



Universidad de Oviedo

**ESCUELA POLITÉCNICA DE INGENIERÍA DE GIJÓN**

**GRADO EN INGENIERÍA DE TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES**

**ÁREA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**DISEÑO DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA CON ALMACENAMIENTO DE  
ENERGÍA PARA EL CONTROL DE RAMPAS DE FLUCTUACIÓN DE POTENCIA**

**D. Diego Álvarez Reyero**  
**TUTOR: D. Carlos Gómez-Aleixandre Tiemblo**  
**COTUTOR: D. Ángel Navarro Rodríguez**

**FECHA: Julio 2024**



# ÍNDICE

ÍNDICE .....	2
1. Introducción.....	4
2. Justificación y objetivos .....	9
3. Antecedentes.....	11
3.1 Historia de la generación de energía eléctrica en España. Evolución de las energías no renovables. ....	11
3.2 Crecimiento de las energías renovables en España.....	14
3.3 Evolución de la producción de energía solar en España .....	16
4. Tecnología solar .....	18
4.1 Tipos de generación de energía solar .....	18
4.2 Parámetros y conceptos básicos.....	20
4.3 Elementos de la instalación .....	21
4.3.1 Módulos fotovoltaicos .....	21
4.3.2 Inversor .....	26
4.3.3 Sistema de almacenamiento .....	29
5. Potencia y energía en los diferentes sistemas de almacenamiento de energía.....	38
6. Control de rampas de potencia y normativa .....	40
7. Metodología de trabajo .....	47
7.1 Etapas de la metodología de trabajo.....	47
7.2 Cronograma .....	48
8. Caso de estudio.....	51
8.1 Dimensionamiento de la planta fotovoltaica .....	51
8.1.1 Selección del terreno donde se construirá la planta .....	51
8.1.2 Selección del modelo de módulos fotovoltaicos .....	53
8.1.3 Seleccionar la disposición de los módulos sobre el terreno .....	56
8.1.4 Seleccionar modelo de inversor a utilizar.....	62
8.1.5 Definir el número total de inversores y módulos .....	62
8.2 Control del límite de rampa de potencia por medio de una batería.....	64



---

8.2.1 Detectar y corregir (mediante el uso de una batería de Litio) los datos de la potencia generada por la planta que superen la tasa límite de rampa de potencia...	67
8.2.2 Ajustar la Energía de la batería al comenzar el ciclo diario de funcionamiento de la planta. ....	73
8.2.3 Calcular los costes de la instalación en relación con la rampa de potencia.....	74
8.2.4 Dimensionamiento de la batería para un coste mínimo .....	76
8.2.5 Flujograma .....	76
9. Análisis de resultados .....	82
9.1 Análisis en aquellos Intervalos temporales en los que NO se exceden los límites de la tasa de rampa de potencia. ....	83
9.2 Análisis en aquellos Intervalos temporales en los que SÍ se exceden los límites de la tasa de rampa de potencia. ....	88
9.3 Corrección del SoC (energía almacenada en la batería) durante el periodo nocturno (desde las 21:00h) hasta alcanzar, si es posible, el valor SoCobj (energía almacenada objetivo) con el que la batería comenzará el ciclo diario de funcionamiento (a las 06:00h).....	93
9.4 Análisis de costes de la inclusión de la batería para minimizar las penalizaciones establecidas por el exceso en las tasas de las rampas de potencia generada por la planta fotovoltaica. ....	94
9.5 Análisis de la idoneidad de la batería de litio como sistema de almacenamiento de energía en el caso de estudio frente a otros tipos de sistemas. ....	98
10. Conclusiones y trabajos futuros .....	100
11. Bibliografía .....	102

# 1. Introducción

La energía ha sido una pieza clave para el desarrollo de la humanidad. El hombre ha necesitado desde el principio de su existencia la energía para sobrevivir y avanzar. Es ahora, en la era contemporánea, que la humanidad se enfrenta a desafíos energéticos sin precedentes. La demanda mundial de energía crece día a día a un ritmo acelerado debido a la expansión económica y al aumento poblacional. Durante más de un siglo los combustibles fósiles han sido la principal fuente de energía del planeta, pero esta dependencia ha generado diversos problemas sobre el que destacan el cambio climático, la contaminación del aire y la limitada disponibilidad de este tipo de combustibles. Según la Agencia internacional de Energía (AIE) en 2022, el 81% de la energía primaria mundial aún provenía de combustibles fósiles [1].

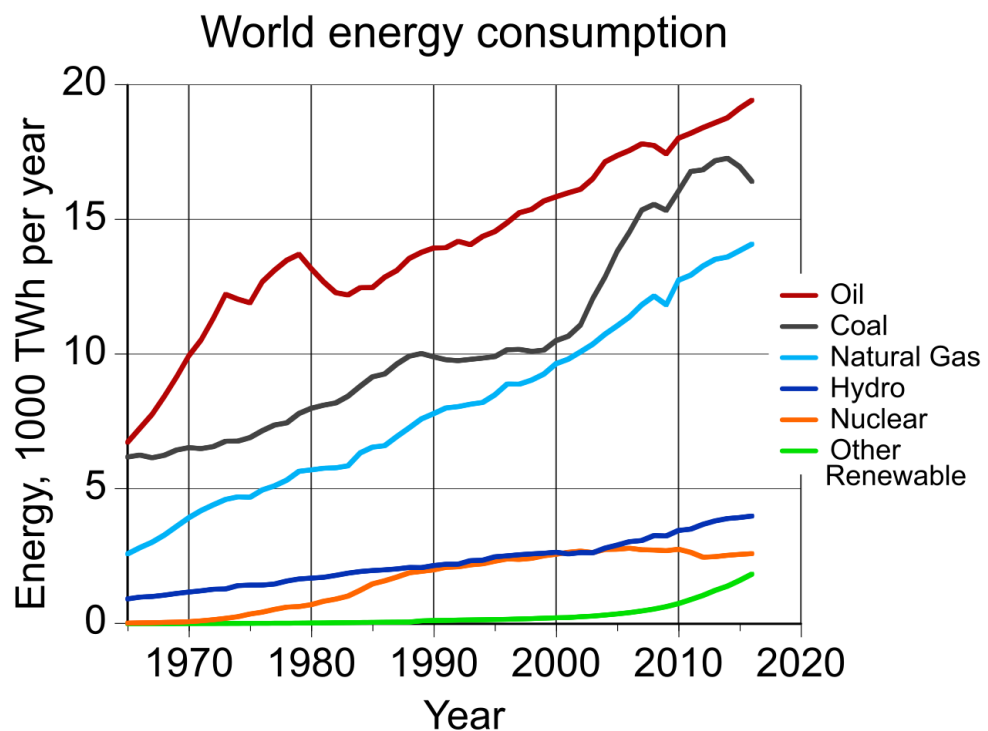


Figura 1.1 Consumo energético en el mundo por año [2].



A causa de esto, las energías renovables han ido creciendo en popularidad y han comenzado a desempeñar un papel más importante en los sistemas energéticos globales.

Las energías renovables, que incluyen: energía solar, eólica, hidroeléctrica, geotérmica y biomasa están caracterizadas por su capacidad de regeneración continua y sostenible, así como menor impacto ambiental.

En 2023, las energías renovables representaron el 30% de la generación de energía mundial, destacando las energías fotovoltaica y eólica como las principales energías renovables [3].

Las energías renovables ofrecen numerosos beneficios como pueden ser la reducción de gases de efecto invernadero, la diversificación de fuentes de energía y la mejora de calidad del aire, mejorando de manera significativa la seguridad energética. No obstante, también se perciben aspectos negativos, ya que la intermitencia y variabilidad de las tecnologías solar y eólica ponen una dificultad añadida a su integración en la red eléctrica. Asimismo, los costes de instalación y mantenimiento de la planta pueden resultar otra desventaja.

La energía solar fotovoltaica se ha convertido en la tecnología solar más prometedora, su adopción ha crecido de manera exponencial en los últimos años gracias a las mejoras en su eficiencia, reducción de costes y larga vida útil. Su mayor problema es la intermitencia y la necesidad de disponer de espacio para la instalación de paneles. Además, la integración solar en la red eléctrica supone un desafío importante.



La adopción de energías renovables está muy influenciada por el marco legislativo de cada país. Han sido muchos los países que han implementado incentivos económicos para fomentar la inversión en energías renovables. Un ejemplo de ello es el acuerdo de París, que impulsa a los países a aumentar la producción de renovables a su matriz energética [4].

La Unión Europea ha establecido grandes objetivos para el 2030, incluyendo reducir en un 55% las emisiones de gases de efecto invernadero, alcanzar al menos un 40% de energías renovables en el consumo final de energías [5].

El futuro de las energías renovables promete y se espera que continúe creciendo en los siguientes años. Según la Agencia Internacional de Energía (AIE), para 2025 las energías renovables superarán al carbón como principal fuente de generación de electricidad [6]. La energía solar fotovoltaica se postula como la energía renovable con más crecimiento, pudiendo alcanzar los 1500 GW de capacidad instalada en 2030 [7].

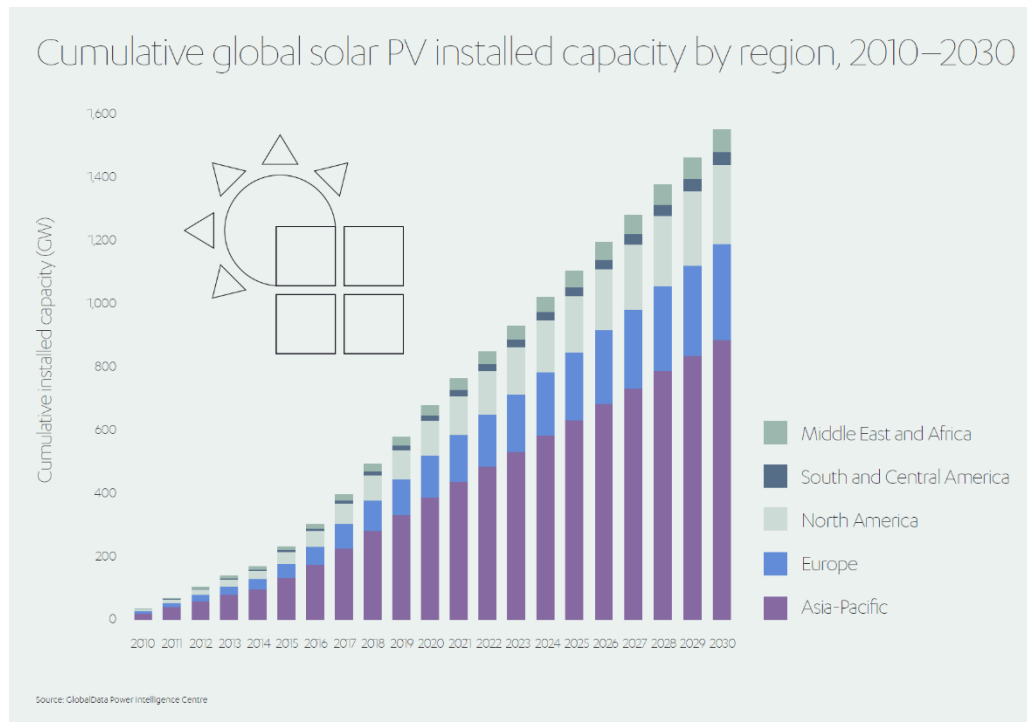


Figura 1.2 Capacidad de plantas fotovoltaicas instaladas en los últimos años [8].

Además, de la mano del crecimiento va la creación de puestos de trabajo, siendo la energía solar fotovoltaica la que más empleos genera en comparación con las demás energías renovables, creando unos 2000 empleos nuevos cada día en todo el mundo [9].

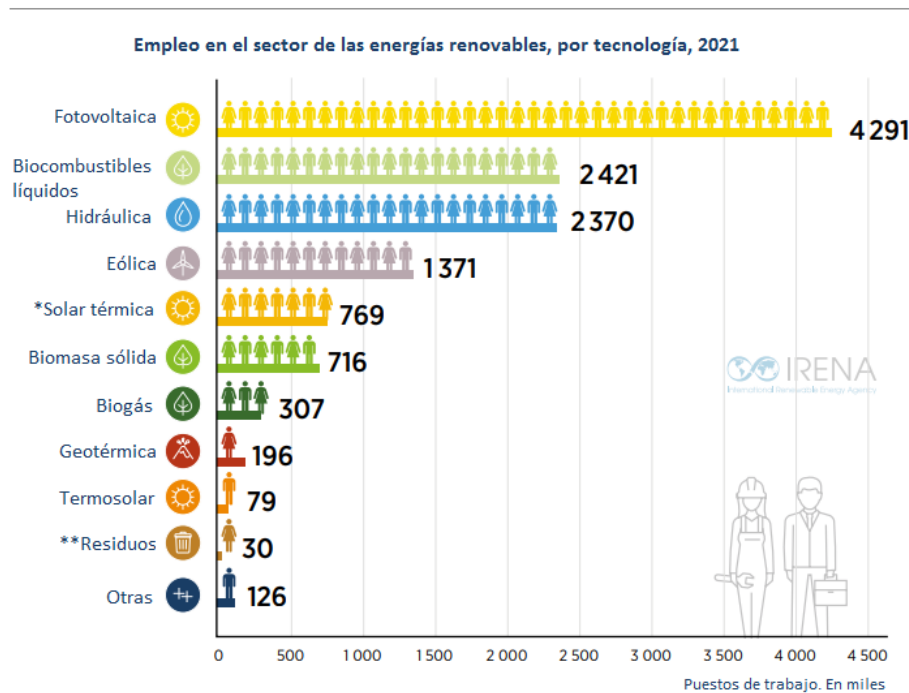


Figura 1.3 Empleo en el sector de las energías renovables [9].

Las mejoras tecnológicas continuas junto con la disminución de costes y el desarrollo de soluciones de sistemas de almacenamiento son cruciales para superar las limitaciones actuales, además de la mejora en el marco legal de cada país y la cooperación internacional son factores que facilitarían mucho la transición.

En definitiva, las energías renovables y particularmente la energía solar fotovoltaica parten como principales fuentes de energía futura. No obstante, afronta desafíos, pero sus beneficios sociales, económicos y ambientales hacen de ella una fuente de energía ideal para un futuro sostenible.





## 2. Justificación y objetivos

La transición de combustibles fósiles a energías renovables supone una serie de desafíos que es necesario solventar de cara al futuro.

En el actual modelo del sistema eléctrico, se requiere que haya equilibrio entre generación y demanda en todo momento, debido a que el almacenamiento de energía aún no es relevante a gran escala. Este modelo no presenta problemas al utilizar combustibles fósiles debido a su regularidad, pero cuando hablamos de energías renovables, supone un problema por su irregularidad en la generación, e impacta negativamente para la incorporación a gran escala de estas energías a la red.

Es necesario, por tanto, solucionar la irregularidad en la generación de las energías renovables, y para ello han de idearse medidas que solventen este inconveniente.

Una solución consiste en incluir en las plantas de energías renovables sistemas de almacenamiento de energía. Actualmente, dichos sistemas están todavía lejos de llegar a almacenar cantidades de energía realmente elevadas, pero se realizan avances considerables en el aumento de su capacidad año a año.

El uso de estos sistemas de almacenamiento de energía supondría también cambiar el modelo energético actual, pasando de la generación centralizada a una generación distribuida. Transitoriamente, una combinación de ambos modelos parece la opción más lógica.



Es por esto, que el modelo energético mundial está evolucionando, y los próximos años serán de vital importancia para clarificar su futuro. Además, cada día hay más desconexiones de instalaciones de combustibles fósiles, por lo que esta transición necesita ser rápida.

Un aspecto importante que forma parte de la irregularidad antes puesta de manifiesto para la generación de energía renovable es el relativo a la fluctuación incontrolada de las rampas de potencia entregada a la red por estas instalaciones, que es la razón principal de este estudio. El control de dichas rampas supone un avance importante en el camino hacia la regularidad de generación que se pretende en el sector de las energías renovables.

Estas son pues, las justificaciones fundamentales que motivan la realización de este estudio.

Como objetivo principal del trabajo se considera dar solución a los problemas relacionados con el control de la fluctuación de las rampas de potencia en una planta fotovoltaica, dimensionando la misma y estudiando el sistema de almacenamiento óptimo para mejorar su irregularidad en la potencia que entrega a la red.



## 3. Antecedentes

En los últimos años estamos presenciando un cambio en el paradigma energético, en el que las energías renovables, especialmente la solar fotovoltaica, están teniendo un papel protagonista.

Si bien en todo el siglo XX y parte del siglo XXI los combustibles fósiles han jugado un papel predominante, la tendencia actual es sustituir el peso de este tipo de energías convencionales por las energías renovables. Las causas principales de este cambio se encuentran en la voluntad de no dependencia en el plano energético de los países productores, y en la lucha contra el cambio climático.

La información y las figuras mostradas en los siguientes apartados se pueden encontrar en el punto [10] de la bibliografía.

### **3.1 Historia de la generación de energía eléctrica en España. Evolución de las energías no renovables.**

La primera referencia de la aplicación práctica de la electricidad en España data del año 1852 en Barcelona. A partir de 1876 se puede decir que comienza la electrificación industrial en España, dando pie a la constitución en Barcelona de la Sociedad Española de Electricidad, sociedad que figura como primera empresa eléctrica española.



En 1901 se publicó la primera estadística oficial, según la cual, el 61% de la potencia instalada era de origen térmico, mientras que el 39% restante utilizaba la energía hidráulica como fuerza motriz. En esos momentos, la electricidad era generada en forma de corriente continua.

A principios del siglo XX, con la producción de corriente alterna, se abrió la posibilidad de transportar electricidad a gran distancia. A finales de los años veinte, la estructura de la generación eléctrica en España había cambiado: el 81% de la producción era de origen hidroeléctrico. La aplicación a partir de enero de 1953 de las Tarifas Tope Unificadas incentivó el ritmo de construcción de nuevas centrales. En 1970, la producción de energía eléctrica se había triplicado, alcanzándose en torno a los 56.500 GWh, con una potencia instalada de 17.925 MW. La estructura de generación se modificó sustancialmente: la producción hidroeléctrica pasó de suponer un 84% de la producción en 1960 a un 50% en 1970. También se incrementó sustancialmente la producción con fuel-oil en un contexto de bajos precios del petróleo. Además, en el año 1968 se incorporó la primera central nuclear en Zorita de los Canes (Guadalajara). Esta situación se mantuvo hasta que en mayo de 1973 se empezó a producir una escalada de los precios del petróleo.

En la primera mitad de la década de los años 80 entraron en servicio las centrales de carbón nacional. Simultáneamente, entre 1980 y 1986 entraron en servicio cinco grupos nucleares. También se empezó a apostar por la cogeneración y las energías renovables.

En el período 1996-2001, la demanda de electricidad se incrementó en más de un 30%, muy por encima de las previsiones. Por motivos medioambientales, y dado su alto coste y largo periodo de construcción no se construyeron nuevas centrales de carbón ni nucleares. Fueron en cambio instaladas grandes centrales de Ciclo Combinado que



utilizaban gas como su combustible principal y pequeñas plantas de biomasa e incineración de residuos sólidos urbanos (RSU).

En los gráficos siguientes, se observa la evolución de las horas de utilización de las centrales de carbón y los ciclos combinados en España

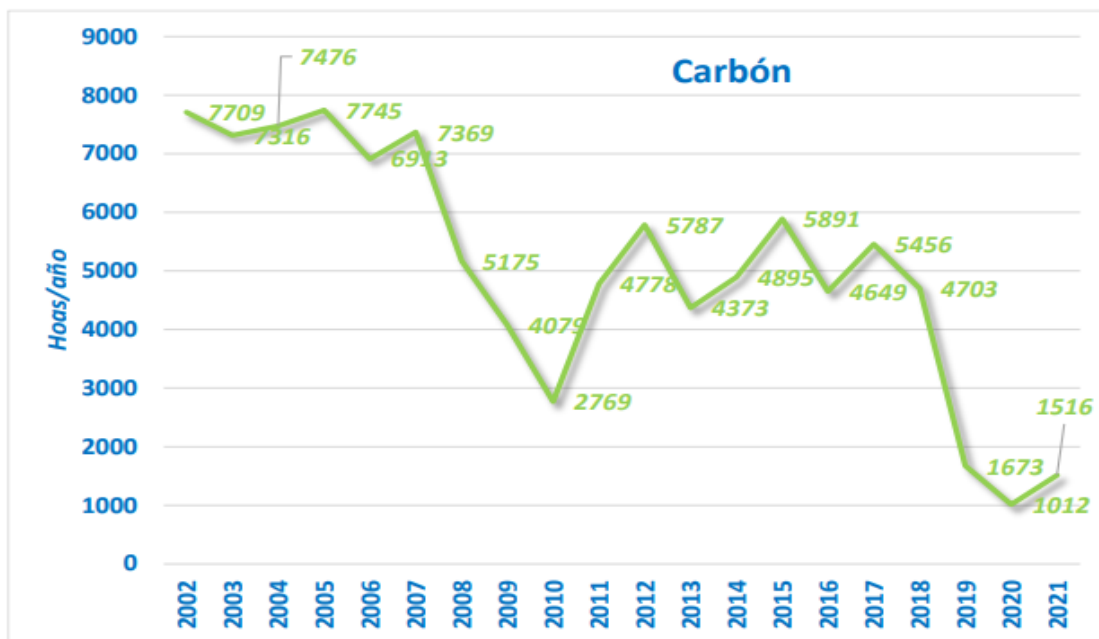


Figura 3.2.1 Evolución de las horas de utilización de las centrales de carbón.

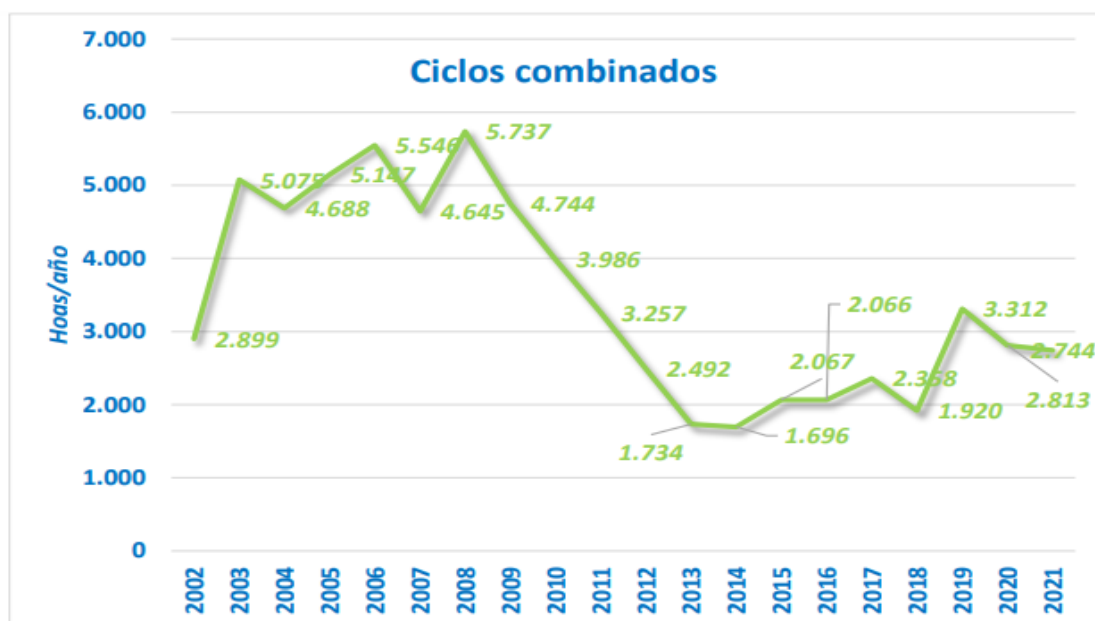


Figura 3.2.2 evolución de las horas de utilización de las centrales de ciclo combinado.

A partir de aquí, el siglo XXI se ha visto abocado a hacer frente a numerosos retos. El sistema de producción de energía eléctrica se encuentra inmerso en un proceso de transformación en su configuración donde la importancia de la generación no renovable va disminuyendo paulatinamente con los requisitos medioambientales (compromiso 20-20-20, etc..).

### 3.2 Crecimiento de las energías renovables en España

Paralelamente, el despegue de las energías renovables ha sido exponencial. En las gráficas que se muestran a continuación se puede observar el fenómeno descrito.

#### El despegue de las renovables en España

Dato peninsular (1990-2022)

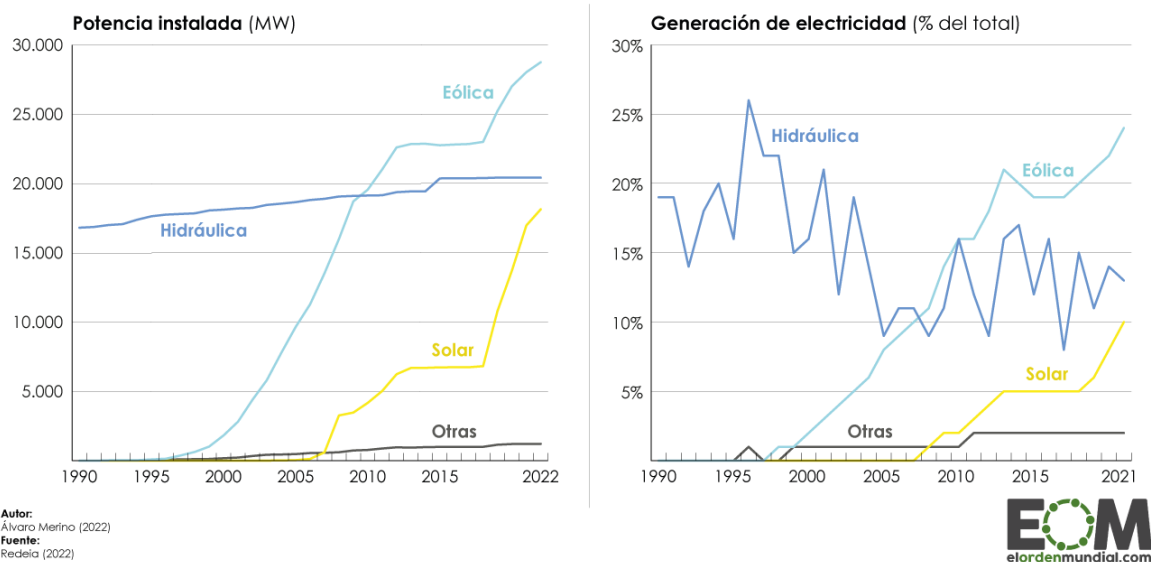


Figura 3.2.1 Potencia instalada y generación de electricidad de energías renovables en España [11].



Se observa que las energías renovables generaron el 50% de la electricidad en 2021. A pesar de los obstáculos que ha habido para la implantación de ciertas energías renovables (el impuesto al sol que gravaba el uso de placas solares eliminado en 2018 y otras trabas burocráticas) las instalaciones solares han crecido en España desde 2010 un 334%.

Como se ha dicho anteriormente, el creciente uso de energías renovables no obedece solo a una lucha contra el cambio climático sino a una independencia energética de la Unión Europea respecto a países productores externos.

Por su parte, se encuentra que la producción de energía hidráulica está estancada desde 2015 debido sobre todo a la mayor exigencia arquitectónica y a su impacto medioambiental. No obstante, su generación seguirá siendo decisiva en momentos en los que la red eléctrica se encuentre saturada o la oferta esté limitada.

Por otra parte, conviene señalar que la adopción de energías renovables nos encamina a un nuevo modelo de red eléctrica. Desde una concepción tradicional en la que grandes centros de generación abastecían a los lugares de consumo por medio de redes de transporte y distribución de gran capacidad y distancia, se está evolucionando hacia lo que se ha denominado “Generación Distribuida” de energía eléctrica. En esta nueva concepción, los puntos de generación y consumo se encuentran más próximos, y las pérdidas de transporte y distribución pueden disminuir significativamente. En este contexto, cobra mayor importancia la adecuada integración de las fuentes de generación renovables (con su carácter intermitente y no gestionable) y el concepto de eficiencia energética.. Adicionalmente, surgen otros conceptos como microrredes, vehículos eléctricos, tecnologías de almacenamiento, líneas de transporte de corriente continua (HVDC), contadores inteligentes, redes inteligentes, gestión activa de la demanda, autoconsumo, etc. que se van poniendo en marcha poco a poco.

### La transformación del sistema energético

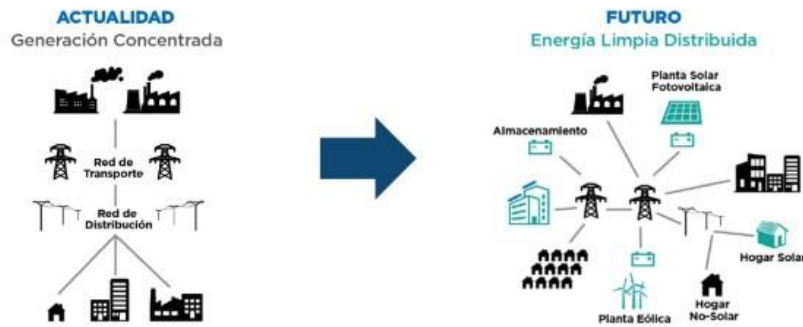


Figura 3.2.3 Comparativa entre generación centralizada y generación distribuida [12].

### 3.3 Evolución de la producción de energía solar en España

El recorrido de la producción de la energía solar en España se ajusta a las siguientes fases:

- Del 2000 a 2010:

Corresponde a un boom significativo en la instalación de paneles solares fotovoltaicos. España introdujo una serie de incentivos y subvenciones a las energías renovables que estimularon la inversión.

- Del 2010 al 2013:

Se recortaron drásticamente los incentivos y las subvenciones existentes y se introdujo el llamado impuesto al sol (impuesto al autoconsumo). Esto condujo a una desaceleración en la nueva capacidad instalada.



- Del 2015 al presente:

Se elimina el impuesto al Sol y se facilitan regulaciones para el autoconsumo. España experimenta un resurgimiento en la instalación de capacidad solar.

