 3,600.0 € | | |
| Caso 2 | 2200 Wp + 7000 Wh | 3.84% | -0.46% | -112% | 13.65 | 20.65 | 51% | 0.0546 | 0.2011 | 0.3434 | 71% | 0.2558 | 0.3980 | 56% | 7,500.0 € | 11,700.0 € | 56% | 3,300.0 € | 4,200.0 € | | |
| Caso 3 | 3000 Wp + 5000 Wh | 4.77% | 1.93% | -59% | 12.61 | 16.69 | 32% | 0.0521 | 0.1912 | 0.3194 | 67% | 0.2434 | 0.3716 | 53% | 7,500.0 € | 10,500.0 € | 40% | 4,500.0 € | 3,000.0 € | | |
| Caso 4 | 3000 Wp + 6000 Wh | 3.78% | 0.44% | -88% | 13.72 | 19.31 | 41% | 0.0527 | 0.1941 | 0.3266 | 68% | 0.2467 | 0.3793 | 54% | 8,100.0 € | 11,700.0 € | 44% | 4,500.0 € | 3,600.0 € | | |
| Caso 5 | 3500 Wp + 5000 Wh | 3.92% | 1.25% | -68% | 13.55 | 17.85 | 32% | 0.0518 | 0.1931 | 0.3203 | 66% | 0.2449 | 0.3721 | 52% | 8,250.0 € | 11,250.0 € | 36% | 5,250.0 € | 3,000.0 € | | |
| Dimensionado | 2600 Wp + 5500 Wh | 4.96% | 1.71% | -66% | 12.41 | 17.04 | 37% | 0.0529 | 0.1910 | 0.3221 | 69% | 0.2439 | 0.3750 | 54% | 7,200.0 € | 10,500.0 € | 46% | 3,900.0 € | 3,300.0 € | | |

| SIMULACIÓN CASOS DE ESTUDIO: SISTEMA FOTOVOLTAICO AISLADO DE RED | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|--|--------------------|------------------------------------|------------------------------------|-----------------------|---------------------------------------|---------------------------------------|----------------------------|----------------------------|--|--|-----------------------------|--|--|--------------|--|--|--------------------------------|-----------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|------------|
| | Configuración | Autoconsumo [%] | Autosuficiencia [%] | Pérdidas globales [%] | Pérdidas globales batería [%] | Pérdidas batería [%] | Autoconsumo directo FV [%] | Autoconsumo batería [%] | EFV exportada [%] | Autosuficiencia directa FV [%] | Autosuficiencia batería [%] | EFV importada [%] | PR [%] | η_A [%] | η_{AOS} [%] | Ahorro autoconsumo (€) | Compensación de excedentes (€) | Compra de energía (€) | VAN [€]: Sin reemplazo de batería | VAN [€]: Con reemplazo de batería | $\Delta\%$ |
| Caso 1 | 2860 Wp + 50550 Wh | 71.2% | 95.8% | 10.5% | 8.0% | 17.5% | 29.3% | 41.9% | 28.8% | 39.4% | 56.4% | 4.2% | 79.7% | 14.7% | 92.4% | 765.69 € | 9.54 € | 23.63 € | -27,564.40 € | N/A | N/A |
| Caso 2 | 2860 Wp + 67400 Wh | 71.5% | 96.4% | 10.4% | 7.8% | 17.1% | 29.3% | 42.3% | 28.5% | 39.4% | 57.0% | 3.6% | 79.7% | 14.7% | 92.3% | 769.98 € | 9.54 € | 19.34 € | -39,409.22 € | N/A | N/A |
