



Escuela de  
Ingeniería y Arquitectura  
Universidad Zaragoza

# Trabajo Fin de Grado

## Dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos con baterías para Peak shaving en aplicaciones residenciales

Autor: David Pérez Guerrero  
Director: Ángel Antonio Bayod Rújula

Grado en Ingeniería de Tecnologías Industriales

Noviembre 2016



## DECLARACIÓN DE AUTORÍA Y ORIGINALIDAD

(Este documento debe acompañar al Trabajo Fin de Grado (TFG)/Trabajo Fin de Máster (TFM) cuando sea depositado para su evaluación).

D./D<sup>a</sup>. \_\_\_\_\_,

con nº de DNI \_\_\_\_\_ en aplicación de lo dispuesto en el art.

14 (Derechos de autor) del Acuerdo de 11 de septiembre de 2014, del Consejo de Gobierno, por el que se aprueba el Reglamento de los TFG y TFM de la Universidad de Zaragoza,

Declaro que el presente Trabajo de Fin de (Grado/Máster)  
\_\_\_\_\_, (Título del Trabajo)

\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

es de mi autoría y es original, no habiéndose utilizado fuente sin ser citada debidamente.

Zaragoza, \_\_\_\_\_

Fdo: \_\_\_\_\_

# RESUMEN

El siguiente documento versa de un estudio del dimensionamiento de una instalación fotovoltaica con baterías en una vivienda, la cual está conectada a la red, con el fin de aplicar la técnica de *Peak shaving*. Esta técnica corresponde al recorte de picos en la demanda de energía a la red para reducir así los costes operacionales que pueden ir asociados en los periodos de mayor demanda, además de facilitar el control de los flujos de potencia en la red por parte del operador del sistema.

Así pues, a lo largo del estudio se analizará la influencia que los tamaños de paneles fotovoltaicos y/o baterías tienen sobre los parámetros de red más característicos y se buscará los tamaños óptimos para la aplicación de *Peak shaving*. Para el caso de introducir baterías en la instalación se propondrán diferentes métodos de gestión de la carga y descarga de las mismas con el fin de aplicar de manera más eficaz el recorte de picos. Se comparará para los diferentes métodos la vida útil de las baterías mediante el modelo de conteo *Rainflow*. Por último, se extraerán las diferentes conclusiones que sirvan de base al diseño real de una instalación con el objetivo de aplicar el *Peak shaving*.

## TABLA DE CONTENIDOS

<b>1.INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>3</b>
1.1 OBJETO Y ALCANCE .....	3
1.2 CONTEXTO Y MOTIVACIÓN .....	3
1.3 METODOLOGÍA.....	5
1.3.1 Fases del trabajo .....	5
1.3.2 Herramientas utilizadas .....	5
1.3.3 Parámetros de estudio .....	5
1.3.4 Modelo de simulación .....	8
1.4 INTRODUCCIÓN AL ESTUDIO .....	8
<b>2. CASOS DE ESTUDIO Y ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS</b> .....	<b>9</b>
2.1 PERFIL DE CONSUMO .....	9
2.2 INTRODUCCIÓN DE LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA.....	10
2.2.1 Influencia del azimut y la inclinación en la generación de energía fotovoltaica .....	10
2.2.2 Peak shaving con generación fotovoltaica .....	16
2.3 INTRODUCCIÓN DEL SISTEMA DE ALMACENAMIENTO .....	20
2.3.1 Caso 0: Gestión de batería sin aplicar Peak shaving .....	21
2.3.2 Caso 1: Gestión de batería con carga cuando hay excedente de energía y descarga para Peak shaving.....	24
2.3.3 Caso 2: Gestión de batería con carga absorbiendo de la red y descarga para aplicar Peak shaving.....	29
2.3.4 Caso 3: Gestión de batería con Load leveling y Peak shaving .....	33
2.4 ANÁLISIS DE LA VIDA ÚTIL DE LAS BATERIAS.....	36
<b>3. CONCLUSIONES</b> .....	<b>41</b>
<b>4. BILIOGRAFÍA</b> .....	<b>43</b>
<b>ANEXOS</b> .....	<b>44</b>
ANEXO 1: GRÁFICOS DE ENERGÍA A RECORTAR Y ENERGÍA RECORTADA CON GENERACIÓN PV	
ANEXO 2: ALGORITMOS DE GESTIÓN DE LAS BATERÍAS Y MACRO PARA GENERACIÓN DE RESULTADOS .....	46
Caso 0: Algoritmo para la gestión de batería sin aplicar Peak shaving.....	46
Caso 1: Algoritmo para la gestión de batería con carga cuando hay excedente de energía y descarga para Peak Shaving .....	46
Caso 2: Algoritmo para la gestión de batería con carga absorbiendo de la red y descarga para aplicar Peak shaving .....	47
Caso 3: Algoritmo para la gestión de batería con Load leveling y Peak shaving.....	48
Macro para la generación de resultados.....	48
ANEXO 3: ANÁLISIS DE LOS PARÁMETROS AEA (%), AEI (%), RCL (p.u.) y LOAD FACTOR (p.u) EN EL CASO 0: GESTIÓN DE BATERÍA SIN APLICAR PEAK SHAVING .....	49
ANEXO 4: ANÁLISIS DE AEA (%), AEI (%), RCL (%) CUANDO VARÍA P_MAX PARA LOS CASOS 1,2 Y 3 DE GESTIÓN DE BATERÍAS. ....	52
ANEXO 5: BATERÍAS PLOMO-ÁCIDO .....	56
Características de la instalación .....	60
Controlador de carga .....	61
Modelos de envejecimiento de baterías.....	62
Resultados del cálculo de la vida útil.....	63
ANEXO 6: HISTOGRAMAS DE FRECUENCIA DEL SOC PARA LOS CASOS 2 Y 3 .....	64
ANEXO 7: HOJA DE CÁLCULO MÉTODO RAINFLOW .....	66

## 1. INTRODUCCIÓN

### 1.1 OBJETO Y ALCANCE

El objeto de este trabajo es el estudio del dimensionamiento óptimo de una instalación de energía fotovoltaica conectada a la red eléctrica con sistema de almacenamiento mediante baterías en viviendas para la aplicación de técnicas de *Peak shaving*. Esto lleva a realizar un análisis de la influencia del tamaño de los paneles fotovoltaicos y de las baterías sobre parámetros de red a la hora de aplicar el recorte de picos. El perfil utilizado corresponde a la demanda agregada residencial española y conforme aumente el número de usuarios agregados a una instalación de este tipo los resultados obtenidos en el estudio se consolidarán.

La principal razón de la implementación de las técnicas de *Peak shaving* en viviendas reside en reducir la demanda pico de energía a la red eléctrica, disminuyendo así el coste operacional de generar energía durante los periodos pico de demanda (reduciendo la necesidad de actuación de unidades generadoras más caras para dichos periodos), además de un mejor control de los flujos de potencia por parte del operador del sistema cuando el perfil de demanda es más constante.

Desde el punto de vista del usuario, otra de las razones es la posibilidad de reducir la potencia instalada en la vivienda y la cantidad de energía requerida del sistema. Si bien el coste de la factura eléctrica consta de dos términos, energía consumida y potencia instalada, reduciéndolas se conseguirá una reducción en la factura.

El alcance del trabajo reside en la consecución de diferentes reglas de diseño y algunas conclusiones que puedan ser utilizadas como base al dimensionamiento de una instalación real de este tipo en el presente. Se trata de encontrar una vía para el cálculo de los tamaños óptimos de paneles y baterías, y como gestionar estas últimas. Es necesario matizar que este estudio es únicamente en términos energéticos y no tiene en cuenta aspectos económicos de la instalación, pues se ha evitado hablar de precios en los sistemas auxiliares de generación y de almacenamiento. Esto es debido a la disparidad en los precios de los sistemas y a su variación con el gran desarrollo tecnológico.

### 1.2 CONTEXTO Y MOTIVACIÓN

En la actualidad, el cuidado del medio ambiente es un tema que está a la orden del día en los gobiernos de cualquier país del mundo y en la sociedad en general. Es por ello que la inclusión de las energías renovables es necesaria en la generación de energía para el consumo eléctrico, abandonando así la tendencia de generar energía a partir de fuentes no renovables que puedan perjudicar al entorno provocando daños como el ya conocido efecto invernadero. Además, existe una voluntad por parte de los usuarios de la red eléctrica de participar activamente con ella, pudiendo favorecer en su correcto funcionamiento.

Una de las posibilidades de gestión activa es el *Peak shaving*. Esta técnica consiste en la reducción de picos en la demanda por parte de los usuarios de la red mediante el uso de una fuente de generación auxiliar constituida por paneles fotovoltaicos, y un sistema de almacenamiento mediante baterías. En la literatura especializada se pueden encontrar numerosos trabajos acerca de diferentes estrategias de *Peak shaving*. Algunas de estas estrategias hacen referencia al aplazamiento de cargas sin utilizar fuentes de generación

auxiliar, otras sin embargo hacen referencia a la gestión de picos en la generación de energía. No obstante, una de las implementaciones más utilizadas como fuente auxiliar se basa en la utilización de grupos electrógenos o turbinas de gas, que normalmente se han utilizado como equipos de respaldo [1].

En relación al término de *Peak shaving*, existen otro tipo de estrategias con el objetivo de favorecer el funcionamiento de la red. Entre ellas se destaca el concepto de *Load leveling*, que consiste en una nivelación de la carga mediante el almacenamiento de energía en los periodos de demanda donde la energía tiene un menor precio para suplir esta misma en los periodos de mayor precio. Otra estrategia es el *Llenado de valles*, en la cual se extrae más energía de la red en los periodos valle para ser almacenada.

Sin embargo, en la actualidad existe un argumento opuesto y es el alto precio de los sistemas de almacenamiento, en concreto de las baterías. A pesar de ello, una segunda tendencia en nuestra sociedad es el rápido crecimiento en el mercado de los automóviles híbridos. Esto traerá consigo un gran desarrollo en la tecnología de las baterías que provocará una reducción en los precios de las baterías en el futuro. Este tipo de baterías también podrá ser utilizado en aplicaciones residenciales como sistemas de almacenamiento [2].

La red eléctrica ha sido diseñada tradicionalmente tomando la energía de niveles de alta tensión y distribuyéndolo a redes de bajo nivel de tensión. Existen grandes unidades generadoras conectadas a la red de transmisión, transportándose la energía a las redes de distribución donde la energía se transmite y distribuye a los usuarios, generalmente con flujos unidireccionales e interconectados. En la actualidad existe un nuevo concepto de red eléctrica donde existe una generación distribuida (*Distributed Generation*) en los puntos cercanos a su uso. Esto conlleva a la inserción de pequeñas unidades generadoras en la red de distribución, que pueden operar de manera independiente o conectadas a la red [3]. La introducción de este concepto en el actual sistema eléctrico supone la necesidad de nuevas protecciones e infraestructura, por ello es interesante la posibilidad de que los usuarios poseedores de las unidades de generación (*Prosumers*) puedan interactuar con la red activamente.

La idea de la realización de este estudio nace a partir del artículo *Sizing criteria of hybrid photovoltaic-wind systems with battery storage and self-consumption considering interaction with the grid* [4]. En este artículo se realiza un estudio del dimensionamiento de una instalación híbrida de generación fotovoltaica y eólica en una vivienda con baterías para el autoconsumo, considerando interacción con la red. La motivación es realizar un estudio del dimensionamiento de una instalación similar, pero con el objetivo de aplicar una estrategia de *Peak shaving* favoreciendo así el funcionamiento de la red eléctrica. Por otra parte, dado que en este artículo no se planteaba el cálculo de la vida útil de las baterías, ha sido interesante realizarlo en este trabajo.

### 1.3 METODOLOGÍA

En esta sección se comentan todas las fases llevadas a cabo para la realización del trabajo, las herramientas utilizadas, los parámetros de estudio y el modelo de simulación.

#### 1.3.1 Fases del trabajo

El primer paso en la realización de este estudio ha sido la revisión bibliográfica de la literatura especializada y la familiarización con los datos de partida. Estos datos corresponden al perfil de demanda extraído del *BOE* [5], a los perfiles de generación de energía fotovoltaica extraídos de la base de datos del *PVGIS* [6] y a los proporcionados por una instalación solar real, que serán presentados más adelante.

El siguiente paso ha sido el estudio en la inserción de la generación de energía fotovoltaica en la vivienda conectada a la red, analizando diferentes parámetros en vistas de implementar las técnicas de *Peak shaving*.

Una vez analizada la influencia de los paneles fotovoltaicos, se ha dispuesto a introducir el sistema de almacenamiento de energía mediante baterías. Una vez implementado, se han propuesto diferentes algoritmos en la carga y descarga de las baterías que, junto con la instalación fotovoltaica y la interacción con la red, permitan la correcta aplicación del *Peak shaving*.

Lo siguiente ha sido analizar la vida útil de las baterías en cada uno de los casos propuestos mediante el método de conteo *Rainflow*, obteniendo los ciclos de vida equivalentes y comparándolos entre ellos.

Por último, se han obtenido las pertinentes gráficas de cada fase para extraer las conclusiones presentadas al final del documento.

#### 1.3.2 Herramientas utilizadas

La principal herramienta de este estudio corresponde a hojas de cálculo en *Microsoft Excel*. La gran utilidad de esta herramienta permite trabajar con una gran cantidad de datos de manera cómoda y precisa. Además, gracias al entorno de programación de *Visual Basic* se han realizado *macros* para la generación de los resultados y la implementación del algoritmo de simulación en la carga y descarga de las baterías. La implementación del modelo en las hojas de cálculo resulta de situar los datos de partida en columnas y con ellos calcular el resto de parámetros con las fórmulas que *Microsoft Excel* ofrece.

La otra herramienta corresponde con la base de datos del *PVGIS* [6], la cual permite extraer los datos necesarios para el cálculo del perfil de generación utilizado en la sección 2.2.1 *Influencia del azimut y la inclinación en la generación de energía fotovoltaica*.

#### 1.3.3 Parámetros de estudio

En este apartado se definen de manera clara y precisa todos los parámetros que intervienen en el estudio a lo largo del documento. Será necesario tener presente estas definiciones para entender el análisis de estos parámetros en cada uno de los casos de estudio.

a) *Parámetros de energía:*

*Energía demandada  $E,l$  (Wh):* Energía consumida por la vivienda en cada hora del año. Esta energía podrá ser abastecida por la red en el caso inicial o por la fuente de generación de energía y/o el sistema de almacenamiento más adelante. Corresponde a los datos de partida extraídos del BOE [5].

*Energía generada  $E,g$  (Wh):* Energía producida por la fuente de generación auxiliar en cada hora, en este trabajo una instalación fotovoltaica. Corresponde con los datos obtenidos de una instalación solar real y con los datos obtenidos de la base del PVGIS [6].

*Energía de la batería  $E,b$  (Wh):* Energía absorbida o cedida cada hora por el sistema de almacenamiento mediante baterías. A partir de ella se obtendrá el estado de carga para el cálculo de la vida útil.

*Energía de red  $E,r$  (Wh):* Energía absorbida o cedida cada hora por la red y sobre la cual se realizará el *Peak shaving*. Para el caso inicial de no disponer de sistemas de generación auxiliar ni de almacenamiento este parámetro es coincidente con la *Energía demandada  $E,l$* .

b) *Parámetros de dimensionamiento:*

*Factor K:* Corresponde al dimensionamiento de los paneles fotovoltaicos. Se define como la ratio entre la energía fotovoltaica anual producida y la energía anual demandada por el consumo. Por ejemplo, un factor  $K=2$  significa que los paneles fotovoltaicos tienen el tamaño para producir el doble de energía que la demandada por el consumo en un año. Como depende del consumo, será diferente para cada usuario.

*Factor D:* Días de autonomía del sistema de baterías y que muestra el tamaño de las mismas. Con este parámetro se calcula la energía máxima de la batería y en función de esta el resto de características.

c) *Parámetros de Red [4]:*

*Energía Absorbida Anual AEA (%):* Este parámetro es definido como la suma total de la energía absorbida de la red a lo largo de todo el año dividida por la demanda anual (1):

$$AEA(\%) = \frac{\sum_{h=1}^{8760} E, r > 0}{\sum_{h=1}^{8760} E, l} 100 \quad (1)$$

Deberá ser entendido como energía absorbida de la red.

*Energía Inyectada Anual AEI (%):* Se define como la suma total de la energía cedida a la red a lo largo de todo el año dividida por la demanda anual (2):

$$AEI(\%) = \frac{\sum_{h=1}^{8760} E, r < 0}{\sum_{h=1}^{8760} E, l} 100 \quad (2)$$

Deberá ser entendido como energía inyectada a la red.



*Pérdidas de Red RCL (p.u.):* Denominado también ratio de pérdidas por conducción, representa las pérdidas en por unidad respecto al caso inicial con solo el consumo de la vivienda (3):

$$RCL(p.u.) = \frac{\sum_{h=1}^{8760} E, r^2}{\sum_{h=1}^{8760} E, l^2} \quad (3)$$

*Load factor LF (p.u.):* Este parámetro se calcula como el cociente entre el valor medio anual del perfil de demanda y el valor máximo de la misma. Mide el grado de uniformidad del perfil.

*d) Parámetros de Peak shaving:*

Para la realización del estudio presentado en este documento se han definido nuevos parámetros que es posible no encontrar en la literatura especializada y que son necesarios para su entendimiento.

*P\_max (p.u.):* Valor de *Peak shaving* a recortar en tanto por uno respecto al valor máximo de demanda. Por ejemplo, para  $P_{max}=0,75$  y un pico máximo de demanda de  $800 Wh$ , se pretende recortar todos los picos de demanda que superen los  $600 Wh$ .

*P\_min (p.u.):* Definido de la misma forma que *P\_max*, pero siendo siempre menor a este. Se utilizará para el caso en el que además de aplicar *Peak shaving* también se aplique una estrategia similar al *Load leveling*.

*Energía a recortar (Wh):* La definimos en este documento a partir del valor de *P\_max* impuesto, es decir, la energía a recortar será la cantidad de energía en la que la demanda supere el valor *P\_max*. Esto significa que habrá una gran cantidad de horas que la *Energía a recortar* sea cero por no superar la demanda el valor de *P\_max* (4).

$$Energía a recortar = \sum_{h=1}^{8760} E, l \quad \text{con } (E, l > P_{max} * \max\{E, l\}) \quad (4)$$

*Energía recortada (Wh):* Definida como la energía que se recorta en las horas donde la demanda supera a *P\_max*. Por tanto, este valor estará acotado entre el valor de la diferencia entre la demanda y *P\_max* por arriba, y cero por abajo. Durante gran parte de horas se produce energía gracias a la generación de energía fotovoltaica, pero solo se contabilizan en este parámetro las horas donde la demanda supera la *P\_max*.

*e) Parámetros de la batería:*

*E,battery,max (Wh):* Corresponde a la capacidad de la batería en *Wh*. Su valor irá variando conforme analicemos la influencia del *factor D* en el estudio.

*Estado de carga SoC (% o Wh):* Es el porcentaje (o *Wh*) de energía que presenta la batería en un determinado momento y que es posible extraer.

*Profundidad de descarga DOD (% o Wh):* Se define como la máxima descarga que puede realizar la batería sin sufrir daños. Para el estudio presentado es del  $70\%$ , es decir, el estado de carga no debe descender del  $30\%$  (*SoC límite*).

### 1.3.4 Modelo de simulación

El modelo de la instalación propuesto para la simulación es el mostrado en la *Figura 1*. En primera instancia se parte de una vivienda a la que posteriormente se le añadirá una fuente de generación auxiliar (paneles fotovoltaicos) y por último las baterías (tipo Plomo-Ácido).

Para cada caso de estudio será necesario conocer el flujo de energía entre los diferentes bloques del modelo. En concreto, la energía absorbida o cedida por la red se calculará aplicando el balance de energías al punto común PC (5).

$$E, r = E, l - E, g + E, b \quad (5)$$

Donde  $E, r$  corresponde con la energía de red,  $E, l$  con la energía demandada por la vivienda,  $E, g$  con la energía generada por los paneles fotovoltaicos y  $E, b$  con la energía de las baterías. El valor de la energía de red  $E, r$  será positivo cuando el flujo transcurra desde la red eléctrica hasta el consumo y negativo para el caso contrario. Con la energía de la batería  $E, b$  ocurre lo mismo.

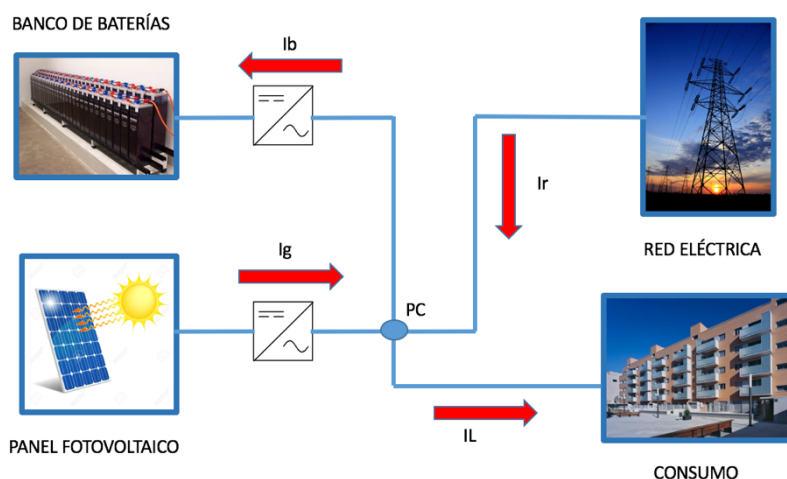


Figura 1: Modelo de la instalación

En el caso en el que se introduzcan las baterías será necesario comentar el algoritmo usado en cada uno de los métodos de gestión de carga/descarga de las baterías, pues será clave para la aplicación de las técnicas de *Peak shaving*.

### 1.4 INTRODUCCIÓN AL ESTUDIO

En la sección 2. *Casos de estudio y análisis de los resultados* se plantea de manera ordenada y lógica las fases comentadas anteriormente. A lo largo de todos los casos de estudio se analiza la influencia que ciertos parámetros, entre ellos el tamaño de los paneles fotovoltaicos y de las baterías, tienen sobre la energía absorbida y cedida de la red, las pérdidas, la energía recortada, las horas de cumplimiento, etc.

En cada uno de los casos se presenta en primer lugar el contexto, se caracterizan los datos de partida si es preciso, para posteriormente presentar y analizar los resultados obtenidos en las simulaciones.

## 2. CASOS DE ESTUDIO Y ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

### 2.1 PERFIL DE CONSUMO

A continuación se presenta el perfil de consumo de una vivienda media en España para el año 2015, que será el punto de partida del análisis presentado en esta sección.

El *Boletín Oficial del Estado* emite a principios de año el perfil de consumo medio en España del año anterior [5]. Los datos extraídos son valores horarios que han de multiplicarse por el consumo anual medio residencial, el cual se considera de *4000 kWh anuales* en este documento. Así pues, partimos de un perfil de demanda media en base horaria, perdiéndose algo de información ya que se desconoce el valor de la demanda en cada instante de tiempo. Este hecho es irrelevante para el estudio de este documento.

Los 8760 datos de energía demandada a la red, correspondientes a todas las horas del año, se han trasladado a una hoja de cálculo para así aplicar las técnicas de *Peak shaving* con el fin de reducir los picos de demanda a la red eléctrica.

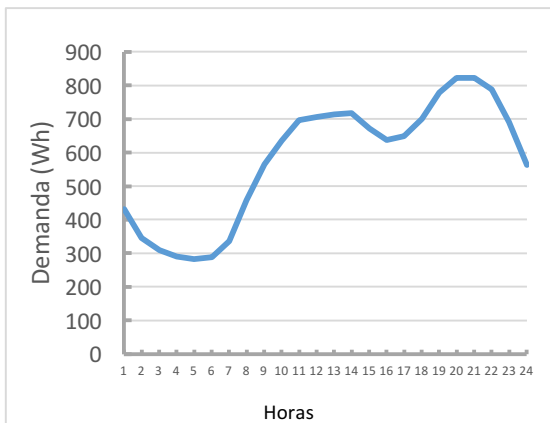


Gráfico 1: Perfil de consumo (Wh) del día 15 de Enero

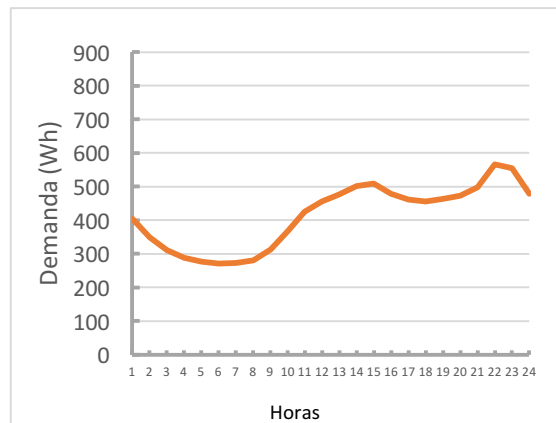


Gráfico 2: Perfil consumo (Wh) del día 15 de Julio

Si atendemos al perfil de consumo para un día típico de invierno (ver *Gráfico 1*) se puede observar como la curva de demanda sufre un ascenso en torno a las 7:00 horas, coincidiendo con el inicio de la jornada laboral. Se produce un pico de demanda a medio día, entorno a las 11:00-13:00 horas, que es cuando las empresas de servicio están en su máxima actividad y en los hogares empiezan a encender las cocinas y hornos. Sobre las 20:00-21:00 horas se produce el pico máximo de demanda por la gran actividad comercial y la llegada de muchas personas a sus hogares [7].

Para un día típico de verano (ver *Gráfico 2*) de nuevo se produce el ascenso de la demanda sobre las 7:00 horas. Además del pico de la tarde/noche aparece otro entorno a las 14:00-16:00 horas debido a la conexión de televisores, lavavajillas y aparatos de aire acondicionado [7].

La *Tabla 1* muestra algunos valores que caracterizan al perfil de demanda anual. El parámetro *Load Factor* (ver *Parámetros de estudio*) mide el grado de uniformidad del perfil. Valores altos de este parámetro implican un consumo más constante mientras que bajos valores muestran la aparición de grandes picos en la demanda.

Valor Medio (Wh)	Valor Máximo (Wh)	Valor Mínimo (Wh)	Valor máximo/Valor mínimo (p.u)	Load factor (p.u.)
456,62	822,62	168,79	4,87	0,56

Tabla 1: Valores característicos del perfil de consumo anual

Definido el parámetro *Energía a recortar* (ver *Parámetros de estudio*) para la aplicación del *Peak shaving*, es claro que su valor dependerá exclusivamente del valor impuesto por  $P_{max}$  y del valor de la demanda  $E$ . El *Gráfico 3* representa la *Energía a recortar* en función de este valor. Se puede observar que la curva sigue una tendencia creciente conforme disminuye  $P_{max}$ , como era de esperar. Además, la curva también aumenta su pendiente al disminuir  $P_{max}$ , pues aumentan las horas en las que la demanda supera el valor impuesto por esta variable.

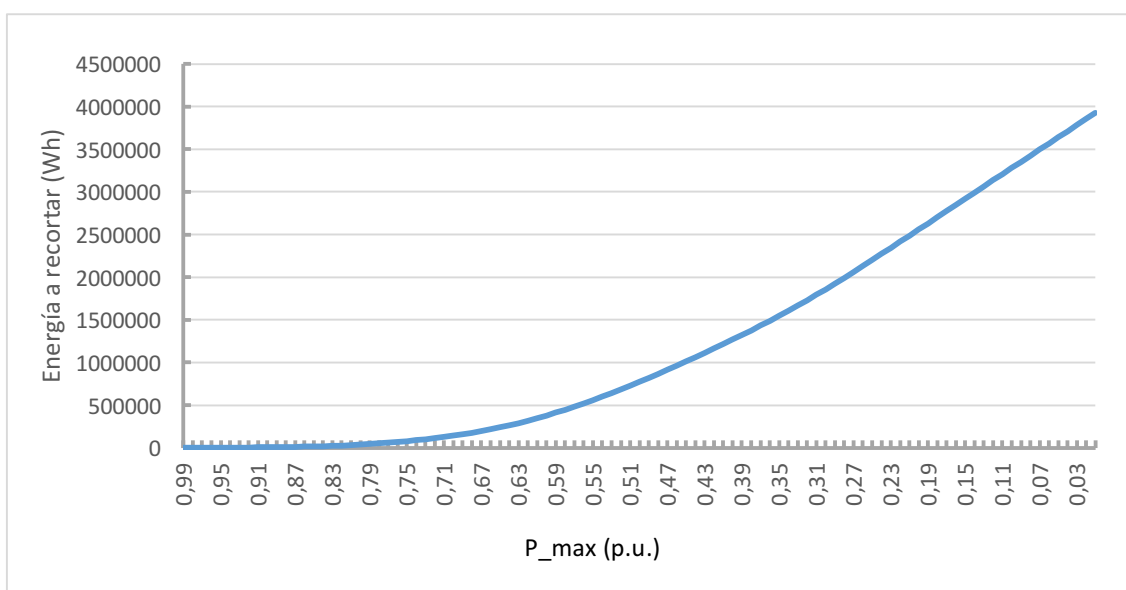


Gráfico 3: Energía a recortar (Wh) en función de  $P_{max}$  (p.u.)

## 2.2 INTRODUCCIÓN DE LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA

Una vez caracterizado el consumo eléctrico de una vivienda media en España, el siguiente paso consiste en la introducción de una fuente auxiliar de energía, que como ya se ha comentado anteriormente corresponde a una instalación generadora de energía fotovoltaica. El *factor K* (ver *Parámetros de estudio*) que caracteriza el tamaño de los paneles fotovoltaicos será de gran influencia en el resto de parámetros a estudiar.

### 2.2.1 Influencia del azimut y la inclinación en la generación de energía fotovoltaica

Sin entrar en gran detalle en los aspectos estructurales de los paneles fotovoltaicos, es destacable también la influencia de dos parámetros importantes, el *ángulo azimut* y la *inclinación* de los paneles. El primero de estos corresponde a la orientación del panel respecto del punto cardinal *Sur* ( $0^\circ$ ), siendo negativo para una orientación hacia el *Este* ( $-90^\circ$ ). En cuanto a la *inclinación*, el panel estará en horizontal en  $0^\circ$  y vertical en  $90^\circ$ .

En la literatura especializada podemos encontrar fórmulas generalizadas del cálculo óptimo de estos parámetros [8]. No obstante, aunque estas fórmulas están correctamente contrastadas con diferentes emplazamientos de misma latitud y sus resultados se asemejan a la realidad, no dejan de ser fórmulas teóricas. Es interesante realizar un estudio de la variación de estos parámetros para obtener reglas de dimensionamiento que propicien la elección óptima del *azimut* y de la *inclinación* en la aplicación del *Peak Shaving*.

Para realizar este análisis se ha recurrido a la base de datos del *PVGIS* [6], que permite obtener datos sobre la radiación diaria en un emplazamiento determinado para cada mes del año. Permite además modificar los parámetros de *inclinación* y *azimut* de un panel fotovoltaico ficticio (ver *Figura 2*).

Así pues, se han tomado los datos 15-minutales de *G* (*Irradiancia global*) y *Ta* (*Temperatura ambiental media*) de un día medio de cada mes del año, en Zaragoza y para cada *azimut* e *inclinación* mostrados posteriormente. Con estos datos se ha calculado la *Tc* (*Temperatura de célula*) y con ello la *Potencia media* que suministran 1 *kWp* de paneles de Silicio en cada periodo.

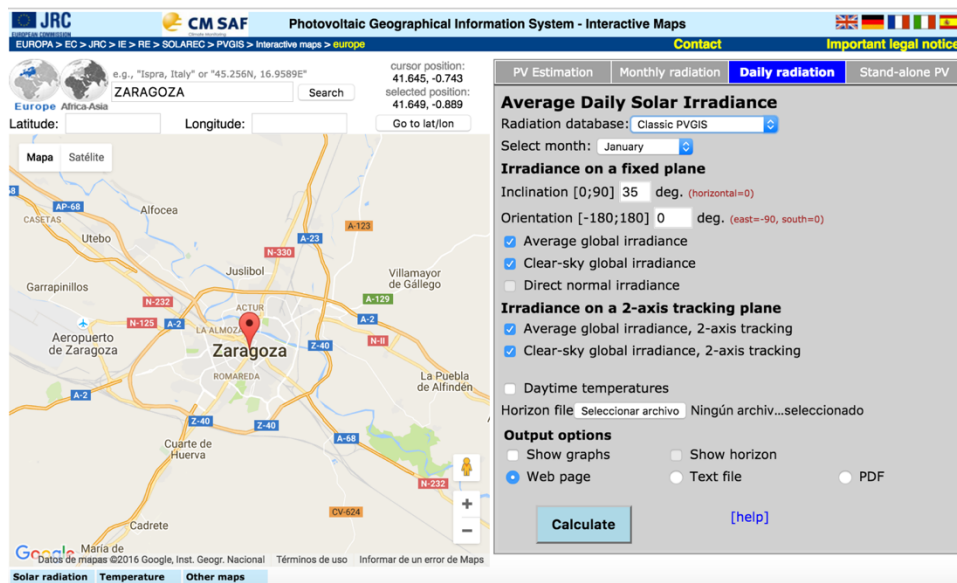


Figura 2: Base datos del PVGIS

Las fórmulas utilizadas en el cálculo se muestran a continuación (6,7):

$$T_c = T_a + \frac{TONC - 20}{800} G \quad (6)$$

$$P_m = P_n \frac{G}{G_{stc}} [1 - \gamma(T_c - 25)] \quad (7)$$

Donde  $G_{stc} = 1000 [W/m^2]$ ;  $\gamma = 0,005 [1/K]$ ;  $TONC = 47 [^{\circ}C]$ ; y se han considerado un total de pérdidas eléctricas y ópticas de un 14%.

