



Universidad de
Oviedo



ESCUELA POLITÉCNICA INGENIERÍA DE GIJÓN.

GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

ÁREA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

**SISTEMA INTELIGENTE DE GESTION DE ENERGIA PARA UN
EDIFICIO CON GENERACION FOTOVOLTAICA Y
ALMACENAMIENTO DE ENERGIA.**

FERNANDEZ MENDEZ, Marcos

TUTOR: D. NAVARRO RODRIGUEZ, Ángel

FECHA: Julio 2021

Resumen

El presente trabajo viene motivado a reducir los costes de la factura eléctrica de una vivienda o agregación de viviendas mediante el uso de un gestor energético capaz de tomar decisiones en cada intervalo de tiempo con el que estemos trabajando, inicialmente está hecho para que sea cada 15 minutos debido a la resolución de los datos de los que se dispone, contando con una instalación de paneles fotovoltaicos y un sistema de almacenamiento de energía basado en baterías de ion litio.

Debido a los crecientes precios en el consumo energético y al Real Decreto 244/2019 (RD 244/2019) aprobado en ese año, el cual legisla sobre el autoconsumo compartido y las diferentes modalidades de este, siendo una de ellas la modalidad de autoconsumo eléctrico con excedentes donde se permite el vertido de la energía generada sobrante a red eléctrica recibiendo una retribución económica por kWh, esto crea un interés en el sector del autoconsumo e investigar en base a si sale rentable la adquisición de una instalación que permita esta actividad.

También resulta interesante el autoconsumo eléctrico mediante generación fotovoltaica debido a los avances que se están consiguiendo en este campo, la reducción del coste de los paneles solares y la mejora de su rendimiento lo convierten en un modo de generación y consumo eléctrico destacable para un país como España, donde contamos con un alto número de horas con sol y altos niveles de radiación solar.

Para este trabajo se ha usado dos bases de datos, una de cargas eléctricas de varias viviendas cedida por la empresa *Pecan Street*, que simula la demanda que tendría la supuesta agregación de clientes interesados en el autoconsumo, un perfil histórico climático con datos de radiación solar sobre la ciudad de Gijón aportado por el grupo *Meteonorm*.

En base a esto se ha desarrollado un algoritmo que gestione el flujo energético de las viviendas en base a ciertos parámetros como son: el estado de carga de la batería y su

capacidad restante en base a unos límites inferiores y superiores de seguridad, los distintos precios que puede haber en ese momento en la tarifa que estaría contratada, la potencia demandada por los clientes o la excedente de la generación fotovoltaica, la predicción para las siguientes horas de radiación solar o no, entre otros. Posteriormente el algoritmo usando ecuaciones, consulta sobre la rentabilidad económica de tomar una decisión u otra como puede ser vender el excedente a red o emplearlo para cargar la batería teniendo en cuenta los precios a futuro de la tarifa si se decide cargarla más adelante.

Finalmente tras la toma de decisiones en cada pasada del algoritmo, este llega a un estado dentro de los nueve que se han diseñado, en el que ejecuta la orden requerida para cada momento, ya sea vender enteramente los excedentes de fotovoltaica, cargar la batería y vender la energía sobrante restante, alimentar las cargas con potencia de red en el caso de no disponer de toda la necesaria por parte de la generación, alimentar de red y de la potencia de los paneles, descargar la batería para abastecer únicamente con ella, cargar de noche la batería si es interesante desde el punto de vista económico en base a la predicción a futuros de radiación, entre otros modos.

Por último, se elaborará un presupuesto de la instalación requerida y se comprobará el tiempo de amortización de esta según el ahorro percibido gracias a su implementación, y podrá comprobarse si de manera aproximada esta inversión es interesante para un grupo de clientes que decidan asociarse en su consumo eléctrico.

Contenido

1. Agradecimientos.....	12
2. Introducción	13
3. Objetivo y alcance del trabajo.....	16
3.1. Objetivos.....	16
3.2. Alcance	16
3.2.1. Software y bases de datos empleados.....	20
4. Antecedentes	22
4.1. Energía fotovoltaica en España.....	22
4.2. Real Decreto 244/2019	24
4.3. Influencia del autoconsumo fotovoltaico distribuido sobre las pérdidas de red eléctrica.....	28
4.3.1. Resultados en el análisis de la región de Murcia.....	30
5. Estado del arte.....	36
5.1. Clasificación de las tecnologías solares.....	36
5.1.1. Tecnología solar térmica	36
5.1.2. Tecnología solar fotovoltaica	37
5.2. Sistema de almacenamiento de energía	39
5.2.1. Tipos de almacenamiento de energía.....	39
6. Metodología de trabajo.....	47
7. Trabajo realizado.....	49
7.1. Perfiles de cargas eléctricas	49
7.1.1. Consumo de cargas eléctricas de <i>Pecan Street</i>	50
7.2. Diseño del sistema de almacenamiento basado en la batería de ion-litio.....	53
7.2.1. Condiciones iniciales y restricciones del sistema de almacenamiento.....	56

7.3.	Sistema de paneles fotovoltaicos	59
7.3.1.	Perfiles de radiación solar y cálculo de la potencia fotovoltaica generada ...	60
7.4.	Tarifa eléctrica	64
7.5.	Funcionamiento del algoritmo	64
8.	Resultados obtenidos.....	70
8.1.	Resultados para el periodo de marzo	70
8.2.	Resultados para el periodo de julio.....	72
8.3.	Resultados para el periodo de octubre	74
8.4.	Resumen de los resultados	76
8.5.	Presupuesto de la instalación	77
8.5.1.	Impacto de las ayudas e incentivos económicos en el presupuesto.....	78
9.	Conclusiones	80
10.	Bibliografía.....	82

Índice de figuras

Figura 1. Estructura de paneles solares flotantes en Singapur [38]..... 13

Figura 2. Estructura de "arbol solar" [38]..... 14

Figura 3. Evolución de precios de las células fotovoltaicas de silicio cristalino [33]..... 14

Figura 4. Evolución de la participación de energías renovables en la demanda energética nacional [12]..... 19

Figura 5. REE, evolución de la potencia fotovoltaica instalada en España [12]..... 23

Figura 6. Parámetros característicos de la red eléctrica de Murcia [21]..... 29

Figura 7. Consumo eléctrico de Murcia durante los 8 días seleccionados para el estudio [21] 30

Figura 8. Pérdidas en la red de Murcia sin generación fotovoltaica de autoconsumo. Caso base [21] 30

Figura 9. Reducción de pérdidas para el caso de AMV teniendo en cuenta el nivel de adopción [21]..... 31

Figura 10. Variación de las pérdidas para el caso de AMV en base al grado de concentración y de adopción del autoconsumo [21]..... 31

Figura 11. Reducción de pérdidas para el caso de ACT teniendo en cuenta el nivel de adopción [21]..... 32