| Caso 3 | 2860 Wp + 85000 Wh | 71.8% | 97.0% | 10.2% | 7.6% | 16.7% | 29.2% | 42.6% | 28.2% | 39.4% | 57.6% | 3.0% | 79.7% | 14.7% | 92.3% | 774.94 € | 9.54 € | 14.38 € | -51,773.20 € | N/A | N/A |
| Caso 4 | 3750 Wp + 85000 Wh | 55.2% | 99.0% | 9.2% | 6.2% | 17.3% | 22.7% | 32.5% | 44.8% | 40.7% | 58.2% | 1.0% | 79.8% | 14.7% | 92.9% | 789.20 € | 9.39 € | 0.26 € | -53,105.67 € | N/A | N/A |
| Caso 5 | 5500 Wp + 80000 Wh | 37.5% | 100.0% | 7.8% | 4.4% | 18.2% | 15.9% | 21.6% | 62.5% | 42.3% | 57.7% | 0.0% | 79.9% | 14.7% | 93.6% | 798.86 € | 0.00 € | 0.00 € | -56,195.62 € | N/A | N/A |
| Dimensionado | 5500 Wp + 80000 Wh | 37.5% | 100.0% | 7.8% | 4.4% | 18.2% | 15.9% | 21.6% | 62.5% | 42.3% | 57.7% | 0.0% | 79.9% | 14.7% | 93.6% | 798.86 € | 0.00 € | 0.00 € | -56,195.62 € | N/A | N/A |
| | Configuración | TIRn [%]: Sin reemplazo de batería | TIRn [%]: Con reemplazo de batería | $\Delta\%$ | DPBT [años]: Sin reemplazo de batería | DPBT [años]: Con reemplazo de batería | $\Delta\%$ | LCOE _{FV} [€/kWh] | LCOE _{BAT} [€/kWh]: Sin reemplazo | LCOE _{BAT} [€/kWh]: Con reemplazo | $\Delta\%$ | LCOE _{TOTAL} [€/kWh]: Sin reemplazo | LCOE _{TOTAL} [€/kWh]: Con reemplazo | $\Delta\%$ | Coste sistema [€]: Sin reemplazo batería | Coste sistema [€]: Con reemplazo batería | $\Delta\%$ | Coste FV [€] | Coste almacenamiento [€] | | |
| Caso 1 | 2860 Wp + 50550 Wh | -12.66% | N/A | N/A | 98.32 | N/A | N/A | 0.0781 | 0.9254 | N/A | N/A | 1.0035 | N/A | N/A | 34,620.0 € | N/A | N/A | 4,290.0 € | 30,330.0 € | | |
| Caso 2 | 2860 Wp + 67400 Wh | -16.03% | N/A | N/A | 169.07 | N/A | N/A | 0.0877 | 1.2178 | N/A | N/A | 1.3055 | N/A | N/A | 44,730.0 € | N/A | N/A | 4,290.0 € | 40,440.0 € | | |
| Caso 3 | 2860 Wp + 85000 Wh | -19.70% | N/A | N/A | 317.37 | N/A | N/A | 0.0977 | 1.5170 | N/A | N/A | 1.6147 | N/A | N/A | 55,290.0 € | N/A | N/A | 4,290.0 € | 51,000.0 € | | |
| Caso 4 | 3750 Wp + 85000 Wh | -19.83% | N/A | N/A | 324.84 | N/A | N/A | 0.0862 | 1.5026 | N/A | N/A | 1.5889 | N/A | N/A | 56,625.0 € | N/A | N/A | 5,625.0 € | 51,000.0 € | | |
| Caso 5 | 5500 Wp + 80000 Wh | -20.91% | N/A | N/A | 392.06 | N/A | N/A | 0.0745 | 1.5228 | N/A | N/A | 1.5973 | N/A | N/A | 56,250.0 € | N/A | N/A | 8,250.0 € | 48,000.0 € | | |
| Dimensionado | 5500 Wp + 80000 Wh | -20.91% | N/A | N/A | 392.06 | N/A | N/A | 0.0745 | 1.5228 | N/A | N/A | 1.5973 | N/A | N/A | 56,250.0 € | N/A | N/A | 8,250.0 € | 48,000.0 € | | |