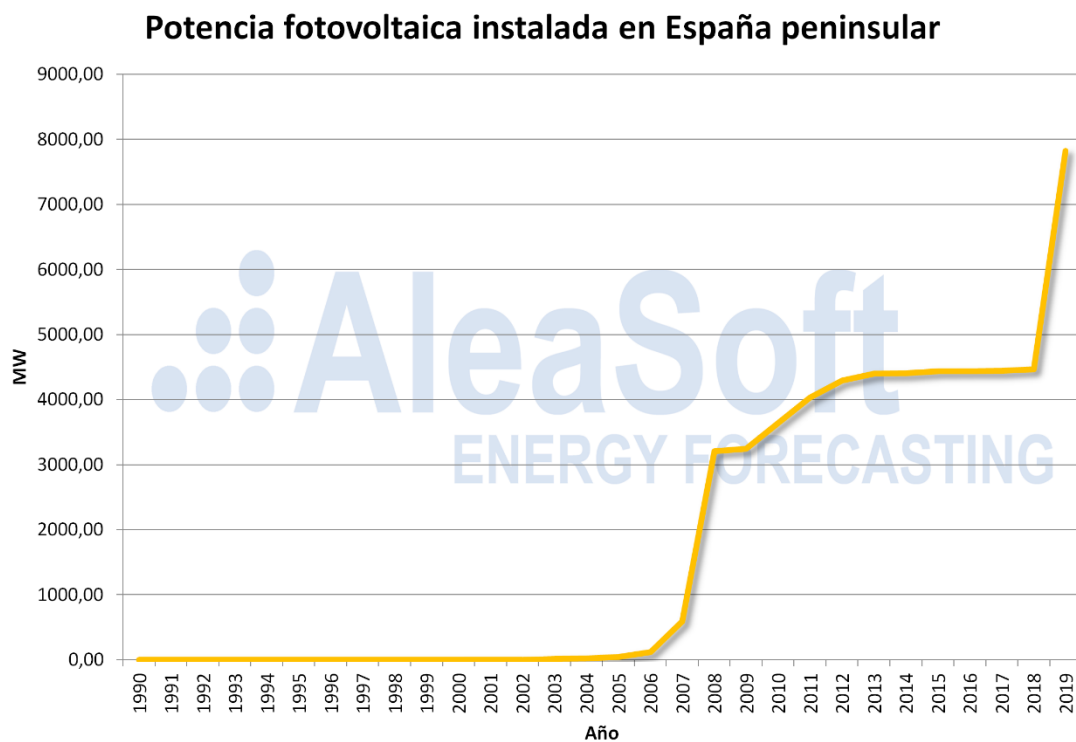


Figura 3.3.1 Potencia fotovoltaica instalada en España por año [13].



## 4. Tecnología solar

La tecnología solar consiste en utilizar la energía del sol para producir electricidad, calor y otras formas de energía útil. A continuación, se expondrá su funcionamiento y sus componentes básicos.

La información y las figuras mostradas en los siguientes apartados se pueden encontrar en los puntos [14] y [15] de la bibliografía.

### 4.1 Tipos de generación de energía solar

Hay dos tipos principales de generación solar, la generación por concentración (CSP) y la generación solar fotovoltaica (FV).

La generación por concentración (CSP) concentra la luz solar mediante la utilización de componentes reflectantes como pueden ser espejos, por ejemplo, a receptores para transportar el calor generado. A continuación, el calor impulsa un motor térmico (que suele ser una turbina de vapor) que está conectado a un generador de electricidad.

En la siguiente figura se muestra su funcionamiento:

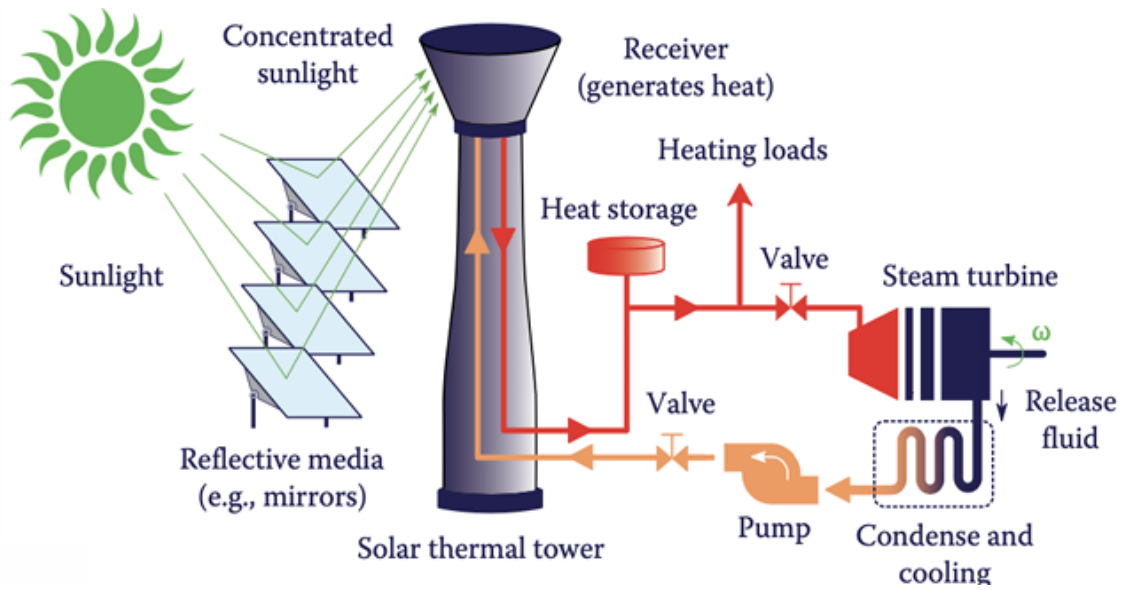


Figura 4.1.1 Esquema de funcionamiento de generación por concentración.

La generación solar fotovoltaica es el tipo de generación que se utilizará en este trabajo y se basa en el efecto fotovoltaico, que aprovecha los materiales semiconductores de las células fotovoltaicas que forman los módulos fotovoltaicos para producir energía eléctrica a partir de la energía solar. Este efecto se basa en la unión de dos elementos semiconductores, uno de tipo n y otro de tipo p, que provocan una diferencia de potencial en las proximidades de esta unión. En la siguiente figura se muestra su funcionamiento:

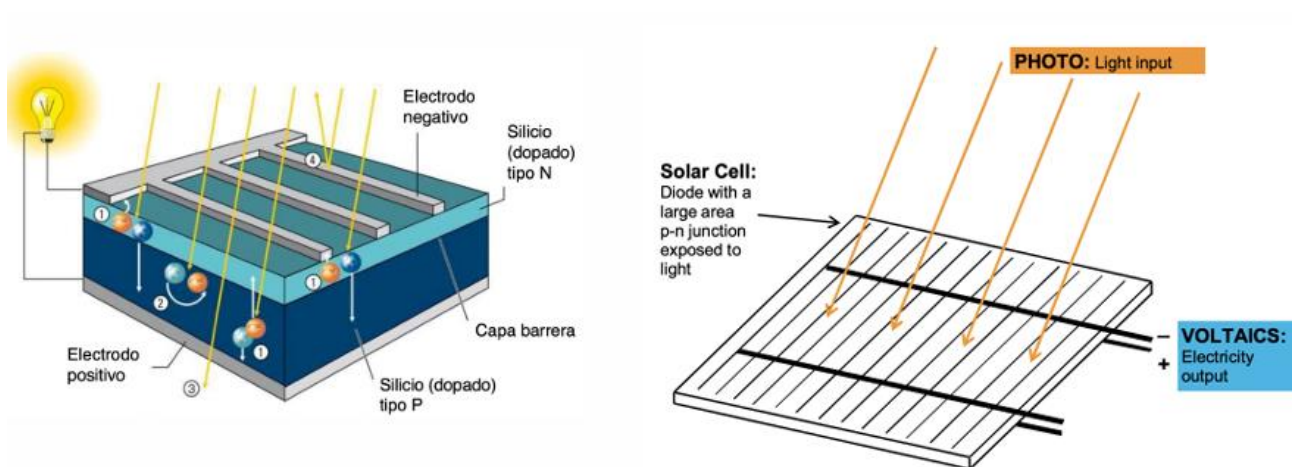


Figura 4.1.2 Principio de funcionamiento de un panel fotovoltaico.



## 4.2 Parámetros y conceptos básicos

Los parámetros y conceptos básicos a tener en cuenta para tener un mejor conocimiento de la tecnología solar son los siguientes:

La radiación solar es la radiación electromagnética que emite el sol como resultado del movimiento acelerado de las partículas cargadas que lo componen. Para cuantificarla, se utilizan dos magnitudes que son la irradiancia e irradiación:

- *Irradiancia*: es la potencia o radiación incidente por unidad de superficie e indica la intensidad de la radiación solar. Su unidad en el SI es  $W/m^2$ .
- *Irradiación*: es la cantidad de energía solar recibida durante un periodo de tiempo. Su unidad en el SI es  $J/m^2$ . En la práctica, las unidades más utilizadas son  $Wh/m^2$ .

Según la incidencia de los rayos solares se pueden distinguir tres componentes de la radiación solar:

- *Radiación directa*: formada por rayos recibidos de forma directa del sol en línea recta y es la más representativa en meses de verano.
- *Radiación difusa*: está formada por rayos dispersados por moléculas y partículas en la atmósfera antes de llegar a la superficie terrestre. Llega de todas las direcciones y es menos intensa que la radiación directa. Es la más representativa en los días nublados.
- *Radiación reflejada o albedo*: es la radiación solar que ha sido reflejada desde superficies terrestres como pueden ser el suelo, agua, edificios y otras estructuras. Depende de la reflectividad de la superficie y superficies claras como por ejemplo la nieve, reflejan más radiación que otras superficies más oscuras.



Figura 4.2.1 Representación de los tipos de radiación.

### 4.3 Elementos de la instalación

Una planta solar fotovoltaica está compuesta por diferentes elementos que pasaremos a explicar a continuación.

#### 4.3.1 Módulos fotovoltaicos

Son los elementos más básicos de la instalación y son los encargados de convertir la energía solar en energía eléctrica.

Los módulos están compuestos por células solares o fotovoltaicas, que son dispositivos semiconductores encargados de convertir radiación solar en corriente continua. Basan su funcionamiento en el efecto fotovoltaico. El efecto fotovoltaico es una reacción fotoeléctrica que se produce entre dos materiales al ser expuestos a una radiación electromagnética. En el caso de los módulos, el efecto fotovoltaico se produce entre dos piezas de silicio que es el material semiconductor del que están

hechas las células fotovoltaicas y su función es absorber la radiación solar. Al hacerlo, se produce un movimiento de electrones de una capa y esto se convierte en corriente eléctrica.

A continuación, se muestra el principio de funcionamiento:

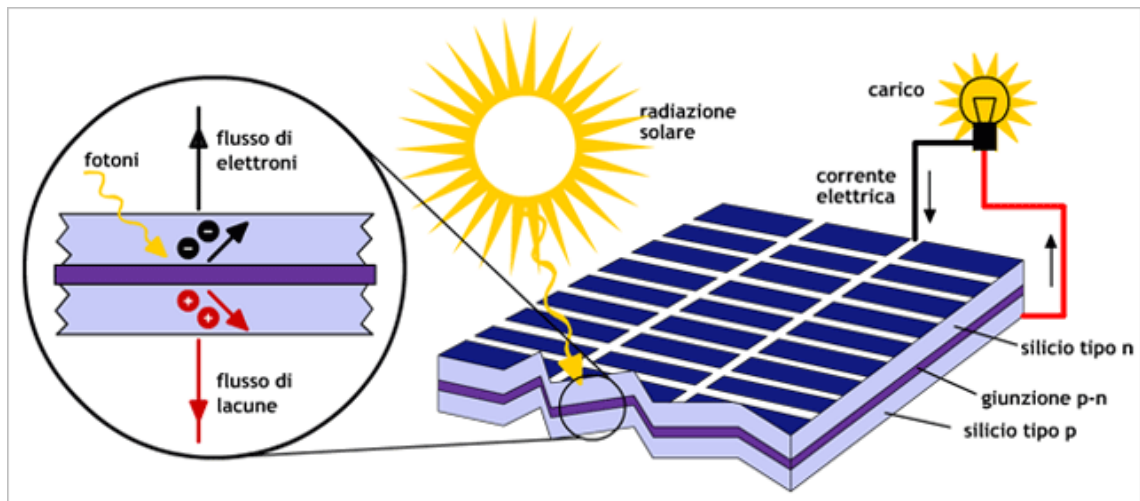


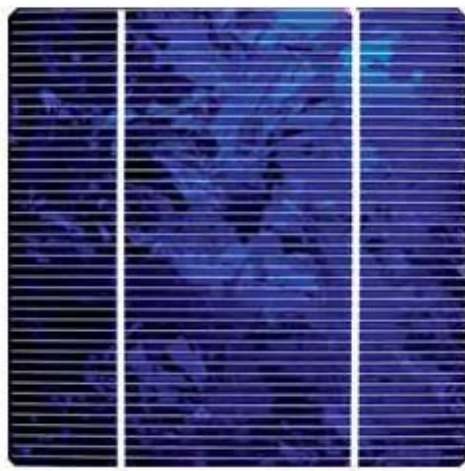
Figura 4.3.1.1 Principio de funcionamiento de un panel fotovoltaico.

Estas células fotovoltaicas se agrupan en serie o en paralelo para formar un panel fotovoltaico al ser el valor de tensión y corriente muy pequeño en una sola célula. Estos módulos suelen tener entre 36 y 144 celdas. La conexión en serie de los módulos, que se utiliza para apilar la tensión de salida, se denomina “cadena” o “string”.

Las células solares se clasifican en base a los materiales semiconductores que las componen y a su estructura interna. Vamos a clasificar las células solares en los dos tipos más comunes:

- Células de Silicio monocristalino: presentan una estructura uniforme. Su fabricación es lenta y consume mucha energía, dan un rendimiento alto (12-22%) y tienen un coste elevado.

- Células de Silicio policristalino: presentan una estructura no uniforme y su coste de fabricación es menor que las células de silicio monocristalinas. Su rendimiento es del 13-18% aunque en los últimos años ha aumentado y se han ido igualando a las células de silicio monocristalinas.



Célula Policristalina



Célula Monocristalina

Figura 4.3.1.2 Comparativa entre células policristalinas y monocristalinas.

La característica más importante de las células fotovoltaicas es la curva tensión-intensidad que se muestra a continuación:

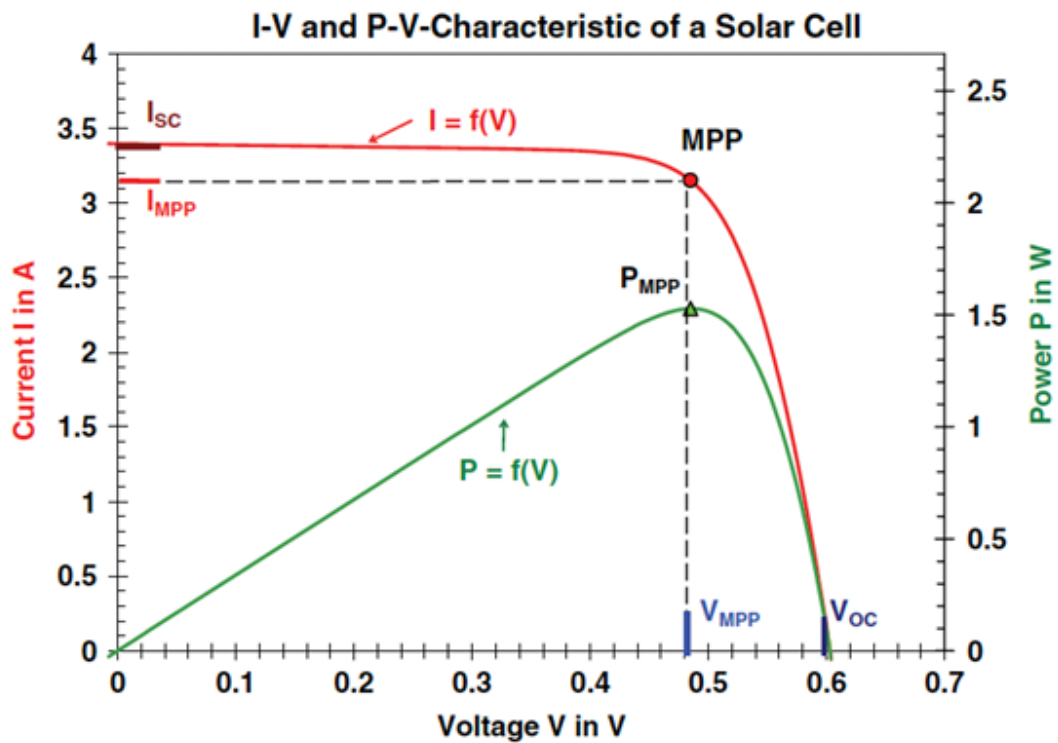


Figura 4.3.1.3 Curva corriente-tensión y potencia-tensión de una célula solar.

Estas curvas muestran el comportamiento de los módulos a distintos valores de irradiancia y temperatura. Los puntos clave en la curva son:

- Intensidad o corriente de cortocircuito ( $I_{SC}$ ): es el valor máximo de intensidad que se alcanza en condiciones de cortocircuito.
- Tensión en circuito abierto ( $V_{OC}$ ): es el valor máximo de tensión que se alcanza en condiciones de circuito abierto.
- Intensidad o corriente en el punto de máxima potencia ( $I_{MPP}$ )
- Tensión en el punto de máxima potencia ( $V_{MPP}$ )



Además de la corriente y la tensión, la potencia es un parámetro importante, ya que las células solares son utilizadas para producir energía eléctrica. Conociendo la corriente y la tensión en cualquier punto se puede obtener la potencia en ese punto. En el caso de la potencia pico ( $P_{MPP}$ ), que es el punto donde el producto  $V \times I$  es máximo, sería igual a  $V_{MPP} \times I_{MPP}$ . Mantenerse en esa potencia el mayor tiempo posible es el objetivo de cualquier instalación solar.

Otras curvas muy utilizadas son las siguientes, correspondientes a distintos valores de irradiancias la primera y a distintas temperaturas para la segunda:

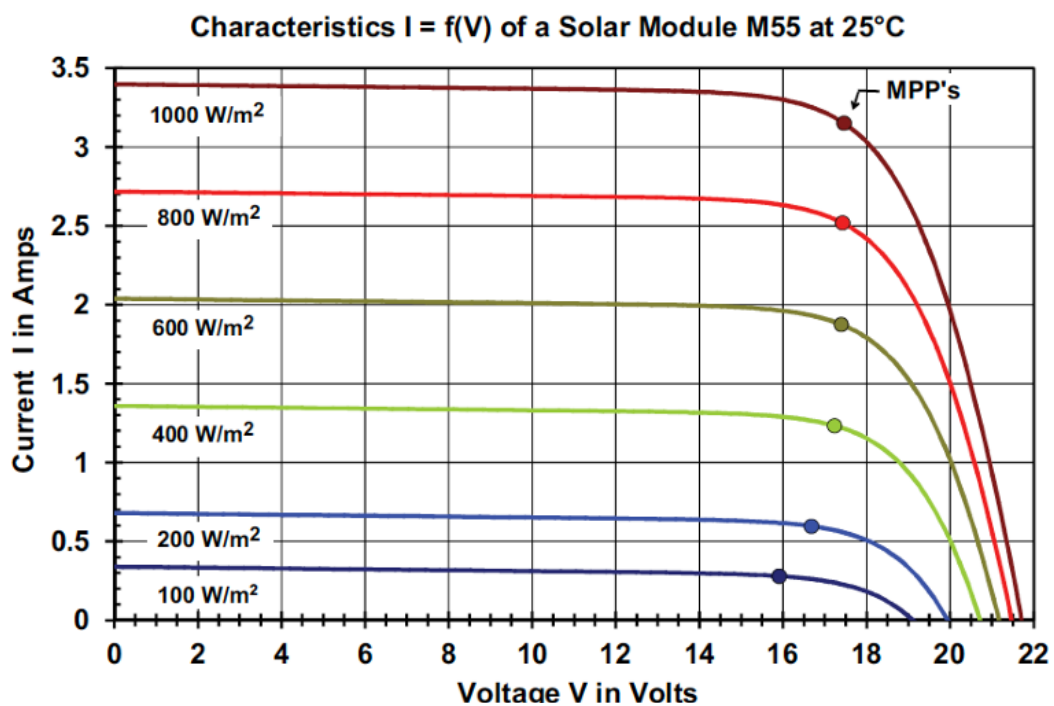


Figura 4.3.1.4 Curvas corriente-tensión ante cambios de irradiancia.

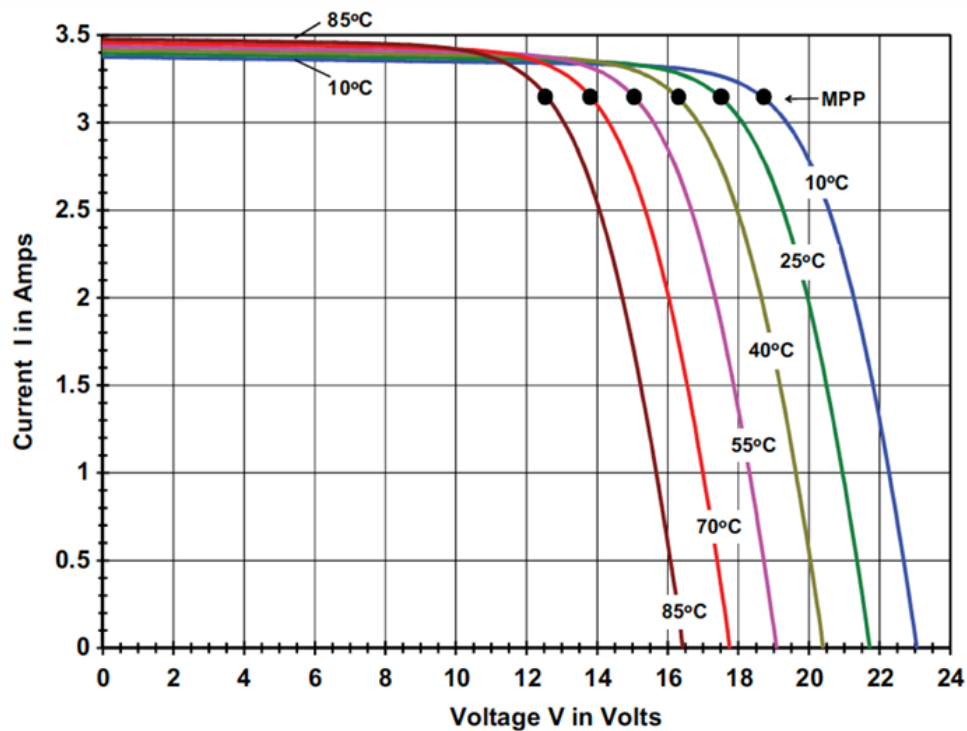


Figura 4.3.1.5 Curvas corriente-tensión ante cambios de temperatura.

De estas gráficas sacamos en conclusión que obtendremos una mayor potencia cuanto mayor sea la irradiancia y menor la temperatura.

#### 4.3.2 Inversor

El inversor es el dispositivo que se encarga de transformar la corriente continua que se obtiene de los módulos solares a corriente alterna para su posterior consumo o transporte. Para poder entregar la energía generada a la red, el inversor tiene que ser capaz de ajustar la forma de onda utilizando un filtro con elementos pasivos para eliminar los armónicos, ya que la forma de onda suele ser cuadrada tras la conmutación.



Los parámetros más importantes a tener en cuenta de un inversor son los siguientes:

- Potencia nominal: indica la capacidad máxima de generación de energía del inversor.
- Tensión de entrada: valor de tensión que puede asimilar el inversor.
- Eficiencia: proporción de la energía de entrada que se convierte en energía de salida.
- Tensión de salida: es el valor de tensión de corriente alterna que suministra el inversor.
- Seguidor de punto de máxima potencia (MPPT): Es un algoritmo que optimiza la producción de energía al rastrear continuamente el punto de máxima potencia de los módulos solares ajustando dinámicamente la tensión y la corriente de estos.

Los inversores se pueden clasificar dependiendo de su disposición en la planta de tres maneras:

- Inversor de módulo: El inversor de módulo o micro inversor es un tipo de inversor que funciona con una potencia comprendida entre 0 y 1 kWp. Estos inversores conectan directamente los módulos o pares de módulos a la red. Solo tienen una única entrada MPPT y como su principal desventaja destacamos su baja eficiencia global.

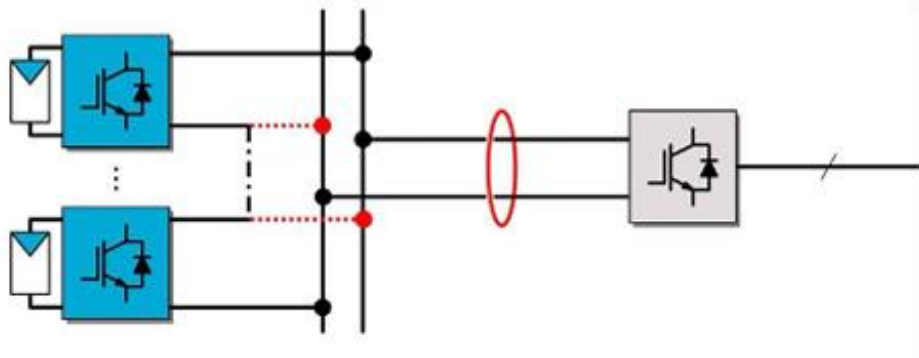


Figura 4.3.2.1 Inversor de módulo.

- Inversor de cadena: El inversor de cadena o inversor string está diseñado para dar una potencia comprendida entre 1 y 100 kWp. Es el tipo de inversor más adecuado para aplicaciones de baja potencia al poder lograr el control MPPT por separado a nivel de cadena, ocasionando un mejor rendimiento global. No obstante, existen problemas de desajustes en los módulos fotovoltaicos conectados en serie, lo que provoca que los sombreados parciales puedan afectar el rendimiento total.

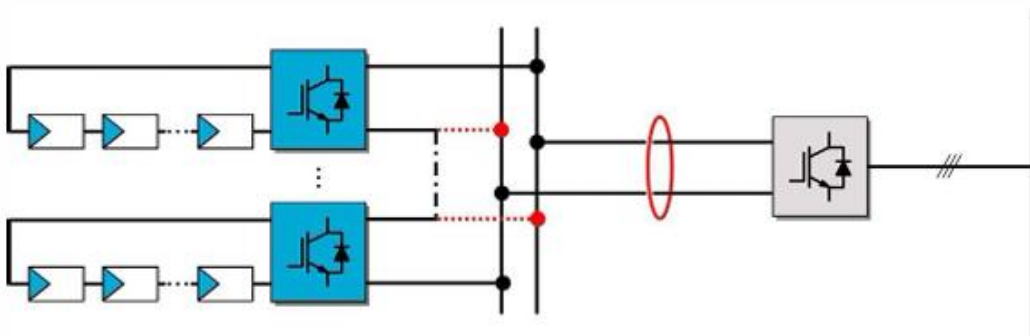


Figura 4.3.2.2 Inversor de cadena.

- Inversor central: El inversor central está diseñado para dar una potencia mayor de 100 kWp. En este tipo de inversores, todas las cadenas se conectan directamente al bus de continua. Es un método a gran escala y es el método más económico. El inversor puede tener uno o más canales MPPT y puede contener un convertidor DC-DC.

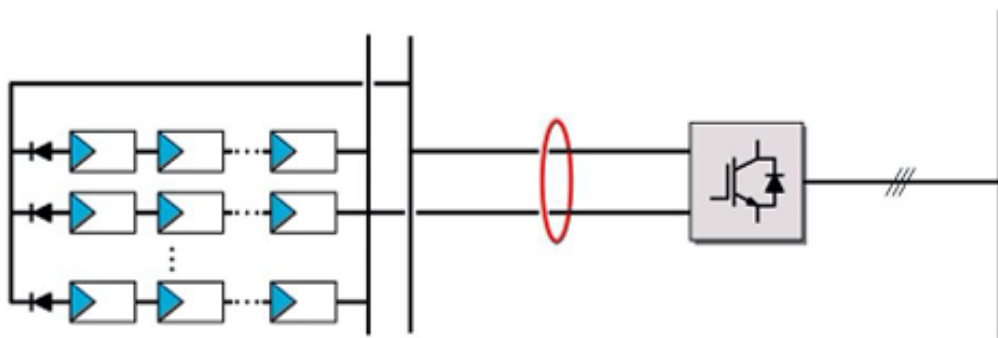


Figura 4.3.2.3 Inversor central.

### 4.3.3 Sistemas de almacenamiento

Los sistemas de almacenamiento energético han evolucionado y mejorado mucho en los últimos años. Estas mejoras están relacionadas con los avances de las energías renovables. Al depender estas fuentes de energía de las condiciones meteorológicas, es necesario almacenar la energía sobrante cuando sea posible para garantizar la calidad y suministro a la red.

En la siguiente figura se muestran los principales sistemas de almacenamiento de energía:

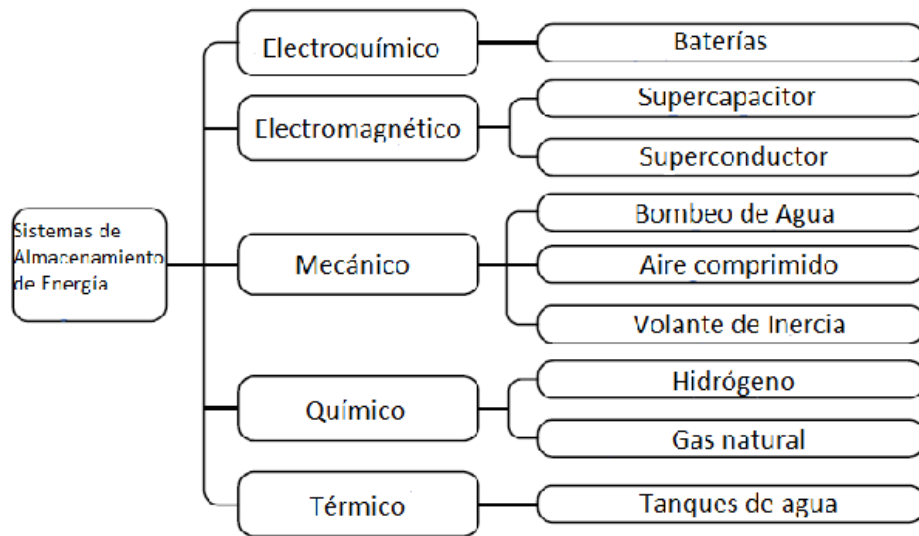


Figura 4.3.3.1 Tipos de sistema de almacenamiento [16].