Figura 12. Variación de las pérdidas en el caso ACT en base al grado de concentración y de adopción del autoconsumo [21]..... 33

Figura 13. Perfil de irradiación solar mensual con percentiles 25 y 75 de la región de Murcia [21] 34

Figura 14. Variación de pérdidas para el caso AMV con irradiación solar media en Murcia [21] 34

Figura 15. Variación de pérdidas con la irradiación del percentil 75 para el caso ACT en Murcia [21].....	35
Figura 16. Variación de pérdidas con la irradiación del percentil 25 para el caso ACT en Murcia [21].....	35
Figura 17. Esquema general de una planta solar térmica [35].....	36
Figura 18. Campo eléctrico en semiconductor por unión n-p [34].....	38
Figura 19. Clasificación de las tecnologías de almacenamiento de energía [36].....	40
Figura 20. Ejemplo de batería ion-litio de 48V y 645Ah [25]	42
Figura 21. Esquema de carga de una batería ion-litio [37].....	43
Figura 22. Gráfica comparativa de densidad energética para distintos tipos de baterías [33]	45
Figura 23. Consumo energético del conjunto de viviendas para el mes de marzo.....	51
Figura 24. Consumo energético del conjunto de viviendas para el mes de julio.	51
Figura 25. Consumo energético del conjunto de viviendas para el mes de julio.	52
Figura 26. Aumento de demanda eléctrica a nivel nacional durante el año 2020.	52
Figura 27. Consumo energético del conjunto de viviendas para el mes de octubre.....	52
Figura 28. Comparativa de tipos de batería para el uso de auto consumo en instalación fotovoltaica.	53
Tabla 29. Especificaciones técnicas del módulo de batería EBick 180 pro.	54
Figura 30. Tiempo estándar entre un valor SoC máximo y el siguiente.	58
Tabla 31. Criterio de consumo energético anual para redimensionar el nº de paneles solares	60
Tabla 32. Criterio según el gasto de factura eléctrica mensual para redimensionar el nº de paneles solares	60
Figura 33. Potencia generada por los 7 paneles fotovoltaicos para el mes de marzo.....	62
Figura 34. Potencia generada por los 7 paneles fotovoltaicos para el mes de julio.	63

Figura 35. Perfil de generación de potencia fotovoltaica para el mes de octubre.	63
Figura 36. Tarifa eléctrica de EDP empleada en la simulación.....	64
Figura 37. Función gráfica de Simulink para consultar la tarifa según la hora.	65
Figura 38. Consumo de P batería y P de red tras aplicar el gestor energético para el mes de marzo.	70
Figura 39. Estado de carga de la batería para el mes de marzo.....	71
Figura 40. Consumo energético con el gestor para el mes de marzo.	71
Figura 41. Consumo de P batería y P de red tras aplicar el gestor energético para el mes de julio.....	72
Figura 42. Estado de carga de la batería para el mes de julio.....	73
Figura 43. Consumo energético con el gestor para el mes de julio.	73
Figura 44. Consumo de P batería y P de red tras aplicar el gestor energético para el mes de octubre.	74
Figura 45. Estado de carga de la batería para el mes de octubre.....	75
Figura 46. Consumo energético con el gestor para el mes de octubre.	75
Tabla 47. Comparativa Potencias promedio antes y después de simular.	76
Tabla 48. Comparativa de consumos energéticos antes y después de simular.....	76
Tabla 49. Comparativa de precios en la factura eléctrica antes y después de aplicar el gestor.	77

RESUMEN DE VARIABLES EMPLEADAS

A continuación, se muestra un breve resumen de las variables y constantes empleadas en el algoritmo gestor energético.

Símbolos	Descripción
FiT	“Feed in tariff”, precio al cual red eléctrica compra los excedentes de energía del autoconsumo.
Price 1	Precios estipulados de la tarifa elegida, en este caso se
Price 2	trata de la tarifa 3.0 de EDP.
Price 3	
tariff	Variable local encargada de consultar en que momento de la simulación estamos para acceder al precio de la tarifa correspondiente a ese momento.
tariffmin	Constante usada para acceder a un modo de operación del algoritmo en el momento de mínimo coste (en las horas nocturnas).
nbat	Rendimiento teórico de la batería empleada en nuestro modelo.

Brc	“Battery replacement cost” es el coste (término constante) asumido cada vez que se utiliza la batería, es una relación entre la degradación de la batería y el coste de reemplazo de esta a futuros.
Pbmax_discharge	Potencia máxima de descarga de la batería.
Pbmax_charge	Potencia máxima de carga de la batería, ligeramente menor que la de descarga.
T	Paso empleado en el algoritmo, está relacionado con la mínima resolución de los datos, en este modelo la mínima resolución será de la previsión meteorológica de radiación solar que es cada 15 minutos (900 segundos).
t	Variable encargada de llevar la cuenta temporal en el algoritmo.
t1	Variable extra de carácter temporal empleada en la consulta de previsión de consumos a futuro para tomar decisiones dentro del algoritmo.
t2	Variable extra de carácter temporal empleada en la consulta de radiación solar futura para tomar decisiones dentro del algoritmo.

day	Variable que se actualiza con el paso de t y da un fin a la ejecución del algoritmo al llegar al valor de 31 días es decir un mes de simulación.
SoC	Estado de carga de la batería.
SoCmin	Valor mínimo permitido para la descarga de la batería.
SoCmax	Valor máximo permitido para la carga de la batería.
Vbat	Tensión en bornes de la batería, para este modelo se ha decidido darle un valor constante.
Cbnom	Capacidad nominal de la batería.
Ppv	Variable de entrada al algoritmo con el valor teórico de la potencia generada por los paneles fotovoltaicos en ese instante de la simulación.
PI	Variable de entrada al algoritmo con el valor de potencia extraído de un perfil de cargas eléctricas de viviendas residenciales.
Pr	Variable local generada en el modo de potencia restante del algoritmo gestor energético, resultado de la resta entre la potencia fotovoltaica (Ppv) y la potencia del perfil de cargas (PI)

Pd	Variable local generada en el modo de potencia demandada del algoritmo gestor, resultado de la resta entre la potencia del perfil de cargas (PI) y la potencia fotovoltaica (Ppv)
P_grid	Variable de salida que toma el valor de la potencia entrante o saliente de red en cada ciclo del algoritmo. Tomará un valor positivo si es potencia extraída de red y negativo si es inyectada a red.
P_bat	Variable de salida que toma el valor de la potencia entrante o saliente de la batería en cada ciclo del algoritmo. Tomará un valor positivo si es potencia empleada para cargar la batería y negativo si se descarga.
I_bat	Variable de salida que refleja el valor de la corriente circulando por la batería para cada ciclo del algoritmo.
Cap_Ah	Capacidad de la batería actualizada en cada muestreo del algoritmo.
Cost	Variable de salida que tomará el valor del consumo eléctrico acumulado de la simulación. Pudiendo ser positivo (precio a pagar) o negativo (cantidad compensatoria por la venta de energía excedente).