Una vez obtenida la *Potencia media* en base 15-minutal se han multiplicado estos valores por  $\frac{1}{4}$  para obtener así la *Energía media* en la misma base de tiempo. Puesto que los datos de la demanda extraídos del BOE [5] son en base horaria, es necesario obtener la *Energía media* en la misma base. Para ello se han sumado los 4 valores de *Energía media* 15-minutal correspondientes a cada hora para obtener así la *Energía media* en cada hora (*Wh/h*). Además, al trabajar en base horaria la *Energía media* se confunde con la *Potencia media*.

Con la ayuda de las hojas de cálculo se han reproducido día a día el perfil de generación diario obtenido para cada mes, obteniendo así el perfil de generación de energía fotovoltaico anual para una potencia instalada de 1 kWp. De este modo solo será necesario multiplicar cada valor del perfil por los kWp instalados, que vienen en función del *factor K* mediante la relación (8), para poder variar así el tamaño de los paneles y estudiar su influencia.

$$K = \frac{kWp * \sum_{h=1}^{8760} \left( \frac{E,g}{kWp} \right)}{\sum_{h=1}^{8760} E,t} \quad (8)$$

### 2.2.1.1 Influencia del azimut

Ahora el siguiente paso es estudiar cómo influye el *azimut* en los parámetros *AEA*, *AEI*, *RCL* y *Load Factor* ya comentados en este documento (ver *Parámetros de estudio*), además de su influencia en el propio perfil de generación.

El *Gráfico 4* muestra, para un valor de *inclinación* de 35° y *K=1*, la variación en el perfil de generación para diferentes valores de *azimut*. Para una orientación del panel hacia el *Sur* (*azimut* 0°), el pico de generación es el máximo posible. Cuando orientamos el panel fotovoltaico hacia el *Este* (*azimut* negativo), el pico disminuye su valor y se desplaza en el tiempo hacia la izquierda, retrasándose. Con *azimut* positivo ocurre lo mismo, pero desplazándose hacia la derecha, adelantándose.

Este hecho puede ser interesante si lo que buscamos es la coincidencia de los picos de generación con los picos de demanda.

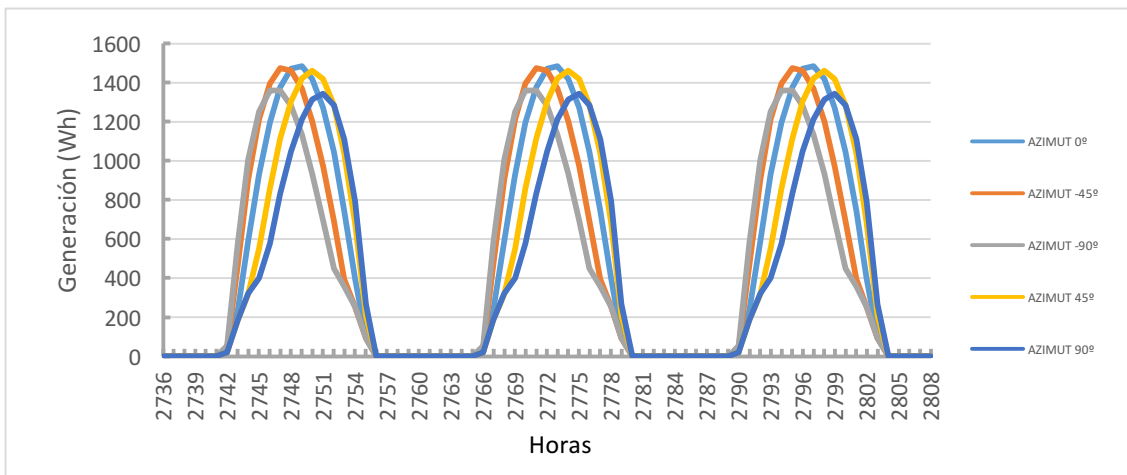


Gráfico 4: Perfiles de generación fotovoltaica (Wh) con una inclinación = 35° y K=1 para distintos valores de azimut(°)

Definido el parámetro *AEA* y entendiéndolo como la energía absorbida de la red, cabe pensar que un *azimut* de 0° para cualquier valor de *K* implicará un menor valor de energía absorbida respecto al resto de valores de azimut. En el *Gráfico 5* pone de manifiesto las curvas de *Energía absorbida* en función del *factor K* para cada uno de los valores de *azimut*. La tendencia de todas las curvas resulta hacia un 45% de *AEA* conforme aumenta *K*, pues la no coincidencia de la generación con la demanda hace imposible reducirlo a un 0%.

Podemos observar también que para  $K$  muy pequeñas, el valor de  $azimut=0^\circ$  es el que proporciona un menor valor de *Energía absorbida*, como era de esperar. En cambio, conforme aumenta el valor de  $K$  la tendencia cambia, y es el  $azimut=45^\circ$  el que proporciona un menor valor de AEA. Esto ocurre porque con un  $azimut=45^\circ$  desplazamos a la derecha el pico de generación, haciéndolo coincidir en mayor medida con los valores de demanda más altos.

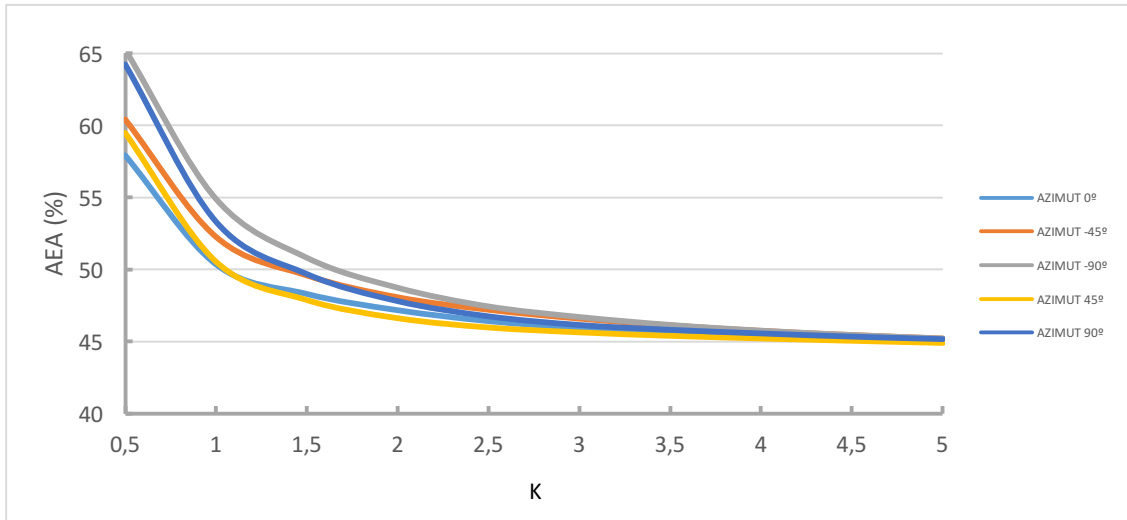


Gráfico 5: AEA (%) con una inclinación =  $35^\circ$  en función del factor  $K$  para distintos valores de azimut ( $^\circ$ )

La energía inyectada a la red (AEI) aumenta cuanto mayor es la generación de energía. Como sabemos, la generación será mayor conforme aumente  $K$  y para un valor de  $azimut$  de  $0^\circ$ . Estas curvas crecen indefinidamente pues todavía no se dispone de sistema de almacenamiento donde poder inyectar esta energía (ver Gráfico 6).

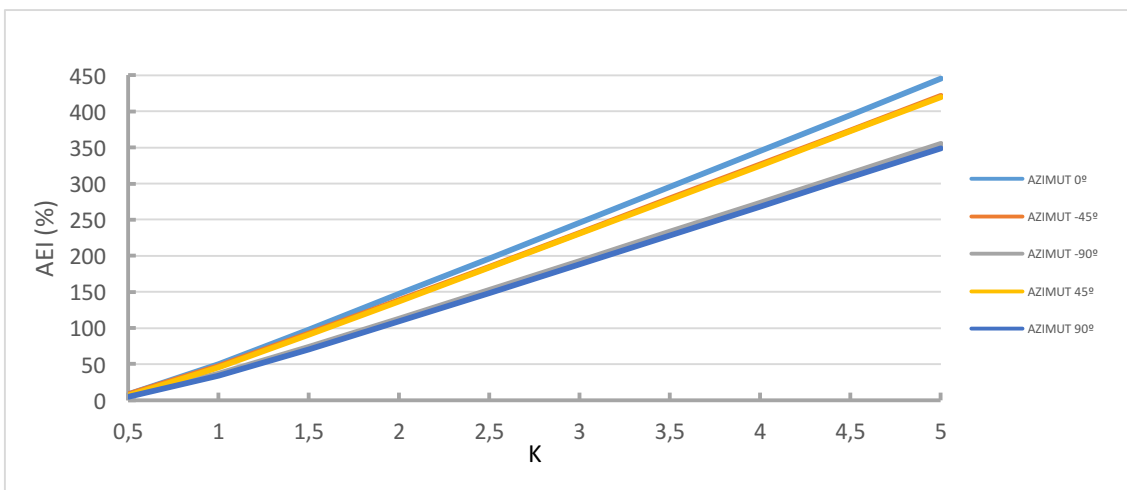


Gráfico 6: AEI (%) con una inclinación =  $35^\circ$  en función del factor  $K$  para distintos valores de azimut ( $^\circ$ )

Para determinar las pérdidas de red se utiliza el parámetro  $RCL$ . Estas pérdidas dependen del cuadrado de la energía  $E,r$  incluyendo tanto la energía absorbida como la inyectada a la red. El Gráfico 7 muestra la tendencia de este parámetro para diferentes valores de  $azimut$ .

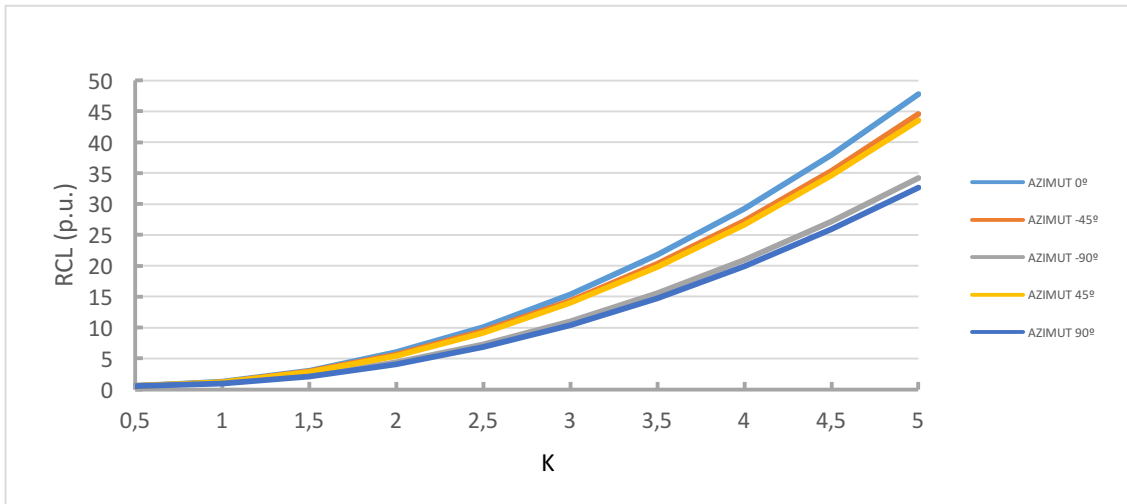


Gráfico 7: RCL (p.u.) con una inclinación = 35° en función del factor K para distintos valores de azimut (α)

En los valores más bajos de  $K$  es la curva de  $azimut = 0^\circ$  la que genera menores pérdidas a la red. Si se comparan las gráficas de AEA y AEI conjuntamente (ver Gráficos 4 y 5) se puede observar como es la *Energía absorbida* la que tiene una variación más fuerte que la *Energía cedida* en los valores más bajos del *factor K*, por lo que será el parámetro AEA predominante en este rango de  $K$ . En este rango es el  $azimut=0^\circ$  el que necesita absorber menor energía, generando así menores pérdidas. Conforme aumenta  $K$  el parámetro AEI cobra mayor importancia y es con el  $azimut=0^\circ$  cuando se inyecta más energía, generando mayores pérdidas en la red. Con el mismo razonamiento se entiende la tendencia del resto de curvas.

Anteriormente se ha definido el *Load factor* como el cociente entre el valor medio de la demanda y su valor máximo. Puesto que ahora la *energía de red  $E_r$*  no es coincidente con la *Energía demanda  $E_l$* , es necesario definir un *Load factor "generalizado"* a partir del perfil de la energía de red  $E_r$  y tomando los valores negativos (cuando inyectamos a la red) como positivos.

El Gráfico 8 muestra la tendencia de este parámetro en función del *factor K* para los diferentes valores de *azimut*. Se puede apreciar como las diferentes curvas decrecen rápidamente para los valores más bajos de  $K$  debido a la generación local, disminuyendo el valor medio sin reducir los picos. Luego llega un momento en el que aparece un ligero aumento del *Load factor* en el rango de  $K = [0,5-1]$  para de nuevo decrecer y tender a un valor constante. Esta extraña tendencia es debido a la definición del *Load Factor "generalizado"*. Puesto que se han tomado los valores negativos de  $E_r$  (*Energía inyectada*) en valores positivos, llega un momento donde el *factor K* toma un valor suficiente para generar energía excedente que es inyectada a la red. Como estos valores negativos tomados a positivos no superan todavía a los valores de *Energía absorbida*, lo que ocurre es que aumenta el valor medio del perfil  $E_r$  sin aumentar el valor máximo, por lo que aumenta el *Load factor*. Una vez que los valores negativos son suficientemente grandes, aumentan el valor máximo del perfil disminuyendo así de nuevo el *Load factor*. Conforme aumenta aún más el *factor K* los valores negativos tomados a positivos son extremadamente grandes, pero por la forma del perfil de generación se tiende a un valor constante del *Load factor* por aumentar el valor medio y el valor máximo en proporciones similares.

Entendida esta tendencia, se observa como para el primer tramo son las curvas de  $azimut 90^\circ$  y  $-90^\circ$  las que están por encima del resto al generar un menor pico de energía. En el rango de  $K=[0,5-1]$  son las curvas de  $azimut 0^\circ$  y  $-45^\circ$  las que crecen en mayor medida por ser las que generan un mayor nivel de energía. Para los valores de  $K$  mayores a este rango las curvas tienen a un valor constante siendo la curva de  $azimut = 0^\circ$  la que está por encima del resto.



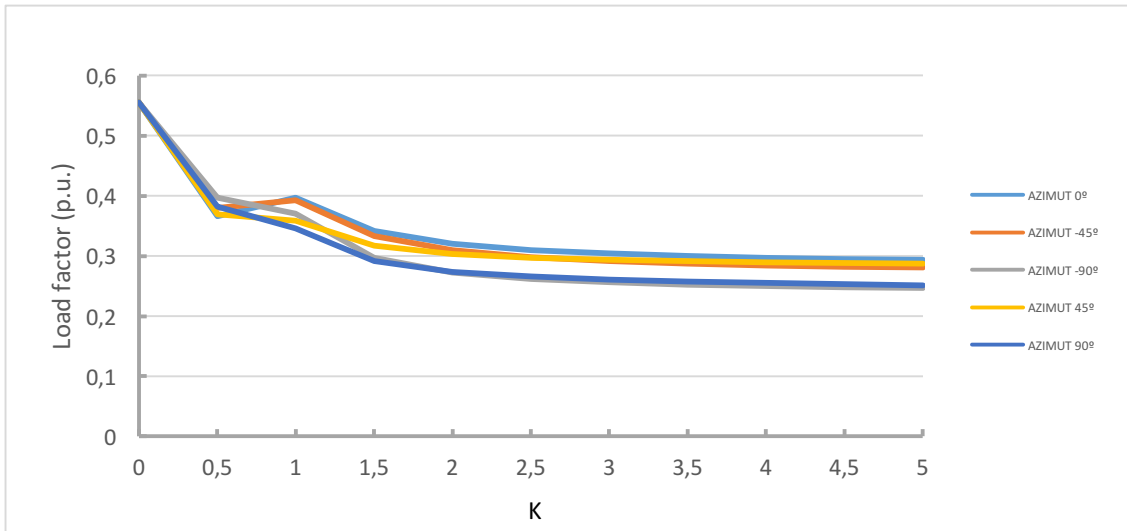


Gráfico 8: Load factor (p.u.) con una inclinación = 35° en función del factor K para distintos valores de azimut (°)

### 2.2.1.2 Influencia de la inclinación

A diferencia del *azimut*, la variación en la inclinación de los paneles fotovoltaicos no adelanta o atrasa los picos del perfil de generación, simplemente influye en el valor que estos toman (ver Gráfico 9). Esto es debido a la incidencia de los rayos solares sobre los paneles, de forma que, a mayor perpendicularidad en la incidencia, mayor es la generación de energía fotovoltaica.

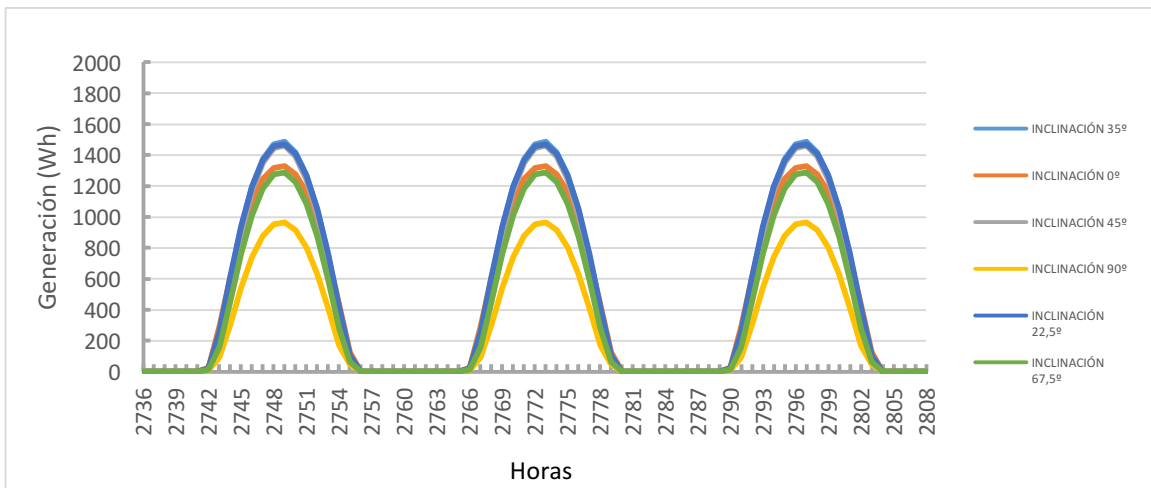


Gráfico 9: Perfiles de generación fotovoltaica (Wh) con un azimut = 0° y distintos valores de inclinación (°)

A la vista de estos resultados comprobamos como la *inclinación* óptima es de 35°.

### 2.2.2 Peak shaving con generación fotovoltaica

Analizada la influencia del *azimut* y la *inclinación*, la idea ahora es analizar la posibilidad de recortar los picos de demanda únicamente con la generación de energía fotovoltaica. Para ello se han utilizado los datos de un perfil de generación proporcionados por una empresa privada. Estos datos son medidas reales, por ello los resultados se ajustarán más a la realidad.

En la sección 2.2.1 *Influencia del azimut y la inclinación en la generación de energía fotovoltaica* no se ha trabajado con estos datos pues las medidas obtenidas corresponden a una instalación con seguimiento a dos ejes. Esto implica que los paneles fotovoltaicos poseen un mecanismo capaz de orientarlos para que permanezcan perpendiculares a los rayos solares, captando la mayor radiación. Por ello era imposible analizar la influencia en el *azimut* y la *inclinación*.

El *Gráfico 10* muestra este perfil de generación frente a la demanda y a la energía de red (diferencia entre demanda y generación) para un intervalo de tiempo determinado. Se puede observar que cuando la  $E_g$  supera a  $E_d$ , la *energía de red*  $E_r$  toma valores negativos, resultando ser energía inyectada a la red. El análisis de *AEA*, *AEI*, *RCL* y *Load factor* coincide con el análisis presentado en la sección anterior 2.2.1.1 *Influencia del azimut* cuando el *azimut*=0°.

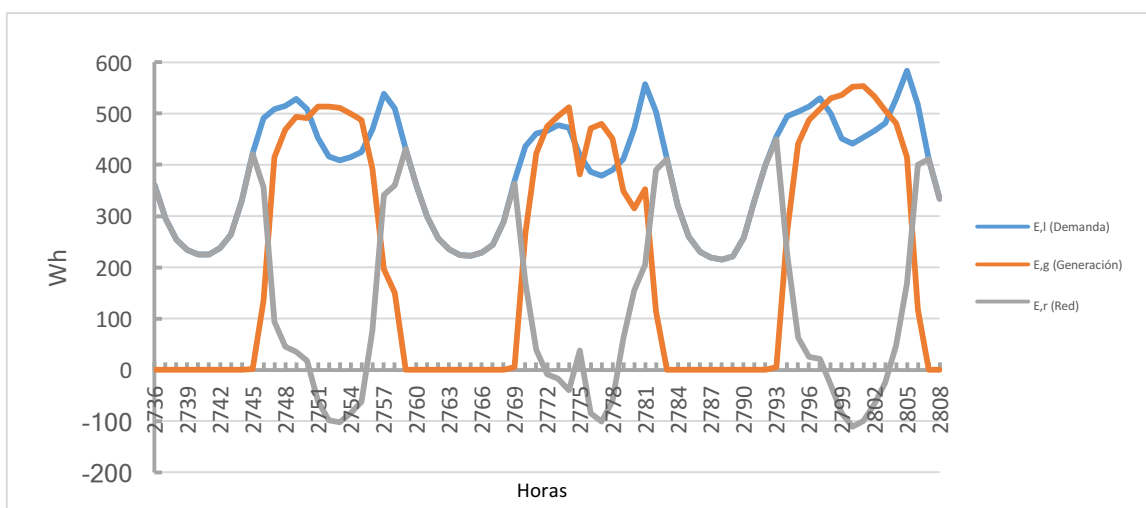


Gráfico 10: Energía demandada  $E_d$  (Wh), Energía generada  $E_g$  (Wh) y Energía de red  $E_r$  (Wh) con  $K=0,5$

Para analizar el *Peak shaving* se han definido tres parámetros de estudio:  $P_{max}$ , *Energía a recortar* y *Energía recortada* (ver *Parámetros de estudio*). En el *Gráfico 11* se muestra, a modo de ejemplo, la *Energía a recortar* y la *Energía recortada* en todo el año para una  $K=1$  y  $P_{max}=0,75$ .

En este gráfico se puede apreciar que para los días de verano apenas hay *Energía a recortar*, pues la demanda no supera a  $P_{max}=0,75$ . En el *Anexo 1* se incluyen otros gráficos como este para diferentes valores de  $K$  y  $P_{max}$ . La *Tabla 2* recoge los datos correspondientes a este caso.

Es importante conocer la influencia del tamaño de los paneles fotovoltaicos  $K$  en la *Energía recortada*. De este modo se podrá analizar la posibilidad de conseguir el *Peak shaving* sin el uso de un sistema de almacenamiento.

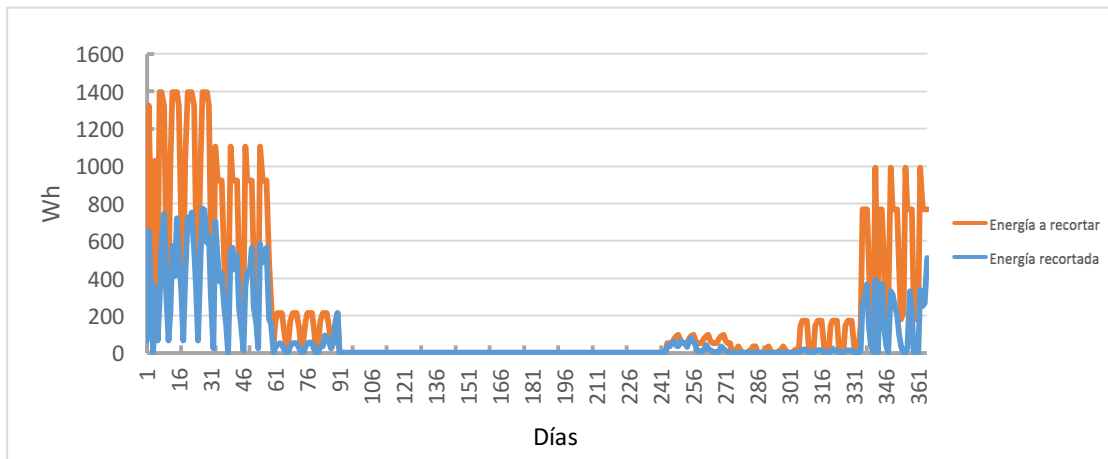


Gráfico 11: Energía a recortar (Wh) y Energía recortada (Wh) con  $K=1$  y  $P_{max}=0,75$  a lo largo del año

$P_{max}=0,75$	E_a recortar (Wh)	E_recortada (Wh)	Energía recortada (%)	Horas necesarias	Horas cumplidas	Horas cumplidas (%)
$K=1$	79002,99	31249,01	39,55	1206	576	47,76

Tabla 2: Valores asociados al Gráfico 11

Representando la *Energía recortada* en función de  $P_{max}$  para diferentes valores de  $K$  (ver Gráfico 12), podemos observar que para  $K=0$  la energía es cero, pues corresponde al caso de no poner paneles fotovoltaicos.

Para todos los valores de  $K$  mayores que  $0,2$  existe una tendencia creciente conforme disminuye  $P_{max}$ . La disminución de  $P_{max}$  implica un aumento de la *Energía a recortar* y si además aumenta el valor de  $K$  es lógico que la *Energía recortada* aumente.

En cambio, para el valor  $K=0,2$  se observa como a partir de  $P_{max}=0,2$  la curva deja de crecer, manteniéndose constante en torno a  $800000$  Wh. Esto ocurre porque con este valor de  $K$  ya no se puede recortar más energía pese al aumento de la *Energía a recortar*.

Otro parámetro interesante para analizar es la *Energía recortada (%)*. Se define como el porcentaje de *Energía recortada* respecto a la *Energía a recortar*. El Gráfico 13 muestra los resultados de este parámetro en función de  $P_{max}$  para diferentes valores de  $K$ . Para poder entender la tendencia que sigue cada una de las curvas es necesario relacionarla con las *Horas de cumplimiento de Peak shaving*.

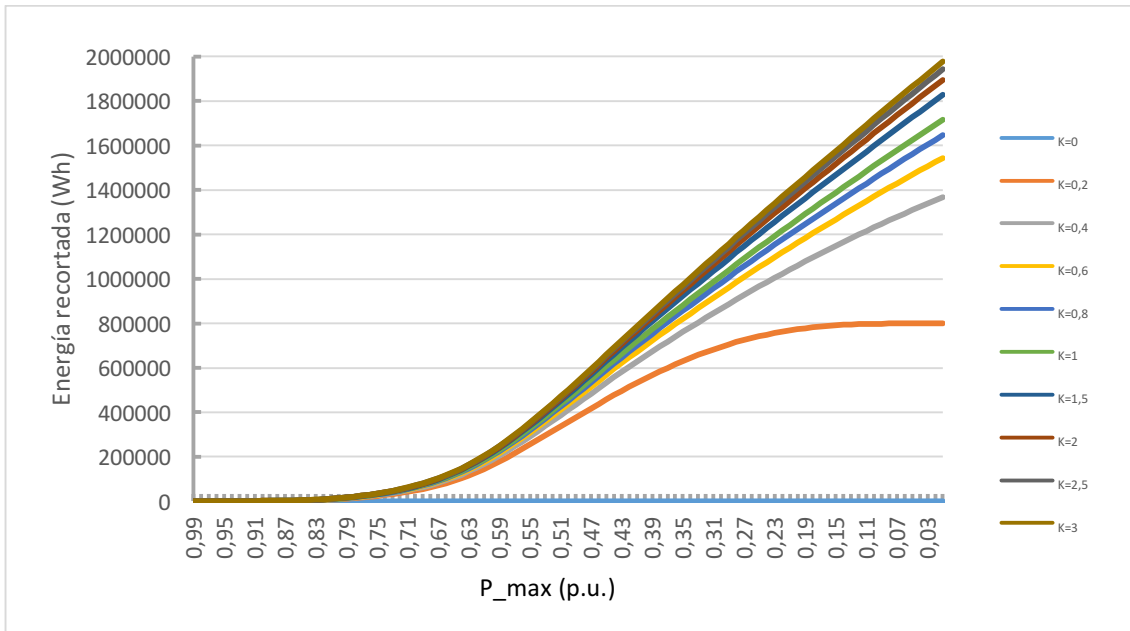


Gráfico 12: Energía recortada (Wh) en función de  $P_{max}$  (p.u.) para distintos valores de  $K$

El Gráfico 14 muestra el número de *Horas necesarias* y el número de *Horas cumplidas* en función de  $P_{max}$ . La curva de *Horas necesarias* no depende del valor de  $K$ , y además es evidente que conforme disminuye  $P_{max}$  el número de *Horas necesarias* aumenta, llegando a las 8760 horas anuales en torno a  $P_{max} = 0,2$ . Esto quiere decir que la demanda supera el 20% del pico máximo aproximadamente durante todo el año.

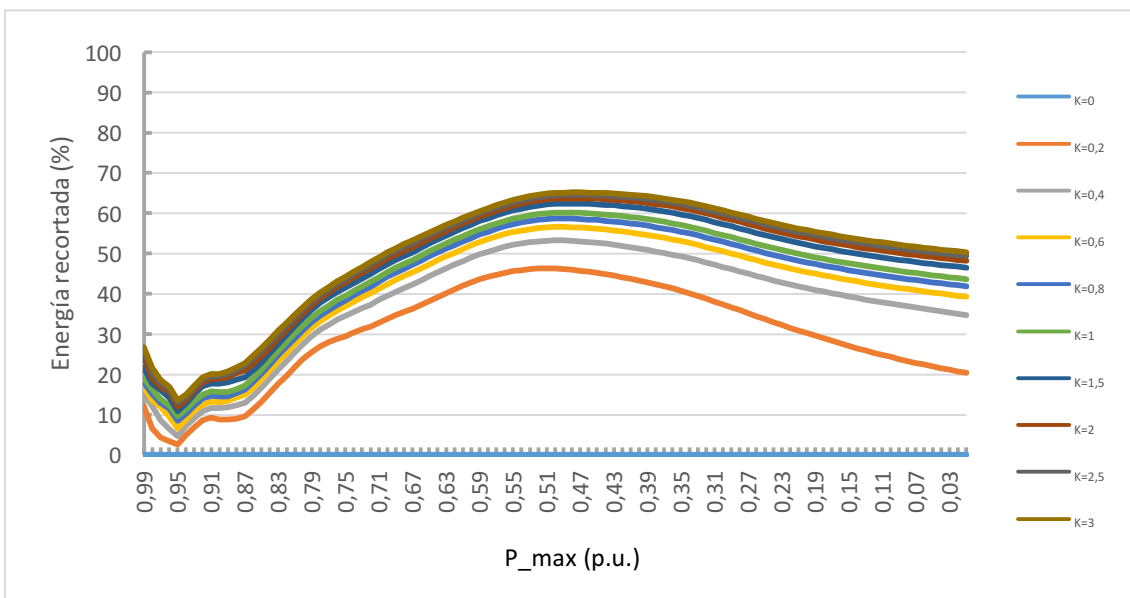


Gráfico 13: Energía recortada (%) en función de  $P_{max}$  (p.u.) para distintos valores de  $K$

El resto de curvas representan *Horas cumplidas* para un valor de  $K$  fijo. Para valores altos de  $P_{max}$  podemos observar como el valor  $K$  influye muy poco. Conforme  $P_{max}$  disminuye las diferentes curvas se separan, siendo superiores cuanto mayor es  $K$ . Todas ellas alcanzan un máximo en torno a  $P_{max}=0,5$  para posteriormente disminuir en mayor o menor medida.