De los anteriores sistemas destacaremos los sistemas de almacenamiento electroquímicos y los electromagnéticos.

En los sistemas de almacenamiento electroquímico se almacena la energía eléctrica en forma de energía química y la libera de nuevo como electricidad cuando se necesite. De este grupo destacaremos las baterías.

Las baterías son los sistemas de almacenamiento más conocidos e importantes. Destacaremos las baterías de plomo ácido, ion de litio y sulfuro sódico.

Las baterías de plomo ácido son el tipo de batería más antiguo, tienen alrededor de 160 años. Se componen de placas de plomo y dióxido de plomo sumergidas en una solución de ácido sulfúrico. Su funcionamiento se basa en una reacción química que tiene lugar entre el plomo y el ácido sulfúrico. Ésta produce una diferencia de potencial entre los bornes de la batería y permite así obtener energía.

Como ventajas tenemos su bajo costo, su alta capacidad de corriente (pueden suministrar corrientes altas), alta fiabilidad y reciclabilidad y no requieren gran mantenimiento.

Como desventajas tenemos su baja densidad de energía (son pesadas y voluminosas en comparación a otras baterías), su vida útil es corta, y contienen componentes peligrosos para el medio ambiente [17].

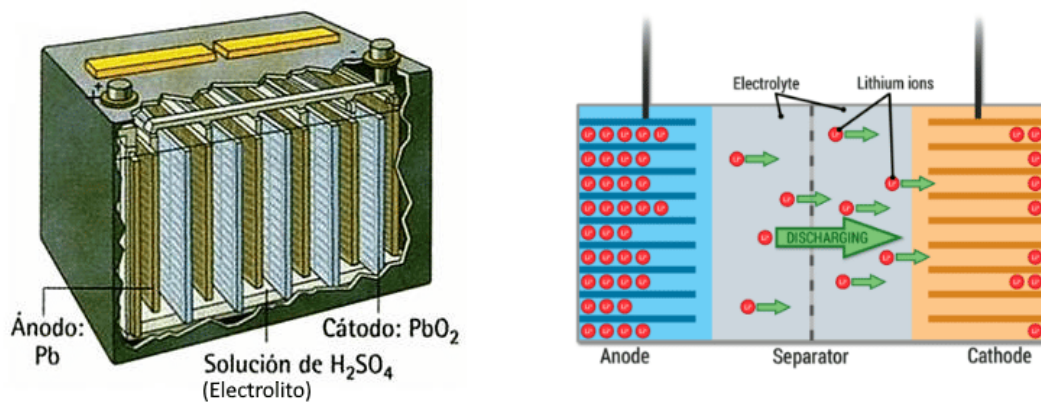


Figura 4.3.3.2 Batería de plomo ácido [18].

Las baterías de ion de litio son las más utilizadas en la actualidad. Se componen de litio, grafito, cobalto y manganeso. Cuando se conecta la batería, los iones de litio se mueven desde el ánodo hasta el cátodo a través de un electrolito, dando lugar a una diferencia de potencial que produce la corriente.

Como ventajas tenemos su alta densidad de energía, su baja tasa de autodescarga (pierden poca capacidad cuando no se usan), una larga vida útil y no necesitan casi mantenimiento.

Como desventajas tenemos su alto coste, riesgo de sobrecalentamiento (pueden sobrecalentarse e incendiarse en casos extremos), contienen componentes peligrosos para el medio ambiente y son sensibles a la temperatura, pudiendo afectar al rendimiento en caso de temperaturas extremas [19].

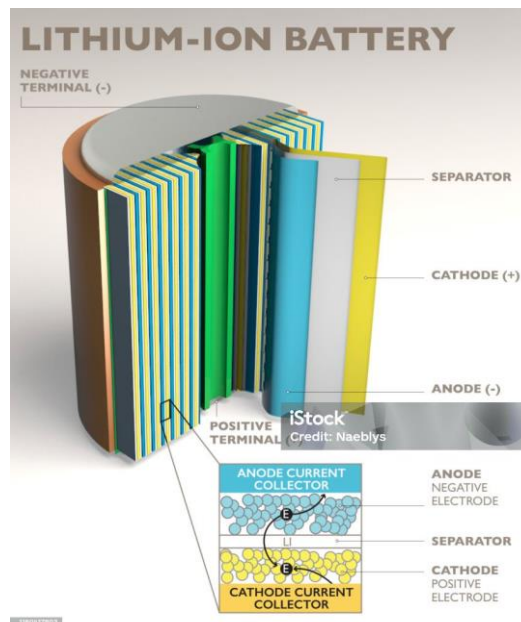


Figura 4.3.3.3 Batería de Litio [20].

Las baterías de sulfato de sodio se utilizan en instalaciones grandes con valores altos de potencia. Se componen de líquido de sodio como ánodo y líquido de azufre como cátodo con una cerámica beta-alúmina que actúa como electrolito. Operan a altas temperaturas (300-350°C). Su funcionamiento es similar a la batería de iones de litio sustituyendo el litio por sodio.



Sus principales ventajas son su alta densidad de energía, su alta eficiencia de ciclo alto (alrededor del 89-98%), una larga vida útil y la utilización de materiales baratos y abundantes.

Como principales desventajas tenemos la alta temperatura de funcionamiento, lo que implica un mayor consumo de energía para funcionar y mejorar su aislamiento, su costo inicial alto por el precio de la infraestructura y el sistema de aislamiento y por último sus aplicaciones limitadas al utilizarse solo a gran escala al tener que paliar con las anteriores desventajas [21].

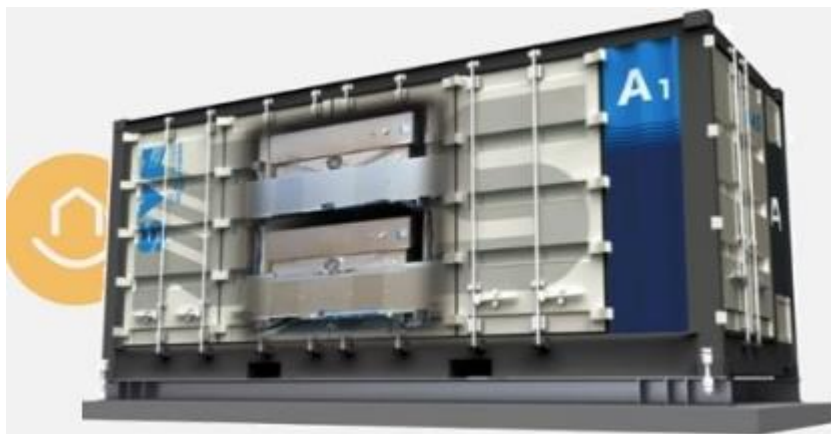


Figura 4.3.3.4 Batería de Sulfato de Sodio [22].

A continuación, se muestra una tabla comparativa con los distintos tipos de baterías anteriormente descritos:



Característica	Batería plomo ácido	Batería liones de litio	Batería de sulfuro de sodio
Densidad de Energía	Baja	Alta	Alta
Coste	Bajo	Alto	Alto (infraestructura)
Vida útil	Corta	Larga	Larga
Mantenimiento	No	Mínimo	Mínimo (hay que controlar la temperatura)
Seguridad	Manejo cuidadoso debido al ácido y plomo	Riesgo de sobrecalentamiento y explosión	Riesgo debido a las altas temperaturas y materiales corrosivos
Aplicaciones	Automotriz, respaldo de energía	Electrónica portátil, vehículos eléctricos, almacenamiento de energía renovable	Almacenamiento de energía a gran escala
Impacto ambiental	Materiales peligrosos	Extracción del litio con impacto ambiental	Materiales abundantes pero riesgos térmicos y corrosivos

Tabla 4.3.3.1 Comparativa de diferentes características entre diferentes tipos de baterías.

En cuanto a los sistemas de almacenamiento electromagnético, son tipos de sistemas que se caracterizan por almacenar la energía eléctrica sin convertirla en otra forma de energía por medio de campos eléctricos o magnéticos. Destacaremos los supercondensadores y los superconductores.

Los supercondensadores (o ultracapacitores) están compuestos por los electrodos (almacenan grandes cantidades de carga), el electrolito (líquido que permite el movimiento de iones entre los electrodos) y un separador (para mantener separados los electrodos). Almacenan la energía en un campo eléctrico mediante la separación de cargas en los electrodos.

Sus principales ventajas son su alta densidad de potencia (puede entregar y absorber energía rápidamente), tienen una larga vida útil, una alta eficiencia (de alrededor del 95%, perdiendo muy poca energía en el proceso), puede operar a distintos rangos de temperatura (desde  $-40^{\circ}\text{C}$  a  $70^{\circ}\text{C}$ ) y no necesitan un gran mantenimiento.

Como desventajas tenemos su baja densidad de energía (pueden almacenar poca cantidad de energía en comparación con las baterías), su coste (son más caros en términos de coste por unidad de energía comparándolos con las baterías) [23].



Figura 4.3.3.5 Supercondensadores [24].



Los superconductores o sistemas de almacenamiento de energía superconductora (SMES), están formados por una bobina superconductora y el sistema de refrigeración. Los superconductores almacenan energía en un campo magnético. Este campo magnético es generado por una corriente continua que viaja a través de una bobina superconductora. En un cable normal, a medida que la corriente eléctrica pasa a través del cable, se pierde parte de la energía en forma de calor debido a la resistencia eléctrica. Sin embargo, en un sistema SMES, el cable está hecho de un material superconductor que se ha enfriado criogénicamente por debajo de su temperatura crítica. Como resultado, la corriente eléctrica puede pasar a través del cable casi sin resistencia, lo que permite que la energía se almacene en un sistema SMES durante un período de tiempo más largo.

Como principales ventajas tenemos su alta eficiencia, respuesta muy rápida (liberan o absorben energía de forma casi instantánea), su ciclo de vida es largo (no sufren casi degradación en comparación con las baterías) y tienen una alta densidad de potencia.

Como desventajas tenemos su alto coste (al necesitar enfriamiento y ser los materiales superconductores costosos), necesitan refrigeración constante, son materiales frágiles y el sistema puede ser complejo y tienen limitaciones de capacidad (su capacidad de almacenamiento energético es limitada en comparación con las baterías de litio) [25].

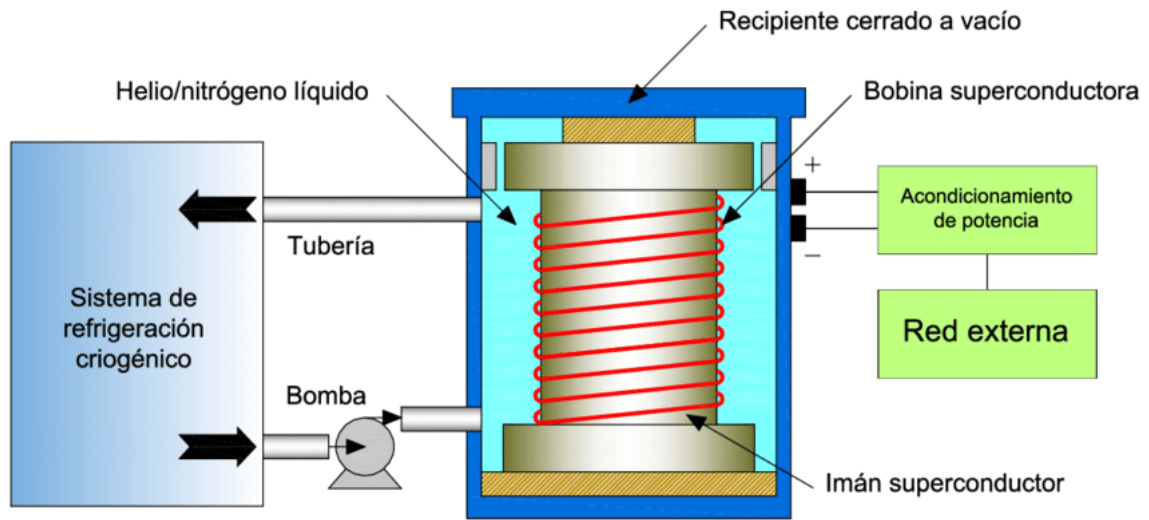


Figura 4.3.3.6 Superconductor [26].



## 5. Potencia y energía en los diferentes sistemas de almacenamiento de energía

Se estima conveniente explicar la importancia de la potencia nominal y la energía útil en los diferentes tipos de sistemas de almacenamiento detallados en el punto anterior. Si se considera la potencia como la tasa de transferencia de energía por unidad de tiempo, aquellas aplicaciones que prioricen que dicha transferencia (potencia) sea rápida (minutos o incluso segundos...) y la energía transferida no sea especialmente alta, quizás han de orientarse hacia un sistema de almacenamiento como los superconductores o supercondensadores. Por el contrario, en aquellas aplicaciones en la que sea prioritario transferir una elevada energía, pero no sea necesario que la velocidad de la transferencia sea especialmente rápida (siendo válidos intervalos de horas ...), se estimará más apropiado de origen la utilización de baterías.

Para conocer cuál es el tipo de sistema de almacenamiento de energía que más se adapta a una aplicación práctica en concreto, es aconsejable conocer la diferencia entre la máxima y mínima energía que será almacenada por el sistema en el periodo de estudio (que es la energía útil necesaria en ese periodo). El resultado obtenido de la división entre esa energía útil necesaria entre la potencia nominal considerada para sistema de almacenamiento nos indicará un intervalo de tiempo para su transferencia. En función del orden de magnitud de dicho intervalo (días, horas, minutos, segundos...) y teniendo en cuenta lo indicado en el párrafo anterior, se podrá seleccionar el tipo de sistema de almacenamiento de energía más adecuado a dicha aplicación [27] [28].



Para clarificar este punto, se presenta un ejemplo práctico de la estimación simple del coste de diferentes sistemas de almacenamiento considerando igual potencia, pero con distintos tiempos de transferencia [29] [30]:

- El coste de los sistemas de supercondensadores se encuentra entorno a los 10.000 \$/kWh (Energía).
- El coste de las baterías de Litio se encuentra en el rango de 125 \$/kWh.
- Para un sistema de 1 MW (1.000 kW) y si contemplamos un tiempo de almacenamiento de 1 hora con una batería de litio, la energía almacenada sería de 1 MWh y el coste estimado sería de entre 100.000 y 150.000 \$.
- Para un sistema de 1 MW (1.000 kW) y si contemplamos un tiempo de almacenamiento de 6 minutos (1/10 horas) con un supercondensador, la energía almacenada sería de 0,100 MWh el coste estimado sería de 1.000.000 \$ aproximadamente.

Resumiendo, existen aplicaciones que, para un determinado nivel de potencia, necesitan tener energía almacenada, pero no tanta como tendría un sistema de baterías de dicha potencia. Sin embargo, los supercondensadores tienen precios mucho menos competitivos, por lo que podría interesar utilizar baterías, aunque existiese un exceso de energía para dicha aplicación.



## 6. Control de rampas de potencia y normativa

La integración de plantas de energías renovables en la red eléctrica plantea diversos desafíos técnicos, siendo uno de los más importantes la gestión eficiente y segura de la potencia generada. Las fluctuaciones abruptas en la generación de energía pueden afectar la estabilidad de la red, causando problemas operativos y comprometiendo la calidad del suministro eléctrico. Para abordar estos desafíos, una técnica clave es la implementación de la limitación de rampas de potencia. Este enfoque permite evitar cambios bruscos en la generación de energía, lo que contribuye a mantener la estabilidad de la red eléctrica y a minimizar los riesgos de sobrecargas y fluctuaciones indeseadas. La implementación de limitación de rampas de potencia es esencial no solo para proteger la infraestructura eléctrica, sino también para optimizar el rendimiento operativo de las plantas solares.

Las rampas de potencia se refieren al aumento gradual y controlado de la potencia generada por una planta solar fotovoltaica. El valor en cada instante de tiempo se calcula de la siguiente manera:

$$\Delta P(t) = \frac{P(t) - P(t - 1)}{\Delta t \times P_{nom}} \times 100$$

En la ecuación anterior:  $\Delta P$  es la tasa de rampa (%/min),  $P(t)$  es la potencia en el instante de tiempo  $t$  (en W),  $P(t-1)$  es la potencia en el instante de tiempo anterior (en W),  $\Delta t$  es el intervalo de tiempo entre las medidas de potencia (min) y  $P_{nom}$  es la potencia nominal de la planta que estamos analizando (W).





El control de rampa de potencia limita la variación de la potencia activa inyectada a la red por unidad de tiempo, lo que permite evitar las fluctuaciones que tienen lugar en la planta. Estas fluctuaciones son debidas a la naturaleza irregular en la generación de las energías renovables. En el caso de la energía solar es debido en su mayoría a nubes, y en el caso de la energía eólica puede ser debido a rachas de viento.

Para ello es necesario fijar una tasa de rampa límite e ir comprobando con la tasa de rampa en cada instante de tiempo. Así se puede saber cuándo y en que instantes se supera esa tasa de rampa límite. Este límite se aplica tanto en rampas negativas como en positivas.

Se trata de un tipo de control importante, visto el avance y desarrollo de cada vez más plantas de energía renovable en los últimos años. Es por ello, y aunque este tipo de control es bastante reciente, que existe normativa acerca del control de rampa, que pasaremos a explicar a continuación:

- España

En España, la regulación sobre la limitación de rampas de potencia en plantas fotovoltaicas está establecida por el Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica. Esta normativa establece las condiciones para la conexión de las instalaciones de generación al sistema eléctrico y el régimen económico aplicable a dichas instalaciones. En cuanto a los límites de rampa y su aplicación, los detalles específicos pueden variar dependiendo de la capacidad de la planta y de las disposiciones específicas del operador de red.



El RD 244/2019 del 5 de Abril conduce al Real Decreto 2017/2195 y RD 2017/1485. En el RD 2017/1485 artículo 137 puntos 3 y 4 designa a la red eléctrica para regular la restricción de rampas de potencia. La red eléctrica elabora una propuesta (página 7 del RD) en la que no se ponen restricciones mayores a los del propio sistema. La red solicita realizar pruebas técnicas de incremento y decremento de potencia, desde el valor máximo hasta el mínimo y viceversa en la instalación. El tiempo requerido para estos cambios determinará los límites de los valores de las rampas.

Por lo tanto, en España es necesario que la red eléctrica realice unas pruebas y en función de ellas conocer el valor límite de la tasa de rampa.

En cuanto a las penalizaciones, se destacan:

- Multas financieras: Se imponen multas a las plantas que no cumplan con la normativa de rampas de potencia, llegando a ascender hasta los 6000 euros por infracción, dependiendo de la gravedad e impacto en la red eléctrica.
- Ajustes en el mercado de energía: Los operadores que incumplan la normativa pueden enfrentar ajustes desfavorables en el mercado de energía, afectando esto a sus ingresos.
- Reducción de prioridad de conexión: Red eléctrica española puede reducir la prioridad de conexión a plantas que incumplan repetidamente la normativa.



En España las penalizaciones suelen estar incluidas en el contrato red-operador y no suelen ser datos públicos.

- Alemania

En Alemania, la red eléctrica es operada por cuatro operadores de sistemas de transmisión (TSO):

- TenneT TSO GmbH
- 50Hertz Transmission GmbH
- Amprion GmbH
- TransnetBW

La política energética alemana pone un fuerte énfasis en la integración de energías renovables, lo que ha llevado a implementar la regulación de la tasa de rampa límite a un 10%/min.

Las penalizaciones por incumplimiento de rampa a destacar son [31] [32]:

- multas financieras: Las multas pueden llegar a superar los 50000 euros por infracción, dependiendo de la gravedad e impacto en la red eléctrica.
- Compensaciones a operadores de red: Las plantas deben compensar a las operadoras de red por costos adicionales incurridos para estabilizar la red debido a la inestabilidad causada.
- Pérdida de incentivos: las instalaciones pueden perder subvenciones del gobierno incluso pueden rodenar la devolución de fondos ya recibidos.



- Puerto Rico

Puerto Rico fue uno de los primeros países en implantar normativa a las rampas de potencia. Es un país en el que las energías renovables cobran gran importancia en su sistema eléctrico, dándole cada vez más importancia e incluso teniendo planes para depender completamente de energías renovables en el año 2050.

El operador de sistema eléctrico puertorriqueño (PREPA) establece un valor límite de rampa de potencia de 10%/min.

Las penalizaciones son [33] [34]:

- Multas financieras: Las cantidades pueden variar, aunque las multas financieras dependen del impacto del incumplimiento.
- Suspensión de servicios: La PREPA puede llegar a suspender la conexión de la instalación a la red por el incumplimiento de la tasa de rampa hasta que se implementen las medidas oportunas.
- Requisitos de mejora técnica: Las instalaciones pueden ser obligadas a realizar actualizaciones técnicas, instalando sistemas de control avanzados y asegurar así el cumplimiento de la tasa de rampa



- México

En México, el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) y la Comisión Reguladora de Energía (CRE) son los responsables de la operación de la red eléctrica. La Ley de la Industria Eléctrica y las regulaciones de CENACE regulan la tasa de rampa límite entre 1%/min y 5%/min dependiendo del tipo de planta y su ubicación.

Las penalizaciones por su incumplimiento son [35] [36]:

- Multas financieras: Las multas financieras por incumplimiento varían significativamente hasta alcanzar los 10 millones de pesos mexicanos en los casos más graves.
- Restricciones operativas: Se incluyen limitaciones en la cantidad de energía que pueden inyectar a la red.
- Desconexión de la red: En casos muy graves la instalación puede ser desconectada de la red, lo que implica pérdidas financieras e interrupción en la operación.

A continuación, se muestra una tabla a modo de resumen con las operadoras de red y las limitaciones de tasa de rampa de los países anteriormente nombrados:



---

País	Operador de red	Limitación tasa de rampa (%/min)
Alemania	4 TOSs	10
España	REE	Pendiente de prueba
Puerto Rico	PREPA	10
México	CENACE	1 - 5

Tabla 6.1 Comparativa entre los distintos países de Operador de red y límite de tasa de rampa [37].



# 7. Metodología de trabajo

## 7.1 Etapas de la metodología de trabajo

En la realización del trabajo se han ido dividiendo las tareas por etapas, explicándose cada una de ellas a continuación:

- Investigación y recopilación de información relacionada con el proyecto

En esta etapa se han recopilado diferentes documentos e información relativa a plantas fotovoltaicas, así como legislación vigente de diferentes países como son España, Alemania, Puerto Rico y México. También se han tenido en cuenta las penalizaciones que acarrea no cumplir con la normativa. Por otro lado, también se ha recopilado información sobre los distintos tipos de baterías que existen, su funcionamiento, sus ventajas y desventajas.

- Familiarización con el software utilizado

Durante la realización del trabajo se han ido utilizando diferentes programas informáticos, destacando sobre todo Matlab, que es un entorno de programación y un lenguaje de alto nivel ampliamente utilizado para análisis numérico, computación científica e ingeniería. Al no tener suficiente experiencia se ha realizado un curso de iniciación que reuniese los fundamentos necesarios para empezar a trabajar con el programa. El otro programa más utilizado en este proyecto ha sido System Advisor Model (SAM), el cual ayuda a modelar el rendimiento y los costos de proyectos de energía renovable. En este caso era un programa que no se había utilizado anteriormente y por tanto fue necesaria la visualización de videotutoriales que se encontraban en internet.



- Dimensionamiento de planta fotovoltaica

En esta etapa se diseñó la instalación, definiendo el terreno seleccionado, el modelo, disposición y número de módulos fotovoltaicos que compondrán la planta, así como el modelo y número de inversores totales. Se utilizó para ello el programa SAM anteriormente nombrado.

- Programación (Matlab)

Esta etapa tiene en cuenta toda la información recopilada en la primera etapa procediendo a utilizar el programa Matlab. Esta programación se basa en las limitaciones que se apliquen a la potencia producida por la planta para no superar así el límite de tasa de rampa permitido. A partir de la diferencia que existe entre la potencia generada por la planta y la potencia entregada a la red, se seleccionará la batería óptima utilizando el criterio del coste total.

- Redacción de la memoria

En la última etapa, una vez completadas las etapas anteriores, se procederá a redactar la memoria. Se ha de tener en cuenta la normativa presente en el documento ejemplo que se puede encontrar en la página web de la Universidad de Oviedo. En este documento se recopilan los tipos de trabajos que puede haber, normas en cuanto al formato y escritura y las partes que debe tener la memoria.

## 7.2 Cronograma



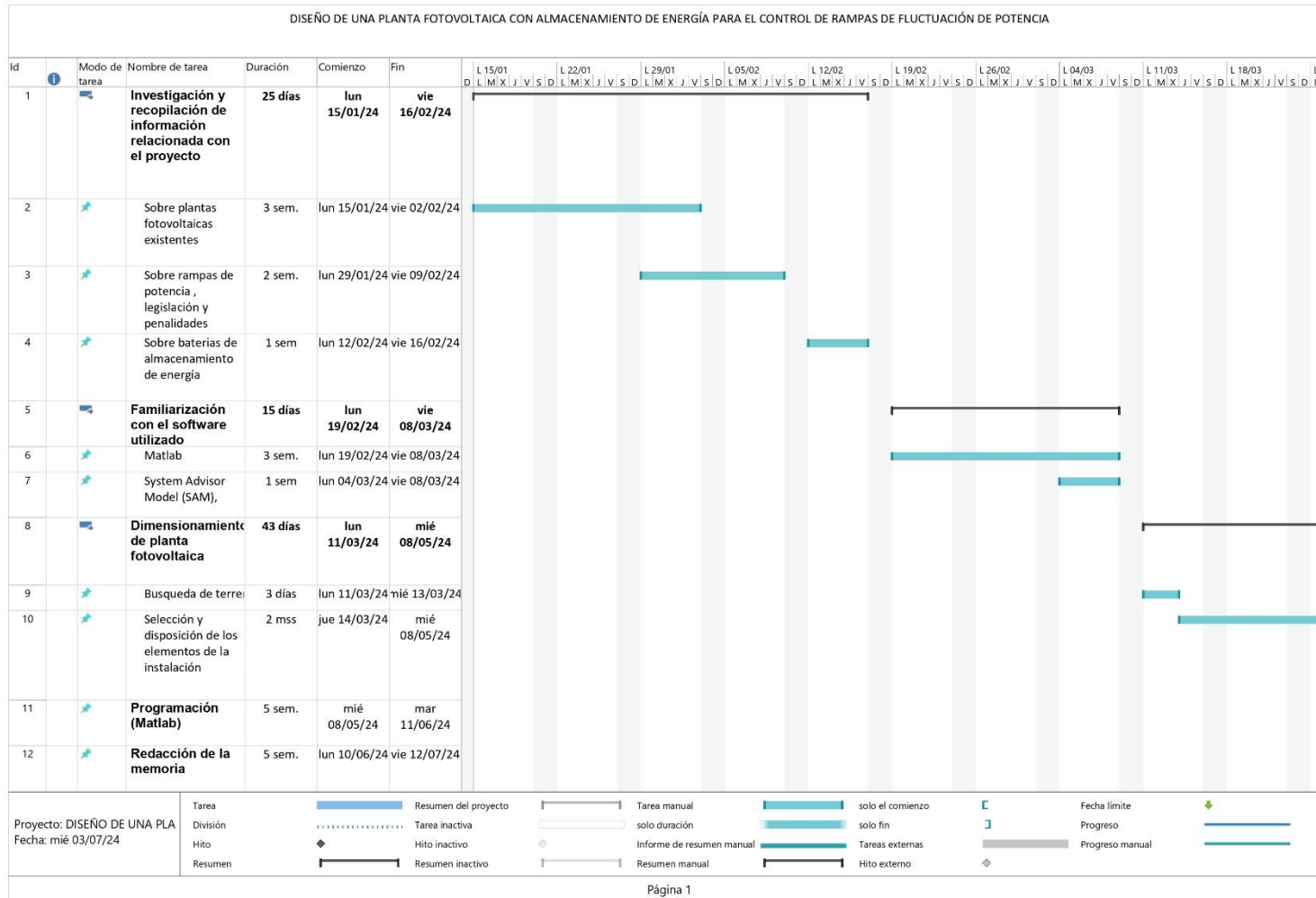
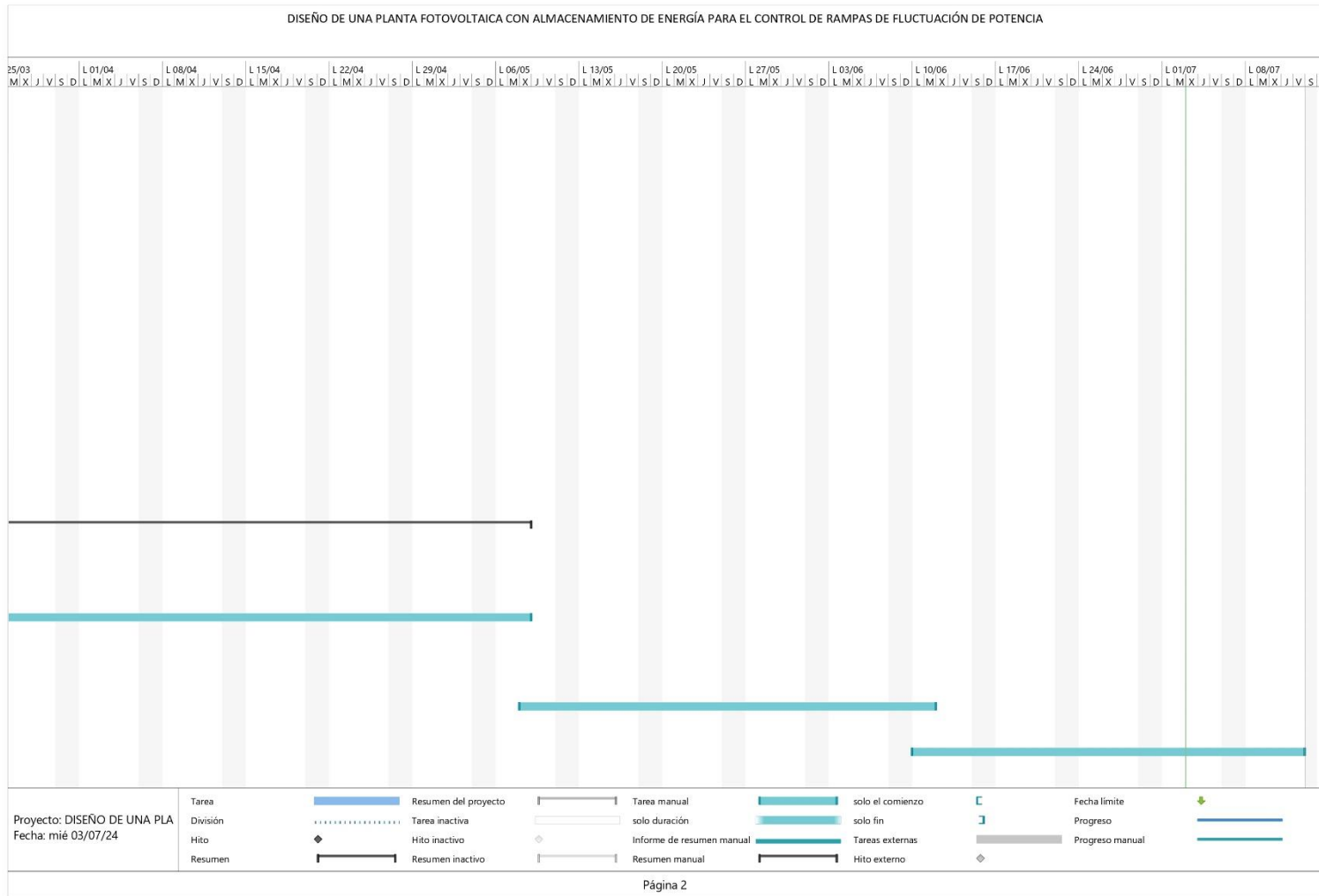


Figura 7.2.1 Cronograma.