1. Agradecimientos.

Me gustaría agradecer este trabajo a mi familia por su ayuda en todo momento y en especial a mis padres, ha habido momentos difíciles y gracias a su apoyo incondicional en todo momento hoy estoy aquí.

Por último, agradecer al grupo Meteonorm por ceder de forma desinteresada para este trabajo una base de datos meteorológica anual de Gijón con una resolución temporal muy precisa respecto al punto de partida.

2. Introducción

La energía fotovoltaica comienza con el aprovechamiento de la radiación solar que emite el astro y que viaja hasta la tierra en forma de radiación electromagnética recorriendo aproximadamente 150 millones de kilómetros para llegar hasta nuestro planeta, tomando cerca de 8,5 minutos en realizar dicho viaje. Teniendo en cuenta el tiempo de vida que se estima que le queda a nuestro sol que se va viendo reducido según ocurren las reacciones de fusión en su superficie, podemos considerar que es una fuente estable de energía para nuestro planeta. A su vez los rápidos avances que están teniendo las tecnologías que implican a este tipo de energía son importantes para decidirse en su uso.

Desde el perfeccionamiento de baterías de litio, de gran importancia para el almacenamiento de la energía que no estemos consumiendo de forma instantánea, la mejora de los paneles fotovoltaicos gracias a nuevos materiales, la aparición de nuevas técnicas en la arquitectura de los paneles como los sistemas de células solares en tándem [1] las cuales permiten convertir hasta un 35,9 % de la luz solar en energía eléctrica al aprovechar y generar corriente eléctrica de múltiples longitudes de onda del espectro de la luz solar incidente, la creación de sistemas de paneles flotantes algo muy útil para países o regiones donde hay escasez de un terreno adecuado para la instalación de los paneles solares.



Figura 1. Estructura de paneles solares flotantes en Singapur [38]

Nuevas formas de inclusión de esta tecnología en áreas urbanas como árboles solares, los cuales imitan la forma de un árbol que también permite ahorrar espacio.



Figura 2. Estructura de "árbol solar" [38]

Pero sobre todo la reducción que se ha ido consiguiendo en los costes de las células fotovoltaicas de silicio cristalino (las células fotovoltaicas más comunes) en las últimas décadas para su fabricación, como se puede apreciar en la figura 1, convirtiéndola en más accesible para un mayor número de usuarios.

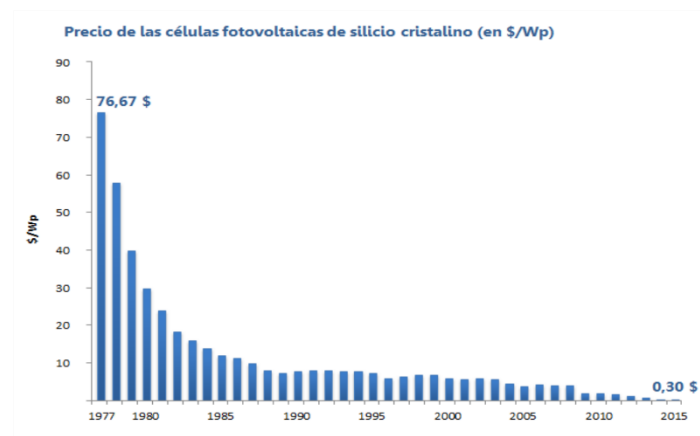


Figura 3. Evolución de precios de las células fotovoltaicas de silicio cristalino [33]

En este trabajo nos centraremos en el autoconsumo eléctrico que es aquel que se lleva a cabo de forma paralela al sistema de red eléctrica del país sin llegar a desconectarse en ningún momento de esta y que ofrece la posibilidad de desviar a la red el excedente de nuestra autogeneración energética.

En comparación a otros países, en el pasado el gobierno de España no impulsó lo suficiente el uso de estas tecnologías hasta los años 2007 – 2008, siendo España un país idóneo para el aprovechamiento del recurso solar.

3. Objetivo y alcance del trabajo.

3.1. Objetivos

El objeto de este trabajo fin de grado es la creación de un algoritmo capaz de gestionar inteligentemente el consumo eléctrico de en una o un conjunto de viviendas las cuales cuentan con un sistema de generación fotovoltaico y otro sistema de almacenamiento energético (baterías), aprovechando el nuevo Real Decreto 244 aprobado en 2019 [2], el cual versa sobre las nuevas regulaciones de autoconsumo energético.

Los objetivos del presente proyecto son:

- Estudio y comprensión del estado del arte de la tecnología actual fotovoltaica y los sistemas de almacenamiento más eficientes actualmente.
- El diseño de un algoritmo capaz de gestionar el flujo energético del consumo y la generación de un grupo de viviendas asociadas con el fin de reducir lo máximo posible su factura eléctrica.
- La obtención de un simulador offline que permita a los futuros usuarios de estas instalaciones, redimensionar de forma particular su instalación y comprobar por su cuenta el impacto que supondría en su consumo eléctrico.
- Evaluación del algoritmo diseñado mediante el uso de bases de datos tanto de perfiles de consumo eléctricos como de radiación solar.

3.2. Alcance

En ese trabajo, entre otros, se pretende conseguir una serie de objetivos de diverso carácter:

- Económico

Uno de los mayores objetivos que se pretende conseguir es el ahorro en la factura eléctrica del consumidor o conjunto de consumidores que decidan asociarse para llevar a cabo el autoconsumo fotovoltaico.

El aprovechamiento de la energía solar en su mayor medida y la venta de sus excedentes de la generación causarán una reducción económica en el consumo eléctrico proveniente de la red que ha de suponer un ahorro en cada factura eléctrica y a su vez también amortizarse en poco tiempo sin llegar a tener obsoleta la instalación en la que se ha invertido. Además de repercutir en una revalorización del inmueble o inmuebles sobre las que se instale.

También es importante mencionar las subvenciones y ayudas públicas que suelen concederse a los usuarios que deciden invertir en el autoconsumo fotovoltaico, siendo en algunos casos muy interesante de cara a la financiación de la instalación.

- En lo referente a problemas ambientales como viene siendo el problema de la huella de carbono.

Un problema a nivel mundial en el que se acumula en la atmósfera una serie de gases de efecto invernadero, algunos como el metano (CH₄), hidrofluorocarburos (HFCs), y el que más ha afectado desde hace décadas el dióxido de carbono CO₂. Todos ellos producidas por actividades económicas y del día a día del ser humano y llegando a alcanzar un nuevo récord en 2019.

Por ello se está fomentando en todos los aspectos posibles la minimización de estos vertidos, y el autoconsumo fotovoltaico es un buen candidato para que la sociedad a niveles más individualizados contribuya en esta causa.

- Adicionalmente este trabajo trata de ofrecer a futuros usuarios de estas instalaciones, una forma lo más aproximado posible y rápida de pre-estudio del ahorro que supondría en cuanto a lo económico y energético.