Por otra parte, el *Gráfico 15* muestra las *Horas cumplidas en tanto por ciento* respecto de las *Horas necesarias*. Las curvas mostradas para diferentes valores de  $K$  muestran una extraña tendencia para los valores más altos de  $P_{max}$ . Para su explicación se muestran los valores en la *Tabla 3* para un factor  $K=0,3$ .

$P_{max}$	Horas necesarias	Horas cumplidas	% Horas cumplidas	Energía a recortar	Energía recortada	% Energía recortada
0,99	22	2	9,09	179,37	24,58	13,70
0,98	22	0	0	360,34	35,81	9,93
0,97	30	0	0	548,48	35,81	6,53
0,96	39	1	2,56	817,75	40,31	4,93
0,95	67	1	1,49	1305,70	48,53	3,71

Tabla 3: Valores asociados a los Gráficos 12, 13, 14 y 15 con  $K=0,3$

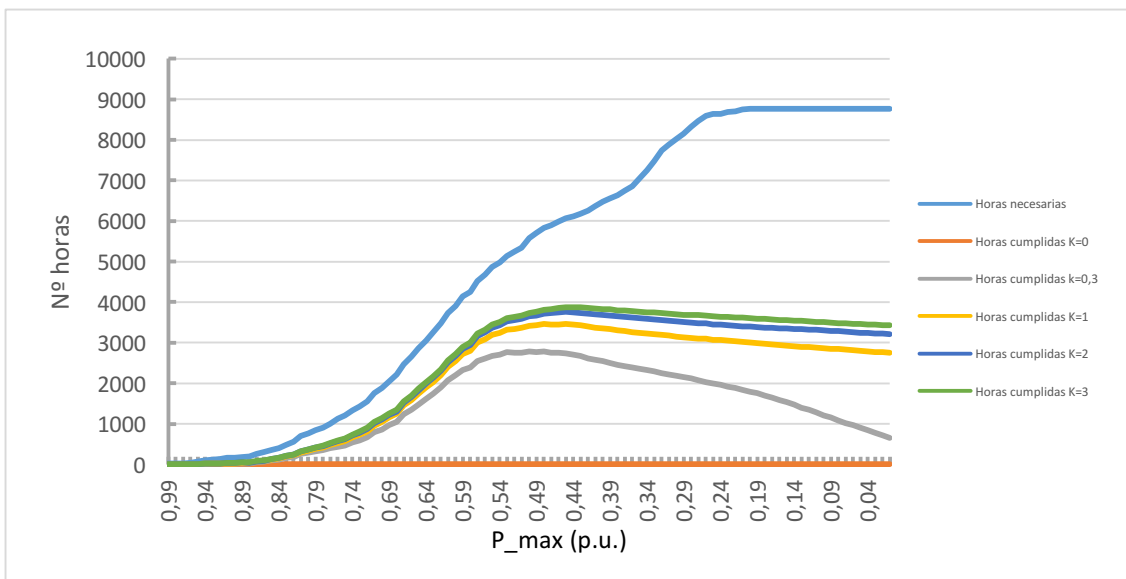


Gráfico 14: N° horas necesarias y n° de horas cumplidas en función de  $P_{max}$  (p.u.) para distintos valores de  $K$

Como se puede observar en esta tabla el cambio de  $P_{max}$  de 0,99 a 0,98 no supone un incremento en las *Horas necesarias*. Esto quiere decir que todas las horas que la demanda no supera el 99% del pico máximo tampoco superan el 98%. A diferencia de esto, son 2 horas las que se cumplen para  $P_{max}=0,99$  pero son 0 las horas cumplidas con  $P_{max}=0,98$ . Supone pues un descenso del *tanto por ciento de Horas cumplidas*. El hecho de que se reduzca el número de *Horas cumplidas* aun manteniéndose igual el número de *Horas necesarias* reside en la *Energía a recortar*. Aunque el número de *Horas necesarias* no aumente al pasar de  $P_{max}=0,99$  a  $P_{max}=0,98$ , la *Energía a recortar* si lo hace, aumentando hasta tal punto que la *Energía recortada* no consiga cumplir con el *Peak shaving*. Esta es la misma tendencia que ocurre con la *Energía recortada (%)* mostrada en el *Gráfico 13* para valores altos de  $P_{max}$ .

Cabe destacar sobre el *Gráfico 13* que aumentar el valor de  $K$  por encima de 2 apenas implica un aumento de la *Energía recortada (%)*.

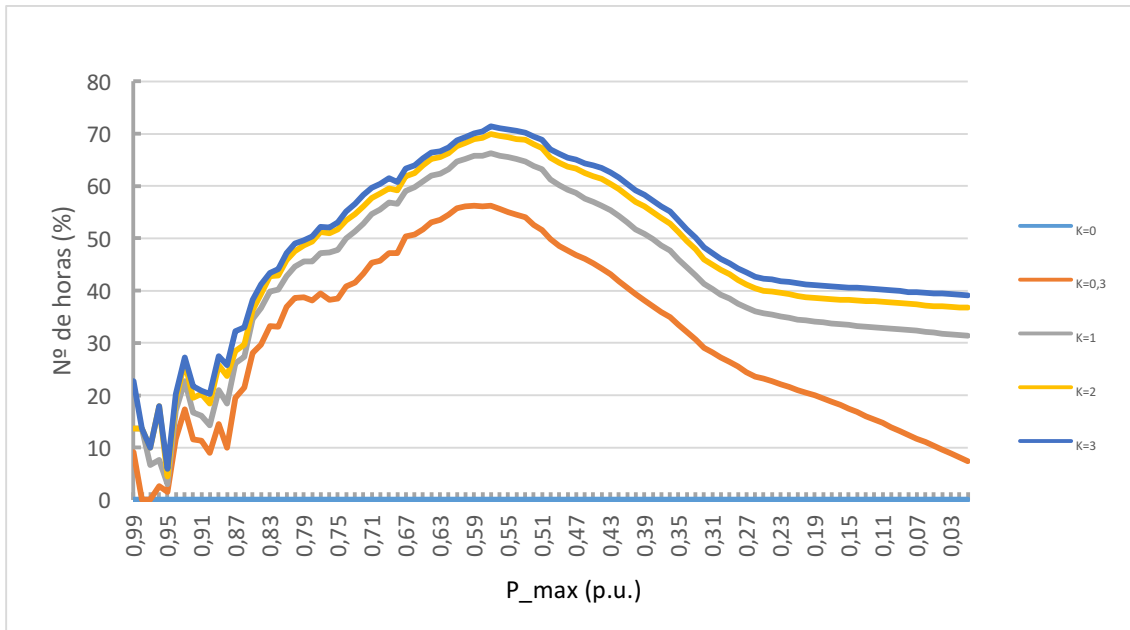


Gráfico 15: Horas cumplidas (%) en función de  $P_{max}$  (p.u.) para distintos valores de  $K$

El hecho de que suceda este tipo de tendencias en los valores altos de  $P_{max}$  es debido a la diferencia que existe entre el valor del máximo pico con el valor del siguiente pico más alto. Un alto *Load factor* en la demanda o la introducción de un sistema de almacenamiento podría eliminar esta tendencia.

### 2.3 INTRODUCCIÓN DEL SISTEMA DE ALMACENAMIENTO

Ya visto el análisis de la *Energía recortada* y la cantidad de *Horas cumplidas* de *Peak shaving* cuando solo disponemos de la generación fotovoltaica, se pretende ahora instalar un sistema de baterías cuyo método de gestión en la carga y descarga de las mismas nos lleve a unos mejores resultados.

Este sistema se caracteriza principalmente por la capacidad de las baterías, que en términos de energía se confunde con  $E_{battery,max}$  (ver *Parámetros de estudio*). En la literatura especializada es común encontrar la implementación de un modelo sencillo para el cálculo de la capacidad de la batería en términos de energía  $E_{battery,max}$  (Wh) para sistemas aislados de red. Este método es completamente válido también para instalaciones conectadas a red, claro está, obteniéndose un número  $D$  de días de autonomía menor que en los sistemas aislados [4].

La fórmula utilizada es la siguiente (9):

$$E_{battery,max} = \frac{110 Ct \left( \frac{Wh}{día} \right) D}{DOD (\%)} \quad (9)$$

Donde el valor 110 corresponde a un sobredimensionamiento del 10%,  $D$  es el número de días de autonomía,  $C_t$  (Wh/día) es el consumo medio diario y  $DOD$  (%) corresponde con la máxima profundidad de descarga de la batería, a partir de la cual descargar la batería puede ocasionar daños en la misma.

El valor  $C_t$  ha sido calculado sumando los valores de  $E, I$  (perfil de demanda extraído del BOE [5]) para todas las horas del año y multiplicando este valor por 24 (horas). En este documento el valor de  $C_t$  es 10958,40 Wh/día, que se mantendrá constante en todo momento.

El valor  $D$  será variable durante el estudio, pero para instalaciones aisladas de la red es común encontrarnos con valores comprendidos entre 4-6 días para viviendas e incluso valores de 10 días para aplicaciones profesionales [4].

Para baterías de Pb-Ac, el valor más usual en la máxima profundidad de descarga  $DOD$  (%) es del 70% mientras que para baterías de Ni-Cd las profundidades toman valores de hasta el 90% [5]. A lo largo de todo el estudio se utilizará un  $DOD=70\%$ , correspondiente a baterías de Pb-Ac.

Por ejemplo, tomando el valor de  $C_t$  comentado anteriormente, con un  $DOD = 70\%$  y para un día de autonomía de la batería ( $D=1$ ), la capacidad del sistema es de  $E, battery, max=17221,14$  Wh.

A continuación, se presentan los diferentes métodos de gestión y su análisis, desarrollados a partir del caso base (Caso 0) en el que no se tiene en cuenta la aplicación de las técnicas de *Peak shaving*. Se introduce así un nuevo parámetro de dimensionamiento, el número de días de autonomía de las baterías  $D$  (ver *Parámetros de estudio*), cuyo valor influirá en mayor o menor medida en la aplicación de las técnicas.

Cada tipo de gestión de carga y descarga de baterías lleva consigo un algoritmo implementado en las hojas de cálculo (ver *Anexo 2*) y que es explicado en cada uno de los casos. Además, todos los casos partirán con las baterías en un  $SoC = 90\%$  inicialmente.

### 2.3.1 Caso 0: Gestión de batería sin aplicar *Peak shaving*

El método de gestión de las baterías presentado a continuación se corresponde con el caso base a partir del cual se aplicarán en los casos siguientes las técnicas de *Peak shaving*

El algoritmo es el siguiente. En primer lugar se evalúa para cada hora si la energía demandada  $E, I$  es mayor o menor que la energía generada  $E, g$ . Si la demanda supera a la generación significa que la energía generada no es suficiente para abastecer la demanda. Para suplir la energía que queda, el siguiente paso es evaluar el estado de carga de la batería. Si el  $SoC$  es mayor que el  $SoC$  límite establecido previamente entonces se extrae esta energía de las baterías. Si aun llegando al  $SoC$  límite de la batería no se abastece la energía que queda, entonces es necesario recurrir a la red. En el caso de que la demanda  $E, I$  sea menor que la energía generada  $E, g$ , la demanda queda abastecida por completo y la energía excedente puede ser introducida en las baterías si no están cargadas completamente, o si lo están, ser inyectada a la red. Si la demanda es igual que la generación, entonces la demanda queda totalmente abastecida sin necesidad de intervención por parte de las baterías y/o la red.

El *Gráfico 16* muestra gráficamente lo explicado para  $K=0,5$ ;  $D=1$  y  $P_{max}=0,75$ ; donde se observa en la parte superior la demanda  $E, I$ , la generación  $E, g$ , la diferencia entre ellas  $E, need$  y la energía de red  $E, r$ ; y en la parte inferior el estado de carga  $SoC$  de la batería. Por ejemplo, para

el primer tramo de la gráfica vemos que la generación es igual a cero, entonces  $E_{need}$  corresponde a la demanda. Esta curva no coincide con la energía de red  $E_r$  pues la demanda se está abasteciendo de la batería. Esto se manifiesta en la disminución del SoC en la parte inferior de la gráfica.

Se puede ver claramente como este método de gestión no tienen en cuenta el propósito de recortar picos, simplemente tiene como objetivo reducir la dependencia con la red. El análisis de la influencia de los parámetros  $D$  y  $K$  sobre los parámetros  $AEA$ ,  $AEI$ ,  $RCL$  y  $Load Factor$  queda reservado para el Anexo 3.

Lo que sí puede ser interesante es analizar la *Energía recortada* y las *Horas cumplidas* si se estableciera una  $P_{max}$ , para conocer la cantidad de *Energía recortada* sin ni siquiera tener la intención de hacerlo.

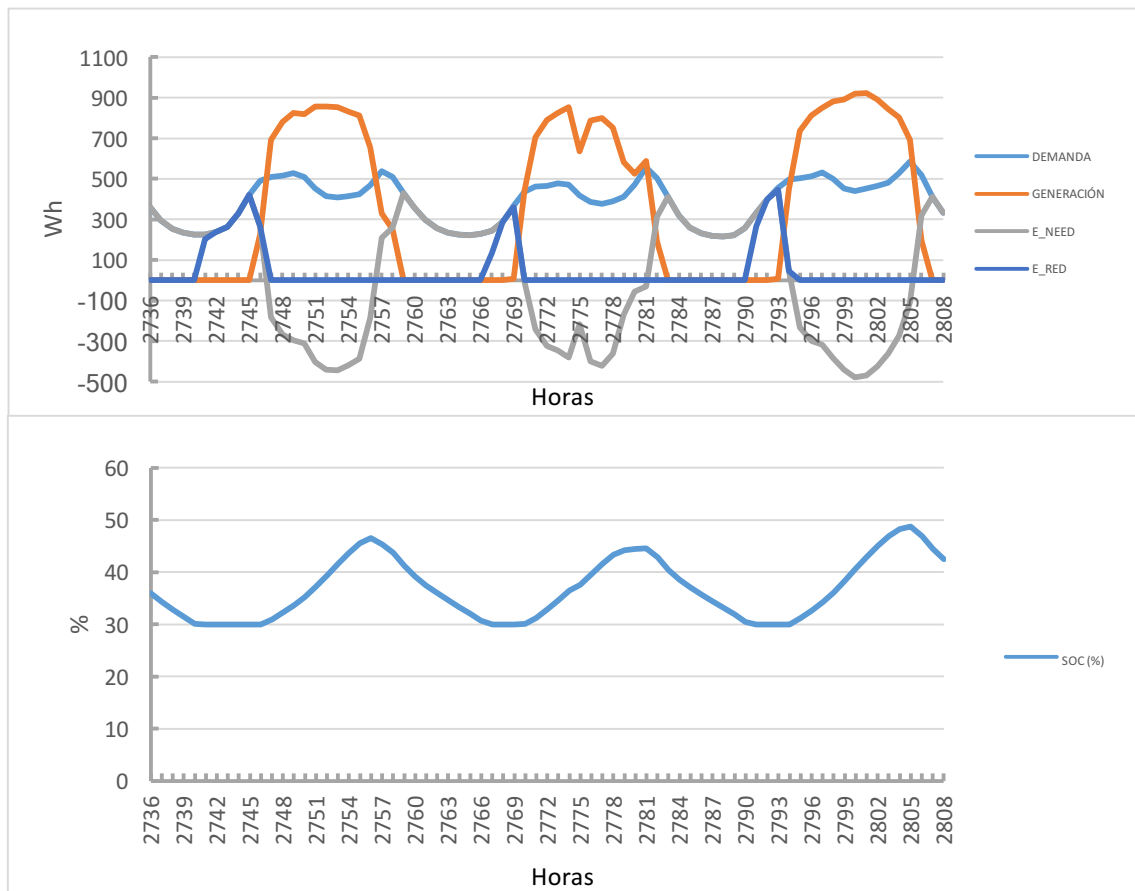


Gráfico 16: Ejemplo de operación Caso 0 con  $K=0,5$ ,  $D=1$  y  $P_{max}=0,75$ . Perfiles de energía (Wh, arriba) y SoC (% , abajo)

### 2.3.1.1 Influencia de $K$ y $D$ en la aplicación de Peak Shaving

Como se ha comentado antes, al introducir el sistema de baterías aparece una nueva variable a tener en cuenta, el tamaño de las baterías, representado con el *factor D* días de autonomía.

En primer lugar se pretende estudiar cómo influye el *factor D*, para un valor de *Peak shaving* fijo, en la *Energía recortada* (%) en función del *factor K*. El Gráfico 17 muestra esta influencia para distintos valores de  $D$  con una  $P_{max}=0,75$ . Se puede apreciar que para valores de  $K$  menores a  $0,3$  la influencia del tamaño de las baterías es despreciable, por lo que poner o no



baterías en este rango de  $K$  no es relevante. A partir de  $K=0,3$  las curvas empiezan a separarse. En este rango también se aprecia como a partir de  $D=0,2$ , aumentar el tamaño de las baterías no implica apenas un mayor porcentaje de *Energía recortada*. Comparando el valor que toma por ejemplo la curva  $D=0,2$  cuando  $K=0,8$  (*Energía recortada*= 58% aprox.) con el valor del *Gráfico 13* (cuando solo tenemos generación fotovoltaica) en  $P_{max}=0,75$  y  $K=0,8$ , (*Energía recortada* = 38% aprox.) observamos que aun sin pretender aplicar el *Peak shaving*, con una batería de tamaño  $D=0,2$  conseguimos aumentar en este caso un 20% de la *Energía recortada* en tanto por ciento.

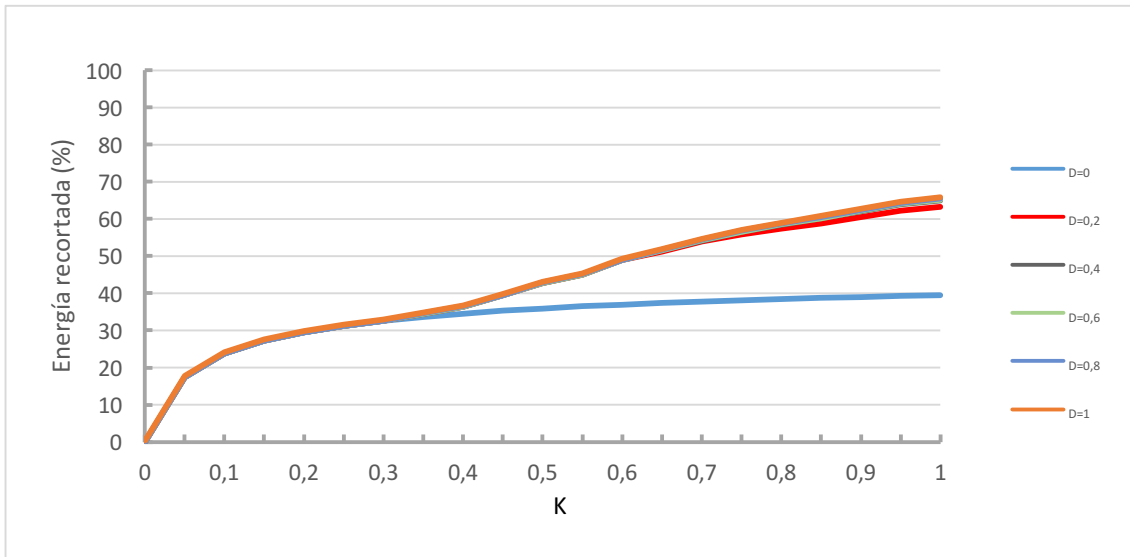


Gráfico 17: *Energía recortada (%) con  $P_{max}=0,75$  en función del factor  $K$  para distintos valores de  $D$  en el Caso 0*

Este hecho se muestra en el *Gráfico 18*, donde se representa la *Energía recortada (%)* para diferentes valores de  $K$  en función de la  $P_{max}$  escogida y para  $D=0,5$ . Así pues vemos que las diferentes curvas siguen la misma tendencia del *Gráfico 13* (cuando solo teníamos generación fotovoltaica) explicada anteriormente. En este caso ya se dispone de una batería con medio día de autonomía y se observa un incremento de la *Energía recortada* de casi un 20% en los valores más altos ( $P_{max}=0,5$  aprox.).

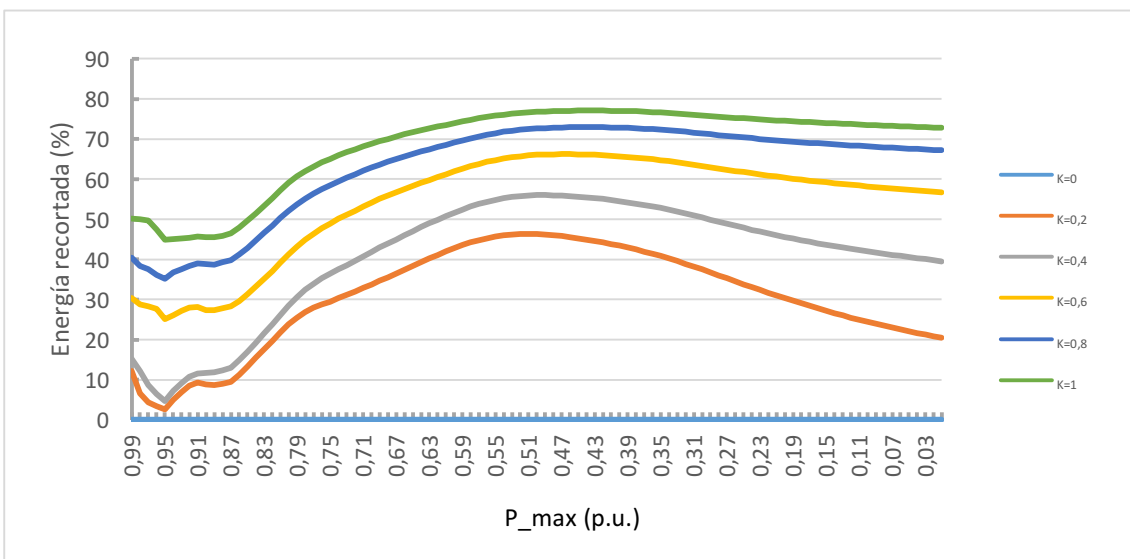


Gráfico 18: *Energía recortada (%) con  $D=0,5$  en función de  $P_{max}$  (p.u.) para distintos valores de  $K$  en el Caso 0*

### 2.3.2 Caso 1: Gestión de batería con carga cuando hay excedente de energía y descarga para Peak shaving

En este siguiente caso el algoritmo de carga y descarga de las baterías ya ha sido desarrollado en vistas de aplicar el *Peak shaving*. A grandes rasgos consiste en utilizar la batería cuando superemos el valor de  $P_{max}$  y cargarla cuando sobre energía.

Lo primero de todo se define la variable  $E_{need}$  como la diferencia entre la demanda y la generación, de este modo, la energía generada  $E_g$  va destinada a suplir la demanda. Si el valor de  $E_{need}$  es positivo (la generación no ha abastecido por completo la demanda) pero inferior a  $P_{max}$ , entonces la energía que resta se extrae de la red. En el caso de que  $E_{need}$  sea superior a  $P_{max}$  (valor impuesto para el *Peak shaving*) es necesario evaluar el  $SoC$  de la batería. Si este supera el  $SoC$  límite podemos acudir a la batería. La energía  $E_b$  extraída será tal que no descienda del  $SoC$  límite. Si esta energía extraída no es suficiente para suplir finalmente la demanda, será necesario acudir a la red incumpliendo así el *Peak shaving* (*hora incumplida*). Para el caso que  $E_{need}$  sea negativo se plantea la carga de la batería. Si el  $SoC$  no es el 100% se inyectará energía a la batería hasta conseguirlo. Cuando aun teniendo la batería totalmente cargada sobre energía, esta será inyectada a la red. El *Gráfico 19* muestra de forma gráfica este método de gestión para  $K=0,3$ ;  $D=0,5$  y  $P_{max}=0,5$ .

Con este modelo de gestión y los que siguen se pretende volver a estudiar los parámetros analizados en la sección 2.2.2 *Peak shaving con generación fotovoltaica* con el fin de intentar obtener mejores resultados a costa de la disminución del tamaño de los paneles y las baterías.

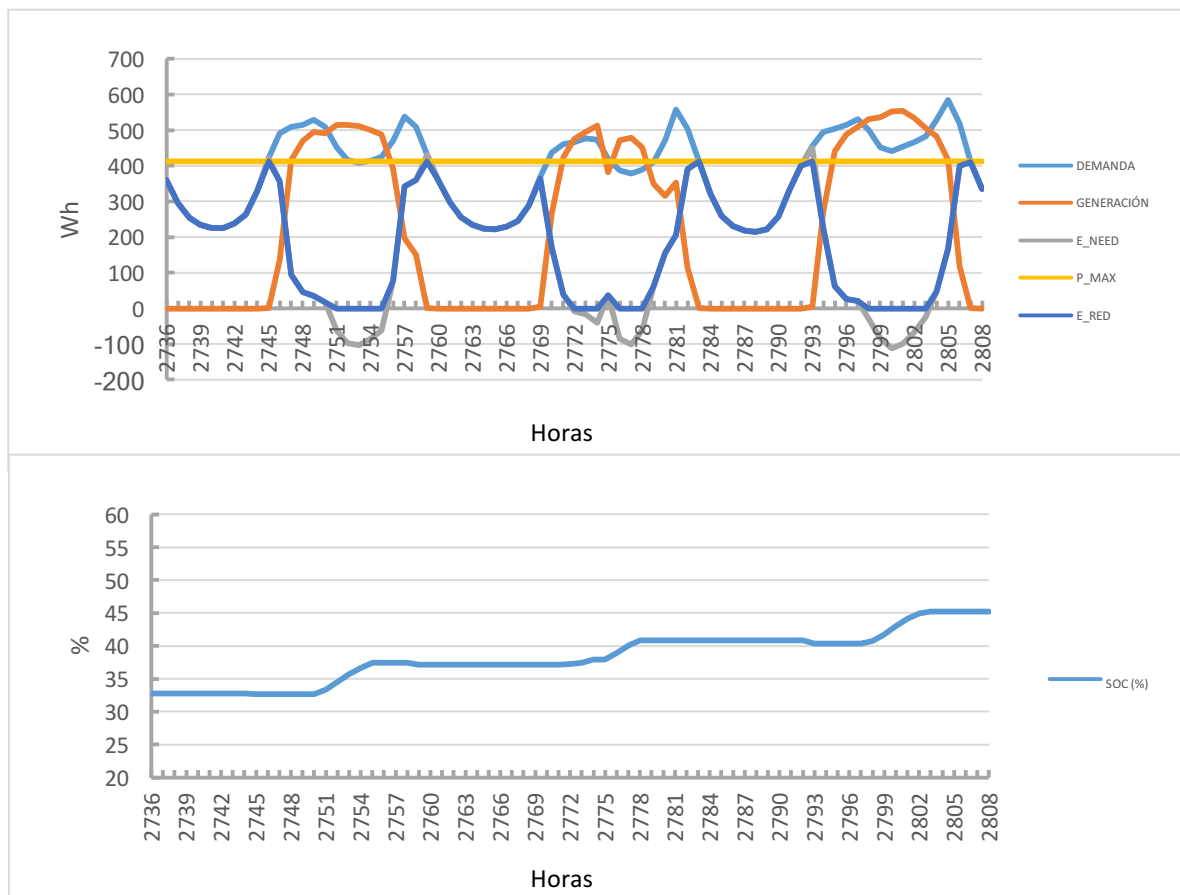


Gráfico 19: Ejemplo de operación Caso 1 con  $K=0,3$ ,  $D=0,5$  y  $P_{max}=0,5$ . Perfiles de energía (Wh, arriba) y  $SoC$  (% , abajo)

### 2.3.2.1 Influencia de K y D en los parámetros de red

Al introducir el sistema de almacenamiento mediante baterías es lógico pensar que la energía inyectada a la red, definida por el parámetro  $AEI$ , será menor con respecto al caso de tener únicamente generación fotovoltaica. Esto es debido a que la energía generada  $E_g$  sigue teniendo como objeto abastecer la demanda  $E_l$ , independientemente del valor de  $P_{max}$ . En el caso que esta generación supere a la demanda, existirá un excedente de energía que, para el caso de solo tener los paneles fotovoltaicos, era inyectada a la red. Al disponer ahora de las baterías está claro que parte de esa energía excedente ira destinado a cargarlas, por lo tanto se inyectará menos energía a la red. También es evidente que para un tamaño de batería dado, conforme aumenta el factor  $K$  el parámetro de  $AEI$  también lo hace.

Con la *Energía absorbida por la red (AEA)* ocurre lo mismo. Al disponer de baterías la energía absorbida se reducirá, ya que cuando la diferencia entre la demanda y generación supere un cierto valor  $P_{max}$  será la batería quien se encargue de suministrar la energía. Además, para un tamaño de baterías  $D$  dado, este parámetro se reducirá conforme aumente el tamaño de los paneles  $K$ .

Puesto que se reducen los flujos de  $E_r$  inyectada y absorbida, las pérdidas por conducción caracterizadas con el parámetro  $RCL$  también se reducirán con respecto al caso de tener únicamente generación fotovoltaica.

El problema reside en la poca reducción que sufren estos parámetros al introducir las baterías (ver *Gráfico 20*). Por ejemplo, para un valor de  $P_{max} = 0,75$  la *Energía a recortar* es de  $79000 \text{ Wh/año}$ . Este valor es la suma de toda la energía demanda  $E_l$  que supera el valor impuesto por  $P_{max}$ . Para un valor de  $K=0,3$  y sin baterías la *Energía absorbida de la red* es  $2829639,64 \text{ Wh/año}$  ( $AEA = 70,74\%$ ) mientras que para el mismo valor de  $K$  y un valor del factor  $D=0,02$  la *Energía absorbida de la red* es  $2826698,23 \text{ Wh/año}$  ( $AEA = 70,66\%$ ). Por lo tanto, añadir una batería de  $0,02$  días de autonomía supone una reducción de la *Energía absorbida de la red* de  $2941,41 \text{ Wh/año}$  ( $0,08\%$  reducido), que además corresponde con la energía total que sale de la batería anualmente. La *Energía recortada* para el caso de  $K=0,3$  y sin tener baterías es de  $25680,21 \text{ Wh/año}$ . Este valor se mantiene constante aunque añadamos baterías y aumentemos el número de días de autonomía. Dado que las baterías solo son utilizadas cuando la demanda sobrepasa el valor de  $P_{max}$ , se ve claro que la máxima energía que se va a poder extraer de ellas en este método de gestión, para un valor de  $K=0,3$  y  $P_{max}=0,75$ , es la diferencia entre la *Energía a recortar* y *Energía recortada* (sin baterías), en este caso  $79000-25680,21 = 53319,79 \text{ Wh/año}$ .

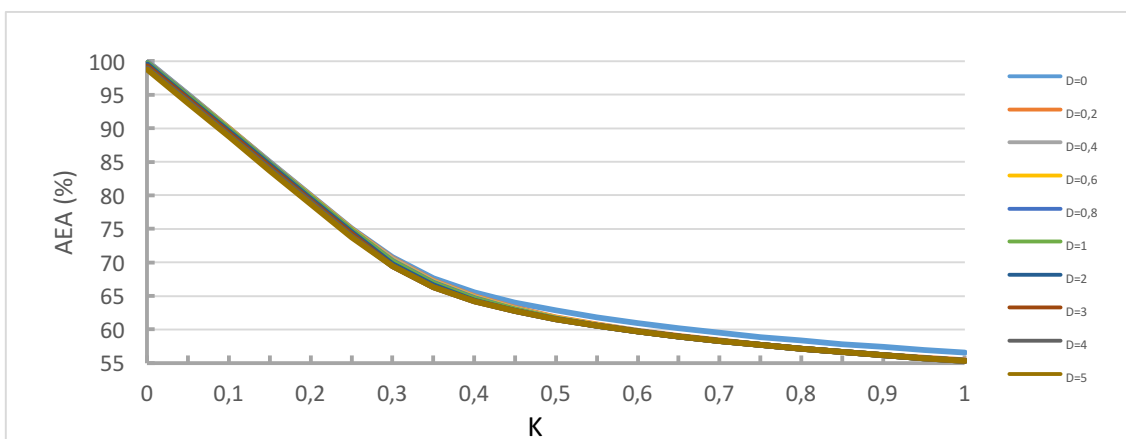


Gráfico 20: AEA(%) con  $P_{max}=0,75$  en función del factor  $K$  para distintos valores de  $D$  en el Caso 1

Además, esta energía coincide con la máxima energía que podemos dejar de absorber de la red, por lo que si aumentásemos el *factor D* hasta conseguirla ( $D=3,3$ ) el *AEA* que obtendríamos sería de  $69,40\%$  (reducción de un  $1,36\%$  respecto de solo tener generación fotovoltaica). Por más que se aumenten los días de autonomía no se conseguiría disminuir el *AEA* por debajo de este valor con  $P_{max}=0,75$  y  $K=0,3$ . Entonces, cuanto menor sea  $P_{max}$ , mayor cantidad de *Energía a recortar* habrá y la influencia del tamaño de las baterías será mayor en la reducción de *AEA*.