## 8. Caso de estudio

En este trabajo se van a diferenciar dos bloques: el primero sería el dimensionamiento de la planta fotovoltaica, y el segundo el control del límite de rampa de potencia por medio de una batería. En este apartado explicaremos cada uno de estos bloques, explicando en qué consisten, y detallando datos y características de nuestro caso de estudio.

### 8.1 Dimensionamiento de la planta fotovoltaica

La información y las figuras mostradas en el siguiente apartado se puede encontrar en el punto [38] de la bibliografía

Este primer bloque del estudio puede dividirse en las siguientes partes:

#### 8.1.1 Selección del terreno donde se construirá la planta

La selección del terreno para construir una planta fotovoltaica es un factor crucial y tendrá que cumplir las siguientes condiciones:

- El terreno tiene que ser llano para que el desempeño de los módulos no se vea afectado.
- No deberá pertenecer a un espacio protegido o un parque nacional.
- No debe ser de acceso restringido.
- Se deberán evitar montañas o bosques que puedan producir sombras e influir en el desempeño de los módulos.

Cumpliendo los requisitos anteriormente descritos, este es el terreno que se ha seleccionado. Sus coordenadas son (28.145839, -16.461119), su azimut es 23º, sus dimensiones 260m x160m, y se encuentra en Tenerife, España. En las siguientes figuras se muestra su situación:

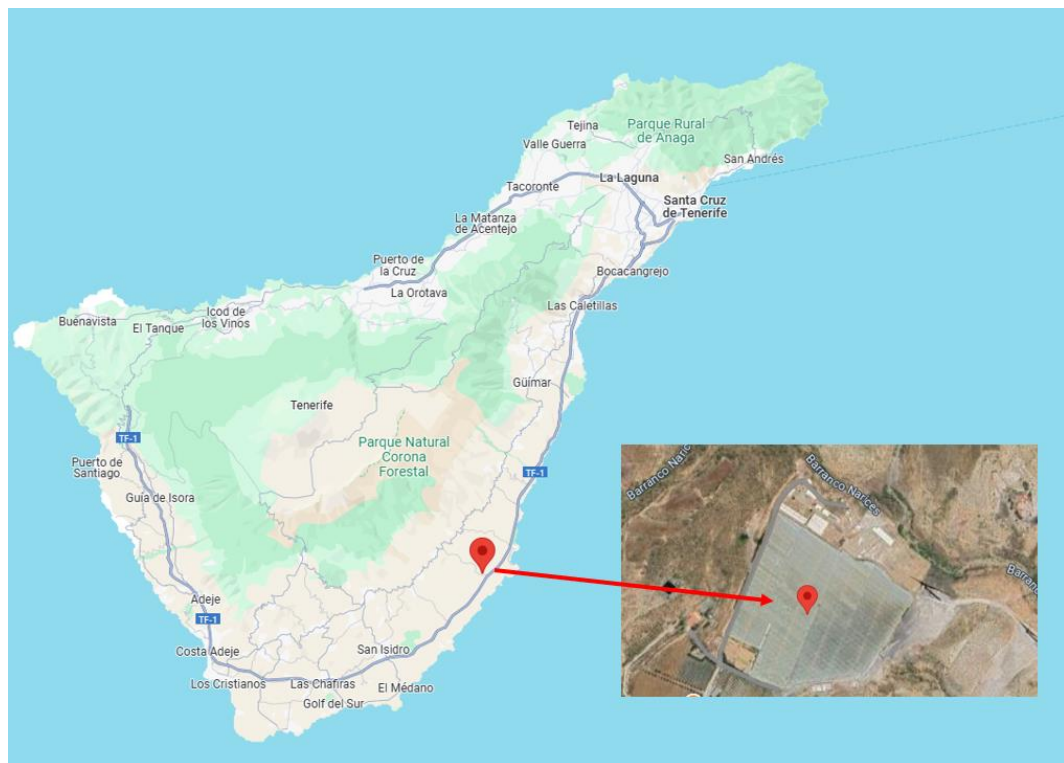


Figura 8.1.1.1 Ubicación seleccionada de la planta fotovoltaica de estudio.

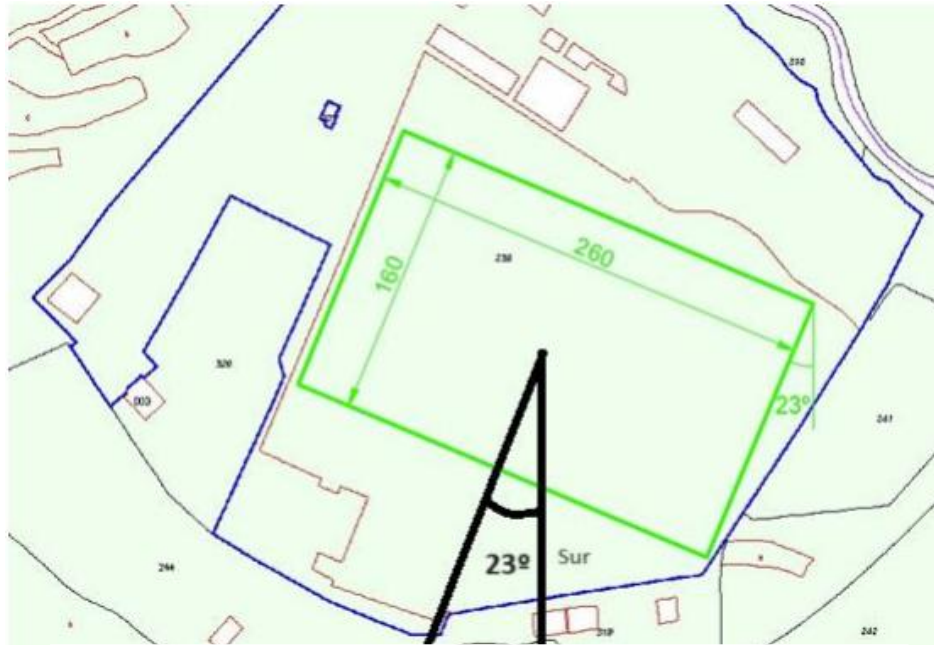


Figura 8.1.1.2 Dimensiones y azimut del terreno seleccionado.

### 8.1.2 Selección del modelo de módulos fotovoltaicos

Se ha seleccionado el módulo TRINA SOLAR TSM-DE18M(II), cuyas especificaciones son las siguientes:



TRINA SOLAR TSM-DE18M(II)	
Características eléctricas	
Tecnología	Silicio monocristalino
Eficiencia (%)	21.2
Potencia nominal (Wp)	510
$V_{MPP}$ (V)	43.2
$I_{MPP}$ (A)	11.81
$V_{OC}$ (V)	52.1
$I_{SC}$ (A)	12.42
Rango de temperatura de funcionamiento (°C)	[-40, +85]
Coefficiente de temperatura de potencia (%/°C)	-0.34
Coefficiente de temperatura de tensión (%/°C)	-0.25
Coefficiente de temperatura de corriente (%/°C)	0.04

Tabla 8.1.2.1 Características eléctricas del módulo solar seleccionado.

Características mecánicas	
Células totales	150
Dimensiones (mm)	2187×1102×35
Peso (kg)	26.5

Tabla 8.1.2.2 Características mecánicas del módulo solar seleccionado.

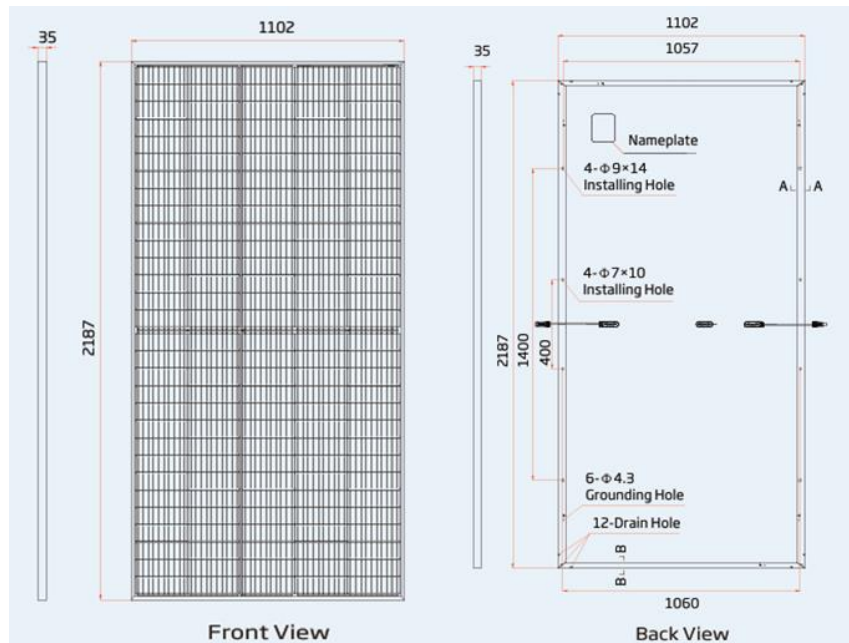


Figura 8.1.2.1 Dimensiones del módulo solar seleccionado.

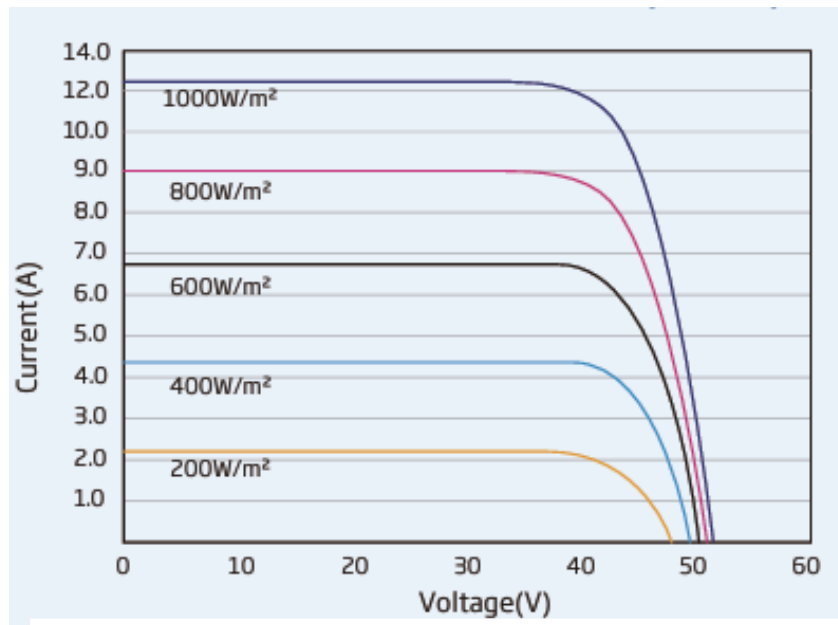


Figura 8.1.2.2 Curvas corriente-tensión ante cambios de irradiancia del módulo solar seleccionado.

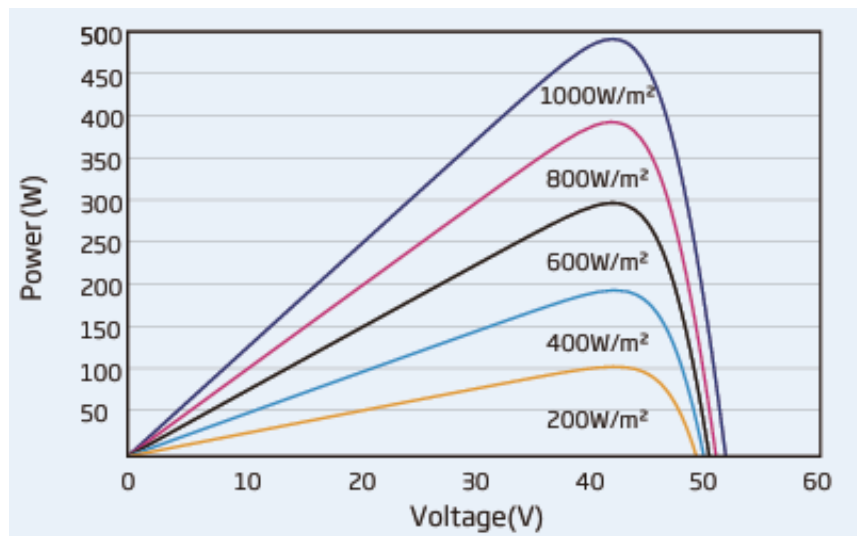


Figura 8.1.2.3 Curvas potencia-tensión ante cambios de irradiancia del módulo solar seleccionado.

### 8.1.3 Seleccionar la disposición de los módulos sobre el terreno

La disposición de los módulos fotovoltaicos sobre el terreno es crucial para maximizar la captación de energía solar, minimizando sombras, pérdidas eléctricas y optimizando el uso de espacio disponible. Una correcta orientación e inclinación asegura que los módulos reciban la máxima irradiación solar, así como evita que se proyecten sombras entre ellos, aumentando la eficiencia de la planta. Además, una buena disposición facilita el acceso para el mantenimiento y mejora la ventilación y disipación del calor. Todo ello contribuye a reducir costes y maximizar el retorno de inversión y durabilidad de la planta fotovoltaica.

Para optimizar la disposición, es necesario tener en cuenta dos factores: la obtención del ángulo de inclinación óptimo y la distancia mínima entre módulos.



El ángulo de inclinación ( $\beta$ ) es el ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal.

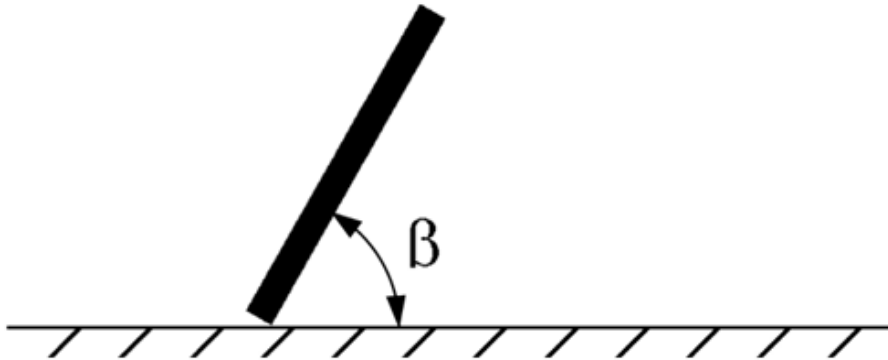


Figura 8.1.3.1 Ángulo de inclinación ( $\beta$ ).

El ángulo óptimo de inclinación de los módulos puede obtenerse a través de la página web PVGIS (PV Performance Tool), e introduciendo las coordenadas del terreno donde construiremos la planta fotovoltaica. Obtendremos el ángulo de inclinación óptimo, así como una estimación de la producción de energía mensual de la planta y un perfil de horizonte.

Resumen

Datos proporcionados:	
Localización [Lat/Lon]:	28.146,-16.461
Horizonte:	Calculado
Base de datos:	PVGIS-SARAH2
Tecnología FV:	Silicio cristalino
FV instalada [kWp]:	1
Pérdidas sistema [%]:	14

Resultados de la simulación:	
Ángulo de inclinación [°]:	25 (opt)
Ángulo de azimut [°]:	23
Producción anual FV [kWh]:	1827.9
Irradiación anual [kWh/m <sup>2</sup> ]:	2349.15
Variación interanual [kWh]:	32.07
Cambios en la producción debido a:	
Ángulo de incidencia [%]:	-2.66
Efectos espectrales [%]:	0.16
Temperatura y baja irradiancia [%]:	-7.2
Pérdidas totales [%]:	-22.19

Figura 8.1.3.2 Resumen de la planta fotovoltaica.

Para el caso de estudio el ángulo de inclinación óptimo es de 23°.

En cuanto al cálculo de la distancia mínima entre filas de módulos, se calcula con la siguiente fórmula:

$$d = \frac{h}{\tan (61 - \textit{latitud})}$$

Siendo  $d$  la distancia mínima entre filas de módulos,  $h$  la altura de un objeto que puede proyectar sombras, siendo recomendable que sea tal que garanticen al menos cuatro horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno. Cada uno de estos elementos se explican gráficamente en la siguiente figura:

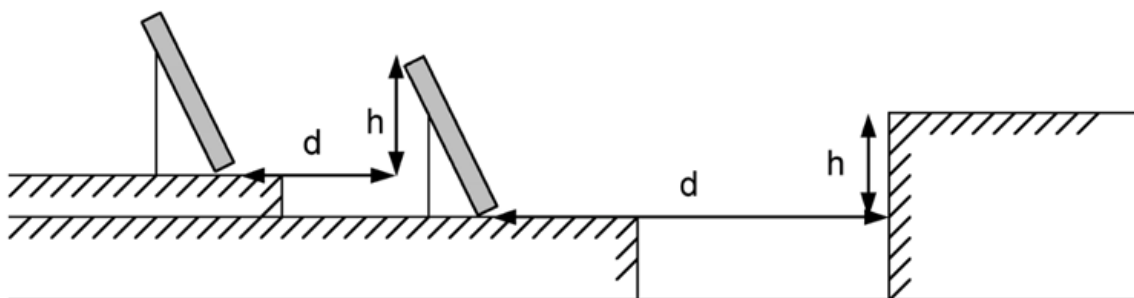


Figura 8.1.3.3 Esquema que muestra la mínima distancia entre filas ( $d$ ).

Para seleccionar la disposición de los módulos, se han estudiado cuatro casos distintos:

1<sup>era</sup> opción: un solo panel en vertical:



Figura 8.1.3.4 Opción 1: panel en vertical.

2<sup>a</sup> opción: un solo panel en horizontal:



Figura 8.1.3.5 Opción 2: Panel en horizontal.

3<sup>era</sup> opción: dos módulos superpuestos en vertical:



Figura 8.1.3.6 Opción 3: dos paneles en vertical.

4<sup>a</sup> opción: dos módulos superpuestos en horizontal:



Figura 8.1.3.7 Opción 4: dos paneles en horizontal.



A continuación, se muestran los cálculos para cada una de las opciones descritas:

	Opción 1	Opción 2	Opción 3	Opción 4
Distancia mínima entre módulos (d) (mm)	1432.2	721.2	2862.4	1442.3
Espacio que ocupa cada placa (mm)	3414.3	1719.9	6826.6	3439.8
Filas máximas totales	46	93	23	46
Módulos máximos por fila	235	118	235	118
Módulos totales máximos	10810	10974	10810	10856

Tabla 8.1.3.1 Comparativa entre las distribuciones propuestas.

El espacio que ocupa cada placa se calcula como la suma de la distancia mínima entre módulos y la altura  $h$  del panel con respecto al suelo.

El número máximo de filas totales se calcula como la menor medida del terreno donde instalamos la planta entre el espacio que ocupa cada placa.



Y los módulos totales se calculan como el número de módulos máximos por fila multiplicado por el número total de filas máximo.

#### 8.1.4 Seleccionar modelo de inversor a utilizar

Se ha seleccionado el inversor SUN2000-100KTL-M2, del fabricante HUAWEI, cuyas especificaciones son las siguientes:

HUAWEI SUN2000-100KTL-M2	
Tensión de entrada máxima (V)	1100
Tensión de arranque (V)	200
Rango de operación MPPT (V)	200-1000
Corriente máxima por entrada (A)	20
Eficiencia (%)	98.4
Número de seguidores MPPT	10
Corriente nominal de salida (A)	144.4
Potencia nominal (kW)	100

Tabla 8.1.4.1 Datos del inversor seleccionado.

#### 8.1.5 Definir el número total de inversores y módulos

Una vez definidos los módulos y el inversor, es momento de seleccionar una opción de las disposiciones anteriormente descritas y definir el número total de módulos y de inversores.



Se escoge la opción 4 ya que es la que más módulos totales máximos admite y en la que la distancia mínima entre módulos es máxima, por lo que, en caso de mantenimiento o reparación, el operario tendría más facilidad para acceder a los módulos afectados.

En cuanto al número de inversores, se calcula primero el número de módulos por cadena. Para ello necesitamos la máxima tensión del panel seleccionado ( $V_{MPP}$ ) y el rango de tensión de operación MPPT del inversor:

$$\begin{aligned} \text{Número de módulos mínimo por cadena} &= \frac{V_{minMPPT} \text{ inversor}}{V_{MPP}} = \frac{880 \text{ V}}{43.2 \text{ V}} \\ &= 20 \text{ módulos/cadena} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Número de módulos máximos por cadena} &= \frac{V_{maxMPPT} \text{ inversor}}{V_{MPP}} = \frac{1300 \text{ V}}{43.2 \text{ V}} \\ &= 30 \text{ módulos/cadena} \end{aligned}$$

Conociendo el número total de módulos y el rango para el número de módulos por cadena, y utilizando como criterio de diseño que la potencia total de los módulos sea aproximadamente 1.2 veces la potencia de los inversores, se puede determinar que la distribución final de la planta fotovoltaica será:

Número de módulos por cadena	23
Número de cadenas	472
Número total de módulos	10856
Número total de inversores	48

Tabla 8.1.5.1 Distribución final.



Por tanto, la potencia nominal de la planta fotovoltaica de estudio es:

$$\begin{aligned} \text{Potencia nominal de la planta} &= \text{módulos totales} \times \text{potencia nominal de cada módulo} \\ &= 10856 \text{ paneles} \times 510 \text{ W} = 5536560 \text{ W} = 5.5 \text{ MW} \end{aligned}$$

## 8.2 Control del límite de rampa de potencia por medio de una batería.

El segundo bloque del caso de estudio está compuesto por toda la programación en Matlab para estudiar la limitación de tasa de rampa de potencia.

En primer lugar, los datos de estudio son los correspondientes a la potencia generada (Ppv) anual para las coordenadas del terreno de estudio en Tenerife. Hay un total de 525.600 datos, que corresponden a dicha potencia Ppv anual por minuto (desde las 00:00h del 1 de Enero hasta las 23:59h del 31 de Diciembre) y vienen dados en Watios (W).

Es necesario para estudiar los datos de partida, redimensionarlos al rango de la potencia nominal de la planta fotovoltaica objeto de este estudio, pues inicialmente estos datos vienen dados desde una planta más pequeña. Por ello, es necesario multiplicar los mismos por la potencia nominal de la planta (5.5 MW) y dividir entre el máximo valor de la potencia de los datos de partida. En Matlab los datos ya redimensionados se almacenan en un vector llamado Ppv.



Por su parte, el valor fijado para el límite de rampa puede variar en cada planta fotovoltaica (requiriéndose por parte del operador de red una prueba de la instalación para determinar su valor), y queda al final fijado en el contrato privado entre el operador de red y el dueño de la instalación. Así pues, se ha optado en nuestro estudio por acogernos a la legislación de Puerto Rico (pionera en este sector), que determina un límite de tasa de rampa del  $\pm 10\%/min$ . La variable donde se almacena dicha rampa en el programa se llama “variation” y se expresa en %.

Se establecen una serie de parámetros iniciales necesarios para el funcionamiento del programa, como son:

- Ciclo diario de funcionamiento de la planta: desde las 6:00h hasta las 21:00h, todos los días del año. Se obtiene a partir del análisis de los datos del vector Ppv, calculando la potencia media por hora de todos los días del año, como se observa en la gráfica siguiente:

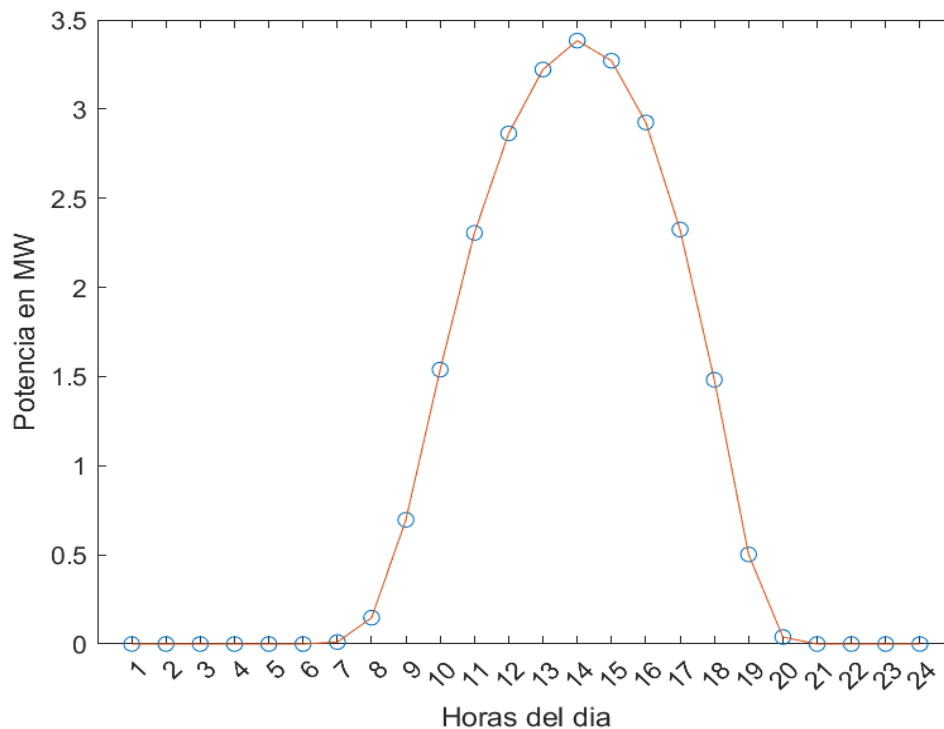


Figura 8.2.1 Potencia media por hora de todos los días del año.



- Valor de Potencia nominal de la batería,  $P_{nombat}$  (W), a colocar en la instalación. Se analizó previamente con este mismo programa y aplicando el control de rampas sin considerar límite de potencia en la batería, se obtuvo la mayor potencia (en valor absoluto) que la batería tuvo que suministrar para conseguir una compensación total de las rampas. Dicho máximo se utiliza como valor de referencia inicial para la Potencia nominal de la batería y a partir del cual obtener su dimensionamiento óptimo. Tomaremos 4.04 MW como valor de la Potencia nominal de la batería. De acuerdo con lo expuesto en el punto 3.3 “SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO”, y debido a su coste competitivo, bajo mantenimiento y popularidad en la actualidad, se ha optado en inicio por utilizar baterías de Litio como sistema de almacenamiento de energía en este estudio.
- Valor de la energía útil de dicha batería que llamaremos Eutilbat ( $W \times \text{min}$ ), se calcula en función de  $P_{nombat}$ . Se considera  $E_{utilbat} = P_{nombat} \times 60$  (valor típico en las baterías de litio). En función de los resultados finalmente obtenidos en el análisis que ejecuta este programa, se valorará finalmente la idoneidad de este tipo de baterías como sistema de almacenamiento óptimo en la planta de estudio, frente a otras alternativas.
- Valor objetivo de energía en la batería al comenzar todos los ciclos diarios de funcionamiento (a las 6:00h). Se denomina  $SoC_{obj}$  ( $W \times \text{min}$ ), calculado en función de Eutilbat. Al existir rampas tanto de subida como de bajada, se considera como óptimo recuperar al inicio del ciclo diario de uso (06:00h) el valor medio de carga; por ello se considera  $SoC_{obj} = 0,5 \times E_{utilbat}$ .
- Controles para Batería llena y Batería vacía (variables  $bat_{llena}$ ,  $bat_{vacía}$ , ambos inicialmente =0)



- Porcentajes máximo (Eporcenmax) y mínimo (Eporcenmin) por los que multiplicar Eutilbat para determinar la energía máxima y mínima que la batería puede almacenar (cargas máxima y mínima), protegiendo así la vida de la misma, no alcanzándose valores de energía en la batería exteriores a dicho intervalo.
- Ratios para los diferentes costes a considerar en el estudio:

El coste de mantenimiento para usos a gran escala (>1 MW) para baterías de Litio, es de 10\$/kW-año, mientras que el coste de las baterías de Litio es de 115\$/kWh. Por último, el coste por incumplimiento de tasa de rampa asciende a 10 centavos por segundo de violación por la capacidad de potencia de la planta (en MW). Al igual que se indicó en uno de los puntos anteriores, en función de los resultados que se extraigan del programa, se valorará finalmente la idoneidad de las baterías de litio como opción óptima.