Todo ello en base a un consumo eléctrico semejante al que pueda tener el usuario o el conjunto de ellos y empleando un perfil histórico de radiación solar de la ubicación a estudiar.

Esto se lograría mediante el uso de un modelo a parte del algoritmo original, preparado para funcionar en condiciones que no sean a tiempo real con el objetivo de simular el escenario que se quiera prever y facilitar su instalación.

- Por último, el presente trabajo pretende acercar más la eficiencia y la independencia energética que supondría dicha inversión.

En gran medida gracias a la serie de legislaciones que favorecen esta actividad y que comentaremos en este trabajo, a la gran mayoría de usuarios que no son conocedores.

La sociedad actualmente tiende a avanzar hacia una independencia en muchos de los servicios que necesitamos, en el caso del consumo energético es interesante para muchas viviendas ya sean de uso ocasional o de uso residencial plantearse un auto consumo debido a la reducción de costes que puede suponer en la factura energética. Siendo España una región idónea para la instalación de tecnología fotovoltaica gracias a las temperaturas y radiaciones solares del país.

Esta reducción de dependencia energética gracias al aprovechamiento del recurso natural solar se traduce, entre otros aspectos, en la disminución comercial de importación de recursos fósiles de otros países para su posterior consumo en centrales energéticas convencionales.

A su vez se llegaría a una mayor distribución de las energías renovables que darían lugar a una disminución de pérdidas en la red

Fomentando el aumento del auto consumo energético lograríamos una mayor competitividad económica en el país y se conseguiría una mayor concienciación energética en la sociedad al involucrar más al consumidor en el proceso energético, algo que resulta importante de cara a alcanzar los objetivos estipulados en el *Pacto Verde Europeo* [3] de 2020, el cual propone como objetivos para el año 2030 los siguientes:

- Reducción de al menos el 40% de las emisiones de gases de efecto invernadero con respecto a 1990.
- Una participación mínima del 32% de energías renovables en la generación energética.
- Conseguir una mejora de eficiencia energética del 32,5% en adelante.

Es interesante remarcar que España ya ha conseguido superar este último año los objetivos europeos en cuanto a energías renovables (con un extra del 1%) y eficiencia energética para 2020, siendo este el año con mayor participación en cuanto a tecnologías de carácter limpio en el mix de generación, lo cual supone una gran motivación para continuar en esta línea y desarrollar nuevos métodos y formas de contribuir en esta transición energética a nivel individual como consumidores.

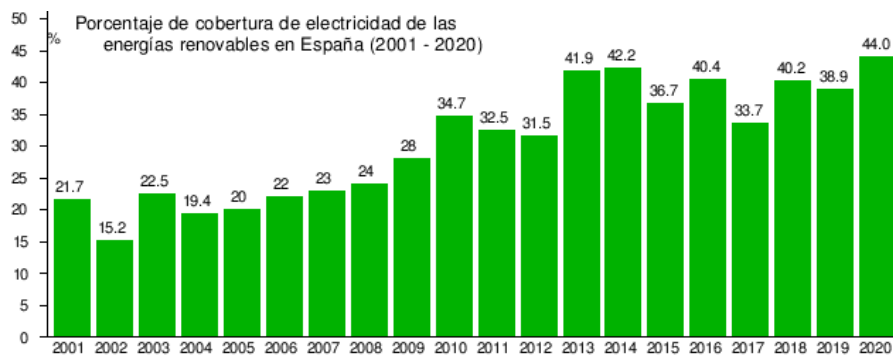


Figura 4. Evolución de la participación de energías renovables en la demanda energética nacional [12]

Como se puede observar en la *figura 4*, el 2020 fue un gran año para las energías renovables con el récord histórico de cobertura energética del 44% por parte de energías limpias.

A su vez, también es interesante de este trabajo la implementación gráfica del algoritmo que permita redimensionar nuestro propio sistema de generación con autoconsumo introduciendo un perfil de cargas similar a nuestro consumo, un histórico de radiación solar de la ubicación geográfica donde nos interese y la tarifa que nos interese contratar, siendo importante que estos tres inputs cuenten con la misma resolución de datos, que en este trabajo será de 15 minutos siendo delimitada por la resolución del perfil de cargas de Pecan Street. Siendo esta una forma de poder comprobar los niveles de ahorro e interés en la instalación del sistema de autoconsumo antes de proceder a hacer con el proyecto.

El punto de partida para este algoritmo será la obtención de un perfil de previsión de radiación solar con ubicación en la ciudad de Gijón en el mes de Marzo del año 2016, obtenido de la web PVGIS [4], y de la recopilación de datos de la empresa ADRES una previsión de cargas eléctricas de hasta 30 consumidores diferentes obtenidos del *Instituto de Sistemas Eléctricos* [5] y la tarifa eléctrica de EDP [6] 2.0 con tres periodos podremos decidir entre los distintos caminos que ha de tomar nuestro gestor energético según cada instante.

Es importante recordar que el algoritmo funcionará más ajustado a la realidad si tomamos los valores de las cargas de una lectura a tiempo real en cada vivienda en lugar de usar un perfil de cargas registrado a posteriori.

3.2.1. Software y bases de datos empleados

Para el desarrollo de este trabajo se han empleado los siguientes programas y bases de datos de empresas:

1. Microsoft Excel [7]: Esta herramienta me ha permitido el tratamiento de grandes cantidades de datos como son los perfiles de cargas y previsiones de radiación solar además de generar el vector tarifa que consultará en cada momento necesario el gestor energético.
2. Microsoft Word [8]: Necesario para la elaboración de la memoria del trabajo.
3. Matlab [9]: La implementación de este software en el trabajo ha sido necesaria para extraer y tratar más en profundidad los datos manejados en Excel, creación de vectores y generación de funciones para implementar después en el modelo.
4. Simulink [10]: El encargado de crear un modelo donde se han ido desarrollando el algoritmo gestor de energía, es la herramienta principal de este trabajo.
5. PVGIS: Se trata de una página web europea donde he extraído los datos climáticos necesarios para el cálculo de la potencia generada en los paneles fotovoltaicos.
6. ADRES: Este instituto alemán se ha encargado de facilitar los datos de 30 viviendas durante 1 semana con una resolución de segundos, empleada en las primeras simulaciones del algoritmo de este trabajo.
7. Pecan Street [11]: Es una web de investigación y recopilación de información energética, tratamiento de aguas y conservación medioambiental, la cual ha proporcionado más información acerca de consumos eléctricos mensuales utilizados en la parte final de la simulación del algoritmo.
8. METEONORM: Se trata de un software meteorológico que cuenta con recopilaciones de datos y modelos climáticos muy precisos. Para este trabajo han cedido gratuitamente una base de datos con las condiciones climáticas de radiación solar anual en Gijón con resolución de 1 minuto.