Con la *Energía inyectada a la red (AEI)* ocurre algo similar. Las horas donde hay un excedente de energía no dependen del tamaño de las baterías, ni siquiera del valor de  $P_{max}$ , sino únicamente depende de que la diferencia entre la demanda  $E,l$  y la energía generada  $E,g$  sea negativa. Por lo tanto, el único factor que puede influir en la cantidad de energía excedente y en las horas que se da es el tamaño de los paneles.

Puesto que el tamaño de las baterías no influye a penas en los parámetros *AEA* y *AEI*, tampoco lo hará en las pérdidas de red *RCL*.

Atendiendo ahora al *Load Factor*, si fijamos un valor de  $P_{max}=0,75$  y graficamos diferentes valores del *factor D* en función del *factor K* obtenemos el *Gráfico 21*. Si ponemos la vista en la curva  $D=0$  vemos como sigue una tendencia similar a la explicada en la sección 2.2.1.1 *Influencia del azimut* correspondiente al *Gráfico 7*. Conforme aumenta el tamaño de las baterías  $D$  se observa una extraña tendencia para valores superiores a  $D=0,4$ . En los valores más bajos de  $K=[0-0,25]$  todas las curvas siguen una tendencia similar a la curva  $D=0$ . Además, se aprecia como para  $D>2$  el *Load factor* aumenta con respecto al resto de curvas conforme se aumenta  $D$ . Conforme superamos el valor  $K=0,25$ , la curva  $D=5$  sufre un crecimiento repentino al que le siguen el resto de curvas conforme aumenta  $K$ . A partir de  $K=0,5$  las diferentes curvas toman una tendencia similar a la curva  $D=0$ , entrando en esta dinámica los valores más bajos de  $D$  cuando el *factor K* es mayor. En el último intervalo de valores de  $K = [0,6-1]$  se aprecia como todas las curvas con  $D>0$  son coincidentes y además proporcionan un *Load factor* menor que para  $D=0$ .

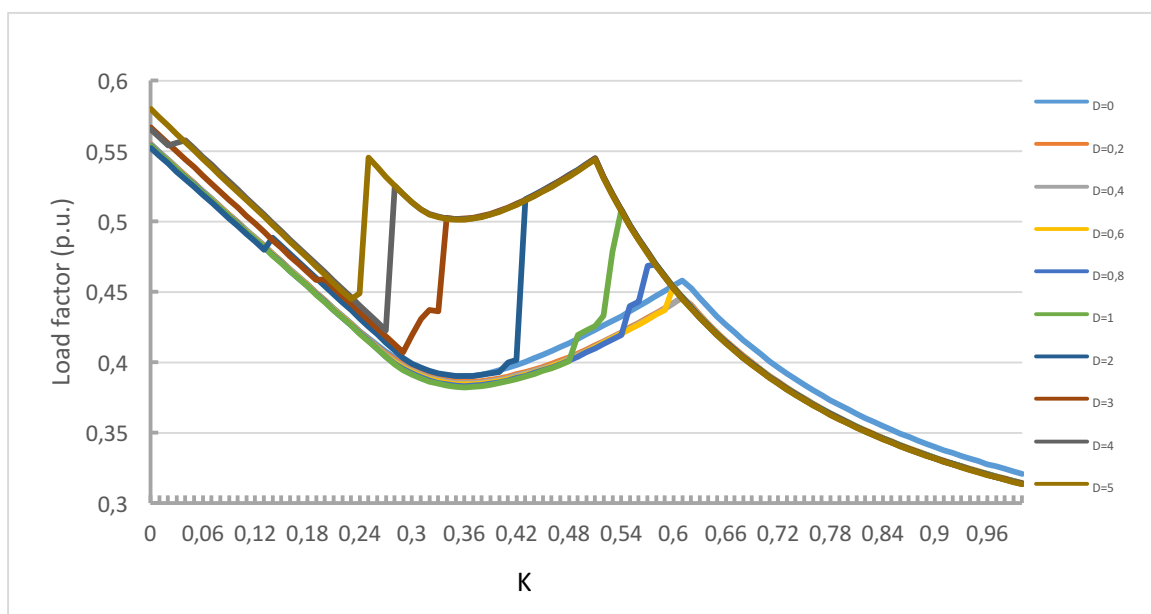


Gráfico 21: Load factor (p.u.) con  $P_{max}=0,75$  en función del factor  $K$  para distintos valores de  $D$  en el Caso 1

La influencia que  $P_{max}$  tiene sobre los parámetros de red analizados en esta sección cuando se fija uno de los factores de dimensionamiento  $K$  y  $D$  queda reservada para el Anexo 4. Como se puede apreciar en el mismo, los valores de  $P_{max}$  donde la influencia es considerable sobre  $AEA$ ,  $AEI$ ,  $RCL$  y  $Load\ factor$  es el rango de los valores más bajos, es decir, donde se aplicaría un *Peak shaving* que recortaría más de la mitad del pico máximo y que a efectos prácticos no es considerado.

### 2.3.2.2 Influencia de $K$ y $D$ en la aplicación de Peak Shaving

Con el nuevo método de gestión de las baterías implementado se espera una considerable mejora en la cantidad de *Energía recortada*. En la sección 2.2.2 *Peak shaving con generación fotovoltaica* hemos podido observar la imposibilidad de conseguir un correcto *Peak shaving* aun aumentando infinitamente el factor  $K$ , obteniendo una gran cantidad de horas incumplidas y valores menores al 100% en la *Energía recortada (%)*. Ahora este problema se ha solventado. El Gráfico 22 muestra la *Energía recortada %* para un valor de  $P_{max} = 0,75$ , mostrando la variación de las curvas con diferente factor  $D$  en función del factor  $K$ .

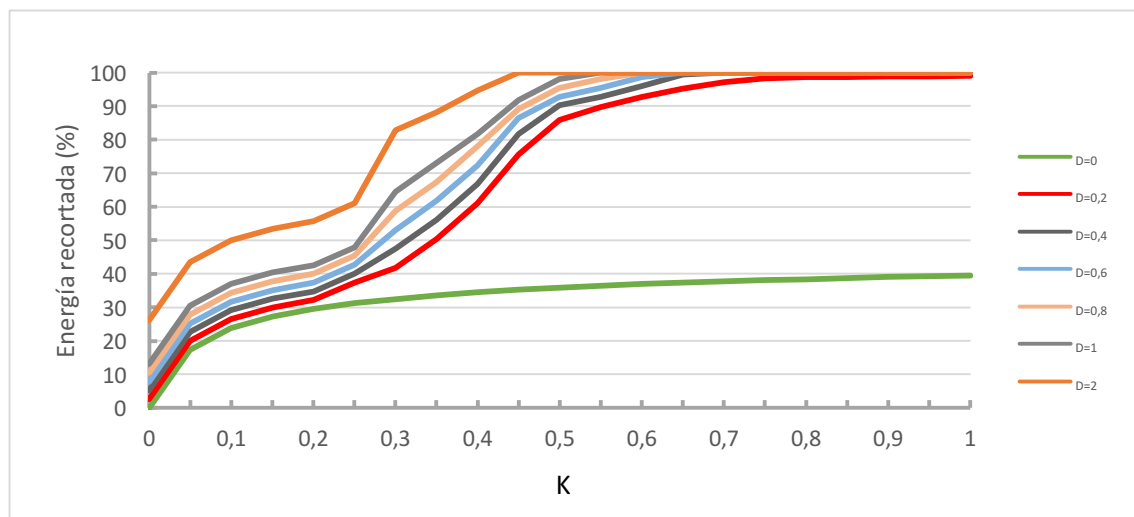


Gráfico 22: Energía recortada (%) con  $P_{max}=0,75$  en función del factor  $K$  para distintos valores de  $D$  en el Caso 1

En esta gráfica podemos ver como ya existen tamaños de baterías y de paneles cuya combinación permiten conseguir un 100% de *Energía recortada*. Además, esta combinación no implica grandes tamaños si no que estos valores son menores que 1. La tendencia de las curvas es similar a la de una "S" conforme aumenta el factor  $K$ . Cuando se aumenta el número de días de autonomía el valor máximo que toma cada curva se desplaza a valores de  $K$  más bajos.

La cuestión ahora es conocer para que valores de  $P_{max}$  se consigue el 100% y cómo influyen los tamaños de baterías y paneles. El Gráfico 23 muestra para un factor  $K=0,5$  diferentes curvas del factor  $D$  en función del valor de  $P_{max}$ . Para  $D=0$ , correspondiente al caso de no tener baterías, la curva sigue la misma tendencia del Gráfico 13 explicada en la sección 2.2.2 *Peak shaving con generación fotovoltaica*. En el momento de introducir baterías ( $D>0$ ) esta tendencia cambia favorablemente. Se puede ver como en los valores más altos de  $P_{max}$  se consigue el 100% en la *Energía recortada*.

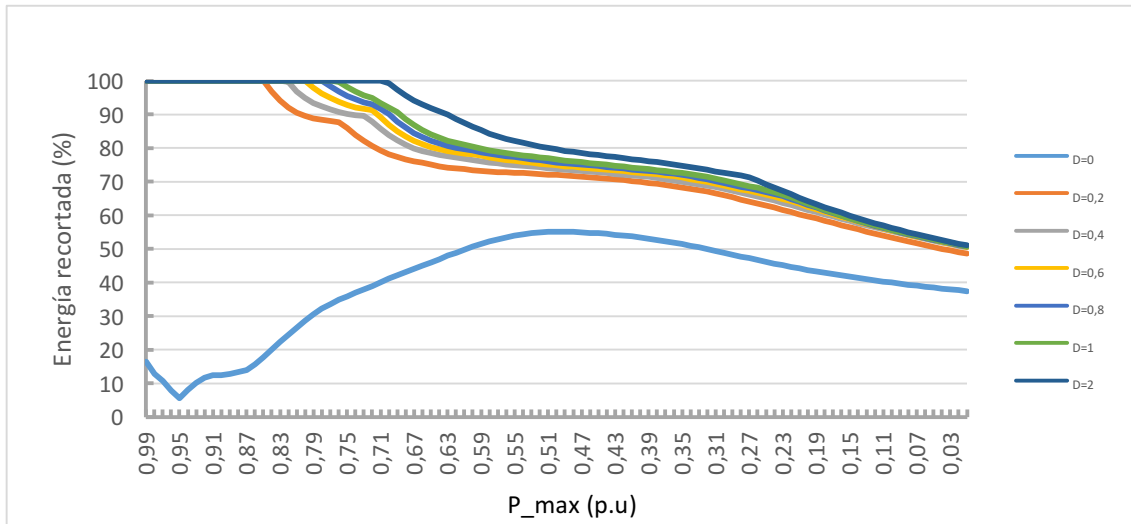


Gráfico 23: Energía recortada (%) con  $K=0,5$  en función de  $P_{max}$  (p.u.) para distintos valores de  $D$  en el Caso 1

Esta nueva tendencia en los valores altos de  $P_{max}$  es debida a que la cantidad de *Energía a recortar* impuesta por  $P_{max}$  es suficientemente baja como para que baterías con bajos días de autonomía sean capaces de realizar el *Peak shaving* sin horas de incumplimiento, es decir, consiguiendo un 100% en la *Energía recortada*. Cuanto mayor es el *factor D* observamos que el 100% se mantiene para valores menor de  $P_{max}$ , llegando a un punto en el que cada una de las curvas entra en una dinámica descendiente por el hecho de aumentar la *Energía a recortar* sin poder recortarla por completo, pudiendo ser debido a un  $SoC=30\%$  en las horas que es necesario recortar.

Fijando ahora el número de días de autonomía en  $D=0,5$  y representando las curvas para diferentes valores de  $K$  en función del valor de  $P_{max}$  (ver Gráfico 24) observamos algo muy interesante. Cuando  $K=0$ , caso de no tener paneles fotovoltaicos, existe un rango de  $P_{max}$  donde la *Energía recortada* es del 100%. Esto se traduce en que es posible prescindir de los paneles fotovoltaicos, con este método de gestión de baterías, y conseguir aplicar correctamente el *Peak shaving*.

En realidad este hecho surge de partir inicialmente con un  $SoC = 90\%$  de las baterías. Sabemos que para  $K=0$  no existirá energía excedente que pudiera usarse para cargar la batería, por lo tanto la batería solo se descarga. Para entender mejor este concepto es necesario hablar de valores numéricos concretos. Para un valor  $D=0,5$  la capacidad de la batería es de  $E_{battery,max}= 8610,57 Wh$ . Tomando un valor de  $P_{max}$  en el rango donde tenemos un 100% de *Energía recortada* para  $K=0$ , por ejemplo,  $P_{max}= 0,92$ , la *Energía a recortar* es de  $3744,43 Wh$ . Puesto que partimos con un  $SoC=90\%$ , tenemos en la batería  $7749,513 Wh$ , suficiente para abastecer toda la energía necesaria sin sobrepasar el *SoC límite*.

Por lo tanto, si partimos con un *SoC inicial del 90%* y sin tener paneles fotovoltaicos, un aumento en el *factor D* implicará un mayor rango de  $P_{max}$  con el 100% de *Energía recortada*.

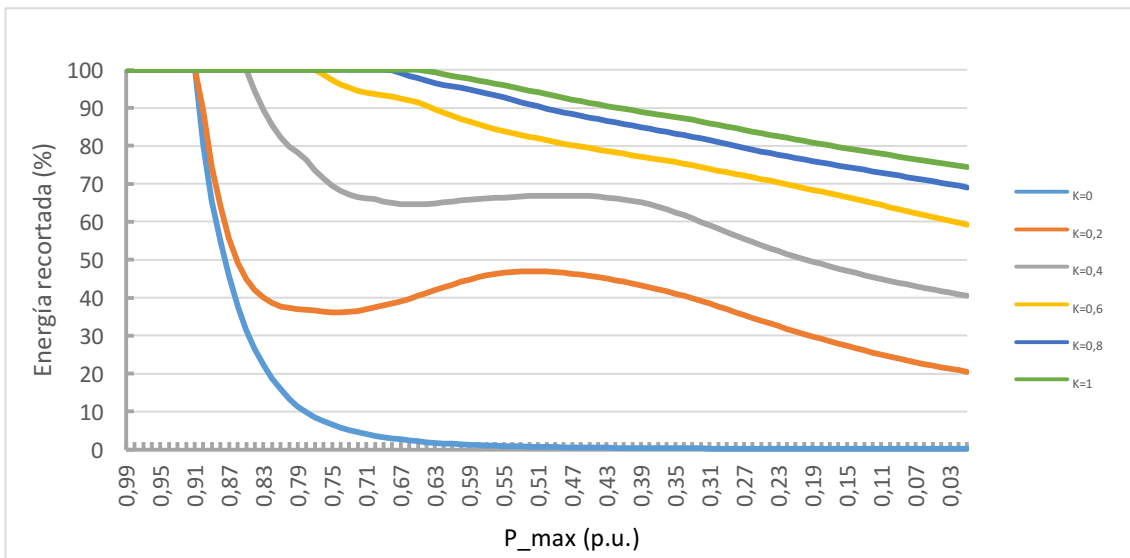


Gráfico 24: Energía recortada (%) con  $D=0,5$  en función de  $P_{max}$  (p.u.) para distintos valores de  $D$  en el Caso 1

### 2.3.3 Caso 2: Gestión de batería con carga absorbiendo de la red y descarga para aplicar Peak shaving

En esta ocasión se parte del *Caso 1* para realizar una modificación en la carga de la batería. En el caso anterior la batería se cargaba cuando había un excedente de energía ( $E_{need}$  negativo). Ahora se plantea cargar la batería extrayendo la energía de la red, siempre que no se supere el valor de  $P_{max}$  y no este cargada totalmente.

En primer lugar se vuelve a evaluar  $E_{need}$  (de nuevo utilizando la generación para suplir la demanda). Cuando es mayor que cero, pero menor que  $P_{max}$  se evalúa el  $SoC$  de la batería, si este es menor que el 100% entonces se carga la batería absorbiendo energía de la red sin superar el valor de  $P_{max}$ . Así pues, se aumenta la energía absorbida de la red en este rango de operación para cargar la batería. Si  $E_{need}$  supera el valor de  $P_{max}$  la forma de operar es exactamente igual que en el *Caso 1*, acudiendo a la batería si no está descargada y extraer la energía necesaria. Si aun así no suplimos toda la energía necesaria entonces incumplimos el *Peak shaving*. Cuando  $E_{need}$  es menor que cero entonces la energía excedente será inyectada prioritariamente en la batería y si está cargada, será inyectada a la red.

El Gráfico 25 muestra de forma gráfica este método de gestión para  $K=0,3$ ;  $D=0,5$  y  $P_{max}=0,4$ .

#### 2.3.3.1 Influencia de $K$ y $D$ en los parámetros de red

Como ya se ha comentado en la descripción de este caso, ahora la carga de las baterías no solo se realiza cuando hay un excedente de energía si no que ahora se absorbe energía de la red cuando la batería no está cargada totalmente para cargarla al 100% sin superar en ningún momento el valor de  $P_{max}$  impuesto para el *Peak shaving*. Esto implica un casi seguro incremento en el parámetro  $AEA$  que sería necesario analizar.

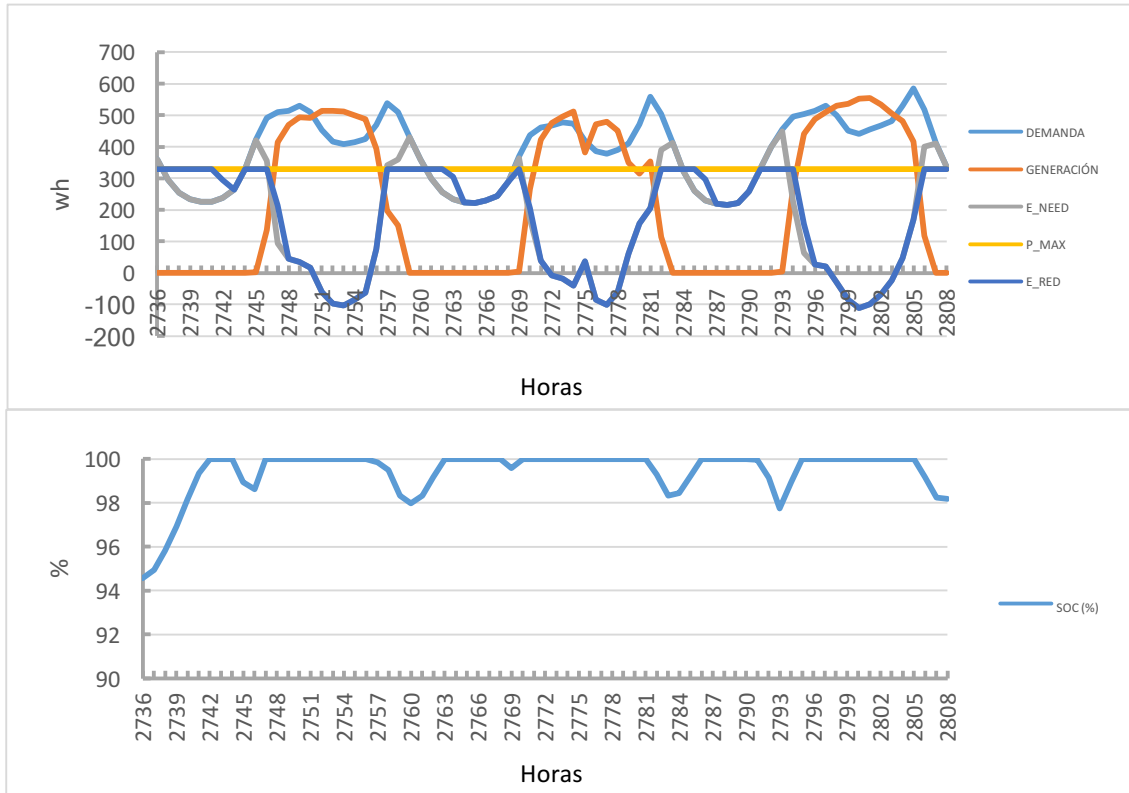


Gráfico 25: Ejemplo de operación Caso 2 con  $K=0,3$ ,  $D=0,5$  y  $P_{max}=0,4$ . Perfiles de energía (Wh, arriba) y SoC (% , abajo)

Además, puesto que antes inyectábamos energía a la red cuando existía un excedente de energía y la batería estaba totalmente cargada, ahora cabe la posibilidad de que aumente el parámetro  $AEI$  por ser más probable que en los momentos que haya un excedente de energía la batería este cargada totalmente. Los cambios en estos dos parámetros implicarán también variaciones en el parámetro  $RCL$ .

Aunque lo comentado anteriormente es cierto, siguiendo el mismo razonamiento que en el caso anterior se concluye que la influencia del tamaño de las baterías cuando se fija un valor de  $P_{max}$  y se varía el tamaño de los paneles es insignificante en los parámetros  $AEA$ ,  $AEI$  y  $RCL$ .

Analizando el *Load factor* de la misma forma que en el anterior caso, observamos que con el nuevo método de gestión en las baterías conseguimos eliminar la influencia del tamaño de las mismas, además de aumentar considerablemente su valor con respecto a no tener baterías (ver Gráfico 26). La tendencia de las curvas es similar a la curva  $D=0$  explicada anteriormente en este documento.

Para el rango  $K < 0,6$  observamos que el *Load factor*, cuando tenemos baterías ( $D > 0$ ), es casi en todo momento mayor que el *Load factor* de partida ( $K=0$ ,  $D=0$ ). Además, comparando esta gráfica con la presentada en la sección 2.3.2 Caso 1: *Gestión de batería con carga cuando hay excedente de energía y descarga para Peak shaving* correspondiente con el Gráfico 21 vemos que es posible conseguir mayores valores de *Load factor* para los mismos tamaños de paneles y menores tamaños de baterías.



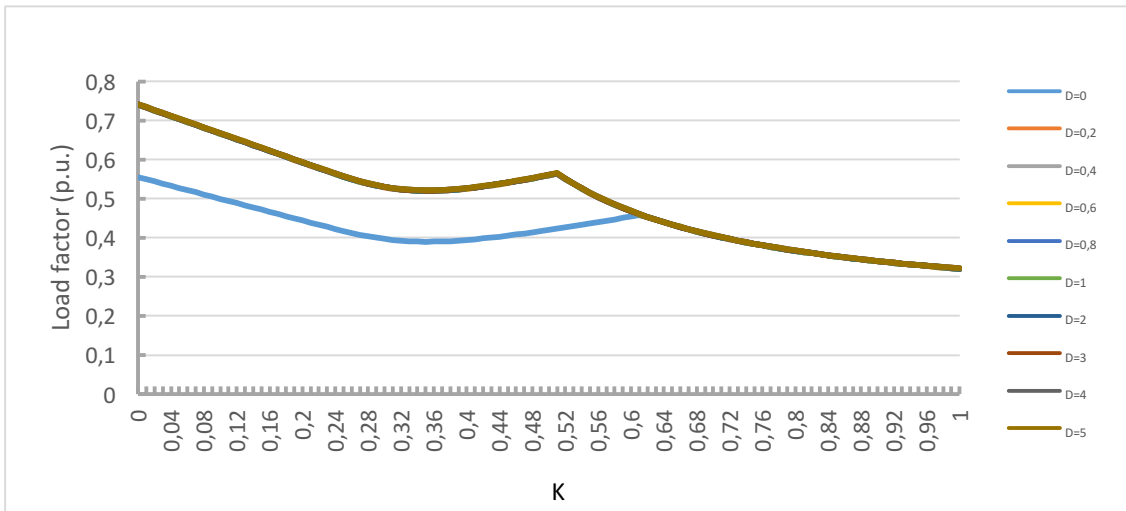


Gráfico 26: Load factor (p.u.) con  $P_{max}=0,75$  en función del factor  $K$  para distintos valores de  $D$  en el Caso 2

De nuevo la influencia de  $P_{max}$  en estos parámetros queda reservada para el Anexo 4 donde se comparan los resultados con el resto de los casos.

### 2.3.3.2 Influencia de $K$ y $D$ en la aplicación de Peak shaving

Dado que este nuevo método de gestión parte del método presentado en el Caso 1 al que se le ha introducido una modificación en vistas de mejorar la implementación del Peak shaving, lo que se va a realizar a continuación es la comparación de estos dos casos para analizar las posibles mejoras que aparecen.

De manera similar al caso anterior, el Gráfico 27 muestra la Energía recortada (%) para un valor de  $P_{max}=0,75$ , mostrando las diferentes curvas del factor  $D$  en función del factor  $K$ . Ahora vemos como  $D=0,15$  ya conseguimos el 100% para todos los valores de  $K$ . Esto implica que con un  $P_{max}=0,75$  y un factor  $D$  igual o superior a  $0,15$  se podría prescindir el instalar los paneles fotovoltaicos.

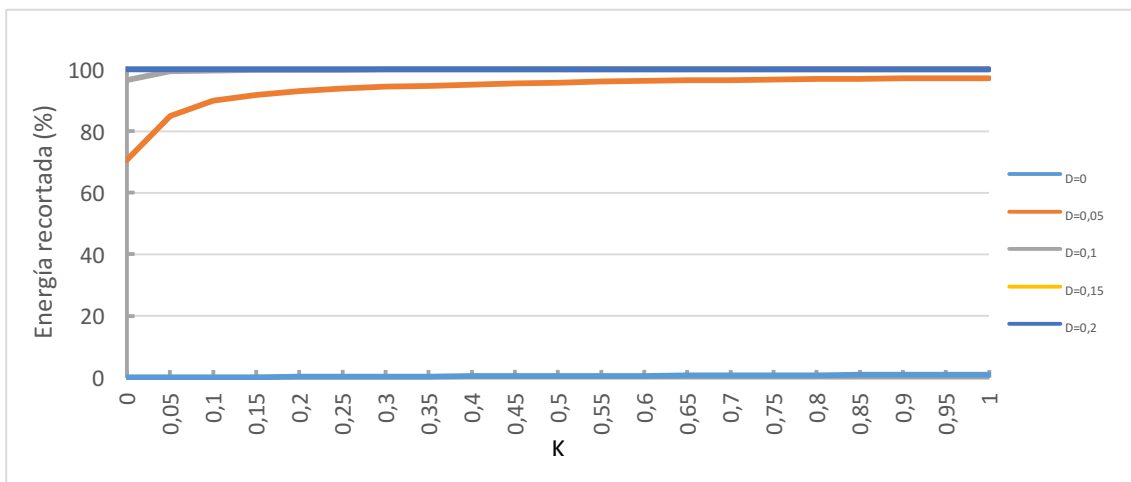


Gráfico 27: Energía recortada (%) con  $P_{max}=0,75$  en función del factor  $K$  para distintos valores de  $D$  en el Caso 2

De nuevo la cuestión es analizar el rango de  $P_{max}$  en el cual se consigue el 100% en función de los tamaños de baterías y paneles, y si se ha mejorado con respecto al caso anterior. El *Gráfico 28* muestra la *Energía recortada (%)* para un valor  $D=0,5$  mostrando las curvas para diferentes valores de  $K$  en función de  $P_{max}$ . Comparándola con el *Gráfico 24* del *Caso 1* vemos que las curvas siguen la misma tendencia, pero estas se han desplazado considerablemente hacia la derecha. Ahora se consigue un mayor intervalo de  $P_{max} = [0,99-0,70]$  en el que no es necesario tener paneles fotovoltaicos ( $K=0$ ) para conseguir el 100%. Si lo que se quiere es ampliar este rango de  $P_{max}$  es necesario instalar los paneles y aumentar el tamaño de estos.

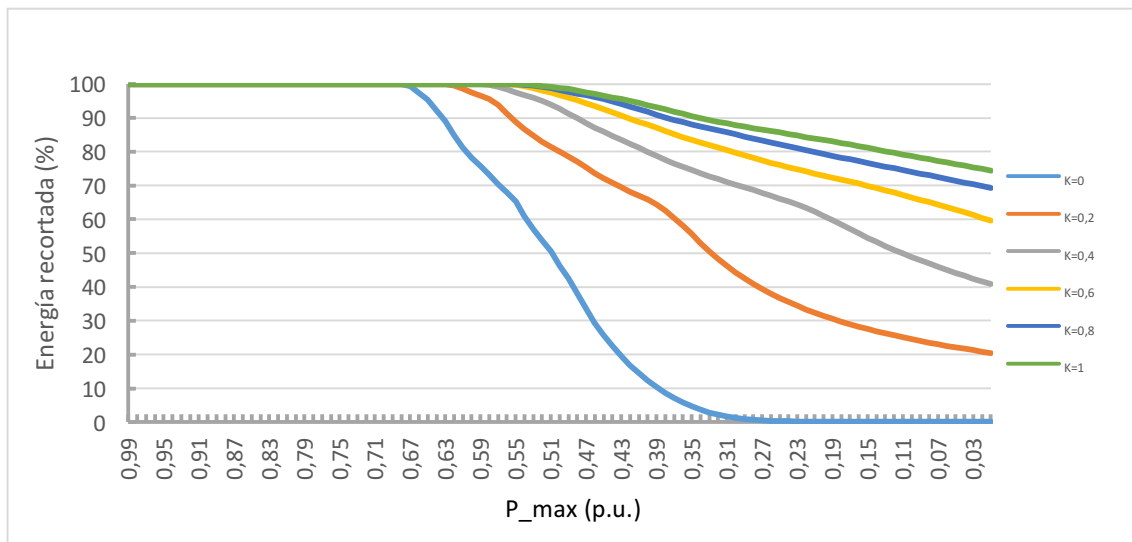


Gráfico 28: Energía recortada (%) con  $D=0,5$  en función de  $P_{max}$  (p.u.) para distintos valores de  $K$  en el Caso 2

Si graficamos de nuevo la *Energía recortada (%)* fijando el valor  $K=0,5$  y variando  $P_{max}$  para diferentes curvas del factor  $D$  (ver *Gráfico 29*), y la comparamos con el *Gráfico 23* del *Caso 1* vemos que se mantiene la misma tendencia, pero se aumenta también el rango de  $P_{max}$  con *Energía recortada=100%*.

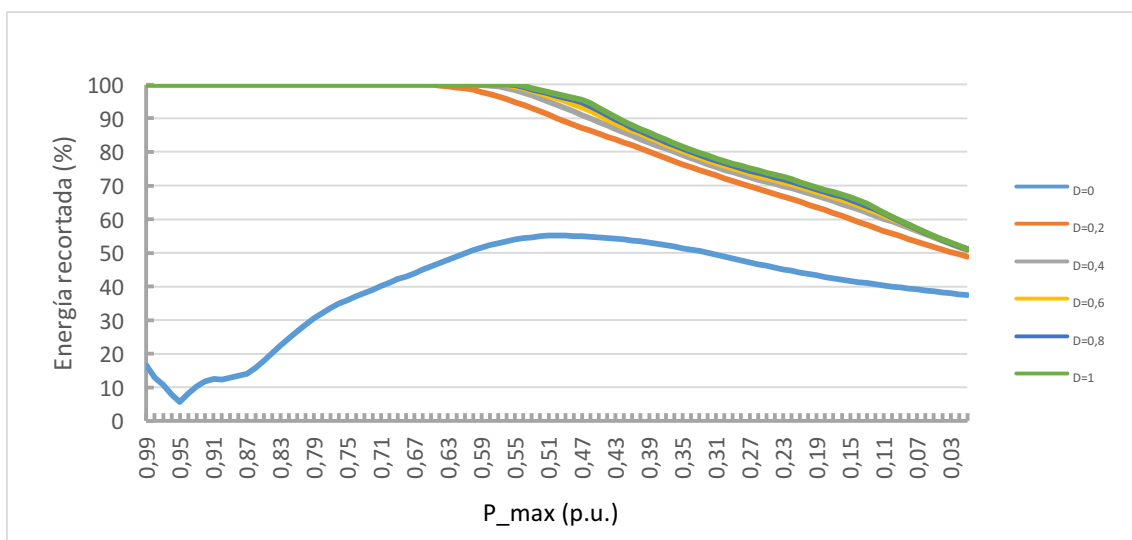


Gráfico 29: Energía recortada (%) con  $K=0,5$  en función de  $P_{max}$  (p.u.) para distintos valores de  $D$  en el Caso 2

### 2.3.4 Caso 3: Gestión de batería con Load leveling y Peak shaving

Para este último caso se introduce una nueva variable  $P_{min}$  (ver *Parámetros de estudio*) que permite establecer un valor máximo de *Energía absorbida a la red* a la hora de cargar las baterías establecida en el método del *Caso 2*. De esta forma cuando la demanda  $E_d$  sea inferior al valor impuesto por  $P_{min}$  y la batería no este cargada se absorberá energía de la red para cargarla. Consiste en una estrategia similar al *Load leveling* sin tener en cuenta las horas donde el precio de la energía es bajo.