A continuación, enumeraremos las acciones que el programa lleva a cabo. Con el propósito de mejorar la comprensión de los diferentes operaciones y comparaciones realizadas, adelantaremos en estos puntos alguno de los gráficos que luego analizaremos en profundidad en el apartado 9 de este estudio:

### **8.2.1 Detectar y corregir (mediante el uso de una batería de Litio) los datos de la potencia generada por la planta que superen la tasa límite de rampa de potencia.**

En la primera fase, el programa revisa los valores de los datos de potencia generada por la planta Ppv, calculando y detectando entre 2 datos consecutivos, cuando se supera entre ambos la tasa límite fijada para la rampa de potencia.



Se crea un nuevo vector llamado  $P_{total}$  (potencia entregada a la red durante las horas diarias de funcionamiento de la planta, de 6:00h a 21:00h) a partir del vector  $P_{pv}$ , también con 525.600 datos (1 por minuto del año), que contiene, sin cambiar el orden de los mismos, los siguientes valores de potencia (en W):

- En aquellos minutos en los que no se supere la tasa de rampa permitida, el valor de  $P_{pv}$  pasará a ser el valor de  $P_{total}$  en ese instante.
- En aquellos casos en que se detecta entre 2 minutos consecutivos (que llamaremos “anterior” y “actual”) del vector  $P_{pv}$  (potencia generada) una tasa de rampa que exceda los extremos permitidos, se limitará inicialmente el dato de potencia entregada a la red ( $P_{total}$ ) del minuto actual a un valor igual al del dato anterior del mismo vector  $P_{total}$ , más (o menos, dependiendo si la rampa de potencia es de subida o de bajada) el valor límite de la rampa (10% de la potencia nominal de la planta (0,55 MW)). La diferencia entre el vector  $P_{pv}$  (potencia generada) y el vector  $P_{total}$  (potencia entregada a la red) se almacenará en otro vector de 525.600 datos que se inicializa a cero al comienzo del programa llamado  $P_{bat}$  (valores positivos si la batería se carga (rampa  $>10\%$ ), y negativos si la batería se descarga, (rampa  $<-10\%$ )). Los valores de  $P_{bat}$ , son las potencias que se introducen o se extraen en/de la batería. Diferentes de cero en los minutos en que la tasa de rampa excede los límites e igual a cero en los restantes.

Consideraremos un ejemplo de cálculo sencillo: se tiene el vector Ppv (potencia generada) como [0, 2, 5, 9, 12, 14, 12, 7] (W), el límite es de  $\pm 3W$  entre cada dato (límites de tasa de rampa). De acuerdo con lo programado, el vector Ptotal (potencia entregada a la red) sería [0, 2, 5, 8, 11, 14, 12, 9] (W), y por lo tanto el vector Pbat (potencia de la batería) sería [0, 0, 0, 1, 1, 0, 0, -2] (W).

En el gráfico siguiente, se puede observar lo indicado en los puntos anteriores:

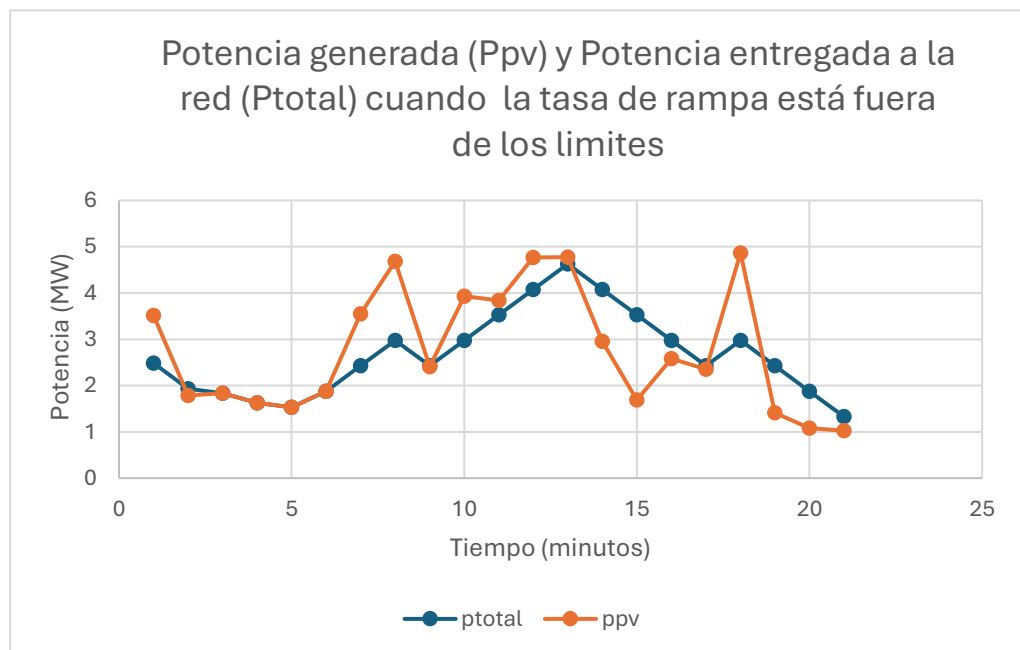


Figura 8.2.1.1 Potencia generada (Ppv) y Potencia entregada a la red (Ptotal) cuando la tasa de rampa está fuera de los límites.



A partir del vector  $P_{bat}$  (potencia en la batería) se crea el vector SoC, medido en  $W \times min$ . Dicho vector posee también 525.600 datos (1 por minuto del año), y contiene la energía que posee la batería en cada minuto. El vector SoC se inicializa al valor fijo  $SoC_{obj}$  (valor medio de la carga de la batería que se toma como objetivo), y se actualizará cada minuto sumándole cada elemento del vector  $P_{bat}$  (potencia en la batería) en dicho minuto durante el ciclo de funcionamiento (06:00h a 21:00h).

Hemos de asegurar que los valores introducidos en  $P_{bat}$  (potencia en la batería en cada minuto), puedan ser asumidos por la batería seleccionada. Para ello se realizan varias comprobaciones:

- Comprobación de potencia: en valor absoluto,  $P_{bat}$  (potencia de la batería en cada minuto) no puede exceder el valor de  $P_{nombat}$  (potencia nominal de la batería), ya que este sería el máximo de la potencia que la batería puede absorber (siendo positivo en casos de rampa mayor del 10%) o ceder (siendo negativo en casos de rampa  $<-10\%$ ). En caso de encontrar en  $P_{bat}$  estos valores que exceden  $P_{nombat}$ , se corregirán los valores del minuto actual de  $P_{bat}$ ,  $P_{total}$  (potencia entregada a la red) y SoC (energía en la batería), considerando  $P_{bat} = \pm P_{nombat}$ , modificándose en consecuencia con lo anterior los valores de  $P_{total}$  y SoC.

Para clarificar lo expuesto acerca de la potencia de la batería en cada minuto ( $P_{bat}$ ), se muestra el gráfico siguiente:

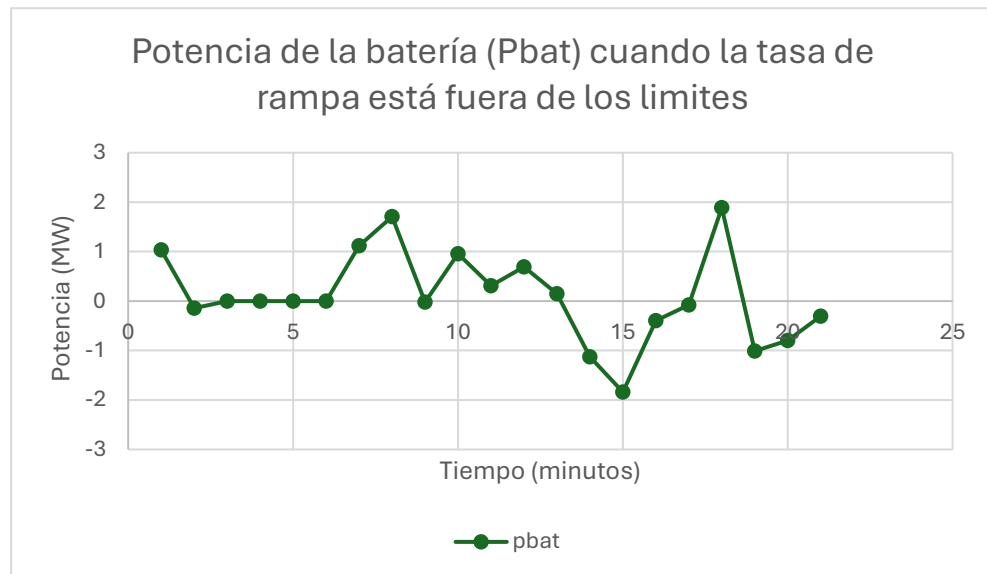


Figura 8.2.1.2 Potencia de la batería (Pbat) cuando la tasa de rampa de potencia está fuera de los límites

- Comprobación de energía de la batería (SoC): aunque los valores de Pbat obtenidos previamente no excedan el valor absoluto de  $P_{nombat}$ , puede ocurrir que la energía contenida en la batería (SoC) en el minuto anterior no permita absorber o ceder a la batería la potencia Pbat del minuto actual por estar dicha energía próxima a las cargas máxima o mínima de la batería; Por ello el programa considera el valor de la energía en la batería (SoC) en el minuto anterior y calcula la diferencia de dicho valor con los valores máximo y mínimo de energía permitidos para la misma ( $E_{porcenmax} * E_{utilbat}$  y  $E_{porcenmin} * E_{utilbat}$ ). Dichas diferencias se almacenan en las variables “cappos” (diferencia entre el valor máximo de energía permitida en la batería y el SoC del minuto anterior) y “capneg” (diferencia entre el SoC del minuto anterior con el valor mínimo de energía permitida en la batería). Si Pbat es  $>0$  y además  $Pbat > cappos$  o bien Pbat es  $<0$  y además  $Pbat < capneg$ , la potencia en la batería (Pbat) excedería los límites superior o inferior de la carga de energía de la batería y por tanto

el programa corrige los valores/datos del minuto actual de los vectores  $P_{total}$  (potencia entregada),  $P_{bat}$  (potencia en la batería), y fija el valor actual del SoC en el máximo (o mínimo) de carga permitido en el minuto actual para no exceder dichos límites.

Al igual que en los puntos anteriores, se incluye un gráfico para un mejor entendimiento en cuanto a la gestión de la energía en la batería (SoC).

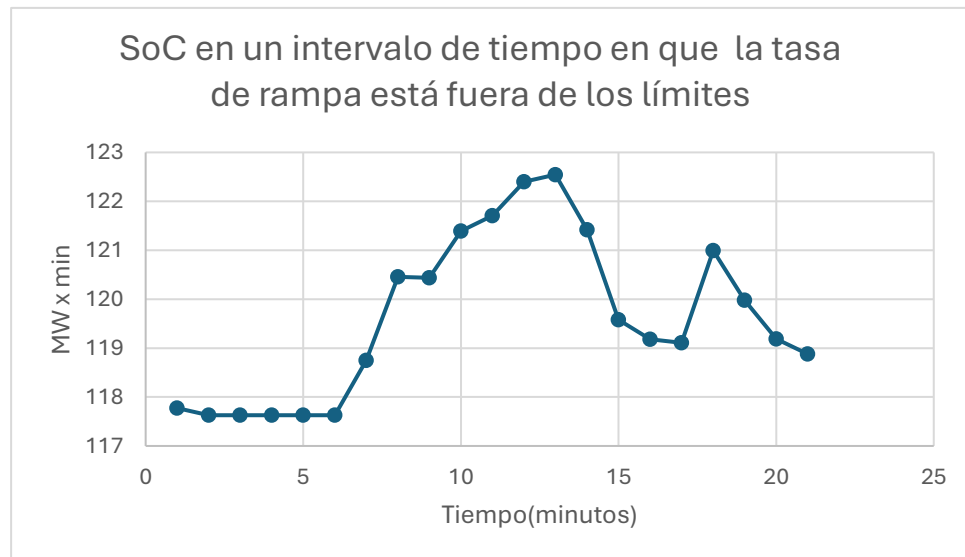


Figura 8.2.1.3 SoC en un intervalo de tiempo en el que la tasa de rampa está fuera de los límites.





Las correcciones debidas a la potencia y energía de la batería sobre la rampa de potencia de la planta (ajustada por el programa previamente dentro del  $\pm 10\%$ ), podrían volver a dejar la rampa en valores externos a dichos límites en algunos puntos por excederse la potencia nominal de la batería ( $P_{nombat}$ ) o los valores límites de energía de la batería en ese minuto.

### **8.2.2 Ajustar la Energía de la batería al comenzar el ciclo diario de funcionamiento de la planta.**

La batería de la instalación comienza el 1 de Enero a las 06:00h su ciclo diario de funcionamiento con un nivel de energía (SoC) igual al valor de energía objetivo ( $SocObj$  en  $W \times min$ ), que en el programa se fija como  $0,5 \times Eutilbat$  (carga media de la batería). Durante su funcionamiento diario hasta las 21:00h en que finaliza, el nivel de energía de la instalación (SoC) va variando desde dicho valor inicial, sumando al mismo los valores de  $P_{bat}$  (positivos o negativos) en cada minuto.

En los días sucesivos, se precisa oportuno que a las 06:00h la batería tenga un SoC igual al  $SoC_{obj}$  (o lo más próximo posible), cediendo o tomando para conseguirlo energía de la red eléctrica exterior de la planta en las horas de no uso entre 2 días consecutivos (de 21:00h a 06:00h). Para ello, el programa recupera el valor del SoC a las 21:00h de cada día del año. Calcula la diferencia entre dicho valor y el valor de energía  $SoC_{obj}$  que se pretende tener a las 06:00h del día siguiente, y se divide el resultado entre el intervalo de tiempo en minutos que existe desde las 21:00h hasta las 06:00h (el resultado de esta división se recoge con la variable "rebat").

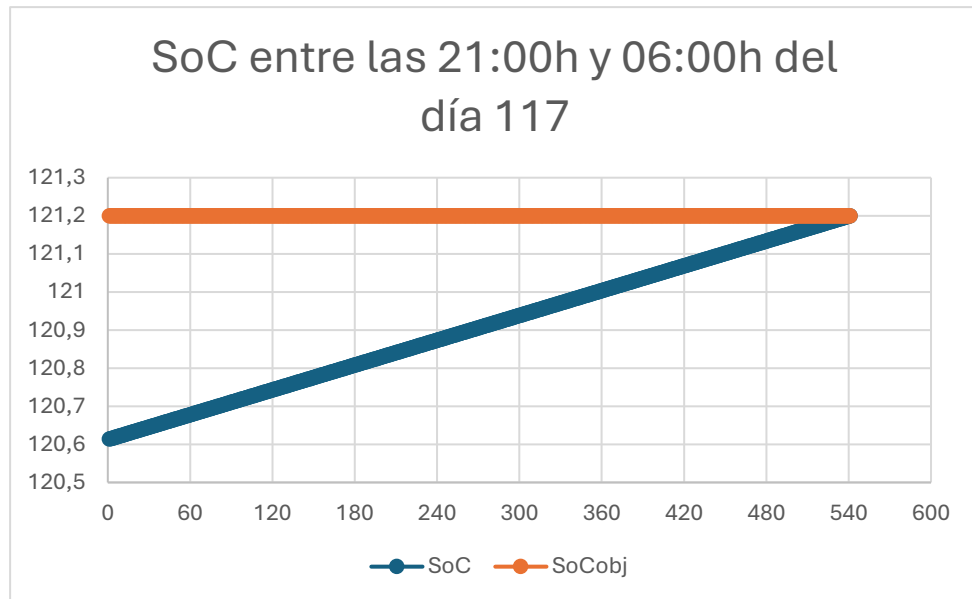


Figura 8.2.2.1 SoC entre las 21:00h y las 06:00h del día 117.

Dado el límite que supone la potencia nominal de la batería ( $P_{nombat}$ ), se compara el valor de recbat con el de  $P_{nombat}$ , quedándonos con el mínimo en valor absoluto entre ambos, de manera que nunca se sobrepase  $P_{nombat}$  entre 2 valores del SoC consecutivos. El SoC evolucionará con pendiente constante entre las 21:00 y las 6:00. En caso de que la potencia necesaria para alcanzar el SoC objetivo estuviera dentro del rango permitido, se llegará al SoC objetivo a las 6:00, como se observa en la figura.

### 8.2.3 Calcular los costes de la instalación en relación con la rampa de potencia

Uno de los aspectos más importantes de este estudio es la obtención y posterior optimización de los costes en los que incurre la planta fotovoltaica en relación con el cumplimiento de los límites de la rampa de potencia, y las



---

penalizaciones en caso de no cumplir con dicho criterio. El programa considera los siguientes costes en función de los ratios definidos al inicio del mismo:

- Coste de penalización por incumplimiento de rampa de potencia:

Una vez que el programa realiza todos los ajustes y comprobaciones detallados en los puntos anteriores de este estudio, se recorre el vector.

$P_{total}$  y se suman los minutos del mismo en los que la rampa de potencia excede los límites establecidos ( $\pm 10\%$ ). Se multiplica dicho valor por el ratio de penalización considerado en  $\$/min$ , obteniéndose el valor de este coste.

- Coste de compra de la batería.

Se multiplica el ratio de compra de la batería ( $\$/kWh$ ) por el valor de la energía útil de la batería seleccionada de acuerdo con los criterios previamente detallados.

- Coste de mantenimiento de la batería

Se multiplica el ratio de mantenimiento de la batería ( $\$/kWh$ ) por el valor de la energía útil de la batería seleccionada de acuerdo con los criterios previamente detallados.

- Coste Total.

Se suman todos los costes anteriormente indicados obteniéndose el coste total asociado a la compra de la batería, su mantenimiento y la rampa de potencia de la instalación.



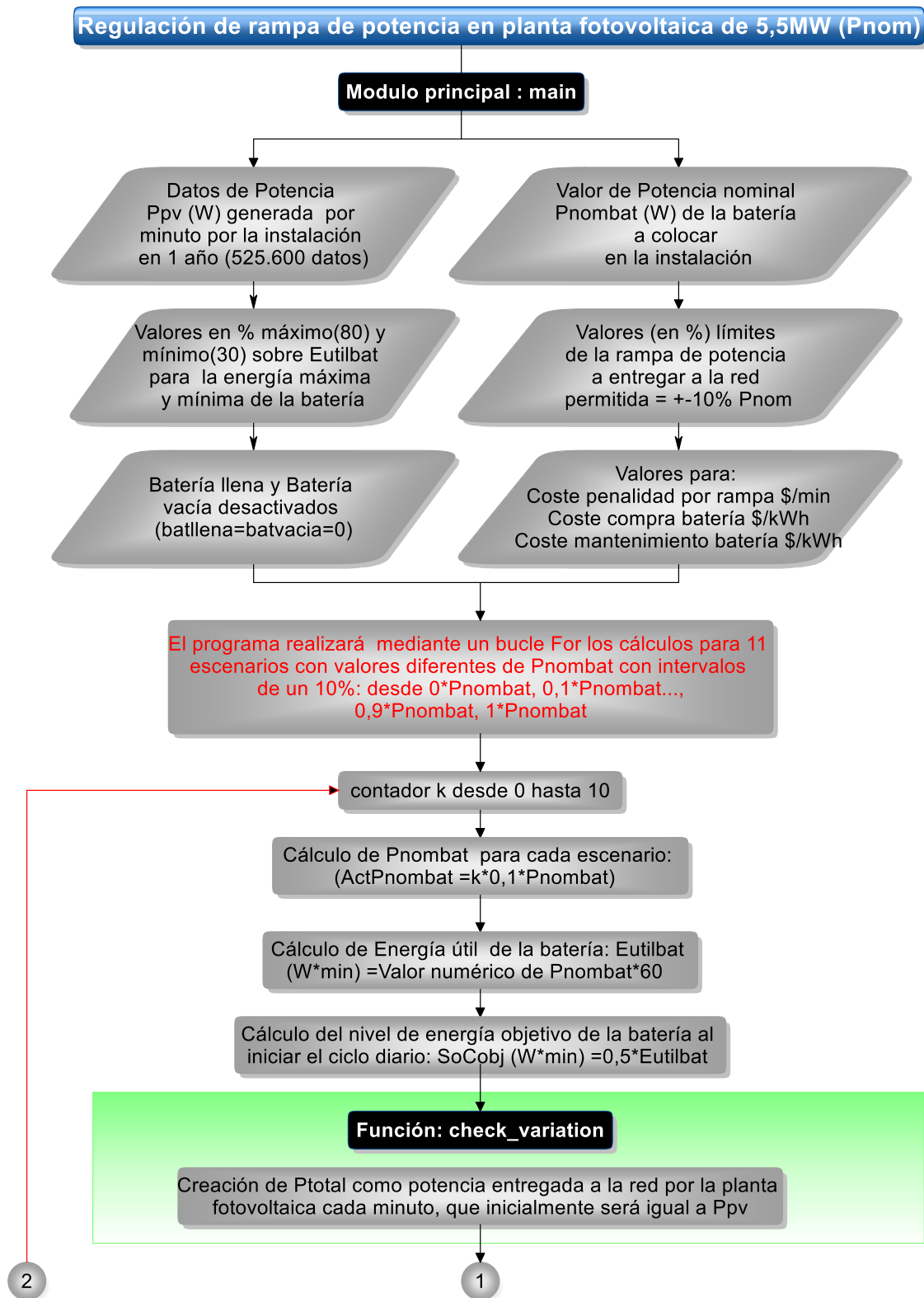
#### **8.2.4 Dimensionamiento de la batería para un coste mínimo**

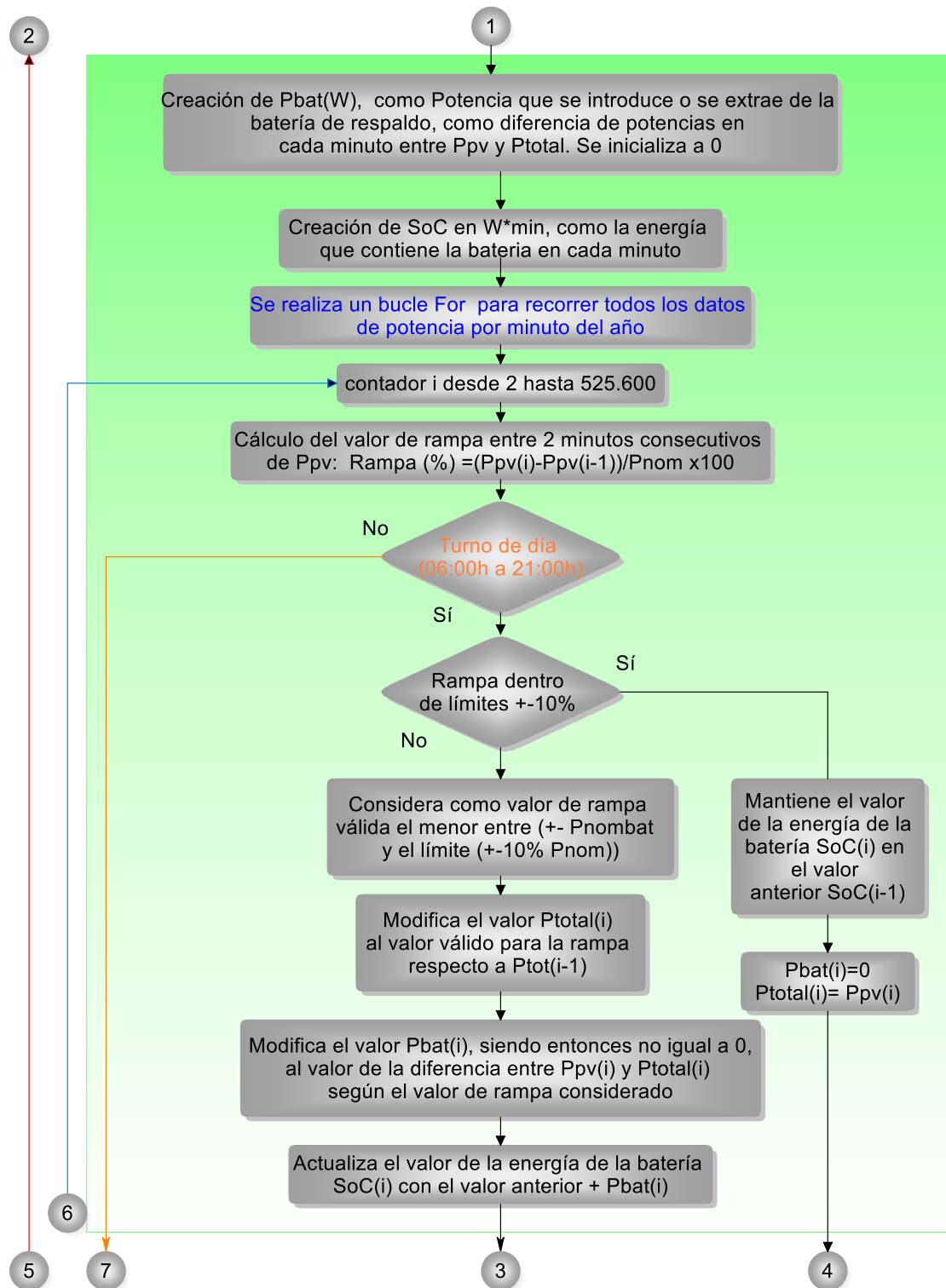
Finalmente, el programa realiza todos los cálculos anteriormente indicados para diferentes valores de la potencia nominal de la batería considerada ( $P_{nombat}$ ), y de este modo obtener el dimensionamiento de la misma para la obtención de un coste total mínimo para la planta considerada en este estudio.

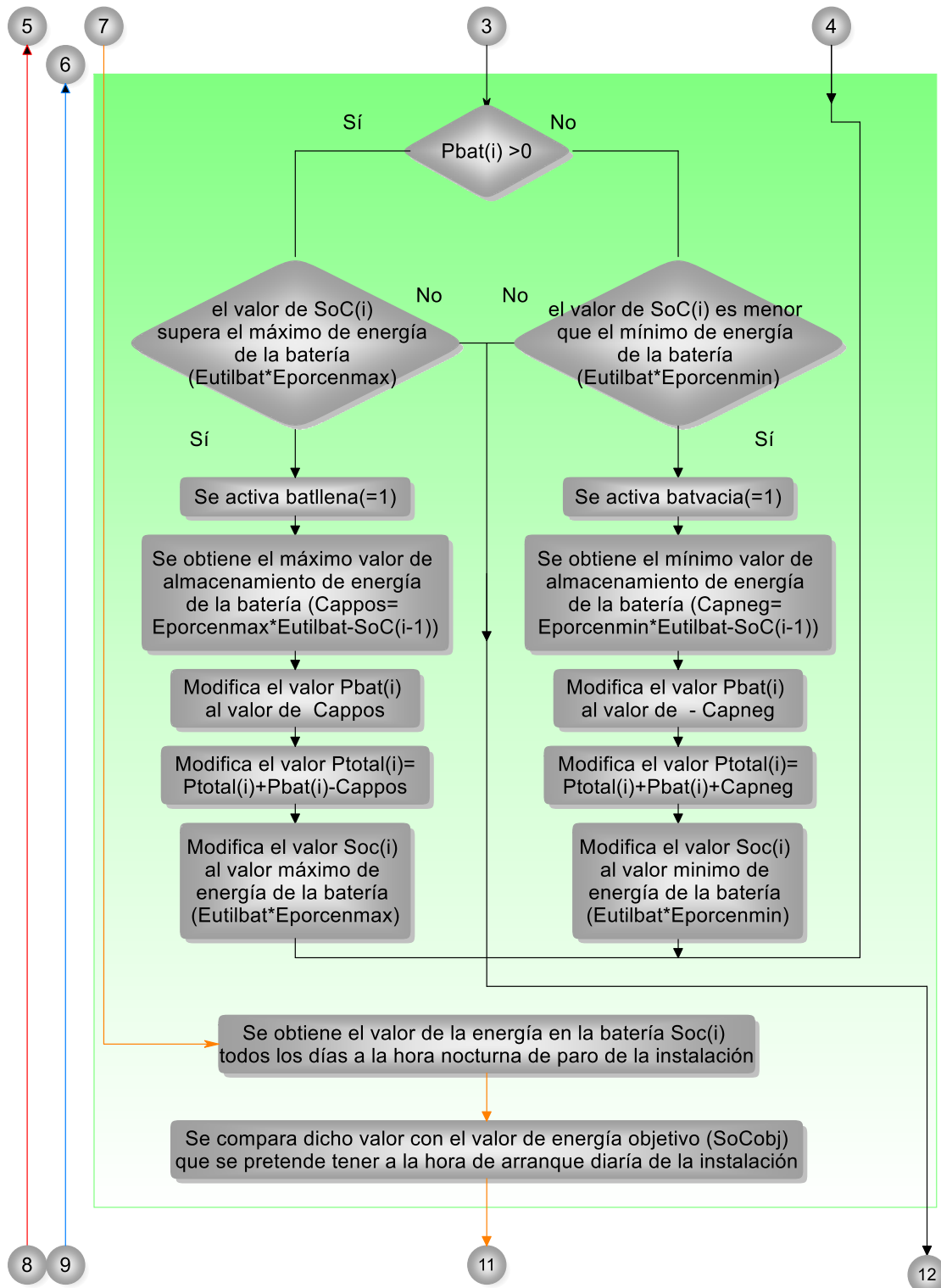
Para ello se realiza un bucle que varía el valor inicialmente calculado para  $P_{nombat}$  (4,04 MW) con sucesivas disminuciones del 10% sobre el mismo hasta alcanzar 0 MW (caso en el que no se dispone de batería). Para cada uno de estos valores de  $P_{nombat}$ , se calcularán los diferentes costes contemplados (de compra de batería, de mantenimiento de la batería y finalmente el coste de penalización por rampa), para poder determinar así cual es el tamaño de batería que minimiza el coste total de la planta fotovoltaica objeto de este estudio.