4. Antecedentes

4.1. Energía fotovoltaica en España

España forma parte de los principales países europeos con más horas de sol diarias, lo cual junto al alto interés europeo por las energías renovables desde sus inicios ha motivado la producción de energía solar dentro de España.

La primera central fotovoltaica conectada a la red eléctrica española [12] fue construida en nuestro país en 1984 en San Agustín de Guadalix [13] por Hidroeléctrica española [14] entre otras empresas del sector como ASINEL [15] con un coste de 462 millones de pesetas (2.776.676 €) y sería capaz de producir 100 kWp. Uno de los mayores retos de este tipo de centrales no eran en si los paneles fotovoltaicos si no las tecnologías como convertidores, alternadores y demás tecnologías por lo que esta obra supuso un avance en la puesta a punto y prueba de estos dispositivos.

Durante aproximadamente 10 años la central de San Agustín de Guadalix fue la única en funcionamiento de su tipo en la península Ibérica hasta que en 1993 se instalaron cuatro sistemas fotovoltaicos de 2,7 kWp en cuatro viviendas por la empresa ATERSA [16] siendo estas el primer paso hacia el autoconsumo energético en viviendas. Sucesivamente se le fueron añadiendo nuevas instalaciones de baja potencia dentro de un marco teórico más que práctico, hasta que el 7 de junio de 1994 fue construida la central solar fotovoltaica de Toledo contanto con 1 MW y siendo la más grande de Europa hasta entonces.

Tras la publicación del RD 2818/1998 [17] se crearon las tarifas para la inyección del excedente de energía a red eléctrica las cuales eran de $60 \frac{ptas}{kWh}$ para instalaciones inferiores a 5 kWp y de $30 \frac{ptas}{kWh}$ para las superiores a dicha potencia instalada. Posteriormente llegaría el RD 1663/2000 [18] el cual sentaría las condiciones administrativas y técnicas para las tecnologías fotovoltaicas en España.

Aún con todos estos avances dentro de este campo, en el año 2004 las energías fotovoltaicas constituían una parte pequeña dentro del abanico de las energías renovables que ya de por si eran menos del 7 % del consumo energético. En los siguientes años se trató de incentivar más estas tecnologías llegando a establecer en 2007 una nueva legislación de primas y tarifas fijas que incentivaron una alta inversión en estas instalaciones las cuales experimentaron una creciente subida apreciable en la figura 2, llegando a ser casi 30 veces superior la potencia fotovoltaica instalada en España entre los años 2008 y 2009.

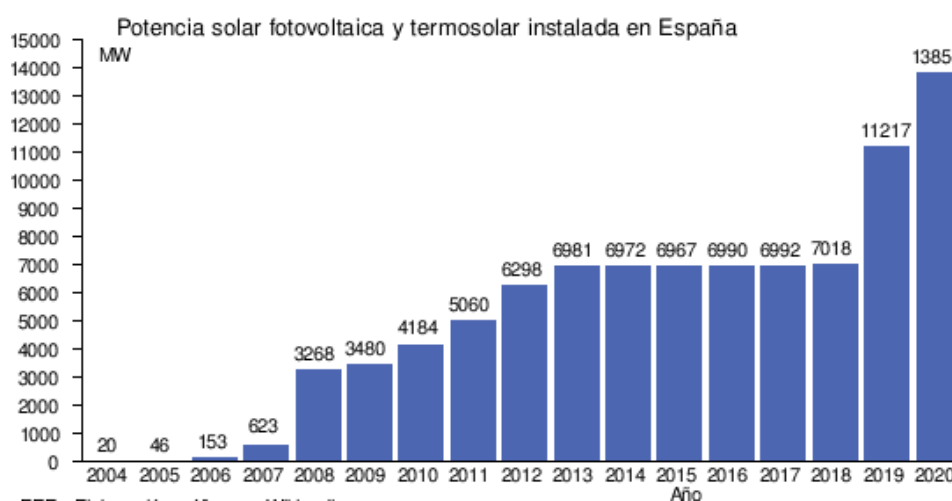


Figura 5. REE, evolución de la potencia fotovoltaica instalada en España [12]

Este crecimiento se vio ciertamente limitado por la crisis económica acaecida durante esa época. Tras la recuperación de este periodo de crisis también hubo una pequeña recuperación en este sector energético, pero en 2013 se impuso un impuesto del 7 % a la generación lo que de nuevo volvió a frenar esta tecnología hasta el cese de dicho impuesto en 2018 observándose un claro auge durante este año hasta que volvió a implantarse en marzo de 2019.

Aún con tanta imposición en su contra, la energía fotovoltaica siguió evolucionando debido a la mejora de la eficiencia de los paneles fotovoltaicos y el importante abaratamiento de la producción de paneles solares, convirtiéndose en una forma de negocio principal la venta directa de su energía a la red eléctrica.

Tras la creación del Real Decreto de abril en 2019 [2] se ha dado un mayor auge al autoconsumo colectivo y ha supuesto un gran incremento respecto al año anterior de producción de energía fotovoltaica siendo ahora el periodo más importante para apostar por esta fuente de energía renovable. Gracias a la reciente aparición de estas regulaciones que apoyan al autoconsumo surge el término “prosumidor” de energía eléctrica, haciendo referencia al acto de convertirse en consumidor y productor de energía con respecto a red eléctrica española. Cabe destacar la importancia de la energía fotovoltaica sobre el resto de las fuentes renovables en España siendo esta casi el 65 % de toda la potencia renovable instalada durante 2019.

El avance de la energía fotovoltaica ha seguido un camino con bastantes trabas y obstáculos que aun así ha sabido superar y demostrar la gran utilidad que tiene de cara a un futuro limpio.

El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) [19] plantea un futuro escenario idílico en España para el año 2050 en el que el 100 % sea generación de energía renovable, sentando un punto intermedio en 2030 con el 74 % de la energía producida de fuentes renovables.

4.2. Real Decreto 244/2019

Con la aparición de este Real Decreto se ha impulsado enormemente el autoconsumo compartido en España, entre otras regulaciones se elimina el conocido como “impuesto al sol” el cual obligaba a cualquier individuo autoconsumidor de energía a pagar los impuestos pertinentes por el hecho de estar conectado a red eléctrica para el mantenimiento de esta.

Este decreto, entre otros puntos, dicta las distintas modalidades de autoconsumo eléctrico:

1. Modalidad de autoconsumo eléctrico sin excedentes

En esta modalidad es necesaria la instalación de un mecanismo que evite la posibilidad de inyectar energía sobrante a la red de transporte o distribución, existiendo así únicamente la figura de sujeto consumidor.