El algoritmo usado es el siguiente. Cuando  $E_{need}$  es mayor que  $P_{max}$  se opera de la misma forma que en el resto de los casos. Si  $E_{need}$  es menor que  $P_{max}$  pero mayor que  $P_{min}$  entonces la energía necesaria se abastece de la red. Ahora bien, si  $E_{need}$  es inferior a  $P_{min}$  entonces evaluamos el *SoC* de la batería. Si no está cargada totalmente se absorbe más energía de la red para inyectarla en la batería sin superar el valor de  $P_{min}$ . Por último, si el valor de  $E_{need}$  está por debajo de cero entonces la energía excedente se inyecta a la batería y si está cargada, a la red.

Como en el resto de los casos, el *Gráfico 30* muestra este método de manera gráfica para un valor de  $K=0,15$ ,  $D=0,5$ ,  $P_{max}=0,5$  y  $P_{min}=0,3$ .

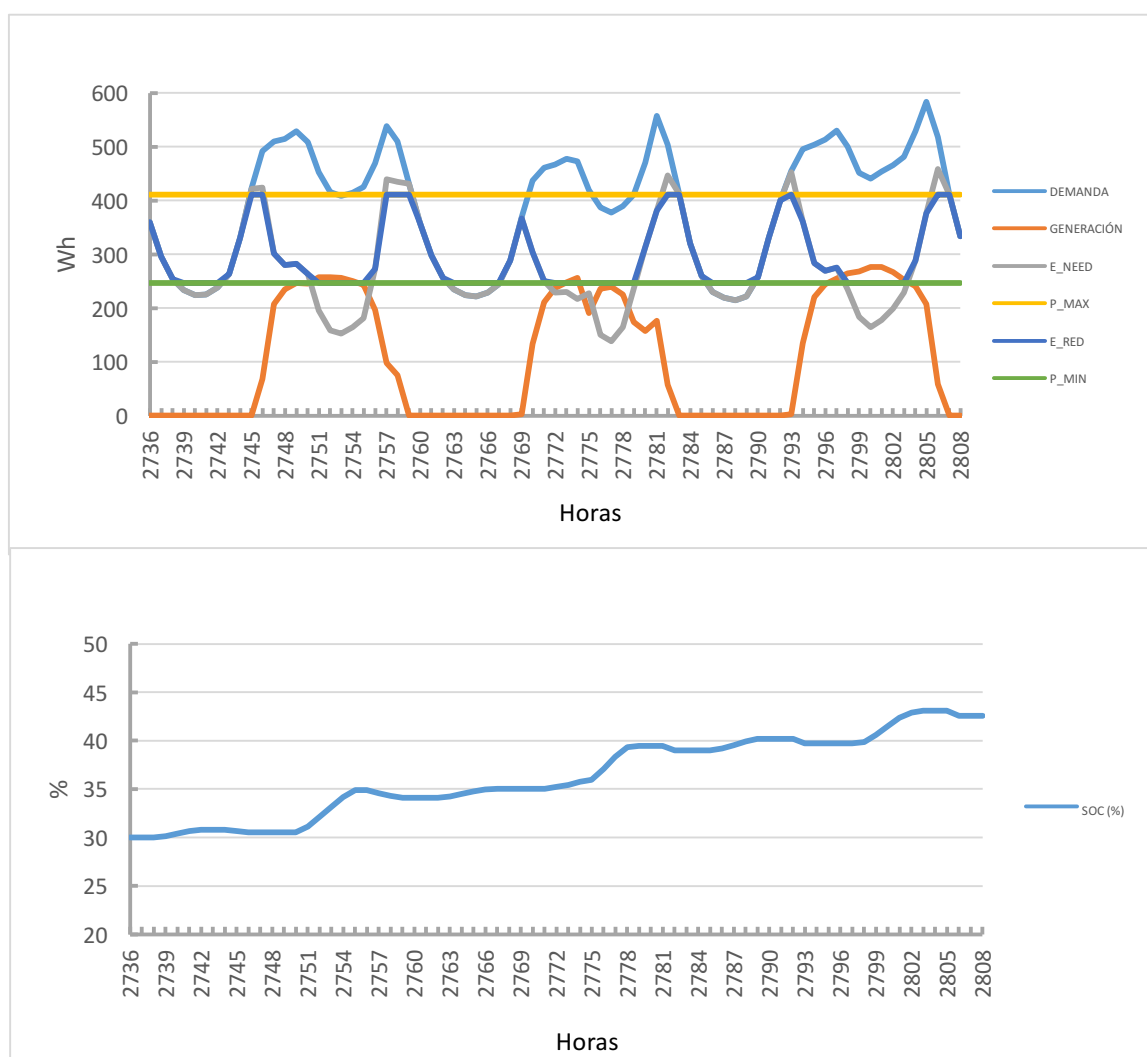


Gráfico 30: Modelo de gestión de baterías Caso 3

#### 2.3.4.1 Influencia de K y D en los parámetros de red

Por la misma razón que en los casos anteriores la influencia del tamaño de las baterías sobre los parámetros AEA, AEI y RCL cuando se fija  $P_{max}$  en función de K es insignificante para este caso también. La influencia de  $P_{max}$  queda reservada para el Anexo 4 como en el resto de los casos.

Así pues, en esta sección solo analizaremos el parámetro *Load factor*, comparándolo con el resto de casos para ver si existe mejora alguna. El Gráfico 31 muestra este parámetro, el cual sigue una tendencia muy similar al presentado en el Gráfico 21 de la sección 2.3.2 Caso 1: *Gestión de batería con carga cuando hay excedente de energía y descarga para Peak shaving*. En comparación con este caso observamos como ahora se consiguen valores más altos de *Load factor* en las mismas condiciones. Comparando también con el Gráfico 26 presentado en la sección 2.3.3 Caso 2: *Gestión de batería con carga absorbiendo de la red y descarga para aplicar Peak shaving* podemos observar que a diferencia de este caso, de nuevo el tamaño de las baterías tiene cierta influencia en el *Load factor*.

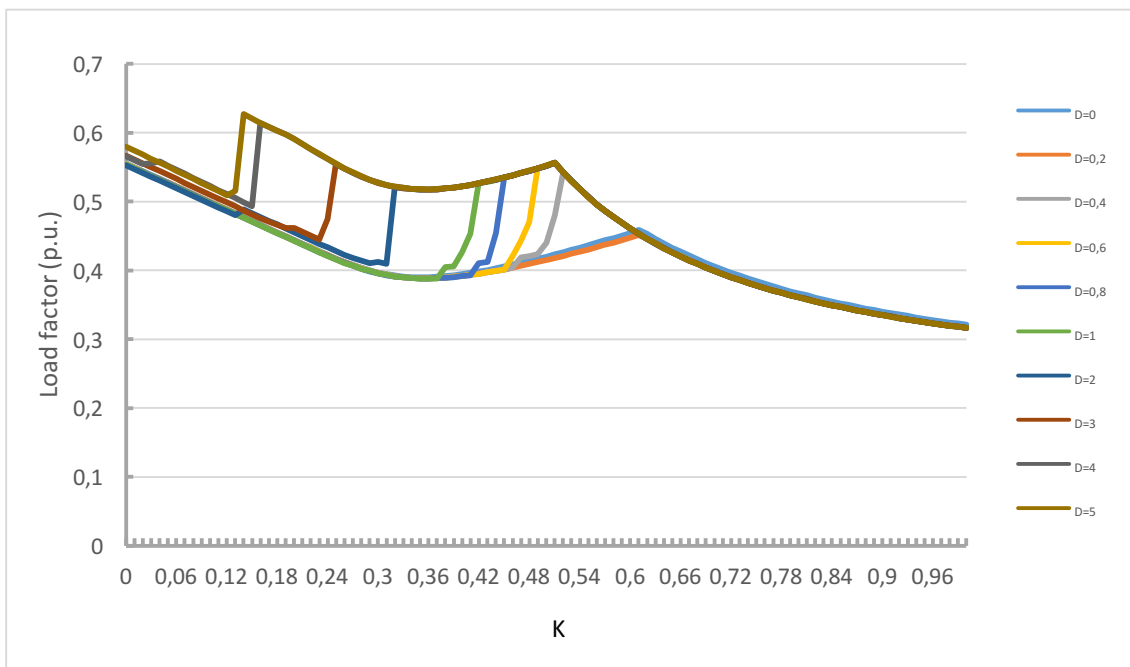


Gráfico 31: Load factor (p.u.) con  $P_{max} = 0,75$ ,  $P_{min}=0,25$  en función del factor K para distintos valores de D en el Caso 3

#### 2.3.4.2 Influencia de K y D en la aplicación de Peak shaving

Puesto que este último método de gestión parte del Caso 1 al que se le ha introducido una nueva variable  $P_{min}$  para la aplicación de *Peak shaving* y *Load leveling* conjuntamente, es lógico pensar que el análisis presentado en la sección 2.3.2 Caso 1: *Gestión de batería con carga cuando hay excedente de energía y descarga para Peak shaving* es perfectamente válido para este nuevo caso, y ciertamente lo es. Por ello no es necesario presentar de nuevo este análisis.

Lo que se pretende analizar en este apartado es la influencia que tiene la nueva variable  $P_{min}$ . Es evidente que la variación de  $P_{min}$  corresponde a un rango de  $P_{min}=[P_{max} - 0]$  pues esta debe ser menor que  $P_{max}$ . También es resaltable que cuando  $P_{min}=P_{max}$  el método corresponde al Caso 2 mientras que si  $P_{min}=0$  entonces el método corresponde al Caso 1.

El Gráfico 32 muestra la *Energía recortada (%)* fijando los valores  $P_{max}=0,75$ ,  $D=0,5$  en función de  $P_{min}$  para distintas curvas de  $K$ . Analizando este gráfico observamos para los valores  $K < 1$  conforme disminuye  $P_{min}$  el valor de *Energía recortada (%)* disminuye. La explicación de esta tendencia reside en que al disminuir el valor de  $P_{min}$  también lo hace la cantidad de energía posible para cargar las baterías. Por lo tanto habrá determinados momentos donde no haya suficiente  $E, b$  en la batería para conseguir un *100% en la Energía recortada*. Se observa pues que para valores de  $K > 1$  se consigue el *100%* para todo el rango de  $P_{min}$  con un valor de  $P_{max}=0,75$  y  $D=0,5$ .

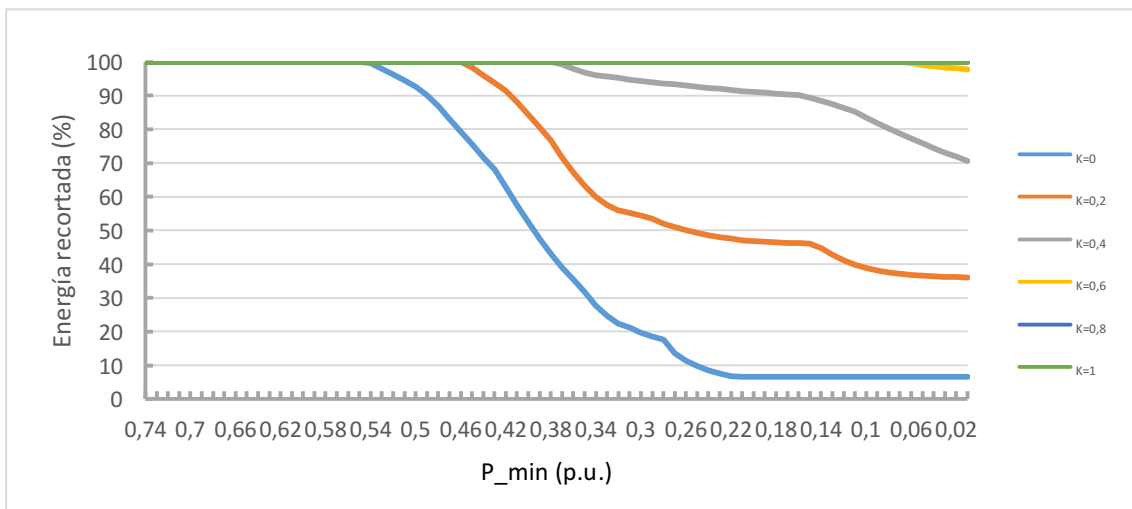


Gráfico 32: *Energía recortada (%)* con  $P_{max}=0,75$  y  $D=0,5$  en función de  $P_{min}$  (p.u.) para diferentes valores de  $K$

Si ahora en vez de fijar el tamaño de los paneles fijamos el tamaño de las baterías en  $D=0,5$  se obtiene el Gráfico 33. En él podemos observar como para los valores más altos de  $P_{min}$  se consigue un *100%* de *Energía recortada* para todos los valores de  $D$ . Realmente hay que analizar el rango de bajos valores de  $P_{min}$  que será el que se aplique en la práctica. En este rango vemos como al aumentar el *factor D* cada vez se consigue el *100%* en valores más bajos de  $P_{min}$ . Aun así, para un valor de  $D=1$  todavía no se consigue el *100%* en todo el rango de  $P_{min}$ .

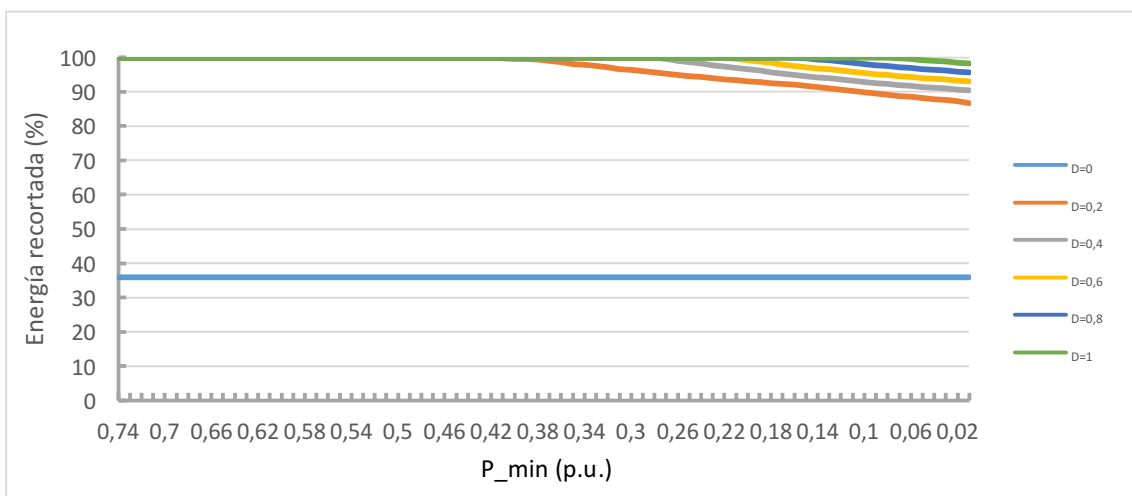


Gráfico 33: *Energía recortada (%)* con  $P_{max}=0,75$  y  $K=0,5$  en función de  $P_{min}$  (p.u.) para diferentes valores de  $D$

## 2.4 ANÁLISIS DE LA VIDA ÚTIL DE LAS BATERIAS

Como ya se ha especificado en la sección 2.3 *Introducción al sistema de almacenamiento*, el tipo de baterías utilizadas en este estudio corresponden a baterías de Plomo-Ácido. El funcionamiento de este tipo de baterías corresponde al explicado en el *Anexo 5*.

Las baterías sujetas a ciclos de carga y descarga profundos suelen sufrir su envejecimiento principalmente por la degradación de las masas activas positivas. El número de ciclos de vida que se suele encontrar en la hoja de características de las baterías ronda por lo general entre 300 y 2000 ciclos completos, y son obtenidos mediante pruebas de laboratorio en condiciones estándar. No obstante, el uso que se le da en este estudio a las baterías supone unas condiciones de los ciclos de carga y descarga muy diferentes a las condiciones estándar y la duración real de la batería puede ser muy diferente [9].

Por todo ello, se plantea en esta sección el cálculo de la vida útil de las baterías para cada uno de los métodos de gestión propuestos anteriormente. Para ello es necesario tener definida la curva del *Estado de carga SoC (%)* a lo largo de todo el año. En la bibliografía especializada se pueden encontrar diferentes métodos para su cálculo donde se tiene en cuenta la función del controlador de carga. En el *Anexo 5* se mencionan los diferentes métodos existentes y se explica detalladamente la función del controlador de carga.

En este estudio la curva de *SoC (%)* se ha calculado de manera simplificada aplicando el balance de energía al punto común (PC) del modelo de la instalación (ver *Figura 1*), obteniendo así el flujo de  $E, b$  en todas las horas del año. Esta simplificación es una aproximación suficiente para obtener una buena estimación de la vida útil de las baterías.

Existen diferentes modelos para el cálculo de la vida útil de las baterías como pueden ser *Equivalent full cycles to failure*, *“Rainflow” cycles counting*, *The Schiffer weighted Ah-throughput model*, etc (ver *Anexo 5*). El modelo escogido para este documento es el correspondiente al *“Rainflow” cycles counting*. Este método consiste en contar los *Ciclos de carga y descarga  $Z_i$*  correspondientes a cada rango de *DOD (profundidad de descarga)* para todo el año, dividido en  $m$  intervalos. Para cada uno de estos intervalos existe un número de *Ciclos hasta la rotura  $CF_i$*  obtenidos de la *Figura 3*. La duración de la batería en años es calculada mediante la siguiente expresión (10) [9]:

$$Life_{bat} = \frac{1}{\sum_{i=1}^m \frac{Z_i}{CF_i}} \quad (10)$$

Para el cálculo de los *Ciclos de carga y descarga  $Z_i$*  es necesario definir de principio a fin la curva del *Estado de carga SoC (%)* durante todo el año. Una vez definida, los valores de  $Z_i$  corresponderán al número de ciclos equivalentes de la batería en cada periodo. El cálculo de los mismos consiste en barrer toda la curva del *SoC (%)* guardando los valores de los picos y los valles de la misma. Con estos valores se obtienen los ciclos enteros y los semi-ciclos con sus correspondientes amplitudes (*DOD*).

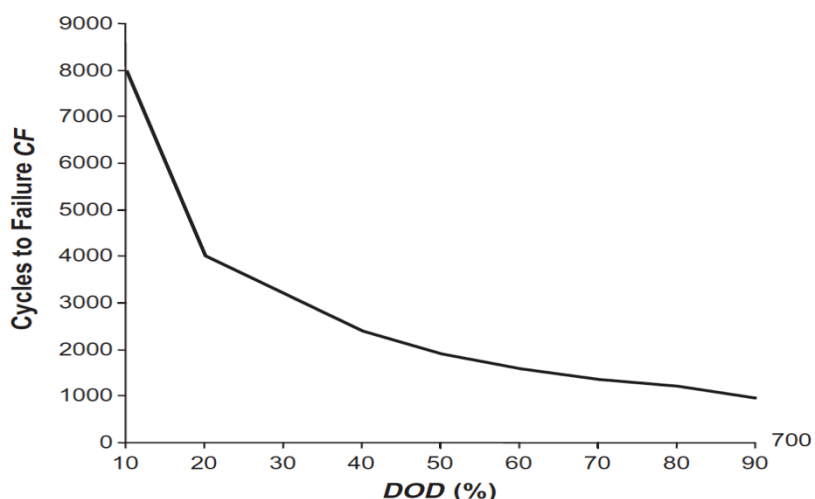


Figura 3: CF vs. DOD (%)

Para implementar este cálculo en el estudio se ha utilizado una Hoja de cálculo ya desarrollada y encontrada al realizar la revisión bibliográfica [10]. El funcionamiento de esta hoja de cálculo es el presentado en el Anexo 7.

La Tabla 4 recoge los resultados obtenidos al calcular la vida útil de las baterías en los casos propuestos en el estudio con diferentes valores de  $K$  y  $D$ .

VIDA ÚTIL (años)			D		
			0,5	1	1,5
Caso 0	K	0,5	14,6	16,36	17,6
		1	8,23	12,2	13,9
		1,5	7,37	11,06	12,84
Caso 1	K	0,5	45,31	46,53	47,11
P_max=0,75		1	37,46	38,45	38,72
		1,5	35,21	35,97	36,15
Caso 2	K	0,5	26,58	26,98	27,09
P_max=0,75		1	27,41	27,81	27,91
		1,5	27,79	28,18	28,28
Caso 3	K	0,5	38,74	40,19	40,57
P_max=0,75		1	34,57	35,35	35,55
P_min=0,25		1,5	34,16	34,82	35

Tabla 4: Resultados de vida útil con el método Rainflow para diferentes valores de  $K$  y  $D$  en los distintos casos

Estos resultados han sido comparados con los expuestos en el Anexo 5 extraídos del artículo *Comparison of different lead-acid battery lifetime prediction models for use in simulation of stand-alone photovoltaic systems* [9], pues en este artículo uno de los métodos usados para el cálculo de la vida útil de las baterías es el método *Rainflow* (ver Tabla 7 del Anexo 5)

A la vista de los resultados vemos como para el *Caso 0* en el que no se aplica la estrategia del *Peak shaving*, la vida útil calculada mediante este método resulta similar a la estimada por el artículo comentado anteriormente. Pese a la concordancia en los resultados, estos valores de vida útil son algo superiores a los que realmente se están dando en la práctica actualmente. Podemos observar como al aumentar los días de autonomía con un *factor K* fijo, la vida útil de las baterías aumenta mientras que aumentar el *factor K* con un valor del *factor D* fijo, la vida útil disminuye.

Para el resto de los casos, en los cuales sí se aplica el *Peak shaving*, los resultados obtenidos difieren mucho de la realidad. La explicación es que debido al uso que se da a las baterías en estos casos, gran parte del año las baterías se encuentran inactivas y con un estado de carga del 100%. Este estado de la batería se denomina *Estado de flotación* y supone la necesidad de proporcionar la energía necesaria para compensar el fenómeno de autodescarga que sufren este tipo de baterías. Los fabricantes de baterías suelen proporcionar la vida útil de las baterías en estado de flotación y a una temperatura de 20º.

Así pues, los resultados que nos proporciona el método *Rainflow* para los *casos 1,2 y 3* han sido considerados como no válidos y se considerará como valor estimado de vida útil el correspondiente al límite dado por el fabricante. No obstante, es interesante analizar cómo influyen los parámetros *K*, *D*, *P\_max* y *P\_min* en la cantidad de tiempo que la batería se encuentra en estado de flotación o descargada completamente. Para ello se han obtenido histogramas que representan el porcentaje de horas durante el año en las que la batería se encuentra en un *SoC (%)* determinado en función de los parámetros citados anteriormente.

A continuación se muestran estos histogramas para el método de gestión de baterías presentado en la sección 2.3.1 *Caso 1: Gestión de batería con carga cuando hay excedente de energía y descarga para Peak shaving*. Partiendo de un caso base con  $K=0,5$ ,  $D=0,5$  y  $P_{max}=0,75$  (ver *Gráfico 34*), se ha aumentado alternativamente uno de los parámetros manteniendo los otros dos fijos para poder analizar su influencia (ver *Gráficos 35,36 y 37*).

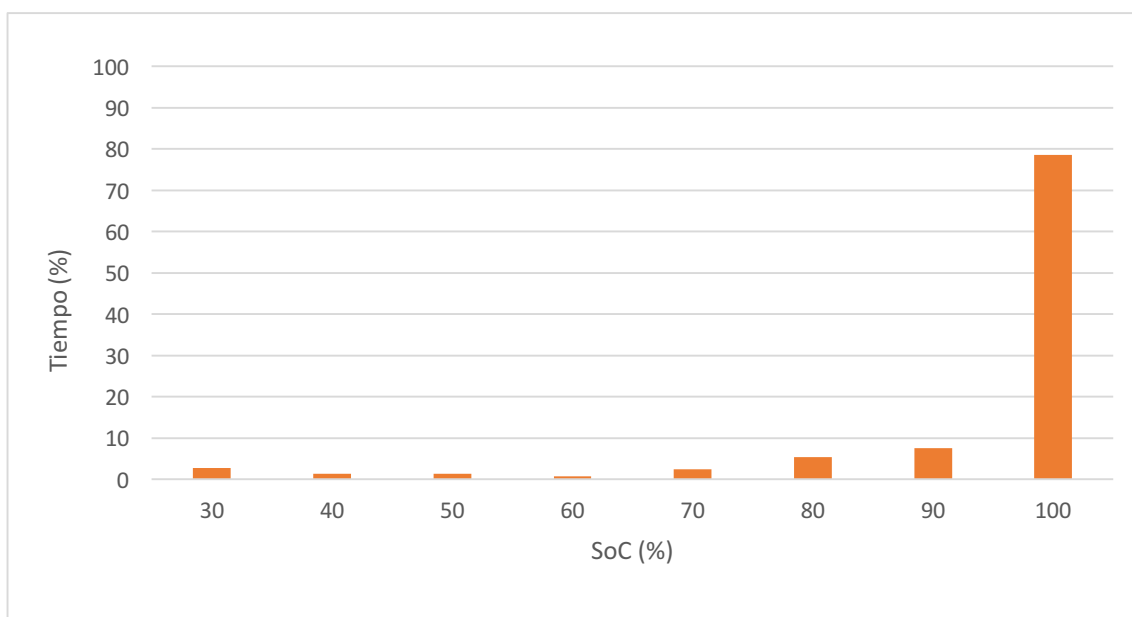


Gráfico 34: Histograma de Tiempo (%) vs. SoC (%) con  $K=0,5$ ,  $D=0,5$  y  $P_{max}=0,75$  en el Caso 1



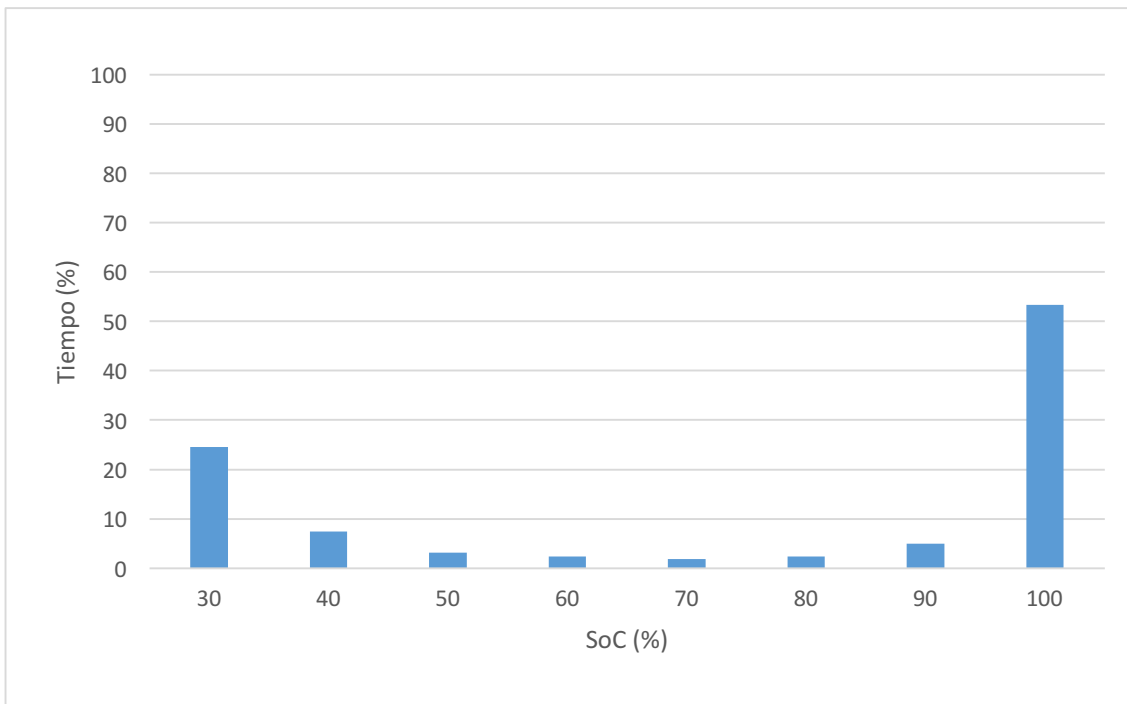


Gráfico 35: Histograma de Tiempo (%) vs. SoC (%) con  $K=0,5$ ,  $D=0,5$  y  $P_{max}=0,5$  en el Caso 1

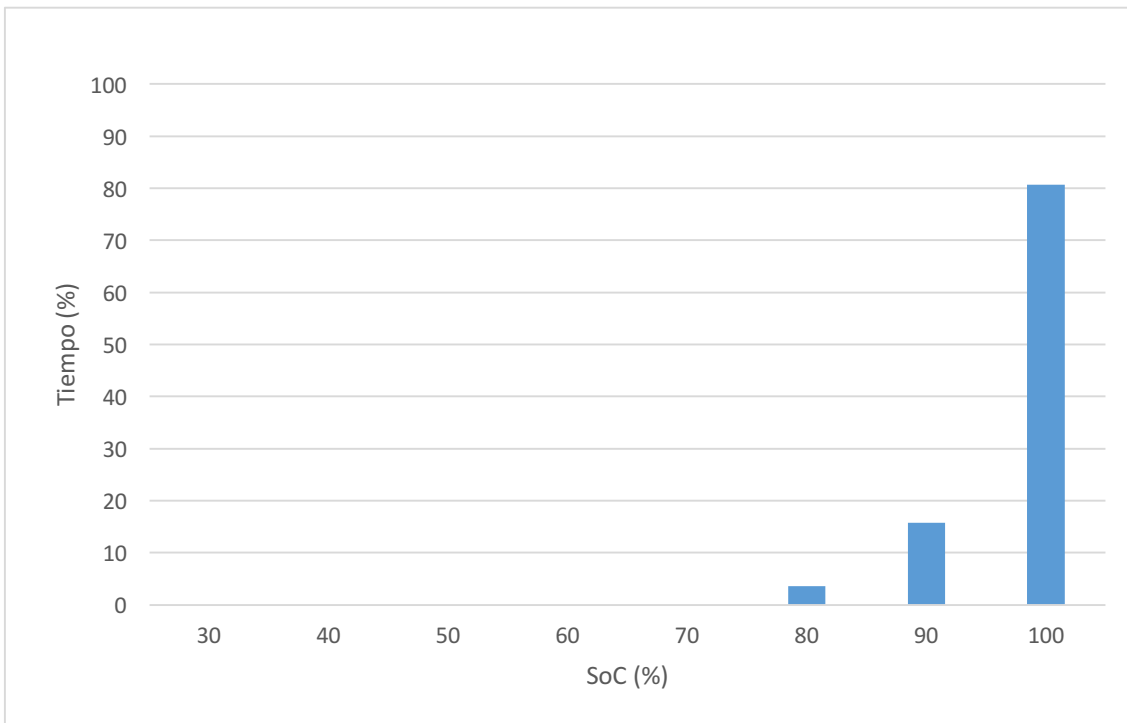


Gráfico 36: Histograma de Tiempo (%) vs. SoC (%) con  $K=0,5$ ,  $D=5$  y  $P_{max}=0,75$  en el Caso 1

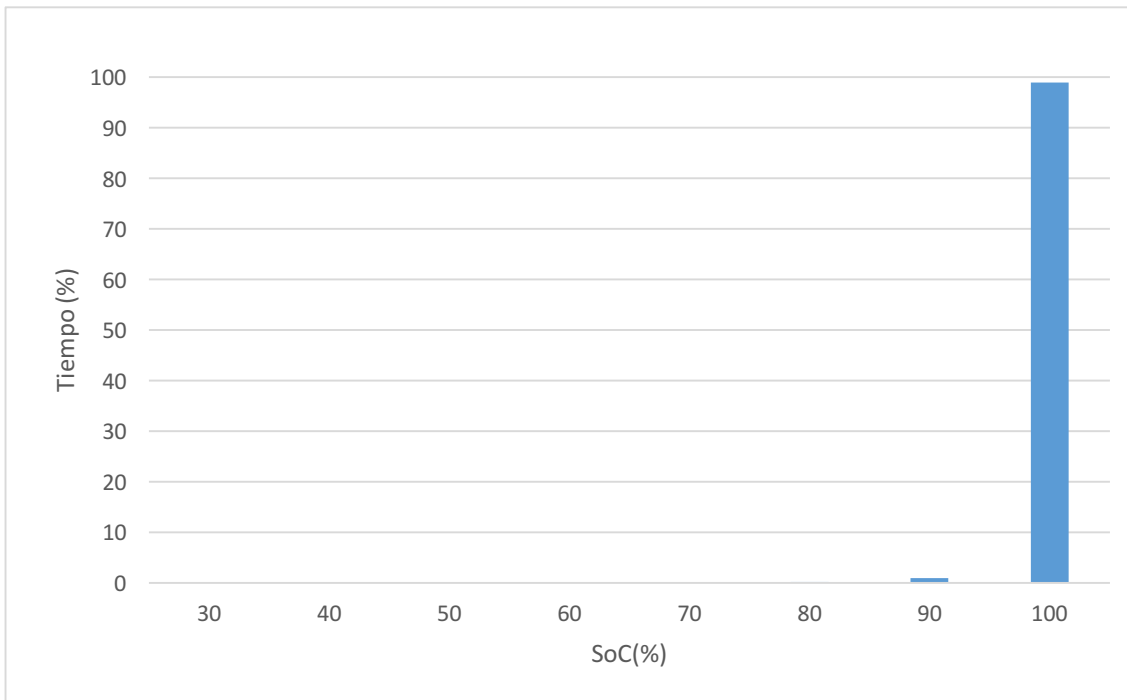


Gráfico 37: Histograma de Tiempo (%) vs. SoC (%) con  $K=5$ ,  $D=0,5$  y  $P_{max}=0,75$  en el Caso 1

Analizando estos histogramas observamos como al disminuir  $P_{max}$  de  $0,75$  a  $0,5$  para  $K=0,5$  y  $D=0,5$  el porcentaje de tiempo que la batería se encuentra al  $100\%$  (Estado de flotación) disminuye mientras que el tiempo que esta descargada aumenta. Eso ocurre porque al disminuir  $P_{max}$  la cantidad de *Energía a recortar* aumenta, y para esta combinación de  $K$  y  $D$ , el *Peak shaving* no se cumple, permaneciendo una mayor cantidad de tiempo descargada. Esto supondrá en mayor o menor medida una reducción de la vida útil de las baterías.