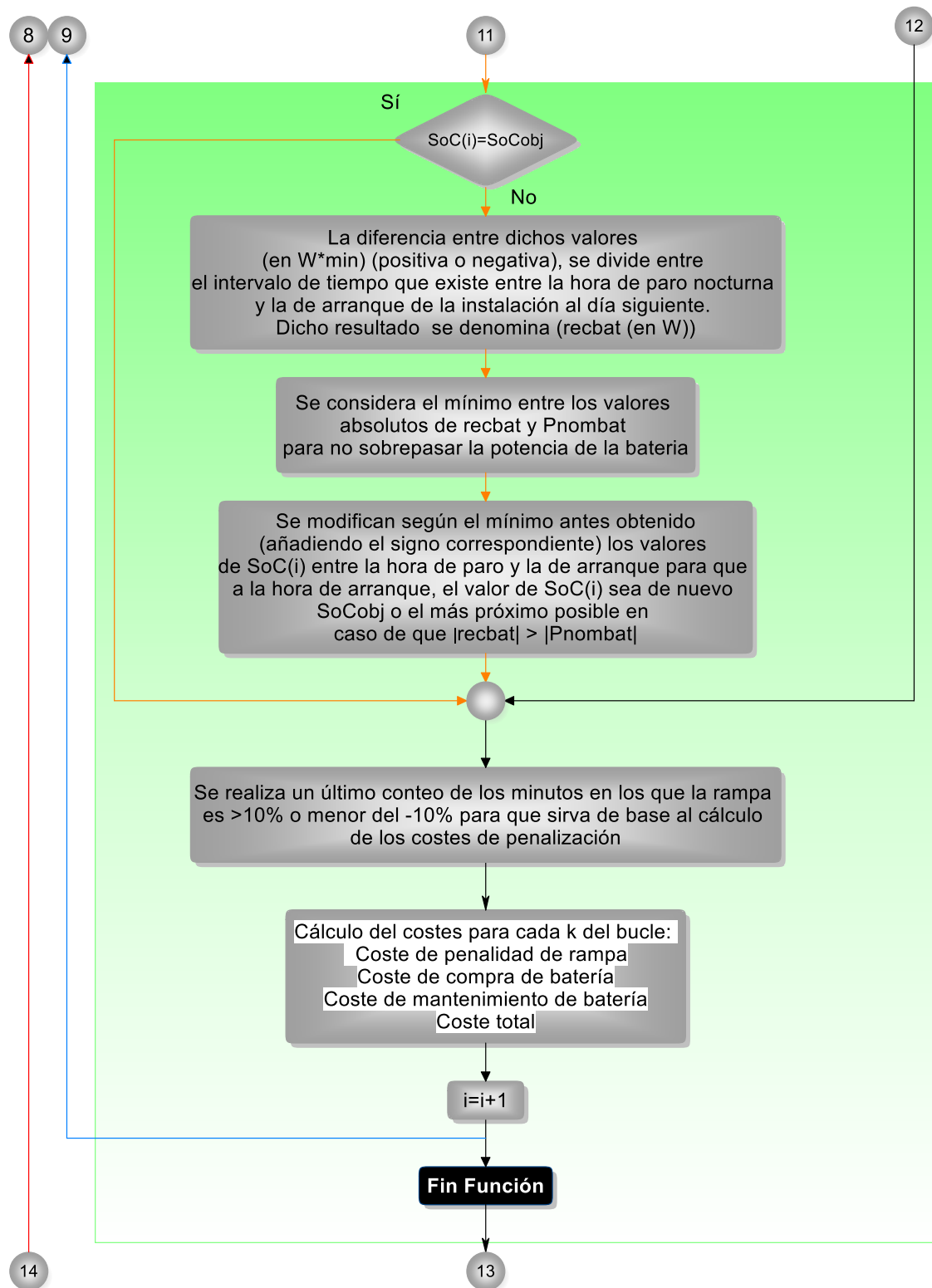
#### **8.2.5 Flujograma**

Teniendo en cuenta todas las etapas de programación anteriormente descritas, se muestra el siguiente diagrama de flujo:

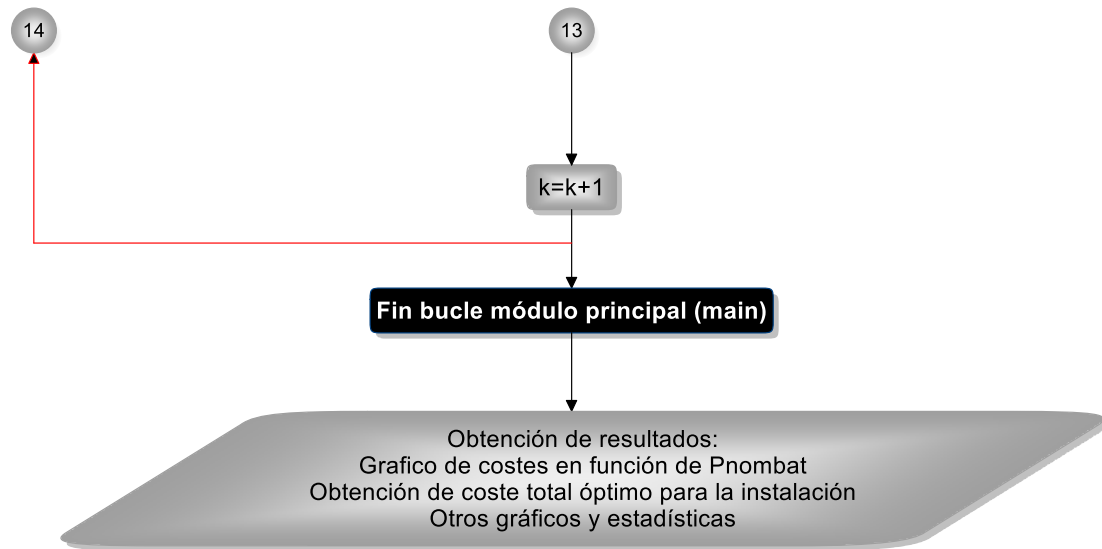














## 9. Análisis de resultados

En esta parte del estudio se llevará a cabo el análisis de los resultados obtenidos con el uso del programa creado en Matlab, que fue detallado en el segundo bloque del caso de estudio, para los datos de la planta fotovoltaica considerada. Se divide este apartado en los siguientes bloques:

- Análisis en aquellos Intervalos temporales en los que NO se exceden los límites de la tasa de rampa de potencia. Se contemplan los siguientes:
  - Análisis de la potencia entregada a la red ( $P_{total}$ ) frente a la potencia generada ( $P_{pv}$ ).
  - Análisis de la tasa de rampa de potencia y su corrección a los límites establecidos con el uso de una batería de Litio.
  - Análisis de la potencia absorbida o cedida por la batería ( $P_{bat}$ ).
  - Análisis de la energía almacenada en la batería (SoC).
- Análisis en aquellos Intervalos temporales en los que SÍ se exceden los límites de la tasa de rampa de potencia. Se contemplan los siguientes:
  - Análisis de la potencia entregada a la red ( $P_{total}$ ) frente a la potencia generada ( $P_{pv}$ ).
  - Análisis de la tasa de rampa de potencia y su corrección a los límites establecidos con el uso de una batería de Litio.



- 
- Análisis de la potencia absorbida o cedida por la batería ( $P_{bat}$ ).
  - Análisis de la energía almacenada en la batería (SoC).
    - Corrección del SoC (energía almacenada en la batería) durante el periodo nocturno (desde las 21:00h) hasta alcanzar, si es posible, el valor  $SoC_{obj}$  (energía objetivo) con el que la batería comenzará el ciclo diario de funcionamiento (a las 06:00h).
    - Análisis de costes de la inclusión de la batería para minimizar las penalizaciones establecidas por el exceso en las tasas de las rampas de potencia generada por la planta fotovoltaica.
    - Dimensionamiento de la batería que optimiza el coste debido a las penalizaciones consecuentes al exceso en las tasas de las rampas de potencia.
    - Análisis de la idoneidad de la batería de litio como sistema de almacenamiento de energía en el caso de estudio frente a otros tipos de sistemas.

### **9.1 Análisis en aquellos Intervalos temporales en los que NO se exceden los límites de la tasa de rampa de potencia.**

Se analizará en este punto lo sucedido en un intervalo de tiempo dentro del horario diurno de funcionamiento de la instalación fotovoltaica, considerando como valor de la potencia nominal de la batería ( $P_{nombat}$ ) el 100% de los 4,04 MW. Análisis similares podrían llevarse a cabo con los datos obtenidos en el programa para otros valores de  $P_{nombat}$  (desde  $0,9 \times 4,04$  MW hasta 0 MW).

Se extrae este intervalo de tiempo entre los minutos 523.257 (día 364, 08h, 57min) y 523.277 (día 364, 09h, 17m)) en el cual no se superan en ningún instante los límites de la tasa de potencia establecidos ( $\pm 10\%$ ). Dicho intervalo (al igual que el considerado en el apartado 9.2) ha sido seleccionado por considerarse representativos de la regulación llevada a cabo por el programa realizado, pudiendo haberse extraído otros diferentes con conclusiones similares.

Se muestran a continuación para dicho intervalo los gráficos correspondientes a la potencia generada (Ppv) la Potencia entregada a la red (Ptotal), la potencia de la batería (Pbat):

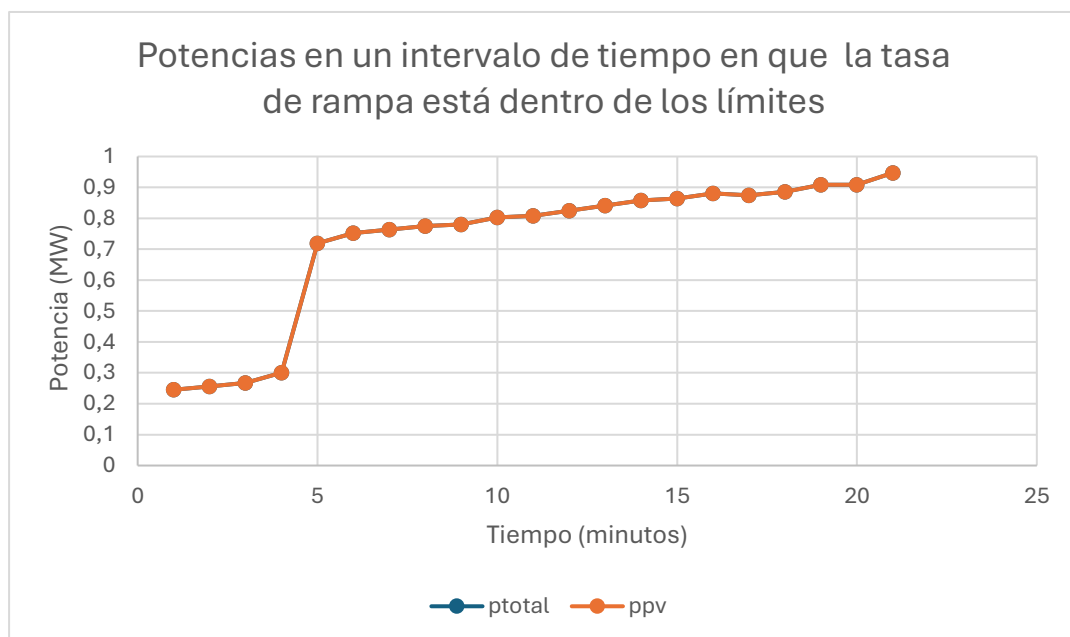


Figura 9.1.1 Potencias en un intervalo en el que la tasa de rampa está dentro de los límites.

Se observa que en el gráfico se solapan las curvas de valores para Ptotal y Ppv (potencia entregada a la red y generada), lo cual tiene toda la lógica ya que al no superarse en ningún momento los límites de la tasa de la rampa de potencia, la batería no interviene y toda la potencia generada se entrega directamente a la red.

Se analizará ahora las tasas de rampa para la potencia generada ( $P_{pv}$ ) y para la potencia entregada a la red ( $P_{total}$ ) en este mismo intervalo de tiempo. Los valores de ambas tasas se ven reflejadas en las próximas gráficas:

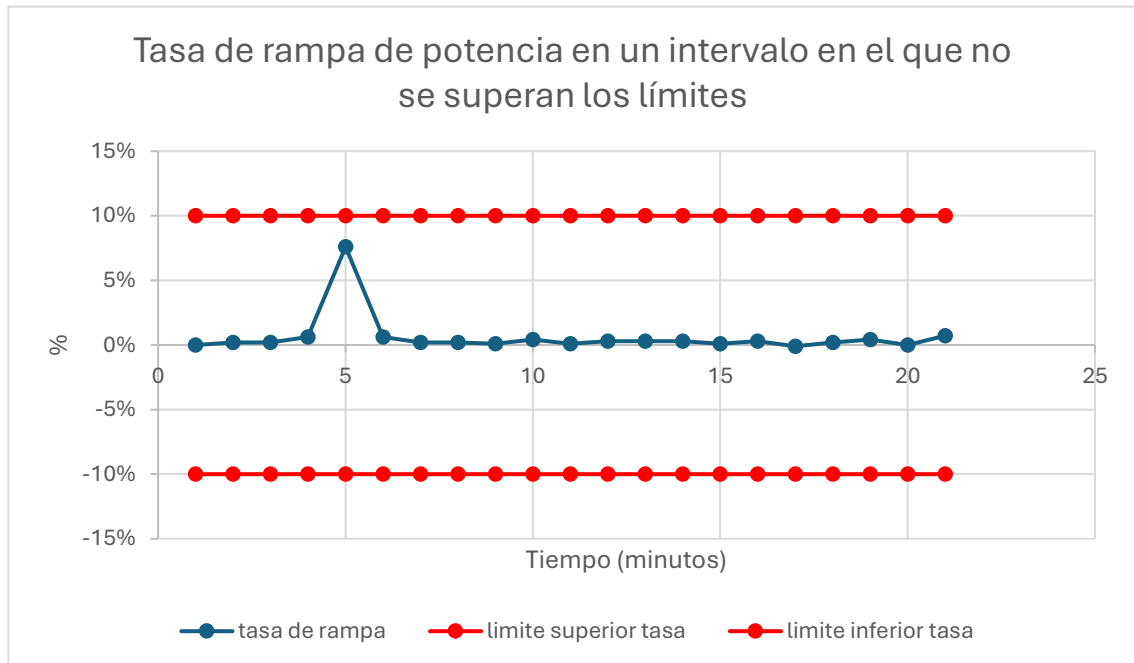


Figura 9.1.2 Tasa de rampa de potencia en un intervalo temporal en el que no se superan los límites.

Como se intuía en el análisis previo de la potencia generada y entregada, en el intervalo no se supera la tasa límite de rampa de potencia del  $\pm 10\%$ . Los valores de dicha tasa tienen variaciones próximas a cero excepto un punto con una tasa en el entorno del 5% que coincide en el instante en que la potencia generada soporta una subida brusca apreciable en su gráfica.

A continuación, se pasará a analizar la potencia absorbida o cedida por la batería ( $P_{bat}$ ) en el mismo intervalo de tiempo considerado anteriormente. Los resultados obtenidos se muestran en el siguiente gráfico:

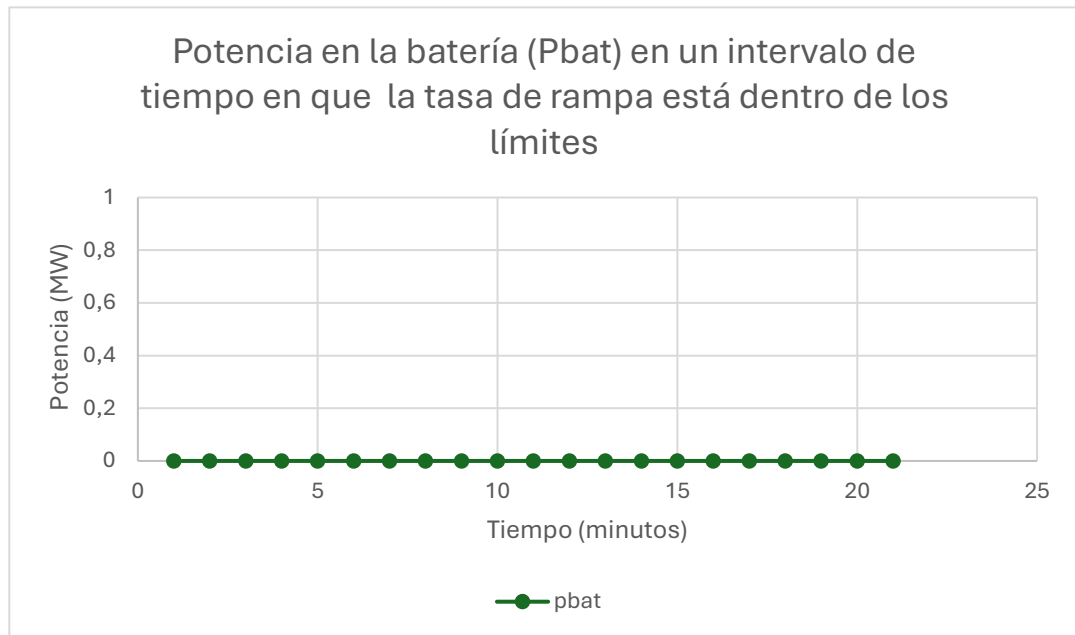


Figura 9.1.3 Potencia en la batería ( $P_{bat}$ ) en un intervalo en el que la tasa de rampa está dentro de los límites.

Tiene sentido que en este gráfico en el que se representa la potencia entregada o absorbida por la batería en un intervalo en el que no se superan los límites de tasa de rampa de potencia, el valor de  $P_{bat}$  sea siempre cero. Como vimos dado que no se supera la tasa de rampa, la potencia generada por la planta ( $P_{pv}$ ) y la potencia entregada a la red ( $P_{total}$ ) toman el mismo valor en cada instante de tiempo comprendido en este intervalo, y por tanto la batería no entrega potencia a la red ni absorbe potencia generada.

Posteriormente, se analizará la energía almacenada en la batería (SoC) en el mismo intervalo de tiempo ya considerado en los puntos anteriores.

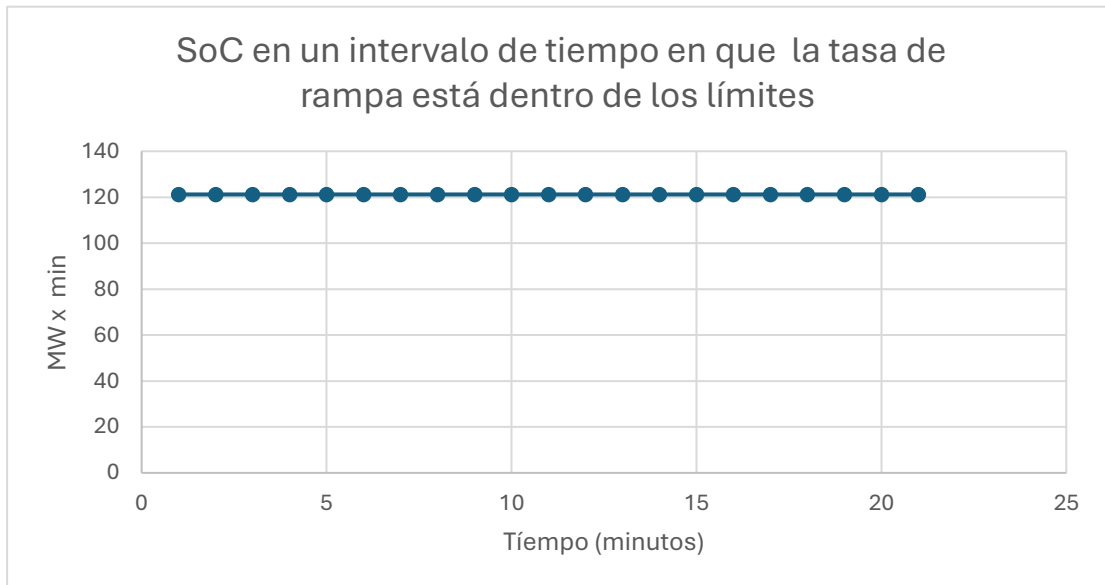


Figura 9.1.4 SoC en un intervalo de tiempo en el que la tasa de rampa está dentro de los límites.

Teniendo cuenta los gráficos anteriores para este intervalo de tiempo, es consecuente indicar que puesto que no se supera la tasa límite de rampa límite en ningún punto del intervalo de estudio, la batería no entra en funcionamiento y por tanto la energía almacenada en la batería no cambia, manteniéndose constante en el valor que se obtuvo en el último minuto anterior a este intervalo en el que  $P_{bat}$  no fue cero.



## **9.2 Análisis en aquellos Intervalos temporales en los que SÍ se exceden los límites de la tasa de rampa de potencia.**

Se analizará en este punto lo sucedido en un intervalo de tiempo dentro del horario diurno de funcionamiento de la instalación fotovoltaica. Al igual que en el apartado 9.1, se considera como valor de la potencia nominal de la batería ( $P_{nombat}$ ) el 100% de los 4,04 MW, aunque análisis similares podrían llevarse a cabo con los datos obtenidos en el programa para otros valores de  $P_{nombat}$  (desde  $0,9 \times 4,04$  MW hasta 0 MW).

El intervalo a considerar en este caso comienza en el minuto 167.814 (día 117, 12h, 54min) y alcanza hasta el minuto 167.834 (día 117, 13h, 14min)). En su interior posee minutos en los que la tasa de rampa de potencia supera uno o ambos de los límites (+10% o -10%).

Se puede observar tanto la potencia generada ( $P_{pv}$ ) como la entregada a la red ( $P_{total}$ ) en el gráfico siguiente:



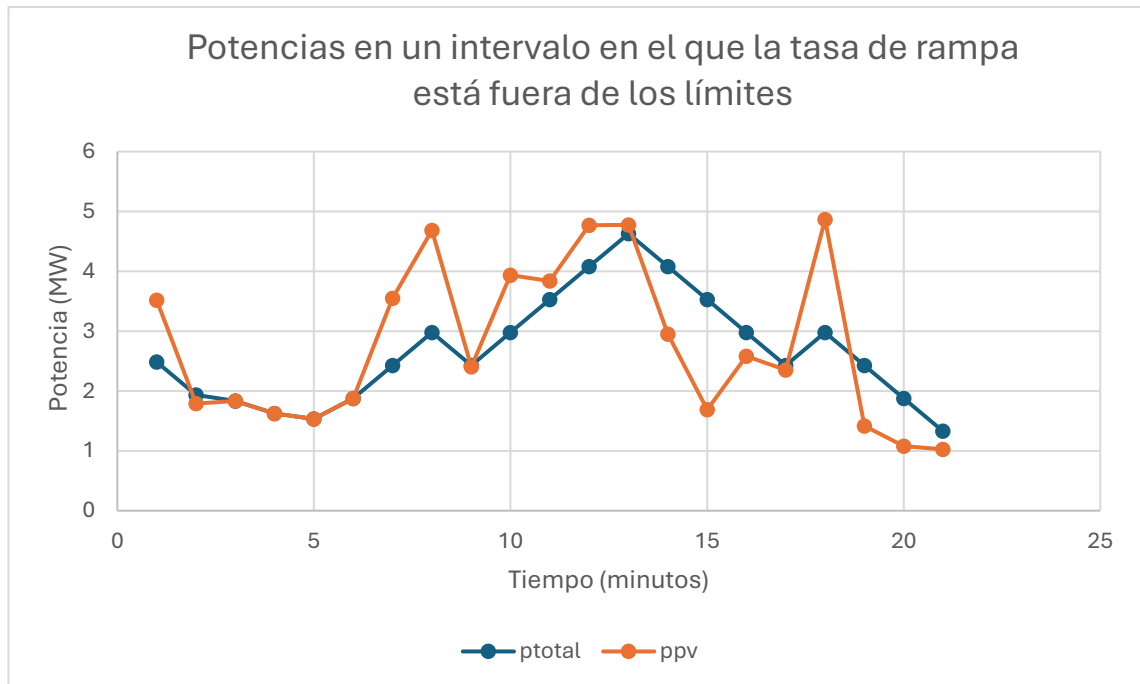


Figura 9.2.1 Potencias en un intervalo en el que la tasa de rampa está fuera de los límites.

En el gráfico, se ven claramente dos curvas muy diferenciadas y con contrastes entre valores de datos consecutivos mucho más acusados en el caso de la potencia generada (Ppv); con ello se puede deducir que existe una regulación en la potencia entregada a la red (Ptotal), que se podrá detallar en los análisis que se realizan en los puntos siguientes de este apartado.

Se analizará ahora la tasa de rampa para la potencia generada (Ppv) y para la potencia entregada a la red (Ptotal) en dicho intervalo:

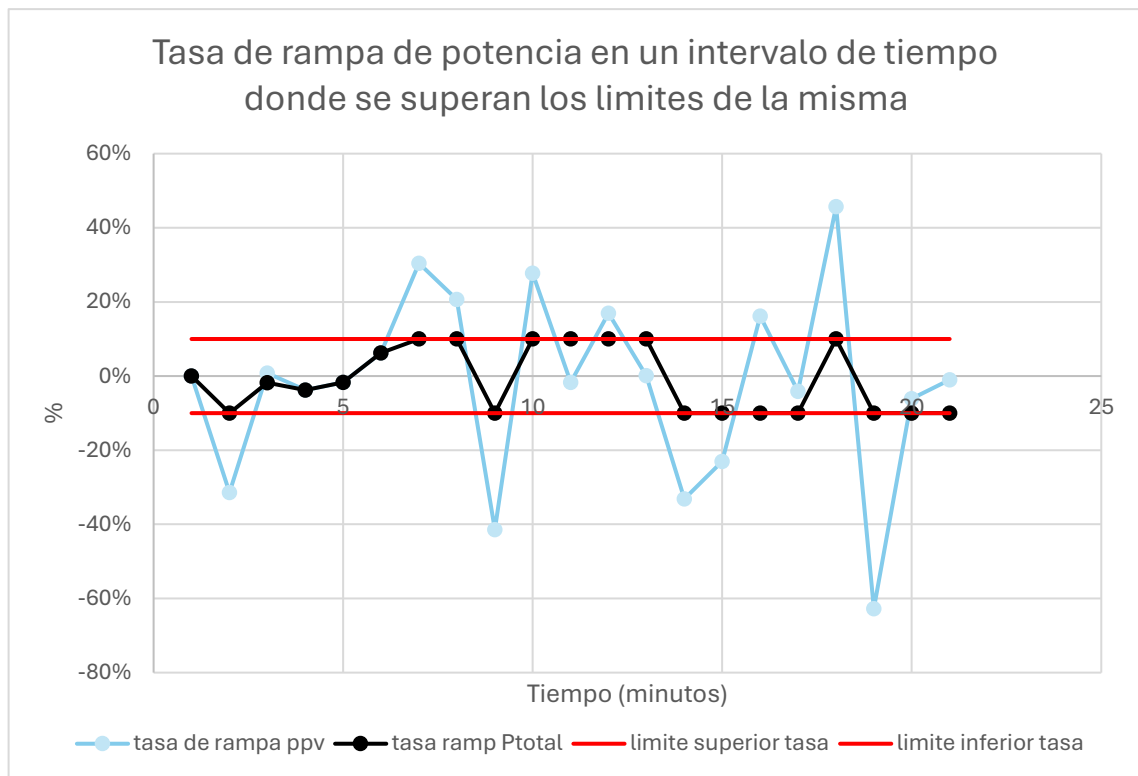


Figura 9.2.2 Tasa de rampa de potencia en un intervalo temporal en el que se está fuera de los límites.

En este caso, se aprecia como la tasa de la potencia generada ( $P_{pv}$ ) supera tanto el límite superior como el inferior permitido, pero en cambio la potencia entregada a la red ( $P_{total}$ ) no traspasa nunca dichos límites (ambos en rojo), con lo que la regulación establecida en el programa funciona adecuadamente. Podría darse el caso que la tasa de la rampa fuese tan elevada (positiva o negativamente) que se excediera el valor de la potencia nominal de la batería ( $P_{nombat}$ ), con lo que, aunque la batería almacenase o cediese su máximo ( $P_{nombat}$ ), la tasa de rampa de la potencia entregada a la red ( $P_{total}$ ) superaría el límite establecido. Esto sucede realmente con alguno de los datos de la potencia generada ( $P_{pv}$ ) y el programa regula tal y como se ha descrito en las líneas anteriores de este párrafo y el apartado 8.2 de este estudio.

A continuación, se analizará la potencia absorbida o cedida por la batería ( $P_{bat}$ ) en el intervalo de tiempo fijado. Se indica en el gráfico siguiente:

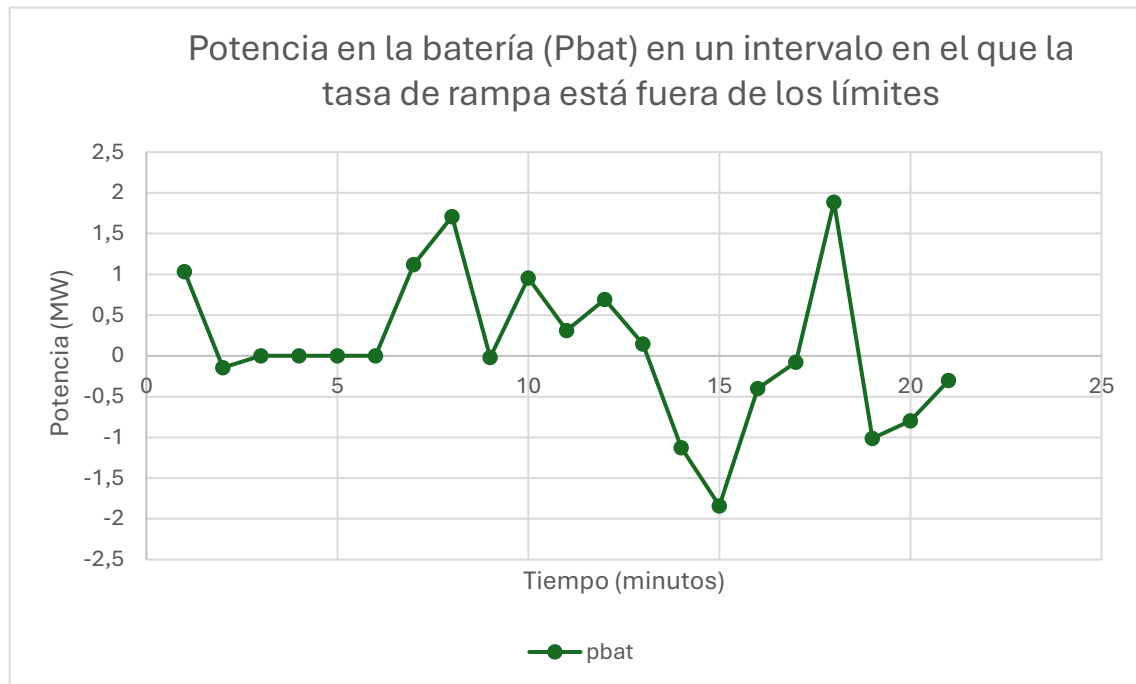


Figura 9.2.3 Potencias en un intervalo en el que la tasa de rampa está fuera de los límites.