2. Modalidad de autoconsumo eléctrico con excedentes

Pertenecen a esta aquellos sujetos quienes suministren con excedentes de autoconsumo los cuales reciben una compensación por dicha acción de suministro de excedentes. Dentro de esta modalidad se distinguen dos tipos de autoconsumidores con excedentes:

a) Modalidad con excedentes acogida a compensación que presenta las siguientes condiciones técnicas y administrativas:

- La fuente de energía primaria ha de ser de fuentes renovables.
- La potencia total de la instalación de autoconsumo no debe superar los 100 kW.
- En caso de ser necesario un suministro auxiliar para la producción de autoconsumo, el sujeto ha de tener en activo un contrato de suministro para dicho consumo auxiliar con una empresa comercializadora, según lo dispuesto en el artículo 9.2 de este real decreto.
- El consumidor y productor ha de tener en vigor un contrato de compensación por sus excedentes del autoconsumo, definido en el artículo 14 de este real decreto.
- La instalación de autoconsumo no podrá tener otro régimen compensatorio adicional.

- b) Modalidad con excedentes no acogida a compensación, a la cual pertenecerán aquellos individuos que no cumplan los requisitos mencionados previamente o que voluntariamente decidan pertenecer a esta modalidad.

Además de esta división de autoconsumo, también podemos encontrarnos con una división en autoconsumo individual o colectivo en función del número de consumidores asociados.

En el caso colectivo, todos los sujetos participantes han de encontrarse en la misma modalidad de autoconsumo y han de comunicar individualmente a la empresa distribuidora o a la comercializadora un mismo acuerdo de todos los participantes que exponga el criterio de reparto.

A su vez el punto de suministro o instalación de cada consumidor ha de cumplir con los requisitos establecidos en la normativa.

Los requisitos necesarios que ha de cumplir una instalación para que sea considerada de autoconsumo son los siguientes:

- La instalación de generación y los puntos de suministro han de cumplir los requisitos técnicos de acuerdo a la normativa del sector eléctrico y el cumplimiento de los puntos de calidad y seguridad industrial, nacional y a nivel europeo.
Siendo la empresa distribuidora ninguna obligación legal sobre estas instalaciones.
- En cualquier modalidad de autoconsumo el consumidor y el propietario de dicha instalación pueden ser personas físicas o jurídicas distintas.

- En la modalidad de autoconsumo sin excedentes el titular del punto de suministro ha de ser el consumidor además de ser también el titular de la instalación de generación conectadas a su red.

En el caso de autoconsumo sin excedentes colectivo, la titularidad ha de ser compartida por todos los consumidores pertenecientes a dicha instalación.

- En la modalidad de autoconsumo con excedentes cuando las instalaciones de generación estén conectadas a la red eléctrica han de responder por el incumplimiento de los puntos recogidos en este real decreto aceptando la posible desconexión de red.
- Para la modalidad de autoconsumo con excedentes se considerarán consumidores a los titulares de las instalaciones de generaciones cercanas a la instalación de consumo y asociadas únicamente por sus consumos auxiliares para su generación.
- Si debido a incumplimientos técnicos existen instalaciones peligrosas o si se ha manipulado el dispositivo de antivertido de excedentes, la empresa distribuidora o la transportista podrá cortar el suministro, conforme al artículo 87 del Real Decreto 1955/2000 del 1 de diciembre [20].
- Podrá proceder a la instalación de sistemas de almacenamiento energético en las instalaciones de autoconsumo, disponiendo de los elementos de protección indicados en la normativa de calidad y seguridad industrial que sea de aplicación. Estos dispositivos han de compartir equipo de medida que registre la generación neta.

4.3. Influencia del autoconsumo fotovoltaico distribuido sobre las pérdidas de red eléctrica

Este subapartado trata de resumir el estudio realizado en el proyecto GEDISPER [21] en 2016, realizado por Pablo Eguia, Esther Torres y Javier García del departamento de Ingeniería Eléctrica de la Escuela Técnica Superior de Ingeniería de Bilbao, perteneciente a la Universidad del País Vasco.

El presente estudio está motivado debido a la incertidumbre que hay en el razonamiento de si la localización de la generación fotovoltaica de autoconsumo en las redes de distribución, más próximas a los puntos de consumo, supondría un ahorro en las pérdidas eléctricas con respecto a la situación convencional en la que el suministro de la energía se da a través de las redes de transporte, recorriendo grandes distancias con sus respectivos pasos por los puntos de transformación. También este estudio tiene en cuenta la naturaleza intermitente de la energía fotovoltaica y cómo en las regiones de España donde haya menor concentración de radiación solar, que necesitarán un redimensionamiento mayor de los paneles fotovoltaicos que aquellas zonas en las que la radiación sea superior (como puede ocurrir en la zona sur del país) supondrá un inconveniente en las temporadas en las que los niveles de radiación son notablemente superiores, como es el verano, provocando una generación fotovoltaica muy alta debido a su previo incremento del redimensionamiento de los paneles.

Con respecto a las instalaciones fotovoltaicas, su redimensionamiento, la distribución de consumidores y la concentración de auto generación, el estudio tiene en cuenta los siguientes factores y casos:

- La primera es la minimización de vertidos sobrantes energéticos a red por parte de los consumidores llamado *Autoconsumo con Minimización de Vertidos* (AMV) donde no hay retribución económica por los excedentes. En este caso la instalación ha de estar correctamente redimensionada (que sea capaz de cubrir entorno al 40% de la energía demandada anualmente por el consumidor) para así verter a red la mínima energía sobrante.

- En el segundo escenario si se da una retribución económica por los vertidos energéticos a red, conocido como *Autoconsumo con Cobertura Total (ACT)*. En este caso el redimensionamiento de la instalación fotovoltaica se hará para cubrir el 100% de la energía anual demandada.

En cuanto a la consideración de la densidad de consumidores con autoconsumo respecto al número total de consumidores en el área o región de estudio, denominado como “adopción” se diferencia del 0% al 100% con un paso de 10%.

Por último, teniendo en cuenta el nivel de concentración que está definido por cómo de repartido geográficamente está el autoconsumo de energía fotovoltaica sobre la región de estudio, existiendo 6 grados: aleatorio, disperso, leve, moderado, fuerte y extremo.

El proyecto se emplaza en 3 comunidades autónomas distintas: Madrid, Vizcaya y Murcia, con consumos del año 2014 de la red eléctrica de media tensión extrapolando los datos de 8 días a lo largo del año, siendo la comunidad de Murcia la que emplearemos para el análisis del estudio.

	Nº Redes	Nudos	Generadores	Cargas	Transformadores	Líneas
Red AT	1	2674	655	989	1243	3788
Red MT	90	31721	hasta 15388	15388	94	33327
Red BT	40	19020	hasta 13651	13651	71	18949

Figura 6. Parámetros característicos de la red eléctrica de Murcia [21].