Cuando aumentamos el tamaño de las baterías a 5 días de autonomía manteniendo fijo los valores  $K=0,5$  y  $P_{max}=0,75$  observamos como el  $SoC$  (%) es superior al  $80\%$  durante todo el año. Al aumentar el *factor D* aumentamos la capacidad de la batería, y para una misma  $P_{max}$  la cantidad de *Energía a recortar* se mantiene constante, por lo tanto, la batería es suficientemente grande como para no sufrir ciclos de descarga profundos.

Por último, cuando aumentamos el *factor K* de  $0,5$  a  $5$  para  $D=0,5$  y  $P_{max}=0,75$  observamos como prácticamente todo el año la batería se encuentra en *Estado de flotación*. Con un valor de  $K=5$  la cantidad de energía generada es muy elevada. Con toda esta cantidad de energía los paneles fotovoltaicos abastecen toda la *Energía a recortar* que les permite la coincidencia de los picos, existiendo un gran excedente que es inyectada a la batería cuando esta no está cargada totalmente, y cuando lo está, a la red.

Debido a la similitud de la influencia que los parámetros  $K$ ,  $D$  y  $P_{max}$  tienen sobre el  $SoC$  (%) en los diferentes casos de gestión de baterías, los histogramas obtenidos para los *Casos 2 y 3* quedan reservados para el *Anexo 6*. La única diferencia que existe entre el *Caso 1* y estos dos casos radica en que la influencia de  $K$  y  $D$  es mínima mientras que la variable  $P_{max}$  influye de manera similar que en el *Caso 1*.

### 3. CONCLUSIONES

En el presente TFG se ha presentado la técnica del *Peak shaving* en redes de distribución residenciales, y la influencia del tamaño del campo de generación fotovoltaica, tamaño de baterías y método de gestión de la carga y descarga de la misma en la consecución del recorte de picos y en otros parámetros de estudio como la *Energía absorbida*, la *Energía inyectada*, la *Reducción de pérdidas* y la vida útil de las baterías. Como se deduce de este trabajo, no existe un único dimensionamiento que optimice todos los parámetros citados. Por tanto, será necesario escoger los parámetros a optimizar, pudiendo verse perjudicados el resto.

Desde el punto de vista de la red, el estado óptimo corresponde a una correcta aplicación del *Peak shaving*, con bajos valores en las pérdidas (*RCL*) y bajos valores en el *Load factor*, provocando estos últimos una demanda más constante para facilitar el control de los flujos de potencia por parte del operador del sistema. Por otro lado, desde el punto de vista del usuario y en un hipotético escenario donde se remunerase al cliente la energía inyectada (*AEI*), el estado óptimo correspondería a valores altos en la energía inyectada (*AEI*), valores bajos en la energía absorbida (*AEA*) y una reducción en la potencia instalada, la cual supone una correcta aplicación del *Peak shaving*. Si no se remunerase la energía inyectada (*AEI*), interesará también tener bajos valores de dicho parámetro.

Para el caso de solo disponer únicamente generación fotovoltaica, las primeras conclusiones que se pueden extraer en relación a la orientación de los paneles es clara. El perfil máximo de generación fotovoltaica se da lugar con un *azimut*=0° y una *inclinación*=35°. No obstante, habrá situaciones en las que interese una mayor coincidencia de la generación con la demanda, y esto se conseguirá con valores de *azimut* más cercanos a 45° cuando el *factor K* sea superior a la unidad. Del análisis de la *Energía recortada (%)* podemos concluir que resulta imposible conseguir un 100% de *Peak shaving*, por lo que será también imposible reducir la potencia instalada por el usuario. Aun así, los porcentajes de *Energía recortada* son suficientemente altos para favorecer a la red. Los valores máximos se consiguen cuando se recorta la mitad de la demanda, pero este no es el propósito del *Peak shaving* sino más bien de una estrategia de *Load leveling*. Para un recorte de picos más apropiado de *Peak shaving* ( $P_{max} > 0,9$ ), la *Energía recortada (%)* sufre un descenso, por lo que en esta situación interesará un recorte más "bruto" de la demanda ( $P_{max} = [0,75-0,9]$ ). En lo referente a las pérdidas, concluimos que para valores de  $K > 0,7$  el valor del parámetro *RCL* supera la unidad, suponiendo un incremento en las pérdidas con respecto al caso de no disponer de paneles fotovoltaicos, por lo que esto restringirá su valor.

Una vez añadidas las baterías, se han propuesto diferentes métodos de gestión en la carga y descarga con el fin de obtener mejores resultados. Partiendo del caso inicial en el que la gestión de las baterías no tiene en cuenta la aplicación del *Peak shaving* (2.3.1 *Caso 0: Gestión de batería sin aplicar Peak shaving*), sino simplemente para reducir la dependencia con la red desde el punto de vista de balance neto por parte del usuario. Atendiendo a las pérdidas *RCL*, observamos como existe un mínimo para un determinado valor del *factor K*, y que este valor de *K* es mayor, y el mínimo de *RCL* aún menor, conforme aumenta el valor del *factor D*. Además, a partir de un valor  $D=3$  aumentar los días de autonomía no supone una reducción de las pérdidas. Así pues, el valor mínimo de pérdidas se dará para  $D=3$ , que corresponde a un valor de  $K=0,8$  y un valor de  $RCL=0,22$ , resultando además en una reducción del *AEA*, pues este se reduce conforme aumenta *K* y *D*.

Si se plantease realizar el recorte de picos con este método, la conclusión que se puede extraer es que existe un valor del *factor K* por debajo del cual, añadir o no baterías no influye en la *Energía recortada (%)*. Por ejemplo, esto sucede para valores de  $K > 0,3$  cuando  $P_{max}=0,75$ . Esto conlleva un valor mínimo del *factor K* para que la aplicación del *Peak shaving* cobre sentido.

Los siguientes métodos propuestos ya han sido implementados en vistas de aplicar el *Peak shaving*, por lo que ahora interesará un cumplimiento total de la *Energía recortada*.

Para el *Caso 1*, la conclusión más llamativa es la posibilidad de conseguir el 100% de *Energía recortada*, por lo que también existirá la posibilidad de reducir la potencia instalada del usuario. Para valores del *factor D*  $D > 0,2$  y un valor del *factor K* determinado se consigue el 100%. Conforme aumenta el valor de *D*, el valor de *K* con el cual se consigue el 100% disminuye. Por ejemplo, con un valor  $D=1$  y  $P_{max}=0,75$ , el valor del *factor K* para conseguir el 100% es de  $K=0,5$ . Además, al añadir las baterías se elimina la extraña tendencia que la *Energía recortada* (%) sufría en los valores de  $P_{max} > 0,9$ , por lo que se concluye que este rango de valores ahora sí es óptimo para la aplicación del *Peak shaving*. Otra de las conclusiones es la poca influencia que el *factor D* tiene sobre los parámetros *AEA*, *AEI* y *RCL* en el rango de  $P_{max}$  propio del *Peak shaving* ( $P_{max} > 0,9$ ), por ello la optimización de estos parámetros dependerá únicamente del *factor K*. En cuanto al *Load factor*, concluimos que existe un rango de valores de *K* en el que este parámetro aumenta, ampliándose el rango a valores más pequeños de *K* conforme aumenta el *factor D*, habiendo un valor mínimo de *D* para que el *Load factor* aumente. Por ejemplo, para una  $P_{max}=0,75$ , y con  $D=2$ , los valores más altos del *Load factor* corresponden al rango de  $K=[0,4-0,5]$ , mientras que con  $D=5$  el rango de valores corresponde a  $K=[0,25-0,5]$  y con  $D=0,5$  no hay valores de *K* con los que se consiga este aumento.

Con el método de gestión del *Caso 2* se obliga a que la batería se cargue completamente extrayendo energía de la red, sin superar el valor impuesto por  $P_{max}$ , en los periodos en los que no es necesaria su actuación. Con esto se ha conseguido reducir aún más los valores de *K* y *D* que proporcionan un 100% en la *Energía recortada*, hasta tal punto de hacer imprescindible el uso de los paneles fotovoltaicos. La influencia del *factor D* sobre el *Load factor* se elimina, pero colocar baterías aumenta este parámetro para valores de  $K < 0,6$ . La utilización de paneles fotovoltaicos dependerá de si se quiere optimizar los parámetros de red *AEA*, *AEI*, *RCL* y *Load factor*.

En el último método de gestión, correspondiente al *Caso 3*, se ha introducido la variable  $P_{min}$  con la que se podrá imponer el valor máximo de energía extraída de la red para cargar la batería, realizando así una estrategia similar al *Load leveling*. Cabe destacar que cuando el valor de  $P_{min}$  es nulo, este método corresponde al *Caso 1* mientras que si  $P_{min}=P_{max}$  entonces corresponde al *Caso 2*. Pocas conclusiones se pueden extraer de este método, pues las mejoras se quedan a mitad de camino entre los *Casos 1* y *2*.

Del análisis presentado en la sección 2.4 *Análisis de la vida útil de las baterías* podemos concluir que los métodos de gestión de las baterías para la aplicación de *Peak shaving* suponen una gran cantidad de tiempo durante el año con la batería en *Estado de flotación*. Así, con un buen controlador de carga, las baterías con estos métodos podrán llegar a alcanzar vidas útiles muy cercanas a los valores máximos indicados por los fabricantes.

El método *Rainflow* estima una vida útil de las baterías muy superior al valor real cuando gran parte del año la batería se encuentra en *Estado de flotación*, por lo que podemos concluir que este método no es adecuado para la estimación de la vida útil de las baterías en aplicaciones de *Peak shaving*. El análisis de los histogramas de estado de carga sí ofrece información relevante para la estimación de si las baterías están bien tratadas o no en el sistema considerado.

#### 4. BILIOGRAFÍA

- [1] Velasco, G., Casellas, F., Guinjoan, F., Piqué, R. y Martínez H., Peak shaving en Palestina mediante generación fotovoltaica y baterías. *Saei15*.
- [2] Mulder, G., De Ridder, F. y Six, D. Electricity storage for grid-connected household dwellings with PV panels. *Solar Energy, Elsevier, 2010*.
- [3] Bayod-Rújula, A., Future development of the electriclty systems with distributed generation. *Energy, Elsevier, 2009*.
- [4] Bayod-Rújula, A., Haro-Larrode, M. y Martínez-Gracia, A., Sizing criteria of hybrid photovoltaic-wind systems with baterry storage and self-consumption considering interaction with the grid. *Solar Energy, Elsevier, 2013*.
- [5] Boletín Oficial del Estado, Núm. 312, miércoles 30 de diciembre de 2015, Sec. 1. Pág. 123272.
- [6] Photovoltaic-software.com [Internet]. Base de datos PVGIS [citado 28 oct 2016]. Disponible: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php?lang=en&map=europe>
- [7] Ree.es [Internet]. Como consumimos electricidad [citado 12 sept 2016]. Disponible: [http://www.ree.es/sites/default/files/interactivos/como\\_consumimos\\_electricidad/como-varia-mi-consumo.html](http://www.ree.es/sites/default/files/interactivos/como_consumimos_electricidad/como-varia-mi-consumo.html)
- [8] Ingelibreblog.wordpress.com [Internet]. Inclinación óptima de placas fotovoltaicas. [citado 20 sept 2016]. Disponible: <https://ingelibreblog.wordpress.com/2014/01/09/inclinacion-optima-de-placas-fotovoltaicas/>
- [9] Dufo-López, R., Lujano-Rojas, J. y Bernal-Agustín, J. Comparison of different lead-acid battery lifetime prediction models for use in simulation of stand-alone photovoltaic systems. *Applied Energy, Elsevier, 2014*.
- [10] Aingenieros.es [Internet]. Hoja de cálculo método *Rainflow*. Espí, R. Salamanca [actualizado 31 oct 2015, citado 2 nov 2016]. Disponible: <http://aingenieros.blogspot.com.es/2015/10/metodo-rainflow-facil-sencillo-y-para-todo-ingeniero.html>
- [11] Mihara, K., Ono, E. y Arai, Y. Peak shaving and economy for load leveling using energy network simulation tool. *14th Conference of International Building Performance Simulation Association, Hyderabad, India, Dec. 7-9, 2015*.
- [12] Lehmann, C., Webber, M., Bohner, J. y Steinhilper, R. Techno-economical analysis of photovoltaic-battery storage systems for Peak-shaving applications and self-consumption optimization in existing production plants. *CIRP, Elsevier, 2016*.

# **ANEXOS**

**ANEXO 1: GRÁFICOS DE ENERGÍA A RECORTAR Y ENERGÍA RECORTADA CON GENERACIÓN PV**

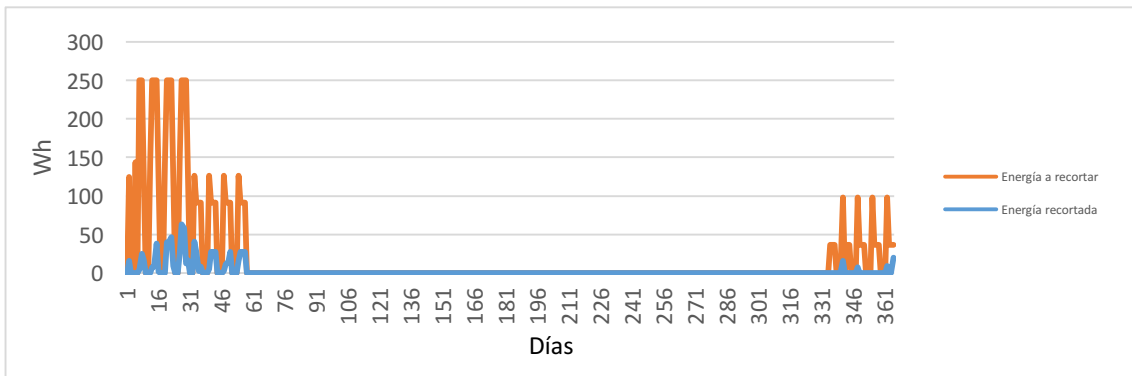


Gráfico 38: Energía a recortar (Wh) y Energía recortada (Wh) para  $K=0,5$  y  $P_{max}=0,9$  a lo largo del año

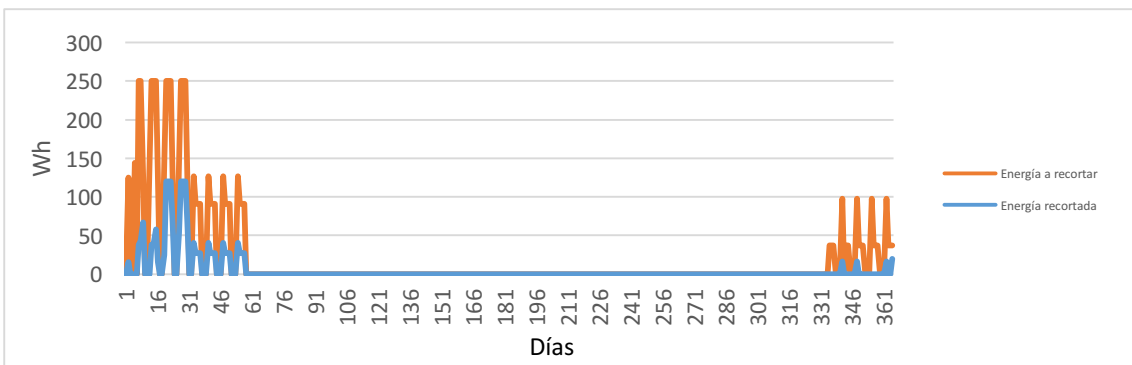


Gráfico 39: Energía a recortar (Wh) y Energía recortada (Wh) para  $K=50$  y  $P_{max}=0,9$  a lo largo del año

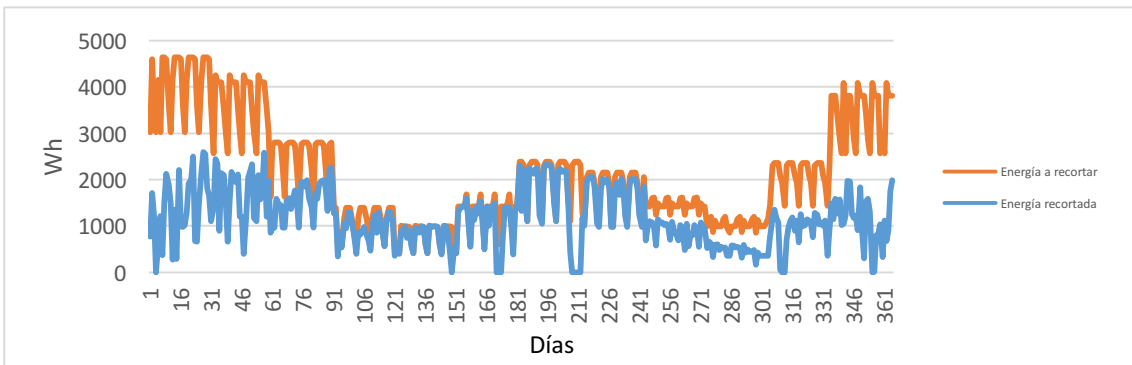


Gráfico 40: Energía a recortar (Wh) y Energía recortada (Wh) para  $K=0,5$  y  $P_{max}=0,5$  a lo largo de todo el año

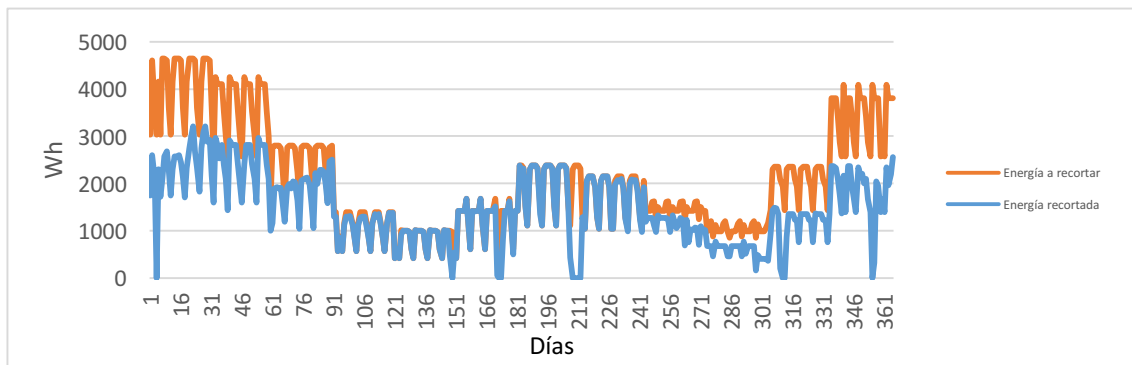


Gráfico 41: Energía a recortar (Wh) y Energía recortada (Wh) para  $K=50$  y  $P_{max}=0,5$  a lo largo de todo el año

## ANEXO 2: ALGORITMOS DE GESTIÓN DE LAS BATERÍAS Y MACRO PARA GENERACIÓN DE RESULTADOS

### Caso 0: Algoritmo para la gestión de batería sin aplicar Peak shaving

If ( $E\_need > 0$ ) then

    If ( $E,b\_anterior > SoC\_limit$ ) then

        If ( $E,b\_anterior - E\_need > SoC\_limit$ ) then

$E,b = E,b\_anterior - E\_need;$   
             $E,r = 0;$

        Else      $E,b = SoC\_limit;$   
                 $E,r = E\_need - (E,b\_anterior - SoC\_limit);$

    Else      $E,b = E,b\_anterior;$   
             $E,r = E\_need;$

Else If ( $E\_need < 0$ ) then

    If ( $E,b\_anterior < E,battery,max$ ) then

        If ( $E,b\_anterior + Abs(E\_need) < E,battery,max$ ) then

$E,b = E,b\_anterior + Abs(E\_need);$   
             $E,r = 0;$

        Else      $E,b = E,battery,max;$   
                 $E,r = -(E,b\_anterior + Abs(E\_need) - E,battery,max)$

    Else      $E,b = E,b\_anterior;$   
             $E,r = E\_need;$

Else      $E,b = E,b\_anterior;$   
           $E,r = E\_need;$

### Caso 1: Algoritmo para la gestión de batería con carga cuando hay excedente de energía y descarga para Peak Shaving

If ( $E\_need >= P\_max$ ) then

    If ( $E,b\_anterior - Soc\_min > (E\_need - P\_max)$ ) then

$E,b = E,b\_anterior - (E\_need - P\_max);$   
         $E,r = P\_max;$

Else      $E,b = Soc\_limit;$



$E,r = P\_max + ((E\_need - P\_max) - (E,b\_anterior - Soc\_limit));$

Else If ( $E\_need < 0$ ) then

If ( $E,b\_anterior < E,battery,max$ ) then

If ( $E,battery,max - E,b\_anterior \geq E\_need$ ) then

$E,b = E,b\_anterior - E\_need;$   
 $E,r = 0;$

Else  $E,b = E,battery,max;$   
 $E,r = E\_need + (E,battery,max - E,b\_anterior);$

Else  $E,b = E,b\_anterior;$   
 $E,r = E\_need;$

Else  $E,b = E,b\_anterior;$   
 $E,r = E\_need;$

## Caso 2: Algoritmo para la gestión de batería con carga absorbiendo de la red y descarga para aplicar Peak shaving

If ( $E\_need \geq P\_max$ ) then

If ( $E,b\_anterior - SoC\_limit \geq E\_need - P\_max$ ) then

$E,b = E,b\_anterior - (E\_need - P\_max);$   
 $E,r = P\_max;$

Else  $E,b = SoC\_limit;$   
 $E,r = P\_max + ((E\_need - P\_max) - (E,b\_anterior - SoC\_limit));$

Else If ( $E,b\_anterior < E,battery,max$ ) then

If ( $E,battery,max - E,b\_anterior > (P\_max - E\_need)$ ) then

$E,b = E,b\_anterior + (P\_max - E\_need);$   
 $E,r = P\_max;$

Else  $E,b = E,battery,max;$   
 $E,r = E\_need + (E,battery,max - E,b\_anterior);$

Else  $E,b = E,b\_anterior;$   
 $E,r = E\_need;$

### Caso 3: Algoritmo para la gestión de batería con Load leveling y Peak shaving

```
If (E_need >= P_max) then

    If (E,b_anterior - SoC_limt >= E_need - P_max) then

        E,b = E,b_anterior - (E_need - P_max);
        E,r = P_max;

    Else    E,b = SoC_limit;
           E,r = P_max + ((E_need - P_max) - (E,b_anterior - SoC_limit));

Else    If (E_need < P_max) and (E_need > P_min) then

    E,b = E,b_anterior;
    E,r = E_need;

Else    If (E,b_anterior < E,battery,max) then

        If (E,battery,max - E,b_anterior > P_min - E_need) then

            E,b = E,b_anterior + (P_min - E_need);
            E,r = P_min;

        Else    E,b = E,battery,max;
               E,r = E_need + (E,battery,max - E,b_anterior);

    Else E,b = E,b_anterior;
        E,r = E_need;
```

### Macro para la generación de resultados

*Sub* MACRO GENERACIÓN DE RESULTADOS ()

RANGE\_K = "AR26" // con AR26 la casilla donde permanece el valor de K

RANGE\_RES = "AK26" // con AK26 la casilla donde permanece el resultado a generar

COL\_K = 56 // con 56 la columna donde permanecen los valores que tomará K

COL\_RES = 57 // con 57 la columna donde se generarán los resultados

i=73 // con 73 la fila donde empezará a iterar los valores de K

K= Cells(i, COL\_K). Value // Asigna a K el valor de la casilla situada en la fila i y columna COL\_K

*Do While Not IsEmpty* (K) // Bucle para la generación de los resultados

Range(RANGE\_K).Value = K

Res = Range(RANGE\_RES).Value

Cells(i, COL\_RES).Value = Res

i = i + 1

K = Cells(i, COL\_K).Value

*Loop*

*End Sub*

### ANEXO 3: ANÁLISIS DE LOS PARÁMETROS AEA (%), AEI (%), RCL (p.u.) y LOAD FACTOR (p.u) EN EL CASO 0: GESTIÓN DE BATERÍA SIN APLICAR PEAK SHAVING

En este anexo se presenta el análisis de los parámetros de red cuando se gestiona la batería sin tener en cuenta la aplicación del *Peak shaving*. Los resultados obtenidos en este análisis han sido comparados con el Artículo [4] para comprobar que los cálculos se han hecho correctamente.

El primer parámetro presentado es la *Energía absorbida de red (AEA)*. En el Gráfico 42 observamos la tendencia de este parámetro para diferentes tamaños de batería conforme varía el tamaño de los paneles.

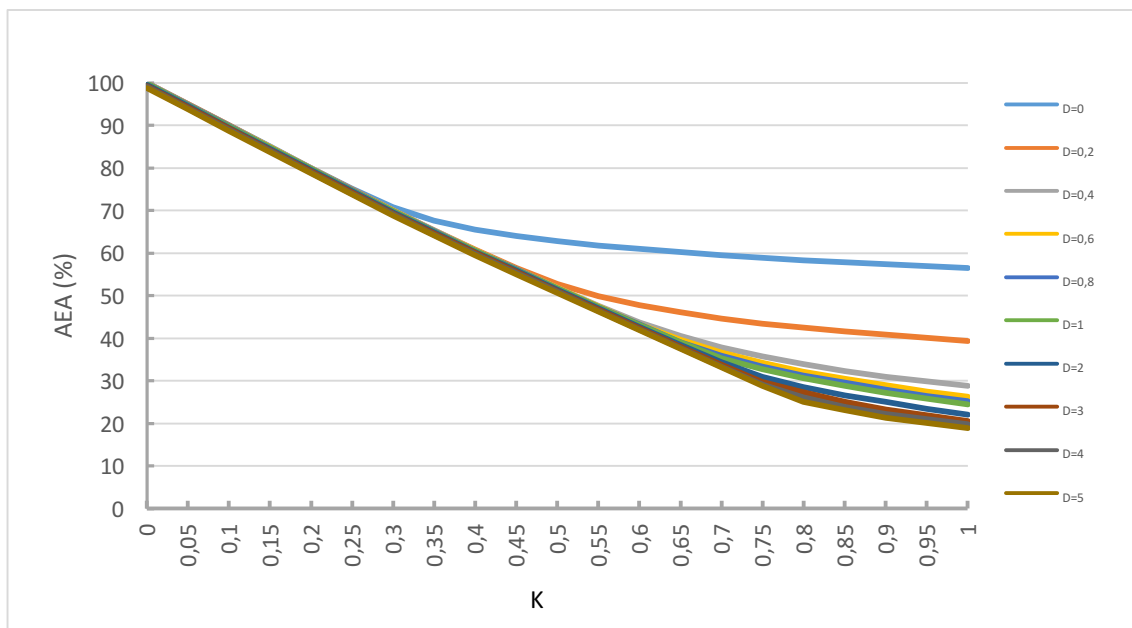


Gráfico 42: AEA(%) en función del factor K para distintos valores del factor D en el Caso 0

Podemos observar que conforme aumenta  $K$  el valor de  $AEA$  disminuye, además conforme aumenta  $D$  este valor es menor cuanto mayor es  $K$ . Por último vemos que carece de sentido aumentar el tamaño de las baterías por encima de  $D=1$  pues apenas se aprecia una reducción en el parámetro.

El siguiente parámetro corresponde con la *Energía inyectada AEI*. De la misma manera que se ha presentado el parámetro  $AEA$ , el Gráfico 43 muestra la tendencia de este parámetro. Observamos como para el caso de no tener baterías ( $D=0$ ), el  $AEI$  es cero para los valores de  $K < 0,25$ , pues en este rango todavía no hay excedente de energía que inyectar. Conforme aumenta el valor de  $D$ , aun es mayor el valor de  $K$  para el que empieza a haber energía excedente.

De nuevo, aumentar el tamaño de las baterías por encima de  $D=1$  no aporta apenas reducción en la *Energía inyectada AEI*.

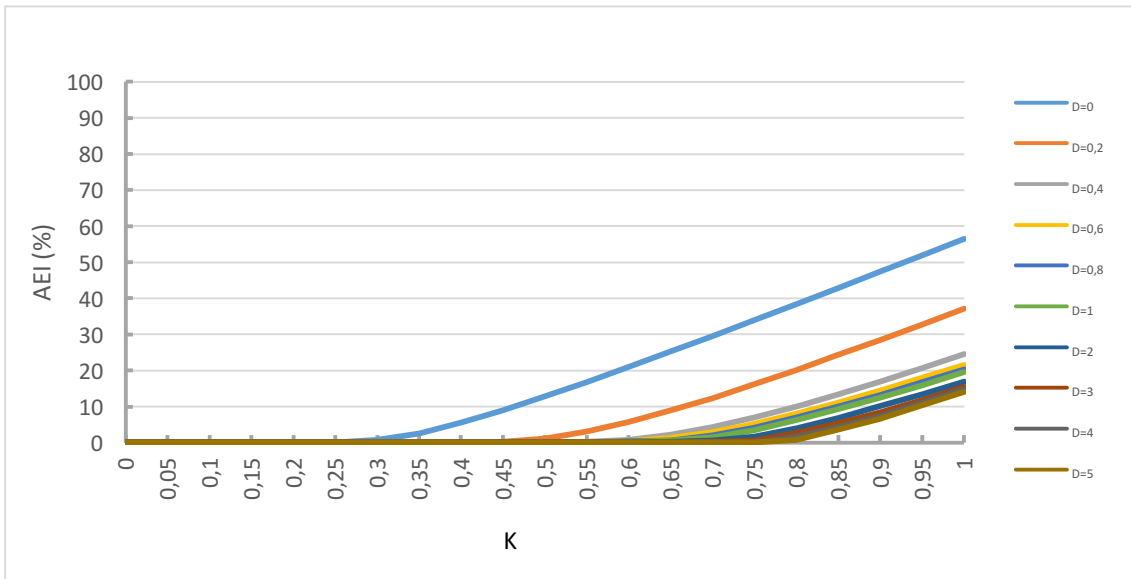


Gráfico 43: AEI (%) en función del factor K para distintos valores del factor D en el Caso 0

En cuanto a las *pérdidas RCL* vemos en el Gráfico 44 como todas las curvas para distintos valores de *D* disminuyen conforme aumenta el valor de *K* hasta llegar a un mínimo absoluto para posteriormente aumentar rápidamente. Este mínimo se da para un valor de *K* determinado, el cual aumenta conforme aumenta el tamaño de las baterías. Además conforme aumenta el valor de *D* este mínimo se reduce hasta llegar a un valor ( $D=1$ ) a partir del cual aumentar el tamaño de las baterías no provoca una reducción de las pérdidas.