Se observa cómo existen variaciones de la curva  $P_{bat}$  tanto positivas como negativas.

Los valores positivos de la potencia de la batería ( $P_{bat}$ ) se corresponden con los minutos en los que la batería absorbe potencia, debido a que la potencia generada por la planta ( $P_{pv}$ ) aumenta con una tasa de rampa de potencia superior al límite +10%, limitándose la potencia entregada a la red ( $P_{total}$ ) a dicho límite y absorbiendo la batería dicha diferencia de potencia, siempre sin sobrepasar sus parámetros de potencia nominal y de energía útil máxima.

Los valores de  $P_{bat}$  negativos en cambio, se corresponden con minutos en los que la potencia generada  $P_{pv}$  disminuye a una tasa de rampa de potencia que excede el límite inferior (-10%), conteniéndose la variación de la potencia entregada a la red ( $P_{total}$ ) a dicho valor. La diferencia entre la potencia entregada a la red y la generada, es cedida por la batería a la red, siempre sin sobrepasar sus parámetros de potencia nominal y de energía útil mínima.

En último lugar, se analizará la energía almacenada en la batería (SoC) en el mismo periodo de tiempo ya considerado en los puntos anteriores:

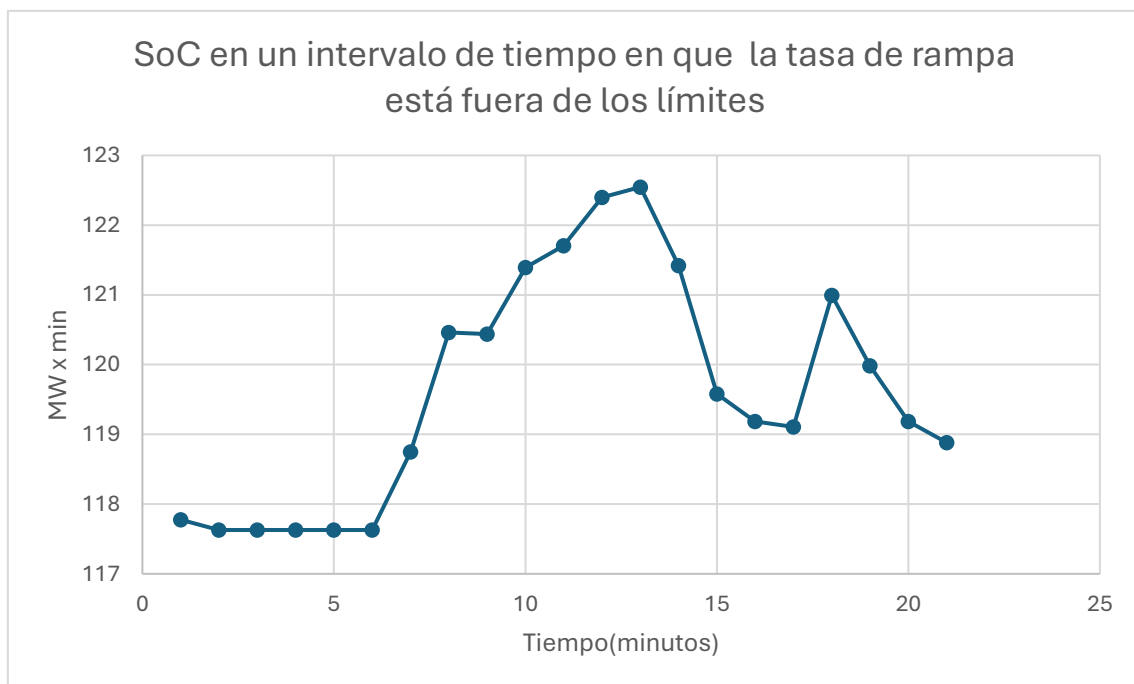


Figura 9.2.4 SoC en un intervalo de tiempo en el que la tasa de rampa está fuera de los límites.

En el gráfico se puede ver como la energía de la batería (SoC) varía aumentando o disminuyendo correlativamente con los valores de la potencia de la batería ( $P_{bat}$ ) indicados en los análisis anteriores para este intervalo; cuando la batería absorbe energía ( $P_{bat} > 0$ ) la energía de la misma (SoC) aumenta (se carga), mientras que cuando la batería cede energía ( $P_{bat} < 0$ ), su energía (SoC) disminuye (se descarga).

### 9.3 Corrección del SoC (energía almacenada en la batería) durante el periodo nocturno (desde las 21:00h) hasta alcanzar, si es posible, el valor SoCobj (energía almacenada objetivo) con el que la batería comenzará el ciclo diario de funcionamiento (a las 06:00h).

En cuanto a la variación de la energía de la batería durante el periodo nocturno de no uso de la instalación, se obtiene del programa el siguiente gráfico relativo a su energía almacenada (SoC):

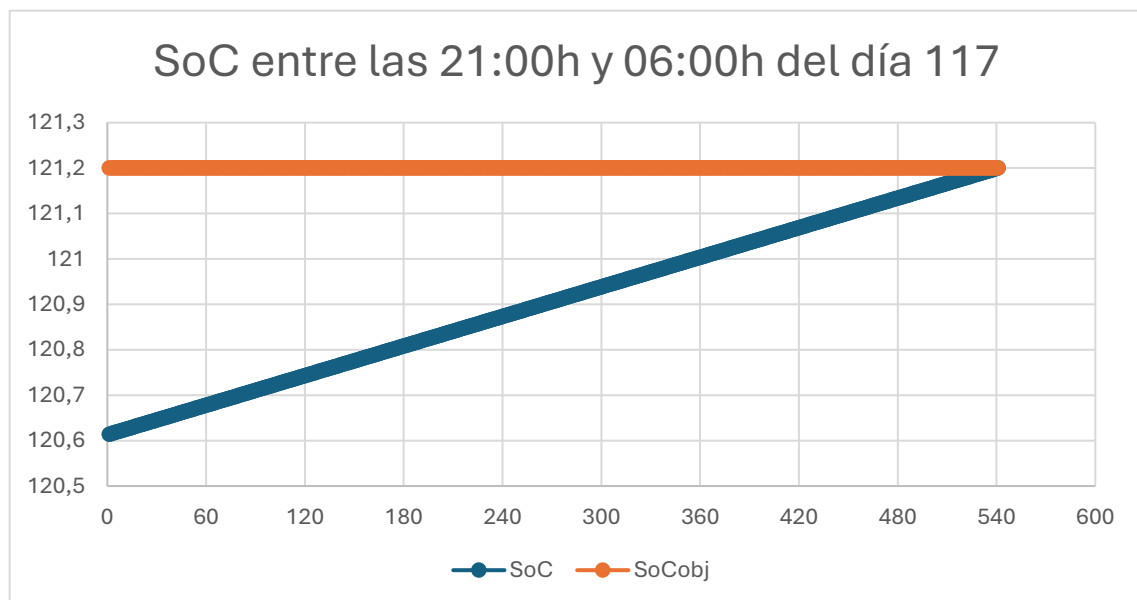


Figura 9.3.1 SoC entre las 21:00h y las 06:00h del día 117.



Se muestra el SoC (energía almacenada en la batería) entre las 21:00h y las 06:00h entre los días 117 y 118. A las 21:00h la energía en la batería es de 120,61 MW x min, siendo el valor de energía objetivo a alcanzar a las 06:00h del día 118 (SoCobj) de 121,2 MW x min. Por lo tanto, como se explicó anteriormente en el apartado 8, se calcula la diferencia entre el SoC a las 21:00h y el SoCobj, dividiendo esta diferencia entre el Intervalo de tiempo entre las 21:00h y las 06:00h (variable recbat). Compara dicho valor (positivo o negativo) con la potencia nominal de la batería (Pnombat) para no exceder la potencia nominal de la batería y selecciona el mínimo entre estos dos valores, procediendo a cargar o descargar la batería, desde o hacia la red eléctrica, linealmente en el tiempo con dicho valor mínimo entre las 21:00h y las 06:00h.

Si el mínimo valor es Pnombat, significa que la batería no tiene la potencia suficiente como para alcanzar el valor SoCobj a las 06:00h (no alcanza el ratio de carga o descarga indicado por recbat). En cambio, si el mínimo entre esos dos valores es recbat, la batería alcanzará el valor de energía SoCobj a las 06:00h.

En nuestro caso, se puede observar cómo la batería absorbe energía de forma lineal hasta alcanzar el SoCobj a las 06:00h, momento en el que la planta fotovoltaica pone en marcha su funcionamiento diario.

#### **9.4 Análisis de costes de la inclusión de la batería para minimizar las penalizaciones establecidas por el exceso en las tasas de las rampas de potencia generada por la planta fotovoltaica.**

Se han tomado diferentes valores de la potencia nominal de la batería desde un máximo previamente calculado de 4,04 MW, disminuyendo su valor un 10%, hasta alcanzar 0 MW (instalación sin batería). Como ya se detalló en el apartado de la programación, se han incluido en este estudio los costes principales de este tipo de instalaciones, como son los siguientes:



- Coste de la batería de Litio (115\$/kWh) [39].
- Coste de mantenimiento de las baterías (10\$/kW-año) [40].
- Coste de penalización por incumplimiento de tasa de rampa de potencia (0,10\$ x segundo de exceso de rampa x potencia nominal de la planta fotovoltaica (en MW)) [41].
- Coste total, sumando todos los anteriores.

Para cada uno de los valores de potencia nominal de la batería indicados anteriormente se han calculado los diferentes costes y/o ahorros anuales que la incorporación de un sistema de almacenamiento de energía supone para la planta fotovoltaica. El mínimo coste total obtenido nos señalará el dimensionamiento de la batería de Litio óptima para la instalación objeto de este estudio.

A continuación, se incluye el gráfico obtenido desde el programa mostrando los importes de los costes antes detallados para los diferentes valores de la potencia nominal de la batería.

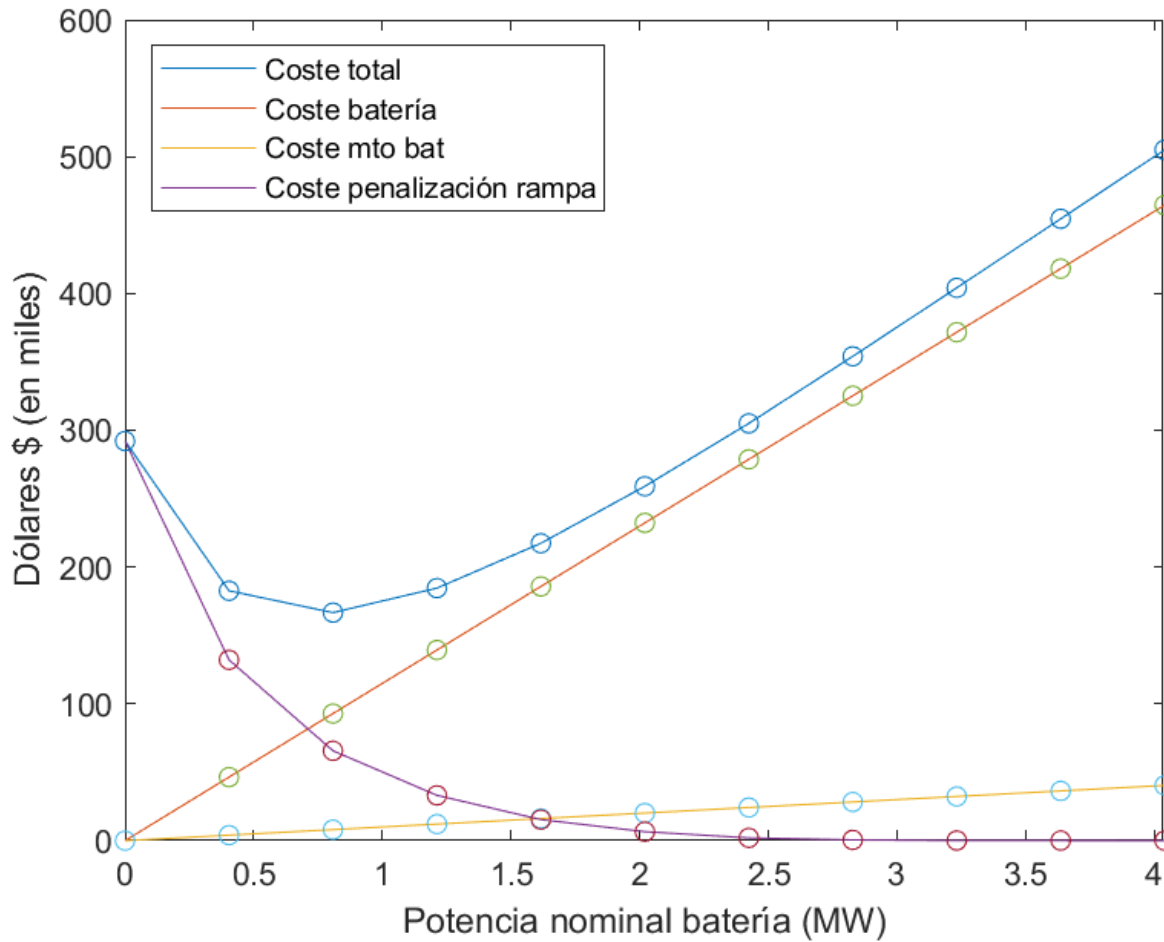


Figura 9.4.1 Costes totales de la batería en función de Pnombat.

Para una mayor claridad, se han colocado en una tabla los costes obtenidos y mostrados en la gráfica para los distintos valores de la potencia nominal de la batería (Pnombat) considerada.





Potencia nominal de la batería	Coste penalización rampa (\$)	Coste de mantenimiento de batería (\$)	Coste de batería (\$)	Coste total (\$)
100% de Pnombat	0	40.400	464.600	505.000
90% de Pnombat	99	36.360	418.140	454.599
80% de Pnombat	99	32.320	371.680	404.099
70% de Pnombat	561	28.280	325.220	354.061
60% de Pnombat	2.046	24.240	278.760	305.046
50% de Pnombat	6.567	20.200	232.300	259.067
40% de Pnombat	15.411	16.160	185.840	217.411
30% de Pnombat	33.132	12.120	139.380	184.632
20% de Pnombat (Óptimo)	65.703	8.080	92.920	166.703
10% de Pnombat	132.165	4.040	46.460	182.665
0% de Pnombat (Sin batería)	292.116	0	0	292.162

Tabla 9.4.1 Comparativa de precios ante distintos datos de Pnombat.

Como se puede ver tanto en la gráfica como en la tabla, el coste óptimo de la batería para la instalación fotovoltaica objeto de este estudio, teniendo en cuenta los costes detallados previamente se alcanza para una potencia nominal de la batería de 0,808 MW (20% de 4,04 MW). También se observa un ahorro que supone la instalación de este sistema de almacenamiento de energía frente al coste que supondría pagar las penalizaciones por excederse en la tasa de la rampa de potencia. Indicamos dichos datos en la tabla siguiente:



	<b>IMPORTE (\$)</b>
Coste total con sistema de almacenamiento de energía con potencia nominal de 0,808 MW (óptimo)	166.703
Coste total sin sistema de almacenamiento de energía	292.162
<b>Ahorro conseguido con el sistema de almacenamiento.</b>	<b>125.459</b>
<b>% de dicho ahorro</b>	<b>42,9%</b>

Tabla 9.4.2 Comparativa de precios entre utilizar batería o no utilizar.

Así pues, se considera sumamente beneficiosa la instalación del sistema de almacenamiento propuesto para el ahorro de costes, alcanzando un 42,9% de ahorro con respecto al coste sin sistema de almacenamiento. Como consideración final hay que indicar que, refiriéndonos únicamente al ahorro en el coste de penalización de la tasa de rampa de potencia, el mismo es de  $292.116 \$ - 65.703 \$ = 226.413 \$$ , un 78%.

### **9.5 Análisis de la idoneidad de la batería de litio como sistema de almacenamiento de energía en el caso de estudio frente a otros tipos de sistemas.**

Tal y como se indica en el apartado 5 de este estudio existe la posibilidad de utilizar otros tipos de sistemas de almacenamiento diferentes a las baterías (de litio en este caso), tales como superconductores o supercondensadores, en relación con las necesidades de la cantidad de energía que ha de ser transferida desde/hacia el propio sistema hacia/desde la red eléctrica (SoC), así como de la velocidad de dicha transferencia de energía (Potencia).



- La máxima energía que es almacenada por la batería de la planta fotovoltaica en el periodo anual de estudio es de 146,32 MW x min.
- La mínima energía que es almacenada por la batería de la planta fotovoltaica en el periodo anual de estudio es de 104,10 MW x min.
- La diferencia entre ambas energías es de 42,22 MW x min.
- La potencia nominal de la batería considerada para este análisis es de 4,04 MW
- La velocidad de transferencia de energía obtenida ( $\Delta\text{Energía}/P_{\text{nominal}}$ ) con los datos anteriores es de 10,45 minutos.

Tal y como se indicó en los apartados 4.3.3 y 5 del presente estudio, el valor de solo 10,45 minutos obtenido conllevaría una reconsideración del uso de superconductores o supercondensadores para esta instalación, más apropiados para este parámetro en concreto, aunque su elevado precio (según se explicó así mismo en el apartado 5), junto con el hecho de que el sistema de baterías podría aprovecharse para otros propósitos (por ejemplo, cargarlas en momentos en los que el precio de la energía es bajo, para venderlo en momentos donde es caro) y mantener las baterías de Litio como opción a seleccionar.



## 10. Conclusiones y trabajos futuros

Tras todo lo expuesto durante el desarrollo del estudio, han quedado algunos aspectos a desarrollar. El tema tratado en este trabajo está en continuo cambio. Al ser la tecnología solar relativamente reciente en comparación con otro tipo de tecnologías, todavía es necesaria la investigación y desarrollo de nuevas técnicas para optimizar y maximizar la energía producida. La otra tecnología que todavía está en desarrollo es la relativa a los sistemas de almacenamiento, que están en continua evolución; siendo una industria utilizada por todo el mundo en su día a día, y más aún con la aparición en los últimos años de vehículos eléctricos que se presupone acapararán el mercado en un futuro cercano. Una buena muestra de dicha evolución es la disminución de los precios de las baterías en el último año, que han llegado a descender hasta un 60% en el caso de las baterías de Litio. Ante todos estos cambios y novedades, es muy necesario ir actualizando de manera continua la legislación que les atañe, al ser el desarrollo e innovación de estos sectores muy rápidos.

Por tanto, los trabajos a futuro que se estima necesario realizar para completar el presente estudio, se indican a continuación:

- Una alternativa a tener en cuenta sería cambiar la batería de litio y explorar otras opciones que vayan surgiendo, como otros tipos de sistemas de almacenamiento.
- En un futuro cercano, revisar la legislación vigente para actualizar así el estudio con sus modificaciones.



- Cambiar el dimensionamiento y probar el estudio en plantas mayores y menores y analizar los resultados obtenidos, modificando el número o modelo de módulos fotovoltaicos y de inversores y la propia localización de la planta.
- Por último, sería interesante considerar si la solución de almacenamiento contemplada en este estudio es aplicable a otras tecnologías de las energías renovables.



# 11. Bibliografía

[1] World Energy Outlook 2022 – Analysis - IEA. (2022, October 1). IEA.

<https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2022>

[2] *TEMA 2.1 – INTRODUCCIÓN a LAS INSTALACIONES SOLARES FOTOVOLTAICAS . . .* (n.d.).

www.google.com.

<https://www.google.com/imgres?imgurl=https://slideplayer.es/slide/18150383/118/images/9/1.1%2BFUENTES%2BDE%2BENERG%C3%8DA%2BEvoluci%C3%B3n%2Bdel%2Bconsumo%2Bde%2Benerg%C3%ADa%2Bprimaria%2Ben%2Bel%2Bmundo..jpg&tbnid=m0AHZLj6L->

[UKOM&vet=1&imgrefurl=https://slideplayer.es/slide/18150383/&docid=1pggQsRftHgHM&w=1024&h=576&hl=en-](https://slideplayer.es/slide/18150383/&docid=1pggQsRftHgHM&w=1024&h=576&hl=en-)

<ES&source=sh/x/im/m5/2&kgs=8c3495e1e8646ef9&shem=abme,trie>

[3] Mateu, P. (2024, May 8). El mundo produjo por primera vez el 30% de su electricidad con renovables en 2023. *La Vanguardia*.

<https://www.lavanguardia.com/natural/energia/20240508/9620952/mundo-produjo-primer-vez-30-electricidad-renovables-pasado-ano.html>

[4] El Acuerdo de París | CMNUCC. (n.d.). <https://unfccc.int/es/acerca-de-las-ndc/el-acuerdo-de-paris>



[5] Objetivo 55 - El plan de la UE para la transición ecológica. (n.d.). Consilium.  
<https://www.consilium.europa.eu/es/policies/green-deal/fit-for-55/>

[6] Eitb. (2024, January 24). Las renovables superarán al carbón en 2025 como la principal fuente de electricidad, EITB.  
<https://www.eitb.eus/es/noticias/sociedad/detalle/9405761/las-renovables-superaran-al-carbon-en-2025-como-principal-fuente-de-electricidad-segun-aie/>

[7] Jiménez, E. (2023, October 11). *Así tiene que marchar todo con las renovables para que en 2030 tengamos soluciones*. Diariomotor. <https://www.diariomotor.com/energia-sostenibilidad/2030-clave-para-energias-renovables/>

[8] Jameel, A. L. (2020, July 27). Las perspectivas solares nunca han sido más brillantes | Abdul Latif Jameel®. *Abdul Latif Jameel*. <https://alj.com/es/perspective/solar-prospects-have-never-been-brighter/>

[9] Las renovables crean 2.000 empleos cada día. (n.d.). *Las renovables crean 2.000 empleos cada día*. Energías Renovables, El Periodismo De Las Energías Limpias.  
<https://www.energias-renovables.com/panorama/las-renovables-siguen-creando-empleo-pese-a-20220922>

[10] *Electricidad - Energía y Sociedad*. (2024, April 17). Energía Y Sociedad.  
<https://www.energiaysociedad.es/manual-de-la-energia/electricidad/>



- [11] Admin. (2024, February 1). *Origen y evolución de la generación eléctrica en España: Un recorrido histórico hacia la sostenibilidad energética*. Cheque Formacion. [https://chequeformacion.es/origen-y-evolucion-de-la-generacion-electrica-en-espana-un-recorrido-historico-hacia-la-sostenibilidad-energetica-energia-y-medio-ambiente/de-donde-viene-la-electricidad-en-espana/?expand\\_article=1](https://chequeformacion.es/origen-y-evolucion-de-la-generacion-electrica-en-espana-un-recorrido-historico-hacia-la-sostenibilidad-energetica-energia-y-medio-ambiente/de-donde-viene-la-electricidad-en-espana/?expand_article=1)
- [12] Gamarra, L. (2022, October 14). *GENERACIÓN DISTRIBUIDA*. <https://es.linkedin.com/pulse/generaci%C3%B3n-distribuida-lucas-gamarra>
- [13] Forecasting, A. E. (2020, January 16). *Historia de la fotovoltaica en España: desde sus inicios en 1984 a sus objetivos para 2030*. El Periódico De La Energía. <https://elperiodicodelaenergia.com/historia-de-la-fotovoltaica-en-espana-desde-sus-inicios-en-1984-a-sus-objetivos-para-2030/>
- [14] Gómez-Aleixandre Tiemblo, C. (s.f.). *Tema 1 - Principios Básicos de la Energía Solar Fotovoltaica*. Máster en Ingeniería Industrial.
- [15] Gómez-Aleixandre Tiemblo, C. (s.f.). *Tema 2 – Diseño del sistema generador* Máster en Ingeniería Industrial.
- [16] *Figura 8. Clasificación de los Sistemas de Almacenamiento de Energía*. (n.d.). ResearchGate. [https://www.researchgate.net/figure/Figura-8-Clasificacion-de-los-Sistemas-de-Almacenamiento-de-Energia\\_fig3\\_340850117](https://www.researchgate.net/figure/Figura-8-Clasificacion-de-los-Sistemas-de-Almacenamiento-de-Energia_fig3_340850117)





[17] Kurzweil, P. (2010). Gaston Planté and his invention of the lead–acid battery—The genesis of the first practical rechargeable battery. *Journal of Power Sources*, 195(14), 4424-4434. <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2010.01.025>

[18] Sistemas. (2021, May 15). *Ventajas y desventajas de las baterías de Plomo Ácido y Litio (ION/LiPo/LiFEPO4/NMC) - VT BATTERIES. VT BATTERIES.* <https://vtpower.es/blog/2021/05/15/ventajas-y-desventajas-de-las-baterias-de-plomo-acido-y-litio/>

[19] *Ventajas e inconvenientes de las baterías de litio recargables.* (n.d.). <https://bateriadelitiorecargable.com/es/content/8-ventajas-y-desventajas-de-baterias-de-litio>

[20] *Supervisa y controla la calidad del ánodo y cátodo en suspensión en la producción de baterías de iones de litio | Emerson ES.* (n.d.). <https://www.emerson.com/es-es/automation/measurement-instrumentation/common-applications/monitor-control-anode-cathode-slurry-quality-lithium-ion-battery>

[21] Energetico, C. (2022, April 19). *Baterías de sodio: que son y como funcionan. ¿son una alternativa a las baterías de litio?* Cambio Energético. <https://www.cambioenergetico.com/blog/baterias-de-sodio-autoconsumo/>



[22] Redacción. (2023, February 27). ¿Cómo es la nueva batería de sodio y azufre? *Noticias De La Ciencia Y La Tecnología (Amazings® / NCYT®)*. <https://noticiasdelaciencia.com/art/46152/como-es-la-nueva-bateria-de-sodio-y-azufre>

[23] Matan. (2023, September 21). *¿Cuáles son las ventajas y desventajas de los supercondensadores en comparación con las baterías?* Electricity - Magnetism. <https://www.electricity-magnetism.org/es/cuales-son-las-ventajas-y-desventajas-de-los-supercondensadores-en-comparacion-con-las-baterias/>

[24] *Fig. 8: Supercondensador electrolítico, o de doble capa, de elevada. . .* (n.d.). ResearchGate. [https://www.researchgate.net/figure/Supercondensador-electrolitico-o-de-doble-capa-de-elevada-capacidad-Suplantando-a-las\\_fig6\\_284417263](https://www.researchgate.net/figure/Supercondensador-electrolitico-o-de-doble-capa-de-elevada-capacidad-Suplantando-a-las_fig6_284417263)

[25] *Comparación de ventajas y desventajas de varios sistemas de almacenamiento de energía.* (n.d.). [https://es.everexceed.com/blog/comparacion-de-ventajas-y-desventajas-de-varios-sistemas-de-almacenamiento-de-energia\\_b485](https://es.everexceed.com/blog/comparacion-de-ventajas-y-desventajas-de-varios-sistemas-de-almacenamiento-de-energia_b485)

[26] *Figura 1.19: Esquema de una instalación de almacenamiento con bobinas. . .* (n.d.). ResearchGate. [https://www.researchgate.net/figure/Figura-119-Esquema-de-una-instalacion-de-almacenamiento-con-bobinas-superconductoras\\_fig10\\_348991177](https://www.researchgate.net/figure/Figura-119-Esquema-de-una-instalacion-de-almacenamiento-con-bobinas-superconductoras_fig10_348991177)

[27] AZoNano. (2024, May 13). *What is the Difference Between Supercapacitors and Batteries?* <https://www.azonano.com/article.aspx?ArticleID=6519>



[28] Isaac Gil Mera (n.d.) Capítulo 2. Baterías y Supercondensadores, Diseño de un sistema de almacenamiento de energía híbrido basado en baterías y supercondensadores para su integración en microrredes eléctricas.

[29] EcoInventos. (2023, 28 de noviembre). Los precios de las baterías de litio alcanzan nuevo mínimo histórico: 139 \$/kWh. EcoInventos. [ecoinventos.com](https://ecoinventos.com)

[30] Ingeniero Marino. (n.d.). Baterías Li-S y Supercondensadores. Ingeniero Marino. [ingenieromarino.com](https://ingenieromarino.com)

[31] Bundesnetzagentur. (2021). Regelungen zur Netzstabilität und Regelenergie. <https://www.bundesnetzagentur.de>

[32] 50Hertz Transmission GmbH. (2019). Balancekreismanagement und Abrechnung. <https://www.50hertz.com>

[33] Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico. (2020). Reglamento de Generación y Despacho. <https://aeepr.com>

[34] Negociado de Energía de Puerto Rico. (2019). Normas para la Operación del Sistema Eléctrico. <https://energia.pr.gov>

[35] Centro Nacional de Control de Energía. (2020). Manual de Reglas del Mercado. <https://www.cenace.gob.mx>



[36] Comisión Reguladora de Energía. (2017). Resolución RES/123/2017. Recuperado de <https://www.cre.gob.mx>

[37] del Rivero, D., Peláez, I., García Fernández, P., Blanco, C., & Navarro-Rodríguez, Á. (2023). Integration of Ramp-Rate Compensation in a Distributed Virtual Synchronous Generator Schema for Hybrid PV Plants. IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), 1122-1124. <https://doi.org/10.1109/ECCE53617.2023.10362955>

[38] Gómez-Aleixandre Tiemblo, C. (s.f.). *Tema 3 –Cálculo de Pérdidas Solares*. Máster en Ingeniería Industrial

[39] Weaver, J. F. (2024, March 7). Battery prices collapsing, grid-tied energy storage expanding. Pv Magazine International. <https://www.pv-magazine.com/2024/03/07/battery-prices-collapsing-grid-tied-energy-storage-expanding/>

[40] Table 4: Assumed operations and maintenance costs for batteries. (n.d.). ResearchGate. [https://www.researchgate.net/figure/Assumed-operations-and-maintenance-costs-for-batteries\\_tbl1\\_282737404](https://www.researchgate.net/figure/Assumed-operations-and-maintenance-costs-for-batteries_tbl1_282737404)

[41] Cormode, D., Lorenzo, A., Holmgren, W., Chen, S., & Cronin, A. (2014). \*The economic value of forecasts for optimal curtailment strategies to comply with ramp rate rules\*. University of Arizona, Tucson, AZ, USA.