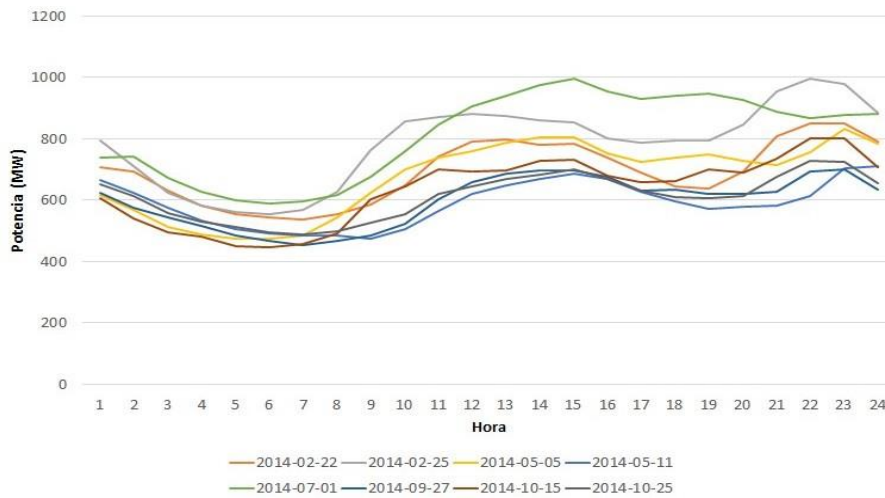


Figura 7. Consumo eléctrico de Murcia durante los 8 días seleccionados para el estudio [21]

4.3.1. Resultados en el análisis de la región de Murcia

Las conclusiones de este estudio se discutirán en base a los datos de esta región sin contar con ninguna generación de autoconsumo fotovoltaico (ver figura 8). Se observan unas pérdidas notablemente inferiores comparadas con las de España (en torno al 7%) ya que se están teniendo únicamente en cuenta las pérdidas de carácter técnico.

	Demanda (GWh)	Pérdidas (GWh)	Coefficiente de pérdidas (%)
Red BT	3121.36 (1)	124.43 (2)	4.15%
Red MT	2977.35 (3)	120.63 (4)	1.98%
Total MT + BT	6098.71 (5=1+3)	245.06 (6=2+4)	4.10%
Demanda Bruta 2014	6370.30 (8)	-	-

Figura 8. Pérdidas en la red de Murcia sin generación fotovoltaica de autoconsumo. Caso base [21]

Caso de Autoconsumo con Minimización de Vertidos (AMV)

Como se describió anteriormente, en este caso no habría una compensación económica hacia el cliente, y se destaca una reducción de las pérdidas eléctricas en

los 3 niveles de tensión, siendo más notable en baja y media tensión debido a la inclusión de la generación fotovoltaica en estas redes.

En la *figura 9* se tiene solamente en cuenta el nivel de adopción. Centrándonos en la mejor situación, que es en el 100% de adopción, se puede comprobar cómo para baja tensión (LV en la gráfica) se alcanza una reducción del 33,8%, mientras que media tensión (MV) sería del 31,5% y por último para la red de alta tensión (HV) es prácticamente del 1%.

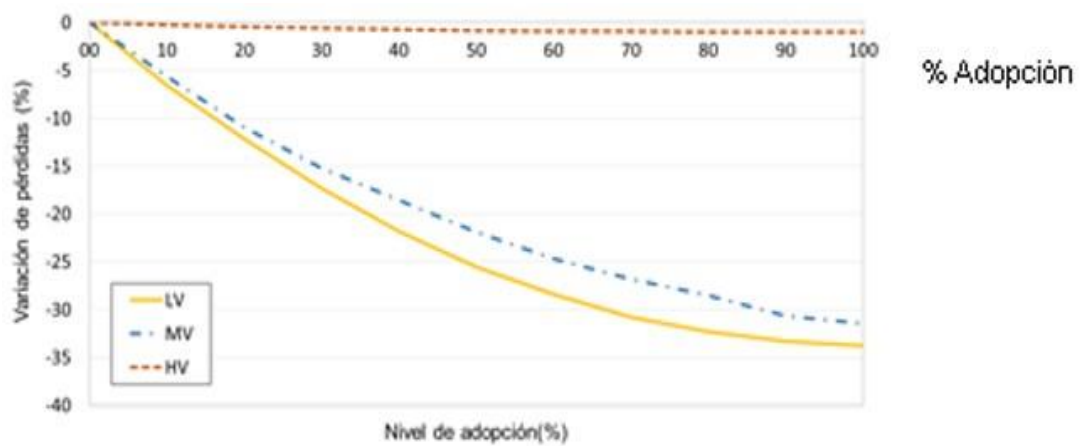


Figura 9. Reducción de pérdidas para el caso de AMV teniendo en cuenta el nivel de adopción [21].

En la *figura 10* se ha observado cómo se siguen reduciendo las pérdidas aumentando el nivel de adopción y que no existen grandes diferencias entre los distintos niveles de concentración del autoconsumo.

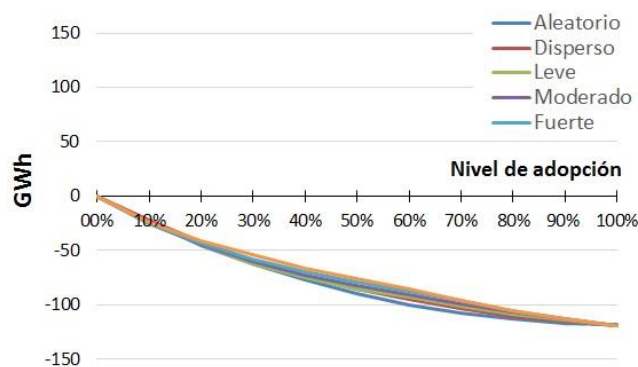


Figura 10. Variación de las pérdidas para el caso de AMV en base al grado de concentración y de adopción del autoconsumo [21].

Caso de *Autoconsumo con Cobertura Total (ACT)*

En este caso se pretende desviar a red los excedentes generados por la instalación fotovoltaica.

Al igual que en el caso AMV, durante este año de análisis comienzan a disminuir las pérdidas para baja y media tensión (BT y MT respectivamente) según va aumentando el nivel de adopción de los consumidores de la región hasta llegar al punto del 40% donde esta reducción de pérdidas se ve afectada volviendo a aumentar. En la red de alta tensión (AT) a penas se aprecia una disminución en pérdidas eléctricas, algo similar a lo que ocurre en el caso de AMV (*ver figura 11*).