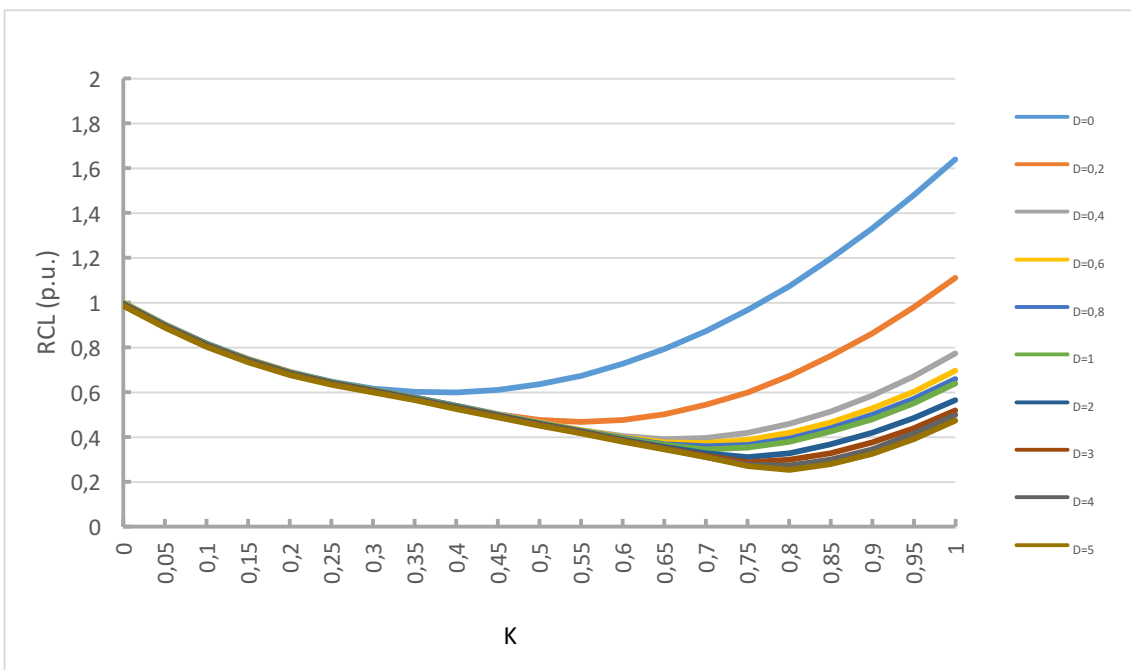


Gráfico 44: RCL (p.u) en función del factor K para distintos valores del factor D en el Caso 0

El último parámetro analizado es el *Load Factor*. En el *Gráfico 45* podemos observar para el caso de no tener baterías ( $D=0$ ) como la tendencia de la curva es decreciente para los valores más bajos de  $K$ . Cuando  $K=0,3$  esta tendencia cambia para crecer levemente hasta alcanzar un máximo relativo en  $K=0,6$  para posteriormente volver a decrecer. Una similar tendencia sigue la curva  $D=0,2$ . También observamos como al aumentar el tamaño de baterías esta tendencia desaparece y para todos los valores de  $K$  la tendencia es decreciente. Puesto que se busca un alto valor de Load factor, interesará desde este punto de vista tamaños pequeños de batería y paneles.

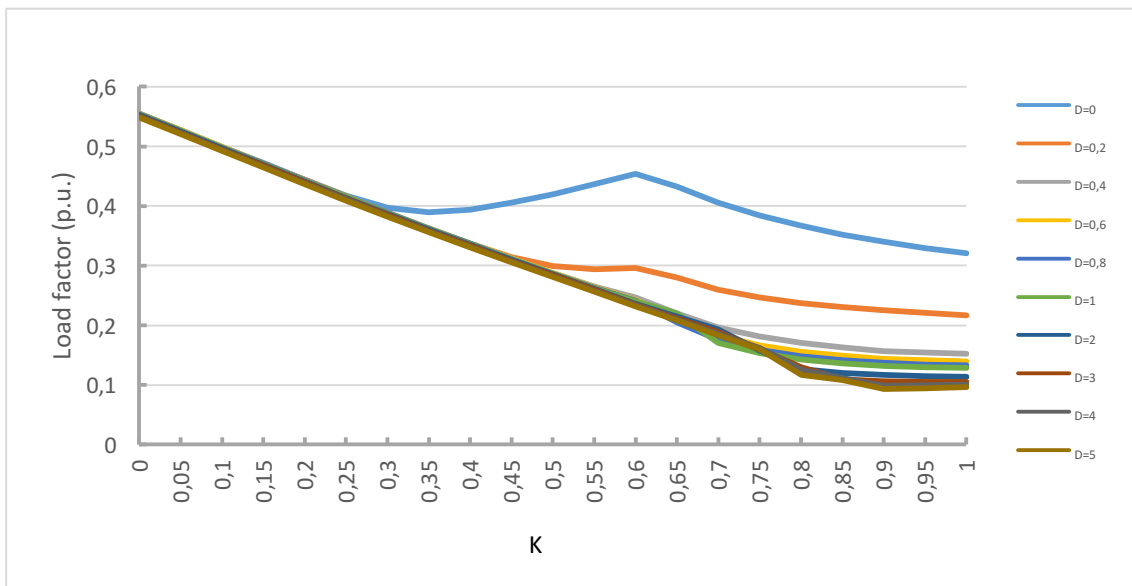


Gráfico 45: Load factor (p.u.) en función del factor K para distintos valores del factor D en el Caso 0

#### ANEXO 4: ANÁLISIS DE AEA (%), AEI (%), RCL (%) CUANDO VARÍA P\_MAX PARA LOS CASOS 1,2 Y 3 DE GESTIÓN DE BATERÍAS.

En este anexo se presenta el análisis de la influencia de  $P_{max}$  sobre los parámetros de red para los diferentes casos de gestión de baterías, el cual no ha sido incluido en el documento por no revelar grandes conclusiones en el rango de operación de  $P_{max}$ . Dado que el análisis en los tres casos es similar, se presentarán únicamente los gráficos correspondientes al *Caso 1: Gestión de batería con carga cuando hay excedente de energía y descarga para Peak shaving* y se comentarán las pequeñas diferencias con los otros dos casos.

Analizando en primer lugar el parámetro AEA (ver Gráfico 46) vemos como  $P_{max}$  solo influye en valores menores a  $P_{max}=0,7$  que como se ha comentado en el estudio no corresponde al rango de aplicación práctico. En este gráfico se ha fijado el tamaño de las baterías en  $D=0,5$  y se han representado diferentes valores de  $K$ .

En este gráfico vemos como al aumentar  $K$  para un valor de  $P_{max}$  la *Energía absorbida AEA* disminuye su valor debido al aumento de generación fotovoltaica. También se observa como aumentar el valor de  $K$  por encima de  $K=1$  apenas conlleva a una reducción apreciable de este parámetro. Conforme disminuye el valor de  $P_{max}$  vemos como la tendencia de las curvas con  $K>0,4$  es decreciente mientras que para las curvas con  $K<0,4$  la tendencia es constante.

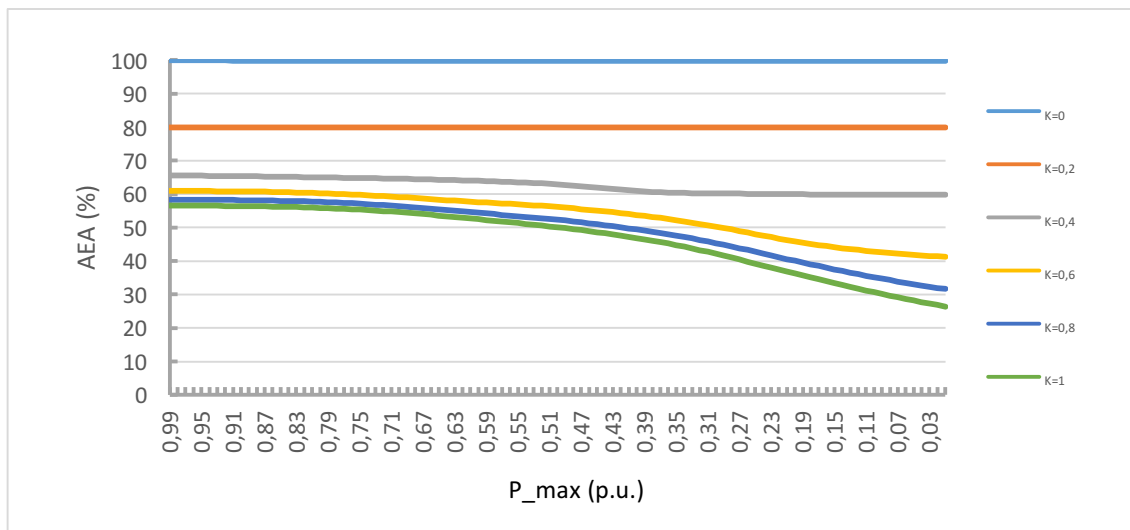


Gráfico 46: AEA(%) con  $D=0,5$  en función de  $P_{max}$  (p.u) para distintos valores de  $K$  en el Caso 1

Si ahora en vez de fijar el tamaño de las baterías se fija el tamaño de los paneles en  $K=0,5$  y se representan diferentes curvas del *factor D* cuando varía  $P_{max}$  se obtiene el Gráfico 47. Se puede observar como la tendencia de todas las curvas cuando se dispone de baterías y disminuye  $P_{max}$  es decreciente. Esto es debido a que conforme se reduce  $P_{max}$  aumenta la Energía necesaria a recortar y con ello la actuación de las baterías es mayor, siendo así toda esa energía extraída de las baterías que no se absorbe de la red.

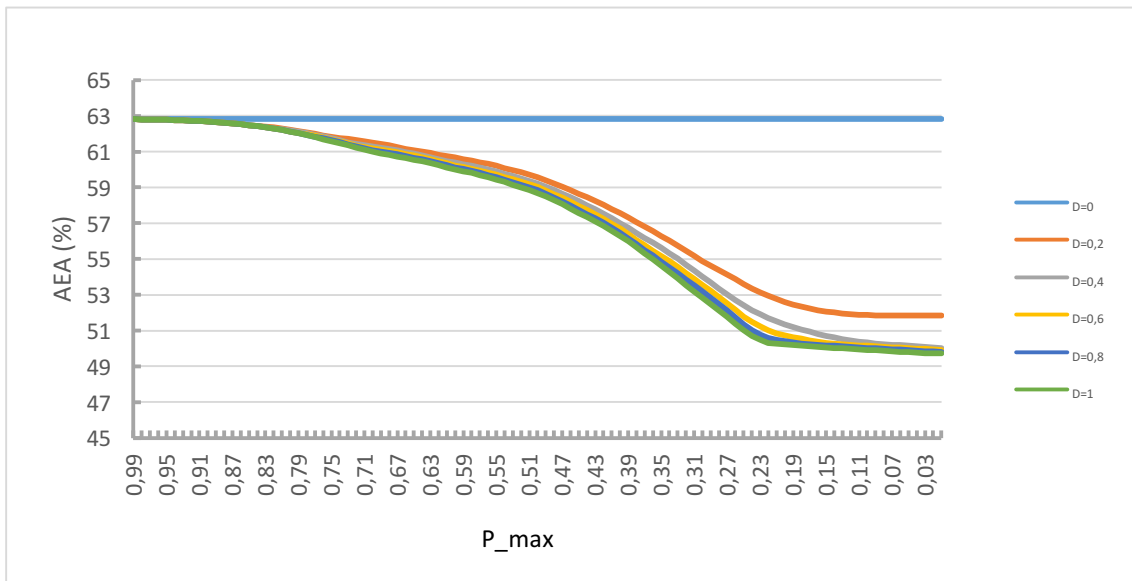


Gráfico 47: AEA(%) con K=0,5 en función de P\_max (p.u.) para distintos valores del factor D en el Caso 1

Atendiendo ahora a la *Energía inyectada de red (AEI)*, se ha representado en primer lugar fijando el tamaño de las baterías en  $D=0,5$  nuevamente variando  $P_{max}$  para distintos valores de  $K$  y seguidamente fijando el tamaño de los paneles en  $K=0,5$ , obteniendo el Gráfico 48 y el Gráfico 49 respectivamente. En el primero observamos una tendencia decreciente de todas las curvas de  $K$  cuando disminuye el valor de  $P_{max}$ . Además, conforme aumenta el valor de  $K$  el parámetro  $AEI$  crece.

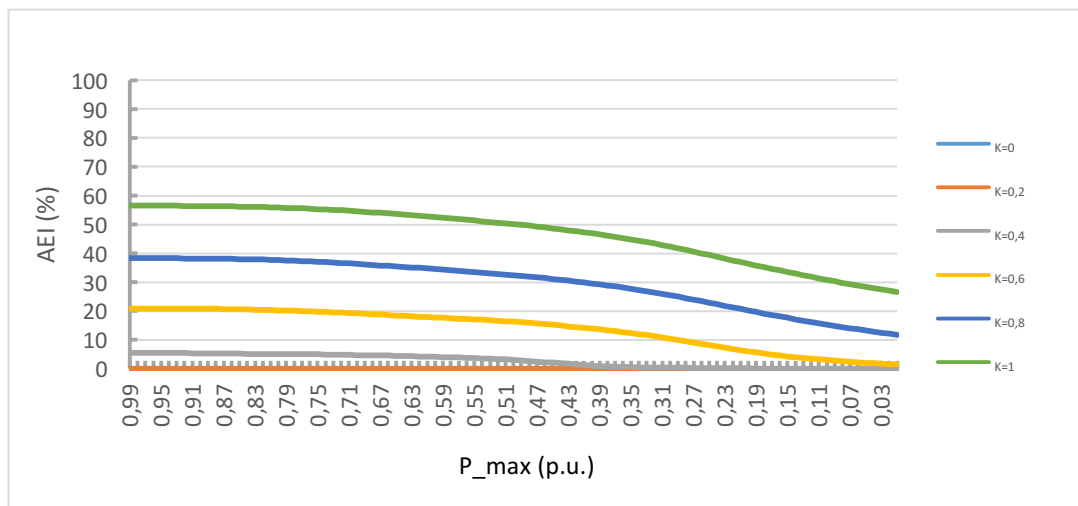


Gráfico 48: AEI(%) con D=0,5 en función de P\_max (p.u.) para distintos valores de K en el Caso 1

En el segundo (ver Gráfico 49) observamos como en el caso de no disponer baterías ( $D=0$ ) la *Energía inyectada* es constante en todo el rango de  $P_{max}$ . Al introducir baterías ( $D>0$ ) las diferentes curvas del *factor D* tienen una tendencia decreciente, sin apenas influir el tamaño de las baterías para los valores más altos de  $P_{max}$ .

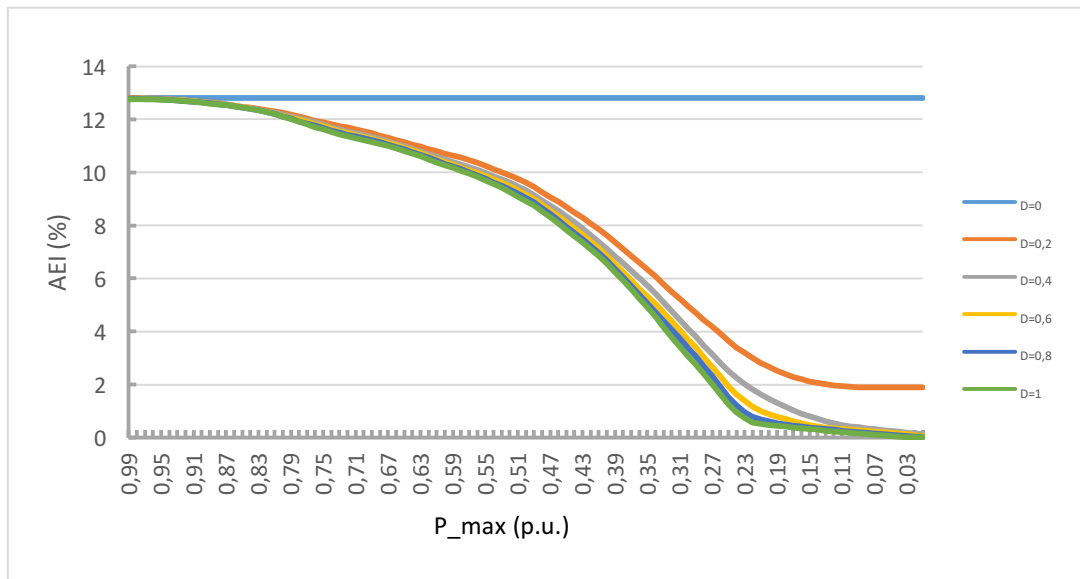


Gráfico 49: AEI(%) con  $K=0,5$  en función de  $P_{max}$  (p.u.) para distintos valores de  $D$  en el Caso 1

Por último también se ha analizado la influencia de  $P_{max}$  sobre las pérdidas RCL de igual manera que con el resto de los parámetros de red. En el Gráfico 50 podemos observar este parámetro cuando el tamaño de las baterías es  $D=0,5$ . Para los valores  $K < 0,4$  el RCL apenas varía con la disminución de  $P_{max}$ .

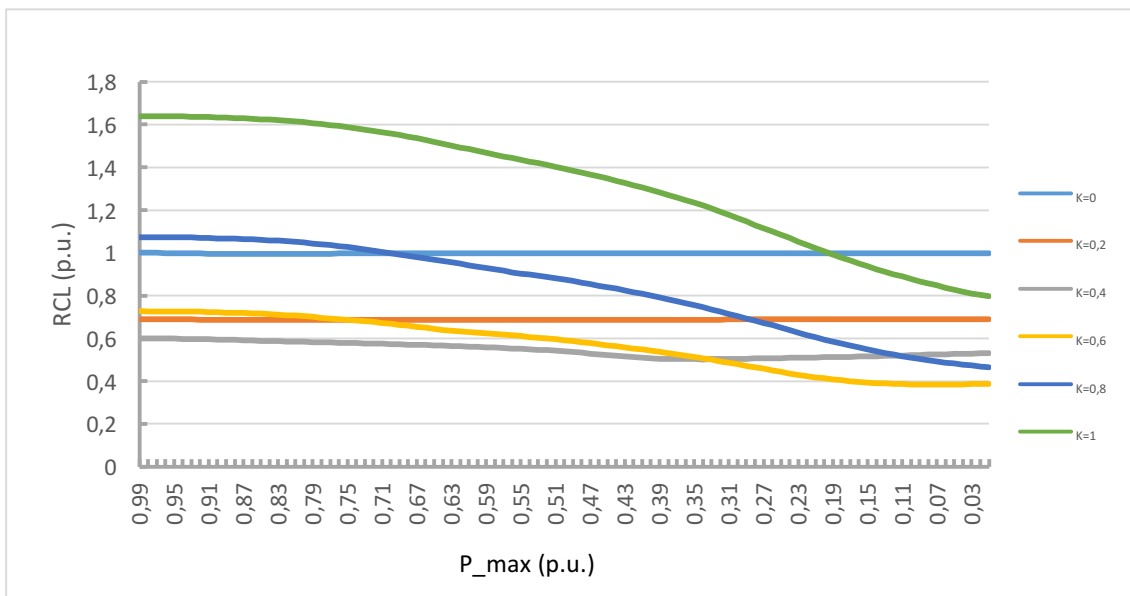


Gráfico 50: RCL (p.u.) con  $D=0,5$  en función de  $P_{max}$  (p.u.) para distintos valores de  $K$  en el Caso 1

En cambio, para valores  $K > 0,4$  las curvas empiezan a tener una tendencia decreciente conforme disminuye  $P_{max}$ . Para un valor determinado de  $P_{max}$  observamos también como las pérdidas van disminuyendo conforme aumenta el factor  $K$  hasta llegar a  $K=0,4$ , a partir de este valor las pérdidas vuelven a aumentar incluso sobrepasando el valor de  $1$  p.u., como es el caso de  $K=1$  para los valores más altos de  $P_{max}$ .



Fijando ahora el tamaño de los paneles en  $K=0,5$  obtenemos el *Gráfico 51*. En el podemos observar como las diferentes curvas del *factor D* siguen una tendencia decreciente conforme disminuye el valor de  $P_{max}$ , hasta llegar a un mínimo entorno a  $P_{max}= 0,2$  para posteriormente seguir creciendo.

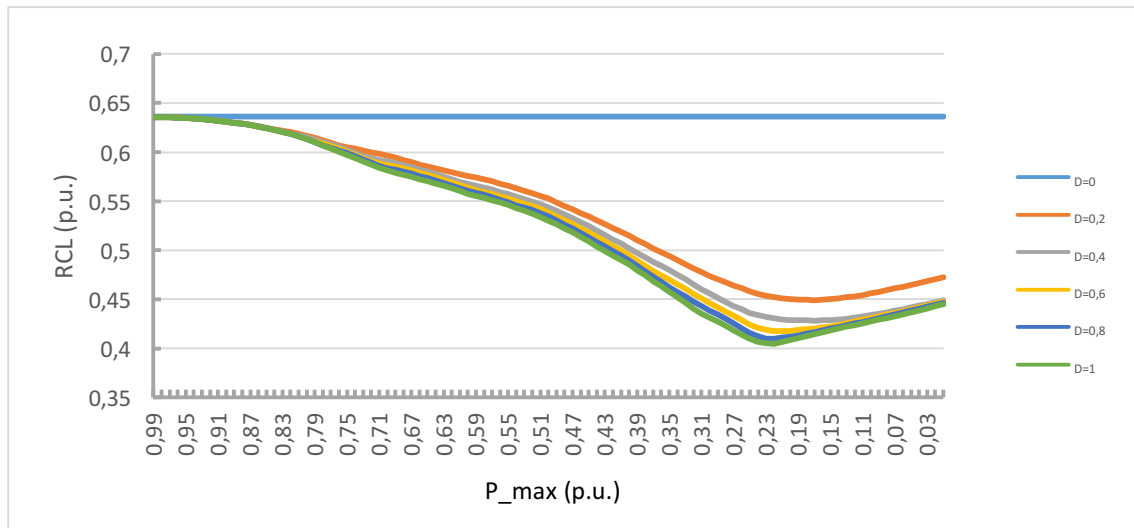


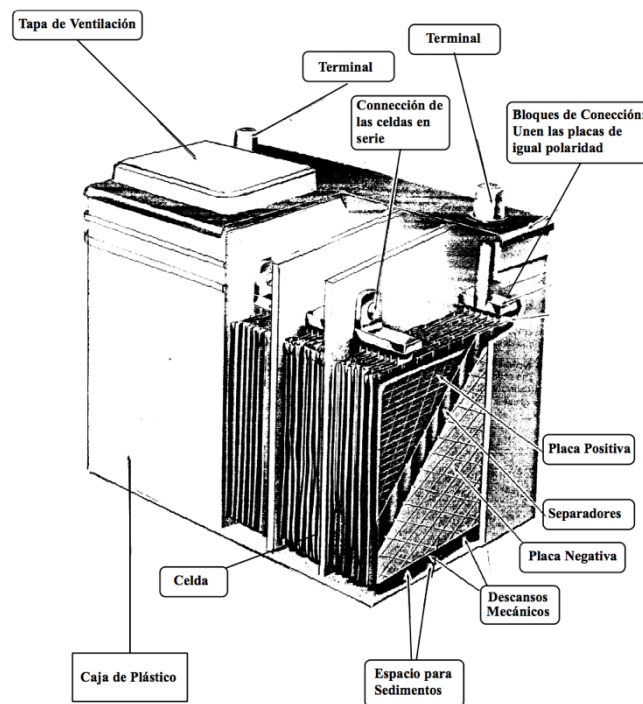
Gráfico 51: RCL (p.u.) con  $K=0,5$  en función de  $P_{max}$  (p.u.) para distintos valores de  $D$  en el Caso 1

El análisis de estos parámetros corresponde al método comentado al inicio del anexo. Para la influencia de  $P_{max}$  cuando se fija el tamaño de las baterías no existe diferencia alguna entre los métodos de gestión de las baterías presentadas en el documento. En cambio, cuando se fija el tamaño de los paneles fotovoltaicos existe una pequeña diferencia en los valores de estos parámetros entre el *Caso 1* y los otros dos casos, siendo *AEA* más alto, *AEI* más bajo y mayores pérdidas *RCL* en el *Caso 1* en las mismas condiciones de dimensionamiento. Aunque existe esta diferencia en los valores, las tendencias son similares. De nuevo destacar que las variaciones de estos parámetros con  $P_{max}$  no influyen en las conclusiones tomadas pues el rango de operación donde son apreciables no corresponde al rango considerado.

## ANEXO 5: BATERÍAS PLOMO-ÁCIDO

El mecanismo que hace posible el uso de las baterías como fuente portátil de energía eléctrica resulta de una doble conversión de energía, llevada a cabo mediante el uso de un proceso electro-químico. La primera conversión transforma la energía eléctrica en energía química durante el proceso de carga, mientras que la segunda conversión transforma la energía química en energía eléctrica durante la descarga. Eso sucede gracias a la existencia de dos electrodos metálicos inmersos en un medio que los vincula, llamado electrolito.

El conjunto de los electrodos y el electrolito forman una celda de acumulación cuyo voltaje excede muy poco los 2 V en las baterías de Plomo-ácido, dependiendo de su estado de carga. En el proceso electrolítico cada uno de los electrodos toma diferentes polaridades, teniendo así un terminal positivo y otro negativo. Las baterías comerciales poseen varias de estas celdas conectadas en serie. Cada celda está compuesta por varias placas positivas y negativas, estando conectadas en paralelo las que tienen la misma polaridad. Con ello se aumenta la superficie activa de la celda (ver *Figura 4*).

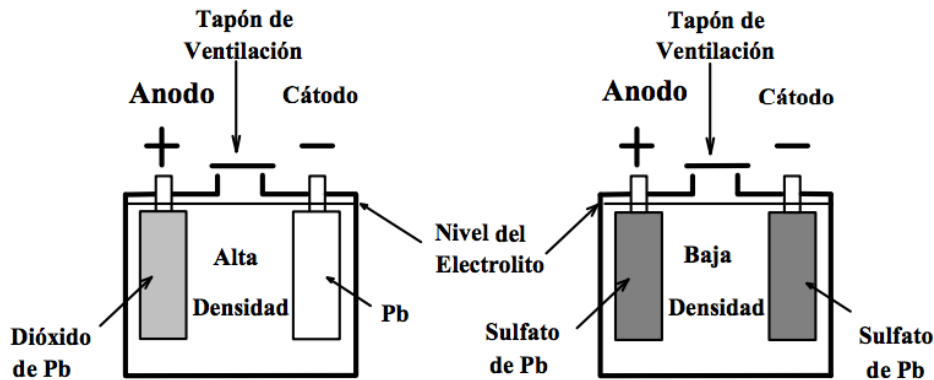


*Figura 4: Esquema de batería Pb-Ac*

En cuanto al proceso de carga, el voltaje proporcionado por la batería es de corriente continua (CC). Para cargarla es necesario un generador de CC conectado con la polaridad correcta. Para poder forzar una corriente de carga la tensión deberá ser algo superior a la de la batería. Esta corriente provoca reacciones químicas en los electrodos. Estas reacciones son reversibles, por lo que desconectar el generador de la batería y conectar una carga la corriente cambiará de sentido.

En la práctica existen limitaciones en cuanto a los ciclos de carga-descarga a los que puede verse sometida la batería, pues los electrodos pierden parte del material con cada descarga. Las baterías sujetas a ciclos de carga y descarga profundos suelen sufrir su envejecimiento principalmente por la degradación de las masas activas positivas.

Así pues, el tipo de baterías más usado en la actualidad corresponde a las baterías Plomo-Ácido (Pb-Ac). En ellas, los electrodos están compuestos por plomo y el electrolito es una solución de agua destilada y ácido sulfúrico. Cuando la batería está cargada, el electrodo positivo tiene un depósito de dióxido de plomo y el negativo es plomo. Al descargarse, la reacción química provoca que, tanto el electrodo positivo como el negativo, tengan un depósito de sulfato de plomo. La *Figura 5* muestra estos dos estados.



*Figura 5: Estado de la batería cargada (dcha.) y descargada (izq.)*

En una batería de este tipo el electrolito participa de forma activa en el proceso, variando la concentración de ácido en la solución con el estado de carga de la batería. Cuando la batería está descargada la cantidad de ácido disminuye y cuando está cargada aumenta. Monitorizando esta concentración es posible conocer el estado de carga de la batería en todo momento.

Las características que definen a las baterías son: la cantidad de energía que pueden almacenar, la máxima corriente de descarga y la profundidad de descarga a la que pueden ser sometidas. La cantidad de energía que puede ser acumulada viene dada en Wh. La capacidad (C) de una batería de sostener un régimen de descarga está dada por el número de Ah. Para una batería dada, el valor de los Wh puede calcularse multiplicando el valor de tensión nominal por el valor de los Ah. El valor de los Ah de una batería deriva del régimen de descarga especificado por el fabricante.

El número de Ah de una batería es un valor que se deriva de un régimen de descarga especificado por el fabricante. Para un tipo especial de baterías, llamadas solares (capítulo 6), el procedimiento de prueba ha sido estandarizado por la industria. Una batería, inicialmente cargada al 100%, es descargada, a corriente constante, hasta que la energía en la misma se reduce al 20% de su valor inicial. El valor de esa corriente de descarga, multiplicado por la duración de la prueba (20 horas es un valor típico), es el valor en Ah de esa batería. Un ejemplo práctico servirá para reforzar este concepto. Si una batería solar tiene una capacidad (C) de 200 Ah para un tiempo de descarga de 20hrs, el valor de la corriente durante la prueba es de 10A. Existe la tentación de extender este concepto para corrientes de descarga en exceso del máximo determinado por el método de prueba (10A en nuestro ejemplo). La batería de nuestro ejemplo no puede entregar 200A durante una hora. El proceso electroquímico no puede ser acelerado sin que la batería incremente su resistencia interna en forma substancial. Este incremento disminuye el voltaje de salida, autolimitando la capacidad de sostener corrientes elevadas en la carga. Si la corriente de descarga es menor que la especificada, digamos 5A, la relación Ah es válida. La batería de 200Ah de nuestro ejemplo puede sostener este valor de corriente por 40 horas. Los fabricantes de baterías expresan el valor de la corriente de carga (o descarga) como un valor fraccional de su capacidad en Ah. En nuestro ejemplo,  $C/20$  representa 10A y  $C/40$

representa un valor de 5A. Esta forma de dar el valor de la corriente de descarga (o carga) parece arbitraria, pero no lo es si recordamos que la capacidad en Ah de una batería, por definición, requiere un número específico de horas de descarga. Si la batería solar de nuestro ejemplo tiene un voltaje nominal de 6 V, la cantidad de energía que puede ser acumulada es de  $6V \times 200 \text{ Ah} = 1200 \text{ Wh}$ .

La profundidad de descarga (PD) representa la cantidad de energía que puede extraerse de una batería. Este valor está dado en forma porcentual. Si la batería del ejemplo entrega 600 Wh, la PD es del 50%. Cuando se efectúa la prueba para determinar la capacidad en Ah de una batería solar la PD alcanza el 80%.

El voltaje de salida de una batería de Pb-ácido no permanece constante durante la carga o descarga. Dos variables determinan su valor: el estado de carga y la temperatura del electrolito. Las curvas de la Figuras 6 y 7 muestran estas variaciones de voltaje, tanto para el proceso de carga como para el de descarga. Los valores están dados usando diferentes valores de corriente, para dos temperaturas de trabajo:  $25^{\circ}\text{C}$  y  $1^{\circ}\text{C}$ , respectivamente. Las curvas a  $25^{\circ}\text{C}$  reflejan el comportamiento de una batería trabajando en un ambiente con temperatura benigna. Las curvas a  $1^{\circ}\text{C}$  reflejan el comportamiento de la misma batería cuando la temperatura del electrolito es cercana al punto de congelación del agua. Los valores dados por las curvas corresponden a una batería de 12V nominales. Si la batería es de 6V, estos valores deberán ser divididos por dos. Si el banco de baterías tiene un valor que es un múltiplo de 12V, los valores leídos deberán multiplicarse por el valor del múltiplo. Para comprender el efecto que tiene la temperatura en el comportamiento de la batería es útil recordar que cualquier reacción química es acelerada cuando la temperatura se incrementa y es retardada cuando ésta disminuye. Las curvas de descarga muestran que a baja temperatura la caída de voltaje es mucho más severa que la que se observa, para la misma corriente, a  $25^{\circ}\text{C}$ . La baja temperatura retarda la reacción química, lo que se traduce en un brusco aumento de la resistencia interna de la batería, lo que provoca una mayor caída del voltaje. Estas curvas confirman la experiencia que el lector tiene con baterías para automotor durante el invierno. Se observa, asimismo, que si se mantiene constante la temperatura del electrolito, la caída de voltaje es siempre mayor (aumento de la resistencia interna) cuando la corriente de descarga aumenta. Este es el mecanismo autolimitante al que nos referimos con anterioridad.