# ANEXO



# ÍNDICE

1. Programa.....	3
1.1 Módulo principal .....	3
1.2 Función .....	8
2. Hojas de características .....	20
2.1 Hoja de características de los módulos fotovoltaicos.....	20
2.2 Hoja de características del inversor .....	22



# 1. Programa

## 1.1 Módulo principal

1. %Importamos los datos
- 2.
3. potreal=load('PVTenerife.mat');potreal = potreal.PVprod;
- 4.
5. % potencia nominal de nuestra planta fotovoltaica en w.
- 6.
7. Pnom=5.5e6;
- 8.
- 9.
10. % escalamos los valores de potencia por cada minuto del año de la gráfica
11. % inicial de donde tomamos los datos (potreal), a los valores de la potencia
12. % nominal de nuestra planta (Ppv)
- 13.
14. Ppv=(potreal\*Pnom)./max(potreal);
- 15.
16. % previamente hemos considerado el programa con una batería ilimitada y hemos
17. % obtenido el valor máximo de la Ptotal, obteniendo 4,04 Mw y ajustando la
18. % Potencia de la batería a dicho valor
- 19.
20. Pnombat=4.04e6;
- 21.
22. % para estudiar el tamaño de la batería que optimizará el coste de
23. % adquisición de la batería, de su mantenimiento y el de las penalizaciones



- 
24. % por rampas mayores a +10% y menores a -10%, estudiaremos 11 escenarios
  25. % diferentes disminuyendo el valor de la potencia de la batería un 10% cada
  26. % escalón, desde  $1 \cdot P_{nombat}$ ,  $0,9 \cdot P_{nombat}$ .....,  $0,1 \cdot P_{nombat}$  hasta  $0 \cdot P_{nombat}$ . v1
  27. % considera estos % porcentajes
  - 28.
  29.  $v1 = \text{linspace}(1,0,11)$ ;
  - 30.
  31. % consideramos los % máximo y mínimo de energía de la batería para prolongar % su vida, de manera que no se produzcan cargas o descargas cercanas a 100% o
  32. % a 0%
  - 33.
  34.  $E_{porcenmax} = 0.8$ ;
  35.  $E_{porcenmin} = 0.3$ ;
  - 36.
  37. % vector que contendrá los 11 valores con incrementos negativos del 10% de
  38. %  $P_{nombat}$
  - 39.
  40.  $ActP_{nombat} = []$ ;
  - 41.
  42. % inicialización de los vectores que contendrán los valores de los costes
  43. % total, de adquisición de batería, de mantenimiento de batería y de
  44. % penalización de rampa para cada uno de los 11 escenarios que contemplamos
  45. % en función del valor de  $P_{nombat}$ .
  - 46.
  47.  $vectotal = []$ ;





---

```
48. vectbat=[];  
49. vectmto=[];  
50. vectcostpen=[];  
51.  
52.  
53.  
54. % inicialización de las matrices que contendrán los valores por minuto para  
55. % todo el año (60*24*365) para cada uno de los 11 escenarios que  
    % contemplamos % en función del valor de Pnombat.  
56.  
57.  
58. Ptotaltot=[];  
59. Pbattot=[];  
60. SoCtot=[];  
61.  
62.  
63. % bucle que itera la función que regula la rampa y calcula los costes para  
64. % cada uno de los 11 escenarios que contemplamos en función del valor de  
65. % Pnombat.  
66.  
67. for k=1:11  
68.  
69.  
70.     % introduce en ActPnombat(i) el valor de Potencia de la batería  
71.     %(Pnombat) para cada escenario y actualiza la energía total de la  
72.     % batería (Eutilbat)y el valor de energía objetivo de la misma al  
73.     % principio de cada día (SoCobj)  
74.  
75.     ActPnombat(k)=Pnombat*v1(k);  
76.
```



---

```
77. Eutilbat=ActPnombat(k)*60;
78.
79. SoCobj=0.5*Eutilbat;
80.
81. % función que regula la rampa y calcula los costes para cada uno de
82. % los 11 escenarios que contemplamos en función del valor de Pnombat
83.
84. [Ptotal,Pbat,SoC,SoC2,SoCdia,costepenrampa,costemtobat,costebbat,costet
    otal] =
    check_variation(Ppv,Pnom,SoCobj,ActPnombat(k),Eutilbat,Eporcenmax,Ep
    orcenmin);
85.
86.
87. % actualiza los valores obtenidos de la función para cada escenario de
88. % Pnombat en los vectores de potencia, energía y costes
89. % correspondientes
90.
91. Ptotaltot(:,k)=Ptotal;
92. Pbatatot(:,k)=Pbat;
93. SoCtot(:,k)=SoC;
94. vectotal(k)=costetotal;
95. vectbat(k)=costebbat;
96. vectmto(k)=costemtobat;
97. vectcostpen(k)=costepenrampa;
98.
99.
100.     end
101.
102.     % construimos el gráfico de costes para los 11 escenarios de Pnombat
103.
```



```
104. plot(ActPnombat/1e6,vecttotal/1e3)
105. hold on
106. plot(ActPnombat/1e6,vectbat/1e3)
107. plot(ActPnombat/1e6,vectmto/1e3)
108. plot(ActPnombat/1e6,vectcostpen/1e3)
109. plot(ActPnombat/1e6,vectbat/1e3,'o')
110. plot(ActPnombat/1e6,vectmto/1e3,'o')
111. plot(ActPnombat/1e6,vectcostpen/1e3,'o')
112. plot(ActPnombat/1e6,vecttotal/1e3,'o')
113.
114. legend('Coste total','Coste batería','Coste mto bat','Coste
penalización rampa','Location','northwest');
115. xlabel('Potencia nominal batería (MW)')
116. ylabel('Dólares $ (en miles)')
117. % Partición de escalas de los ejes x e y en 2º intervalos c/u para más
118. % detalle
119. % xticks([linspace(0,max(ActPnombat),20)])
120. %
yticks([linspace(0,max([max(vectbat),max(vectmto),max(vectcostpen),max(
vecttotal)]),20)])
121. xlim([0 4.04])
122.
```



## 1.2 Función

```
1 function
[Ptotal,Pbat,SoC,SoC2,SoCdia,costepenrampa,costemtobat,costebat,costetota
l] =
check_variation(Ptotal,Pnom,SoCobj,Pnombat,Eutilbat,Eporcenmax,Eporcenm
in)
2
3 % Contador auxiliar para los minutos de regulación de la energía de la
4 % batería desde su cierre diario (21h) al inicio de funcionamiento del
5 % día siguiente (06h)
6
7 contnoche=4e6;
8
9 % inicialización de la diferencia entre la energía (w*min) que la batería
10 % tiene a las 21h y la correspondiente al nivel de energía objetivo para
11 % las 06h del día siguiente (SoCobj)
12
13 recbat=0;
14
15 % número de minutos en que la rampa de la potencia de la planta (Ptotal)
16 % supera (en positivo o negativo) la pendiente permitida del +/-10% y por
17 % tanto existe penalización
18
19 numpena=0;
20
21
22 % número de datos de la muestra de potencias (1 año en
    minutos=60*24*365)
23
```



```
24  n=length(Ptotal);
25
26
27  % inicializa los vectores correspondientes a la energía que posee de la
28  % batería SoC(i) en w*min, SoC2(i)en w*h manteniendo cte el valor a
    SoCobj
29  % desde las 0h hasta a las 6h (540min) del día 1
30  % (cuando la planta comienza a funcionar). Los valores SoCdia (w*min) y
31  % SoC2día (w*h) corresponden a la energía en un día concreto que
32  % definiremos a conveniencia para la obtención de gráficos comparativos
33
34  SoC=zeros(1,n);
35  SoC(1)=SoCobj;
36  SoC2=zeros(1,n);
37  SoC2(1)=SoCobj/60;  %!!!! Revisar esto (esta bien poner 60???)
38
39  %  energía de la batería en un día concreto en w*min y w*h
40
41  SoCdia=[];
42  SoC2dia=[];
43
44  % inicializa los valores de los costes total, de adquisición de batería,
45  % de mantenimiento de batería y de penalización de rampa que se
    calculan
46  % al final de la función para cada escalón de los 11 escenarios de
47
48
49  costemtobat=0;
50  costebat=0;
51  costetotal=0;
```



---

```
52  costepenrampa=0;
53  Pbat=zeros(1,n);
54
55
56  % inicializamos el contador que indicará el 1er minuto de cada día y que
57  % utilizará posteriormente en la consideración de la energía de la
58  % batería por días para su uso en gráficos
59
60  a=1;
61
62  % Almacenamiento de energía que le queda a la batería en cada instante
63  % para llegar a su máximo. No puede ser mayor de Eporcenmax*Eutilbat
64
65  Cappos=0;
66
67  % Energía que le queda a la batería para llegar a su límite. No puede ser
68  % mayor que Eporcenmin*Eutilbat
69
70  Capneg=0;
71
72  % calculamos, comprobamos y variamos las rampas de los valores de
    Ptotal
73  % para toda su extensión (1 año en minutos)
74
75  for i = 2:n
76
77
78  % inicializa los valores que nos dirán si la batería está cargada al
79  % valor máximo (Eutilbat*eporcenmax) o al mínimo
    ((Eutilbat*eporcenmin),
```



```
80 % para que al cambiar de valor (a 1) no permita cargar/descargar por
81 % encima o por debajo de dicho máximo/mínimo
82
83 batllena=0;
84 batvacía=0;
85
86 % Calcula la rampa de la potencia de nuestra planta fotovoltaica entre
87 % 2 minutos consecutivos (en %)
88
89 variation = (Ptotal(i) - Ptotal(i-1)) / (Pnom) * 100;
90
91 % Comprueba si la rampa es mayor que el 10% o menor que el -10%
valores
92 % máximos y mínimo para incurrir en penalización.
93
94 if abs(variation) > 10 && Pnombat ~=0
95
96     % en el caso de que la rampa sea >10%, limita la misma al
97     % +10%, y comprueba que dicho valor del 10% no exceda la
98     % potencia nominal de la batería (por encima de la cual no
99     % podría cargarse), ajustando la rampa al mínimo de ambos
100    % valores (+10% y Pnombat). La diferencia entre la Potencia Ppv
101    % antes y después de regularla, la introduce en Pbat (cargando
102    % la batería)
103
104    if variation > 10
105
106        if Pnom*0.1 <= Pnombat
107
108            Pbat(i) = -(Ptotal(i-1) + 0.1 * Pnom) + Ptotal(i);
```



```
109     Ptotal(i)=Ptotal(i-1)+0.1*Pnom;
110
111     end
112
113     if Pnom*0.1>Pnombat
114
115         Pbat(i)=- (Ptotal(i-1)+Pnombat)+Ptotal(i);
116         Ptotal(i)=Ptotal(i-1)+Pnombat;
117
118     end
119
120     if Pbat(i)>Pnombat
121
122         Ptotal(i)=Ptotal(i)+(Pbat(i)-Pnombat);
123         Pbat(i)=Pnombat;
124
125     end
126
127     end
128
129 % idem anterior en el caso de rampa de bajada.
130
131     if variation< -10
132
133         if Pnom*0.1<=Pnombat
134
135             Pbat(i)=-Ptotal(i-1)+ 0.1*Pnom+Ptotal(i);
136             Ptotal(i)=Ptotal(i-1)-0.1*Pnom;
137
138         end
```





```
139
140     if Pnom*0.1>Pnombat
141
142         Pbat(i)=- (Ptotal(i-1)-Pnombat)+Ptotal(i);
143         Ptotal(i)=Ptotal(i-1)-Pnombat;
144
145     end
146
147     if abs(Pbat(i))>Pnombat
148
149         Ptotal(i)=Ptotal(i)+(Pbat(i)+Pnombat);
150         Pbat(i)=-Pnombat;
151
152     end
153 end
154
155 % con las rampas calculadas en el paso anterior, hacemos una
156 % comprobación adicional para evitar que las rampas obtenidas no
    hagan
157 % que la batería almacene más energía de su máximo (supere Eutilbat*
158 % Eporcenmax) o quede con menos energía que su mínimo (descienda
    de
159 % Eutilbat* Eporcenmin)
160
161     if Pbat(i) ~=0
162
163         if Pbat(i)>0
164
165             Cappos=Eporcenmax*Eutilbat-SoC(i-1);
166
```



```
167         if Pbat(i)>Cappos
168
169             Ptotal(i)=Ptotal(i)+ Pbat(i)-Cappos;
170             Pbat(i)= Pbat(i) - (Pbat(i)-Cappos);
171
172             batllena=1;
173
174         end
175     end
176
177     if Pbat(i)<0
178
179         Capneg=-Eporcenmin*Eutilbat+SoC(i-1);
180
181         if abs(Pbat(i))>abs(Capneg)
182
183             Ptotal(i)=Ptotal(i)+(Pbat(i) + Capneg);
184             Pbat(i)= Pbat(i)-(Pbat(i) + Capneg);
185
186         batvacia=1;
187
188     end
189
190
191
192     end % del if de "if Pbat(i) ~=0"
193
194
195 end % del if de "if abs(variation)>10 && Pnombat ~=0"
196
```



197

198 % a continuación el programa obtendrá el valor de la energía que la batería

199 % posee (SoC(i)) a las 21h (21\*60=126 minutos) de cada

200 % día, comparará con el valor de energía objetivo (SoCobj) y se irá cargando

o

201 % descargando linealmente para llegar a ese valor objetivo durante la  
noche

202 % hasta las 06h del día siguiente. En el caso en que la diferencia sea grande

203 % y la variación en  $w \cdot \min$  supere  $P_{nombat}$  (en positivo o negativo), la carga

204 % se realizará según  $P_{nombat}$  ( $w \cdot \min$ ) alcanzándose hasta las 06h el valor  
más

205 % próximo a SoCobj por defecto o por exceso.

206

207 % en las horas en que la planta está en uso (desde las 6:01h hasta las 21h),

208 % el valor de la energía de la batería será el objetivo + ó – los valores de %  
energía que en cada minuto la regulación introduzca o extraiga en la

209 % batería)

210

211

212 `if mod(i,24*60)==1261`

213

214 `contnoche=0;`

215

216 `end`

217 `contnoche=contnoche+1;`

218

219

220 `if contnoche>540 || contnoche>3e6`

221

222



```
223         if batvacía==0 && batllena==0
224             SoC(i)=(SoC(i-1)+Pbat(i));
225             SoC2(i)=SoC(i)/60;
226         end
227
228         if batvacía==1
229             SoC(i)= Eporcenmin*Eutilbat;
230             SoC2(i)=SoC(i)/60;
231         end
232
233         if batllena==1
234             SoC(i)= Eporcenmax*Eutilbat;
235             SoC2(i)=SoC(i)/60;
236         end
237
238     end
239
240
241     if mod(i,24*60)==1260
242
243         recbat=(SoC(i)-SoCobj)/(9*60);
244
245         if recbat>0 && i<(525420)
246
247             if recbat>Pnombat
248
249                 for h=1:540
250                     SoC(i+h)=SoC(i+h-1)- Pnombat;
251                     SoC2(i+h)=SoC2(i+h-1)-Pnombat/60;
252                 end
```



```
253     end
254
255     if recbat<=Pnombat
256
257         for h=1:540
258             SoC(i+h)=SoC(i+h-1)-recbat;
259             SoC2(i+h)=SoC2(i+h-1)-recbat/60;
260         end
261     end
262
263     elseif recbat<0 && i<(525420)
264
265         if abs(recbat)>Pnombat
266             for h=1:540
267                 SoC(i+h)=SoC(i+h-1)+ Pnombat;
268                 SoC2(i+h)=SoC2(i+h-1)+ Pnombat/60;
269             end
270         end
271
272         if abs(recbat)<=Pnombat
273
274             for h=1:540
275                 SoC(i+h)=SoC(i+h-1)- recbat;
276                 SoC2(i+h)=SoC2(i+h-1)- recbat/60;
277             end
278
279         end
280
281     end
282
```



```
283     end
284
285 % a partir de las 21h del último día mantiene la carga de la batería cte
286
287     if i>(525420)
288
289         SoC(i)=SoC(i-1);
290         SoC2(i)=SoC2(i-1);
291     end
292 % obtenemos la energía de la batería por días para utilizar estos datos para
    gráficos posteriores
293
294     if mod(i,60*24)==0
295         SoCdia=[SoCdia;SoC(a:i)];
296         SoC2dia=[SoC2dia;SoC2(a:i)];
297         a=i+1;
298     end
299
300 % contamos los minutos en los que finalmente la rampa será penalizable
    (>10% o <-10%) sobre el que se aplicarán los 0,01$/min de coste por este
    concepto.
301
302     variation = (Ptotal(i) - Ptotal(i-1)) / (Pnom) * 100;
303
304     if abs(round(variation*1000000)/1000000) > 10
305         numpena=numpena+1;
306     end
307
308
309 % fin del bucle for que recorre los datos por min para cada escenario de
```



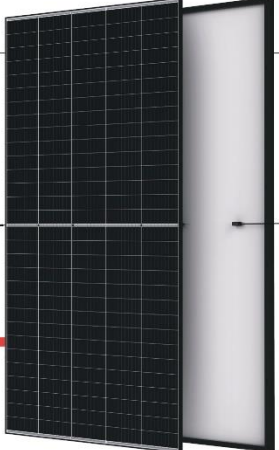
```
310 % pnombat y sobre el que hemos regulado las rampas.
311
312 end
313
314 % finalmente calculamos los diferente costes en $ para cada escenario de
315 % Pnombat con los datos obtenidos en los puntos anteriores de esta
316 % función
317
318 costepenrampa=(numpena*10*60*Pnom/1e6)/100;    % penalización
          rampa
319 costemtobat=10*Pnombat/1000;    % coste mantenimiento batería
320 costebat=115*(Eutilbat/1000)/60;    % coste adquisición batería
321 costetotal=costepenrampa+costemtobat+costebat; % coste total
322
323 end
```

## 2. Hojas de características

### 2.1 Hoja de características de los módulos fotovoltaicos

Mono
Multi
Solutions

Preliminary



THE  
Vertex  
 BACKSHEET MONOCRYSTALLINE MODULE

510W

MAXIMUM POWER OUTPUT

---

21.2%

MAXIMUM EFFICIENCY

---

0~+5W

POSITIVE POWER TOLERANCE

Founded in 1997, Trina Solar is the world's leading total solution provider for solar energy. With local presence around the globe, Trina Solar is able to provide exceptional service to each customer in each market and deliver our innovative, reliable products with the backing of Trina as a strong, bankable brand. Trina Solar now distributes its PV products to over 100 countries all over the world. We are committed to building strategic, mutually beneficial collaborations with installers, developers, distributors and other partners in driving smart energy together.

Comprehensive Products and System Certificates

IEC61215/IEC61730/IEC61701/IEC62716/UL61730  
 ISO 9001: Quality Management System  
 ISO 14001: Environmental Management System  
 ISO14064: Greenhouse Gases Emissions Verification  
 ISO45001: Occupational Health and Safety Management System

Trina solar

<p style="font-size: 0.8em; margin: 0;">PRODUCTS</p> <p style="font-weight: bold; margin: 0;">TSM-DE18M.08(II)</p>	<p style="font-size: 0.8em; margin: 0;">POWER RANGE</p> <p style="font-weight: bold; margin: 0;">485-510W</p>
--	---

**High power & efficiency**

- Maximum energy harvesting from roofs
- 60W higher than the previous generation

---

**Aesthetics**

- Black frame design for an attractive appearance

---

**Cutting edge technology**

- Industry-leading 210mm triple-cut solar cells
- Best-in-class engineering, manufacturing processes and quality control
- Assembly in fully automated and newly built state-of-the-art factories

---

**High quality**

- Extra protection with extended 15-year product warranty and 25-year performance warranty
- Beyond industry-standard hail test passed: 35mm hail size
- Carefully selected materials for the best reliability also in demanding climates
- Snow load up to 6000 pa, wind load up to 2400pa

---

**Easy design & installation**

- Mainstream rooftop mounting methods approved
- High compatibility with mainstream inverters and optimizers

---

**Optimized BOS cost**

- Lower cost for structure, cable, workmanship per Wp

---

**Stock efficiency**

- Only one stock item to fit all application scenarios on larger rooftops

Trina Solar's Vertex Backsheet Performance Warranty



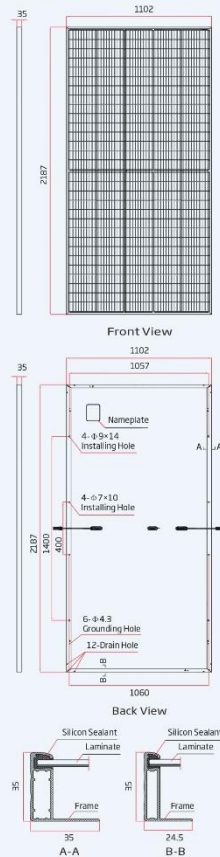
Years	Guaranteed Power (%)
0	98.0%
25	84.8%



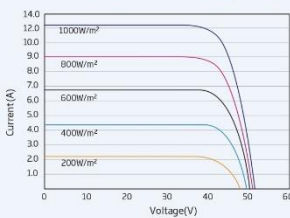


## BACKSHEET MONOCRYSTALLINE MODULE

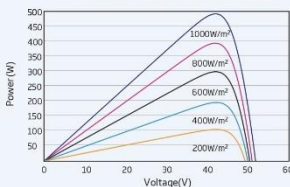
DIMENSIONS OF PV MODULE(mm)



I-V CURVES OF PV MODULE(495W)



P-V CURVES OF PV MODULE(495W)



### ELECTRICAL DATA (STC)

Parameter	485	490	495	500	505	510
Peak Power Watts- $P_{MAX}$ (Wp)*	485	490	495	500	505	510
Power Tolerance- $P_{MAX}$ (W)	0 ~ +5					
Maximum Power Voltage- $V_{MPP}$ (V)	42.2	42.4	42.6	42.8	43.0	43.2
Maximum Power Current- $I_{MPP}$ (A)	11.49	11.56	11.63	11.69	11.75	11.81
Open Circuit Voltage- $V_{OC}$ (V)	51.1	51.3	51.5	51.7	51.9	52.1
Short Circuit Current- $I_{SC}$ (A)	12.07	12.14	12.21	12.28	12.35	12.42
Module Efficiency $\eta_m$ (%)	20.1	20.3	20.5	20.7	21.0	21.2

STC: Irradiance 1000W/m<sup>2</sup>, Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5.  
 \*Measuring tolerance: ±3%.

### ELECTRICAL DATA (NOCT)

Parameter	365	369	373	377	381	385
Maximum Power- $P_{MAX}$ (Wp)	365	369	373	377	381	385
Maximum Power Voltage- $V_{MPP}$ (V)	39.9	40.0	40.2	40.4	40.6	40.5
Maximum Power Current- $I_{MPP}$ (A)	9.17	9.22	9.28	9.33	9.38	9.50
Open Circuit Voltage- $V_{OC}$ (V)	48.1	48.2	48.4	48.6	48.8	49.0
Short Circuit Current- $I_{SC}$ (A)	9.73	9.78	9.84	9.90	9.95	10.01

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

### MECHANICAL DATA

Solar Cells	Monocrystalline
Cell Orientation	150 cells
Module Dimensions	2187×1102×35 mm (86.10×43.39×1.38 inches)
Weight	26.5 kg (58.4 lb)
Glass	3.2 mm (0.13 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant Material	EVA
Backsheet	White
Frame	35 mm (1.38 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm <sup>2</sup> (0.006 inches <sup>2</sup> ), Portrait: N 280mm/P 280mm(11.02/11.02inches) Landscape: N 1400 mm /P 1400 mm (55.12/55.12 inches)
Connector	MC4 EVO2 / TS4*

\*Please refer to regional datasheet for specified connector.

### TEMPERATURE RATINGS

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)	43°C (±2°C)
Temperature Coefficient of $P_{MAX}$	-0.34%/°C
Temperature Coefficient of $V_{OC}$	-0.25%/°C
Temperature Coefficient of $I_{SC}$	0.04%/°C

### MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature	-40 ~ +85 °C
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC)
	1500V DC (UL)
Max Series Fuse Rating	20A

### WARRANTY

15 year Product Workmanship Warranty
25 year Power Warranty
2% first year degradation
0.55% Annual Power Attenuation

(Please refer to product warranty for details)

### PACKAGING CONFIGURATION

Modules per box: 31 pieces
Modules per 40' container: 620 pieces

## 2.2 Hoja de características del inversor

SUN2000-100KTL-M2  
Smart PV Controller



10  
MPP Trackers



98.8% (@480V)  
Max. Efficiency



String-level  
Management



Smart I-V Curve Diagnosis  
Supported



MBUS  
Supported



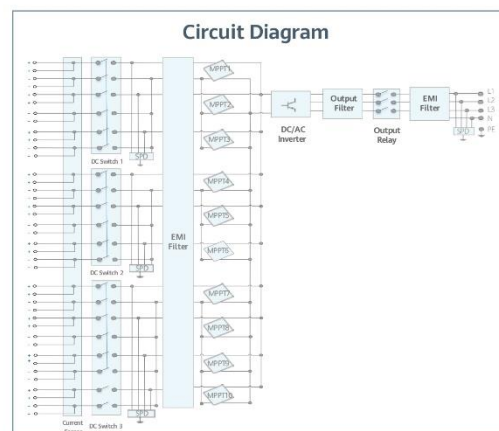
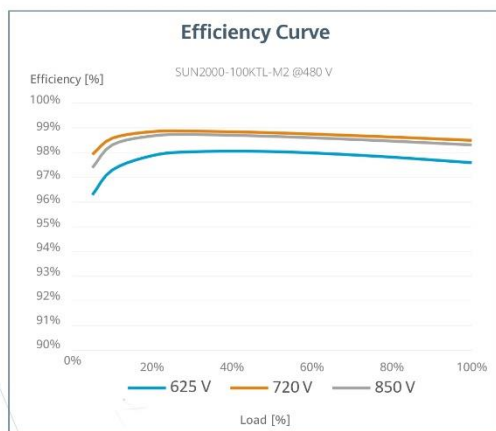
Support AFCI &  
Smart String Level  
Disconnect



Surge Arresters for  
DC & AC



IP66  
Protection



SOLAR.HUAWEI.COM/EU/



SUN2000-100KTL-M2  
**Technical Specification**

Technical Specification		SUN2000-100KTL-M2
<b>Efficiency</b>		
Max. efficiency		98.6% @ 400 V, 98.8% @ 480 V
European efficiency		98.4% @ 400 V, 98.6% @ 480 V
<b>Input</b>		
Max. Input Voltage <sup>1</sup>		1,100 V
Max. Current per MPPT		30 A
Max. Current per Input		20 A
Max. Short Circuit Current per MPPT		40 A
Start Voltage		200 V
MPPT Operating Voltage Range <sup>2</sup>		200 V ~ 1,000 V
Nominal Input Voltage		600 V @ 400 Vac, 720 V @ 480 Vac
Number of MPP trackers		10
Max. input number per MPP tracker		2
<b>Output</b>		
Nominal AC Active Power		100,000 W
Max. AC Apparent Power		110,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)		110,000 W
Nominal Output Voltage		400 V/ 480 V, 3W+(N)+PE
Rated AC Grid Frequency		50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current		144.4 A @ 400 V, 120.3 A @ 480 V
Max. Output Current		160.4 A @ 400 V, 133.7 A @ 480 V
Adjustable Power Factor Range		0.8 leading... 0.8 lagging
Max. Total Harmonic Distortion		< 3%
<b>Protection</b>		
Input-side Disconnection Device		Yes
Anti-islanding Protection		Yes
AC Overcurrent Protection		Yes
DC Reverse-polarity Protection		Yes
PV-array String Fault Monitoring		Yes
DC Surge Arrester		Type II
AC Surge Arrester		Type II
DC Insulation Resistance Detection		Yes
Residual Current Monitoring Unit		Yes
Arc Fault Protection		Yes
Smart String Level Disconnecter		Yes
<b>Communication</b>		
Display		LED indicators; WLAN adaptor + FusionSolar APP
RS485		Yes
USB		Yes
Smart Dongle-4G		4G / 3G / 2G via Smart Dongle – 4G (Optional)
Monitoring BUS (MBUS)		Yes (isolation transformer required)
<b>General Data</b>		
Dimensions (W x H x D)		1,035 x 700 x 365 mm
Weight (with mounting plate)		93 kg
Operating Temperature Range		-25°C ~ 60°C
Cooling Method		Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude		4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity		0 ~ 100%
DC Connector		Amphenol HH4
AC Connector		Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree		IP66
Topology		Transformerless
Nighttime Power Consumption		< 3.5 W
<b>Standard Compliance (more available upon request)</b>		
Certificate		EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 61727, IEC 60068, IEC 61683
Grid Connection Standards		VDE-AR-N4105, EN 50549-1, EN 50549-2, RD 661, RD 1699, C10/11

<sup>1</sup> The maximum input voltage is the upper limit of the DC voltage. Any higher input DC voltage would probably damage inverter.  
<sup>2</sup> Any DC input voltage beyond the operating voltage range may result in inverter improper operating.