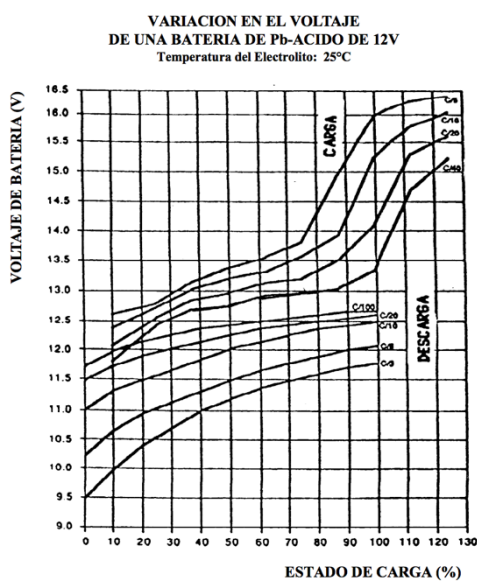


Figura 6: Voltaje de batería (V) vs. Estado de carga (%) con  $T^{\circ}=25^{\circ}\text{C}$

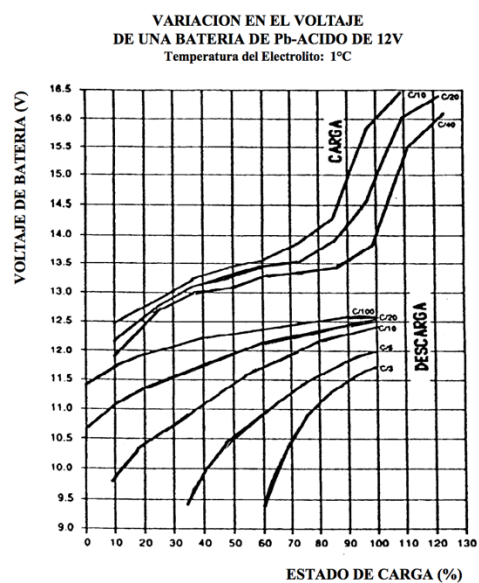


Figura 7: Voltaje de batería (V) vs. Estado de carga (%) con  $T^{\circ}=1^{\circ}\text{C}$

Para la carga, se observa que el voltaje correspondiente a un dado estado y corriente de carga, es siempre menor cuando la temperatura disminuye. Es conveniente cargar una batería con un nivel de corriente que no exceda el máximo dado por el fabricante (C/20 ó 10A en nuestro ejemplo). El tiempo de carga, multiplicado por la corriente de carga debe ser un 15% mayor al número de Ah de la batería, para compensar por las pérdidas durante el proceso de carga.

El valor del voltaje a circuito abierto para una batería no representa una buena indicación del estado de carga o la vida útil de la misma. Para que esta medición tenga alguna significación, la lectura debe ser precedida por la carga de la misma, seguida de un período de inactividad de varias horas. El voltímetro a usarse deberá ser capaz de leer dos decimales con precisión. La medición de la densidad del electrolito constituye una evaluación más fiable, pues se mide un grupo de celdas por separado. Diferencias substanciales en el valor de la densidad entre un grupo de celdas y los restantes da una indicación clara del envejecimiento de la misma. Un voltaje que es importante es el de “final de descarga” para la batería. Este valor está dado por el fabricante, pero es siempre cercano a los 10,5V, para una batería de Pb-ácido de 12V nominales, trabajando a una temperatura cercana a los 25°C.

Un problema que suele presentarse cuando la temperatura del electrolito alcanza los 0°C está relacionado con el estado de carga de la batería. Si ésta está prácticamente descargada, la cantidad de agua en la solución electrolítica es mayor, como indicamos anteriormente. Al bajar la temperatura del electrolito existe la posibilidad de que el agua se congele. Si esto ocurre, su volumen aumenta. La fuerza de esta expansión distorsiona los electrodos, pudiendo dañar las celdas o quebrar la caja. El ácido del electrolito actúa como anticongelante, de manera que es extremadamente importante mantener la carga de las baterías cuando la temperatura de trabajo disminuye. Una batería solar del tipo Pb-ácido, totalmente descargada, se congela alrededor de los -10°C. Si está totalmente cargada, el punto de congelación se alcanza alrededor de los -58°C.

Una batería que está cargada y permanece inactiva, independientemente de su tipo, pierde su carga con el tiempo. Este fenómeno es conocido como autodescarga. La rapidez de la descarga depende de la temperatura ambiente y del tipo de batería. Con el tiempo, todas las baterías pierden la capacidad de acumular carga, ya que con cada descarga se pierde algo del material activo. Sin embargo, la vida útil de las mismas puede ser prolongada si se las mantiene cargadas, no se sobrecargan ni descargan en exceso, permanecen en un lugar que no sufre temperaturas extremas, no son sometidas a cortocircuitos, y se reemplaza el agua destilada que pierden.

En el artículo *Comparasion of differen lead-acid battery lifetime prediction models for use in simulation of stand-alon photovoltaic systems* [5] se ha realizado un estudio donde se comparan diferentes modelos de estimación de la vida útil de las baterías de un sistema fotovoltaico para autoconsumo en una vivienda. Estos resultados servirán como base para la comprobación del buen uso en el método *Rainflow* aplicado en nuestro estudio.

Las partes extraídas de este artículo son las siguientes:

- Características de la instalación
- Controlador de carga
- Modelos de envejecimiento de baterías
- Resultados del cálculo de la vida útil

## Características de la instalación

Household case	
Nominal voltage DC/AC (V)	24/230
<b>PV generator:</b>	
- Number of PV panels in serial	2
- Number of PV panels in parallel	9
- PV panel power (Wp)	95
- PV panel nominal voltage (V)	12
- PV panel type	Polycrystalline Si
- PV panel short current $I_{sc}$ (A)	5.5
- PV panel open circuit voltage $V_{oc}$ (V)	22
- PV panel NOCT ( $^{\circ}$ C)	47
- PV panel $\alpha$ ( $\%/^{\circ}$ C)	-0.43
- PV panel slope ( $^{\circ}$ )	60
- PV panel azimuth ( $^{\circ}$ )	0
<b>Battery bank:</b>	
- Number of batteries in serial	12
- Batteries nominal voltage (V)	2
- Battery type	OPZS
- Batteries nominal capacity $C_N = C_{10}$ (Ah)	546
- Batteries CF vs. DOD	Fig. 7
- Batteries equivalent full cycles	1020
- Batteries float life at 20 $^{\circ}$ C (years)	15
Inverter-rated output (W)	500
<b>Charge controller:</b>	
- Type	PWM
- Rated current (A)	55
- Boost voltage $BV$ (V/cell)	2.4
- $BTime$ (h)	2
- Float Voltage $FV$ (V/cell)	2.3
- Equalization Voltage $FV$ (V/cell)	2.45
- $EInterval$ (days)	30
- $ETime$ (h)	2
- $SOC_{boost}$	0.7
- $SOC_{equal}$	0.4
- $LVD$ (V/cell)	1.85
- $LVR$ (V/cell)	2.1
- $SOC_{disconnect\_load}$	0.3
- $SOC_{reconnect\_load}$	0.5
<b>Economical data for NPC calculation:</b>	
- Battery bank acquisition cost (€)	2592
- PV generator acquisition cost (€)	2880
- PV generator expected lifetime (yr)	25
- Inverter acquisition cost (€)	400
- Inverter expected lifetime (yr)	15
- Controller acquisition cost (€)	950
- Controller expected lifetime (yr)	15
- Total installation cost (€)	500
- Total annual O&M cost (€/yr)	100
- Lifetime of the system (yr)	25
- Average annual interest rate (%)	3
- Average inflation rate (%)	2

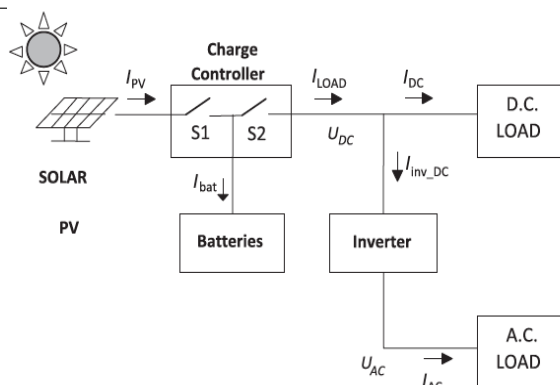


Figura 8: Modelo de la instalación

Household case		
	$T_a$ ( $^{\circ}$ C)	Average irradiation ( $\text{kW h/m}^2/\text{day}$ )
January	6.6	1.92
February	7.7	3.11
March	11	4.56
April	12.9	5.69
May	17.1	6.67
June	21.4	7.58
July	23.3	7.69
August	23.2	6.57
September	19.5	5.16
October	15.9	3.48
November	9.8	2.25
December	6.5	1.71

Tabla 6: Datos de irradiación y  $T^{\circ}$  en el emplazamiento

Tabla 5: Características de la instalación

El modelo de la instalación es el mostrado en la Figura 8, muy similar al modelo simulado en nuestro estudio. Las características técnicas de la instalación se muestran en la Tabla 5 mientras que la Tabla 6 muestra los datos de irradiación y temperatura necesarios para el cálculo de la generación fotovoltaica.

### Controlador de carga

La corriente y la tensión de las baterías son controladas por el controlador de carga (previniendo sobrecarga o sobre-descarga).

#### Controlador de carga on/off

*Previniendo sobrecarga:*

El funcionamiento de este dispositivo es el mostrado en la *Figura 9*. Durante el proceso de carga, cuando la tensión de la batería crece por encima del valor *HVD* (*High Voltage Disconnect*), el controlador de carga cambia a estado *off*, desconectando la batería del generador fotovoltaico. Cuando la tensión cae por debajo del valor *HVR* (*High Voltage Reconnect*) el controlador vuelve a conectar la batería con el generador.

*Previniendo sobre-descarga:*

Durante el proceso de descarga (ver *Figura 9*), si la profundidad de descarga es lo suficientemente profunda como para provocar que la tensión de la batería descienda por debajo del valor *LVD* (*Low Voltage Disconnect*), la carga es desconectada de la batería. Una vez recargada la batería y habiendo alcanzado el valor de *LVR* (*Low Voltage Reconnect*) la carga es conectada de nuevo.

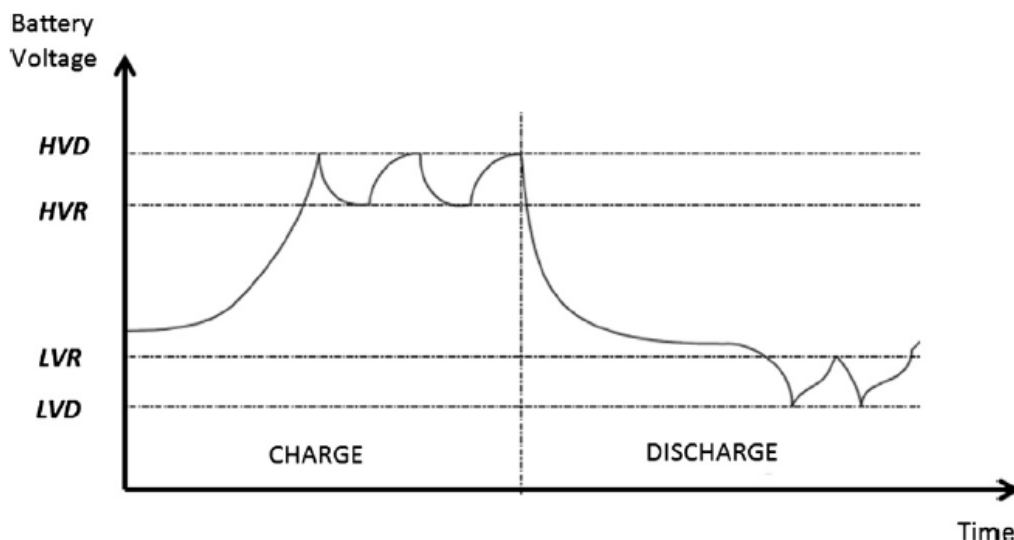


Figura 9: Tensión de la batería vs. Tiempo

#### Controlador de carga PWM

Muchos cargadores PWM conducen la carga en tres estados: *bulk*, *boost* y *float* (ver *Figura 10*). Durante el primer estado (*bulk*), la carga ocurre a cualquier corriente que el generador fotovoltaico puede suministrar. Cuando la batería alcanza el punto de ajuste *BV* (*Boost Voltage*), la corriente disminuye para mantener la tensión en el punto de consigna *BV* (etapa de refuerzo). Cuando la corriente de la batería cae a un cierto nivel o ha pasado un tiempo determinado en el punto de consigna *BV* (*BTime*), el punto de consigna se reduce a una *Tensión de flotación* (*FV*

*Setpoint*) inferior, permitiendo una pequeña corriente en la batería, asegurando una carga completa sin causar gaseamiento excesivo. Los controladores PWM sobrecargan intencionadamente la batería a intervalos regulares (*EInterval*, normalmente 30 días) o, aplicando un punto de ajuste más alto, llamado *Tensión de ecualización* (punto de ajuste *EV*), durante un tiempo determinado (*ETime*), mezclando el electrolito esterificándolo y asegurando que todas las células dentro de la batería estén igualadas en un estado de carga completo.

Algunos controladores utilizan un algoritmo de alto rendimiento con el que se puede calcular el estado de carga (*SoC*) con un grado de precisión suficiente y la batería puede protegerse óptimamente. Este tipo de controlador también aplica puntos de ajuste del *SoC*. La carga incluirá una etapa de carga de impulso si la batería ha caído desde la última carga completa a un *SoC* llamado *SoC* para el impulso (*SoCboost*), de lo contrario la carga de refuerzo no se utilizará. Si la batería ha caído desde la última carga a un *SoC* llamado *SoC* para ecualización (*SoCequal*), se realizará la ecualización.

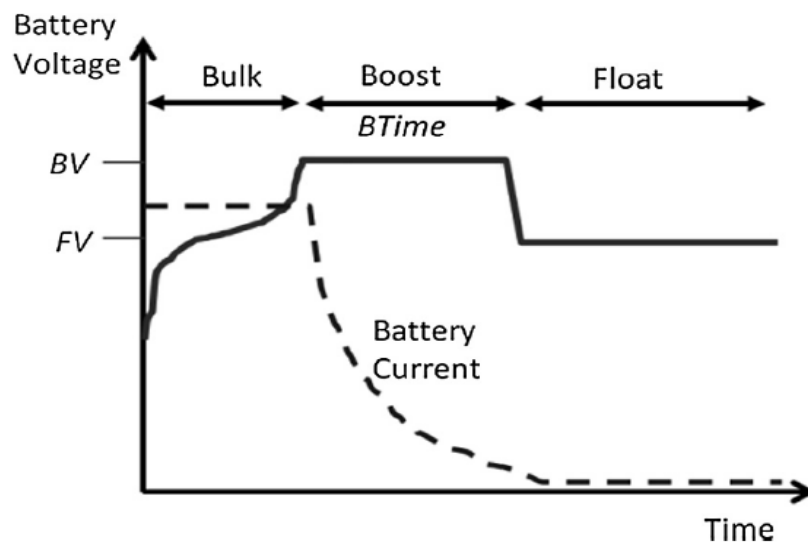


Figura 10: Tensión de la batería vs. Tiempo para el controlador PWM

### Modelos de envejecimiento de baterías

En este artículo, tres métodos diferentes de estimación de la vida útil de las baterías han sido considerados.

#### Equivalent full cycles to failure

Este método es utilizado por muchas herramientas de simulación y optimización. Define el final de la vida útil de la batería cuando se alcanza un número especificado de ciclos completos de carga y descarga. La norma IEC define este número de ciclos (ZIEC).

La estimación de la vida útil consiste en sumar la carga (Ah) ciclada por la batería y calcular el número de ciclos completos ( $Z_N$ ) de la siguiente manera (11):

$$Z_N(t + \Delta t) = Z_N(t) + \frac{\text{abs}(I_{\text{disch}}(t)) * \Delta t}{C_N} \quad (11)$$



### “Rainflow” cycles counting

Explicado en la sección 2.4 *Análisis de la vida útil de las baterías*.

### The Schiffer weighted Ah-throughput model

Este método se basa en la suposición de que las condiciones de operación son típicamente más severas que las utilizadas en las pruebas estándar de ciclos y en estado de flotación. El rendimiento real de Ah se multiplica continuamente por un factor de peso que representa las condiciones de funcionamiento reales. El usuario puede adaptar el modelo a diferentes tipos de baterías utilizando la información de la hoja de datos sobre la vida útil en ciclos y la vida útil en estado de flotación. El final de la duración de la batería se alcanza cuando su capacidad restante es el 80% de la capacidad nominal. Este modelo calcula la pérdida de capacidad por corrosión ( $C_{corr}(t)$ ) y la pérdida de capacidad por degradación ( $C_{deg}(t)$ ). La capacidad restante de la batería,  $C_{remaining}(t)$  es la capacidad inicial de batería normalizada,  $C_d(0)$ , menos la pérdida de capacidad por corrosión y degradación (12):

$$C_{remaining}(t) = C_d(0) - C_{corr}(t) - C_{deg}(t) \quad (12)$$

### Resultados del cálculo de la vida útil

En la *Tabla 7* se muestran los resultados de la vida útil de las baterías usadas en este artículo para los diferentes métodos propuestos. Los resultados correspondientes al método *Rainflow* han sido usados para comparar los resultados obtenidos en nuestro estudio y comprobar la correcta aplicación del modelo.

Prediction method	Batteries model			
	Schiffer et al. [4]	Ah	KiBaM	Copetti modified
Schiffer weighted Ah model	5.8	-	-	-
Average full equivalent cycles	19.1*	18.9*	18.8*	19.8*
Rainflow cycle counting	17.6*	16.3*	18.7*	14.9

\* (>float life at 20 °C).

Tabla 7: Resultados de la vida útil para diferentes modelos

**ANEXO 6: HISTOGRAMAS DE FRECUENCIA DEL SOC PARA LOS CASOS 2 Y 3**

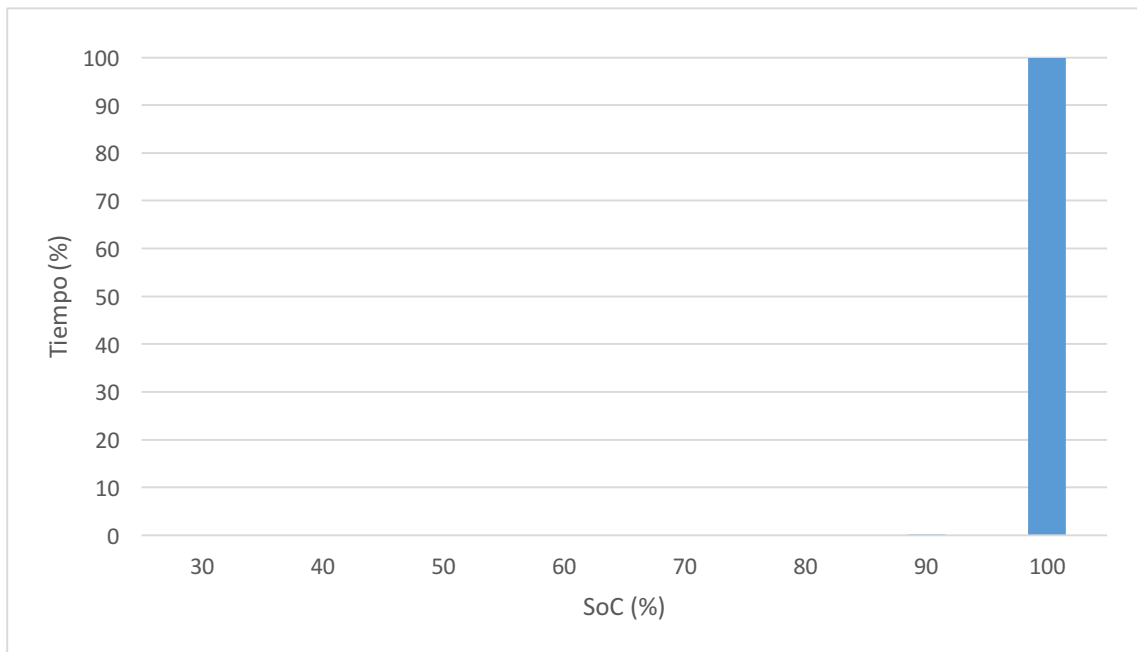


Gráfico 52: Histograma Tiempo (%) frente al SoC (%) con  $K=0,5$ ,  $D=0,5$  y  $P_{max}=0,75$  en el Caso 2

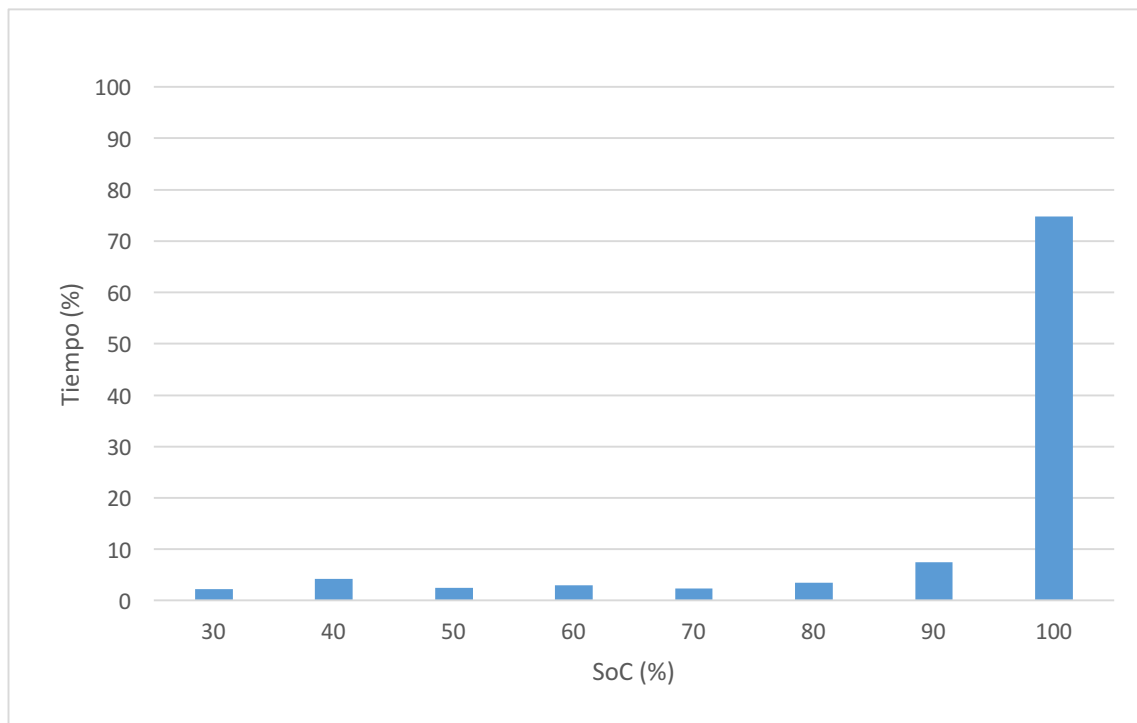


Gráfico 53: Histograma Tiempo (%) frente al SoC(%) con  $K=0,5$ ,  $D=0,5$  y  $P_{max}=0,5$  en el Caso 2

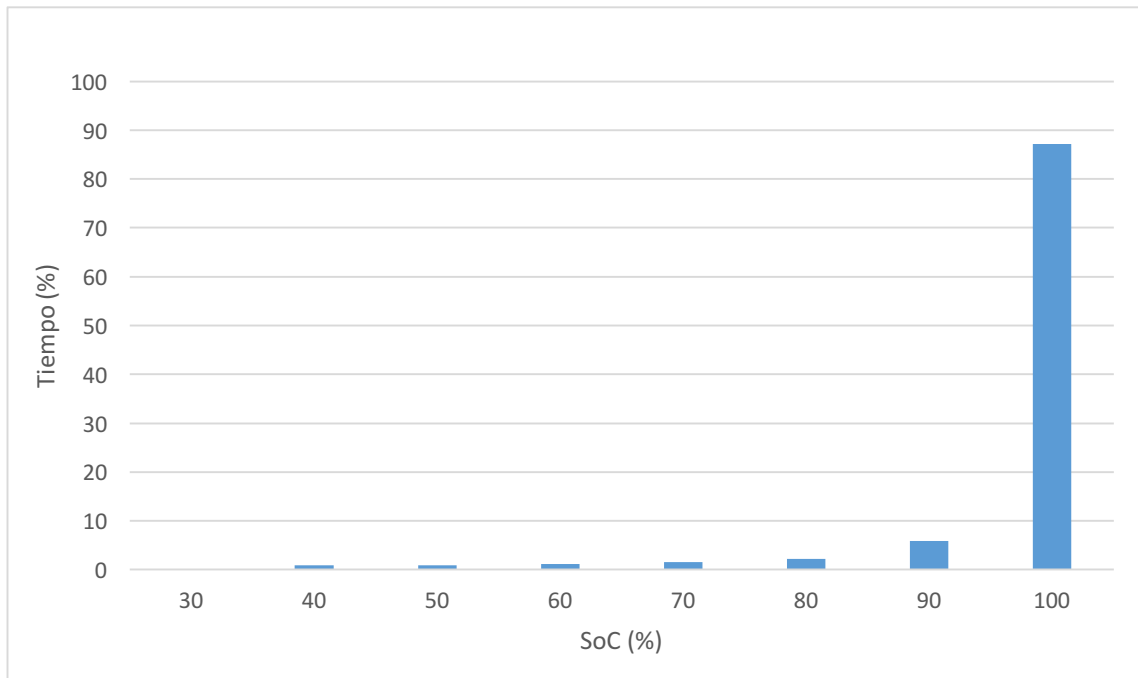


Gráfico 54: Histograma Tiempo (%) frente al SoC (%) con  $K=0,5$ ,  $D=0,5$ ,  $P_{max}=0,75$  y  $P_{min}=0,25$  en el Caso 3

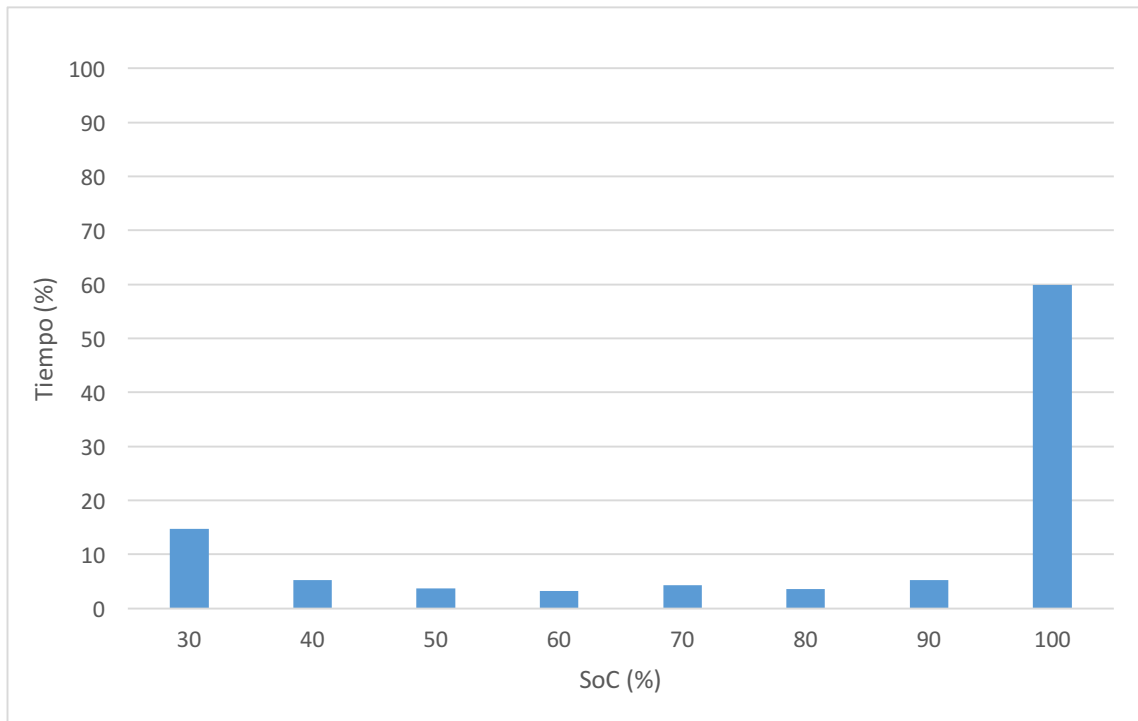


Gráfico 55: Histograma Tiempo (%) frente al SoC (%) con  $K=0,5$ ,  $D=0,5$ ,  $P_{max}=0,5$  y  $P_{min}=0,25$  en el Caso 3

## ANEXO 7: HOJA DE CÁLCULO MÉTODO RAINFLOW

En este anexo se presenta la hoja de cálculo utilizada para la aplicación del método *Rainflow* para la estimación de la vida útil de las baterías presentada en la sección 2.4 *Análisis de la vida útil de las baterías*. Como se ha comentado en esta sección, el primer paso es definir de principio a fin la curva del *SoC(%)* de la batería, obteniendo así el estado de carga para las 8760 horas del año.

La *Figura 11* muestra la hoja de cálculo utilizada. Para comenzar con el cálculo es necesario introducir en la columna *Amplitud* los valores del *SoC(%)* con su correspondiente hora en la columna *Tiempo*. Una vez introducida la curva a la que se aplicará el conteo, se debe hacer click en el botón *Peak/Valley REDUCTION*. Este botón lleva asociado una macro con el código de programa. Esta función se encarga de barrer toda la curva de *SoC (%)* guardando los valores de los máximo y mínimos relativos que se encuentra a su paso. En la casilla *Tolerancia* es posible definir a partir de que amplitud de picos guarda estos valores.

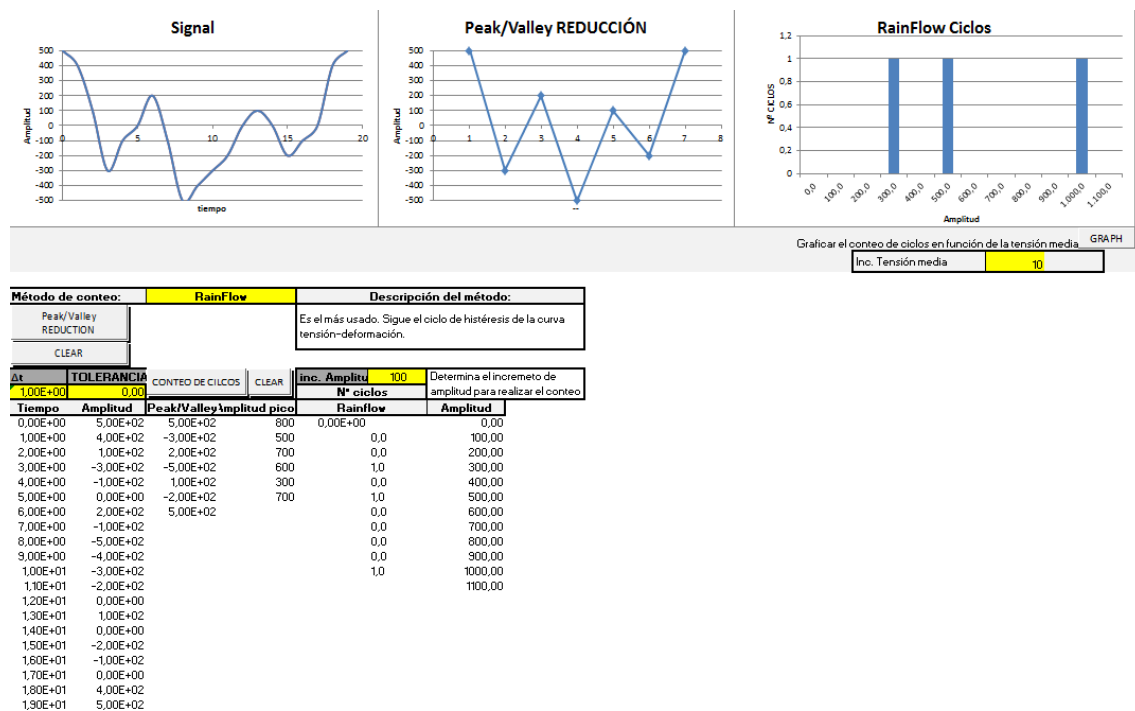


Figura 11: Hoja de cálculo para el conteo Rainflow

Una vez realizado la *Peak/Valley REDUCTION* se debe hacer click sobre el botón *Conteo de ciclos*. De nuevo, este botón lleva asociado una macro con el código de programa. Esta función se encarga de contar los ciclos enteros y semi-ciclos correspondientes a cada amplitud. En la casilla *inc. Amplitud* se puede definir el incremento de amplitud para realizar el conteo. Una vez realizado esto, la hoja de cálculo te genera en la columna *Rainflow* el número de ciclos y en la columna *Amplitud* la amplitud de los mismos, entendida como profundidad de descarga *DOD(%)*.

Con estos resultados ya se dispone de los *Zi* y sus correspondientes *DOD(%)* para el cálculo de los *CFi* según el método comentado en el documento, obteniendo así la vida útil de las baterías.