No es hasta el 80% de adopción de autoconsumo fotovoltaico cuando estas pérdidas superan al caso inicial de Murcia (*figura 8*) llegando a suponer unos valores del 23,7% en BT, 22% en MT y un 1% para AT. Dejando claro el impacto negativo sobre las pérdidas de red eléctrica superando el umbral del 40% de adopción,

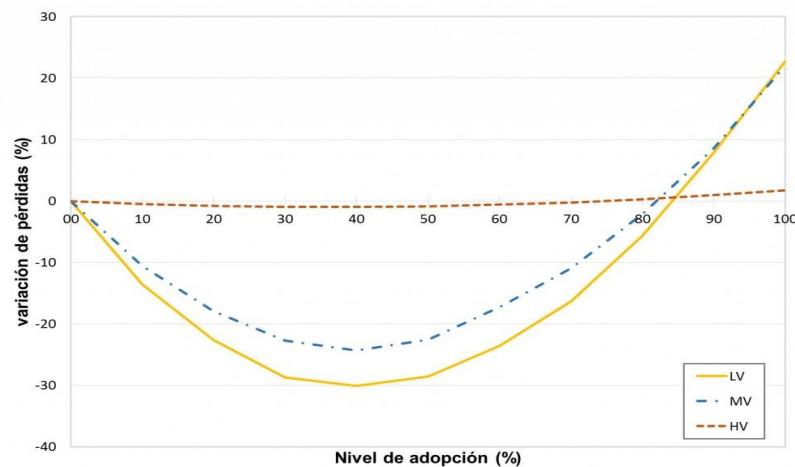


Figura 11. Reducción de pérdidas para el caso de ACT teniendo en cuenta el nivel de adopción [21]

Sin embargo, al analizar en este caso la influencia de la concentración geográfica que van de aleatorio a extremo junto al nivel de adopción de las instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo la tendencia cambia. En la *figura 12* vemos como es peor según el grado de concentración va de aleatorio hacia extremo, llegando a puntos en los que las pérdidas aumentan respecto al caso base de Murcia.

Estos puntos en los que las pérdidas se hacen positivas son en el 80% de adopción para el grado de distribución aleatoria hasta el 44% de adopción en el caso de una distribución altamente concentrada como es el grado extremo (ver figura 12).

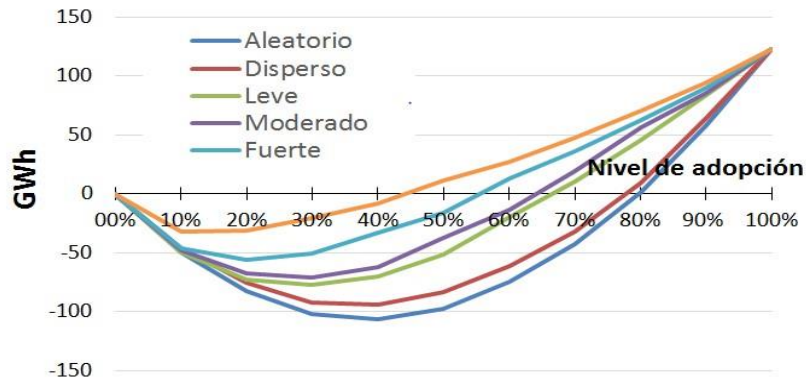


Figura 12. Variación de las pérdidas en el caso ACT en base al grado de concentración y de adopción del autoconsumo [21]

Influencia sobre las pérdidas debido a la variación de irradiación solar en el autoconsumo

Como se comentó anteriormente este estudio viene motivado, entre otros factores, por la hipótesis del efecto intermitente de la energía fotovoltaica en las pérdidas eléctricas de la red. El presente proyecto usa la radiación horaria media de cada uno de los 8 meses a los que pertenecen los 8 días de los que se han extraído los datos para interpolar en los cálculos.

La hipótesis de partida es la relación no lineal que hay en las pérdidas eléctricas por efecto Joule que aumentan con el cuadrado de la corriente. Por tanto, cabe preguntarse si estas se compensan en los periodos de mayor y de menor irradiación solar. En la figura 13 se representan los percentiles 25 y 75 mensuales de la irradiación solar extrapolados para los 12 meses del año.

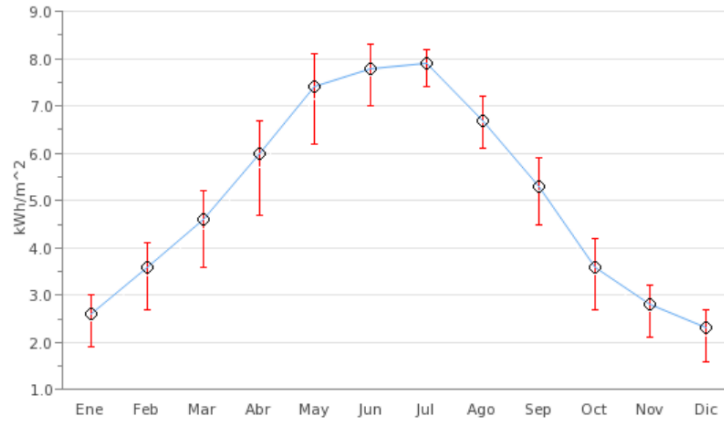


Figura 13. Perfil de irradiación solar mensual con percentiles 25 y 75 de la región de Murcia [21]

El estudio ha hecho un cálculo de las pérdidas anuales asumiendo que del 100% un 30% sería obtenido con el percentil 25, un 40% con la media y el otro 30% con el percentil 75 observándose que estas pérdidas difieren como máximo un 0,19% respecto al mismo cálculo teniendo en cuenta únicamente la irradiación media, por tanto se empleará esta media para la comprobación de la hipótesis de nuevo en los dos casos de autoconsumo: AMV y ACT (ver figura 14)

Para el caso AMV:

En este modo de generación sin retribución económica se vuelve a ver como a penas hay importancia en las pérdidas en este caso por la variación de irradiación solar en todos los niveles del espectro de adopción.

Siendo este un escenario muy similar el presentado en la figura 10, donde se muestran las pérdidas sin tener en cuenta esta diferencia de irradiación.

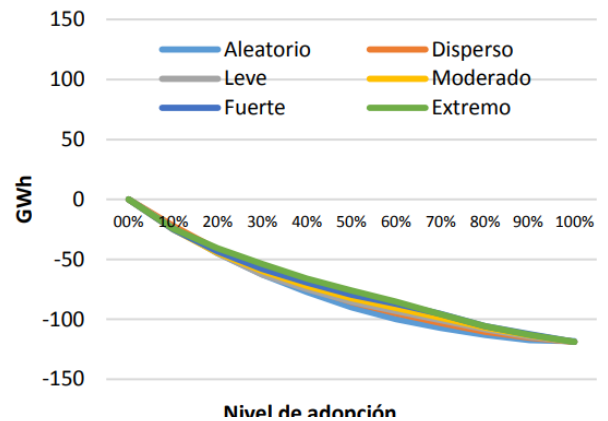


Figura 14. Variación de pérdidas para el caso AMV con irradiación solar media en Murcia [21]

Para el caso ACT:

Para este modo hay que tener en cuenta los dos percentiles pues dan lugar a escenarios más dispares.

Empleando la irradiación solar del percentil 25, las pérdidas son mayores respecto al caso base (sin autoconsumo) en niveles de adopción muy próximos al 100% (ver figura 15) mientras que para el percentil 75 de irradiación estas comienzan a ser superiores entre los niveles 30% - 70% de adopción del autoconsumo de los clientes (ver figura 16).

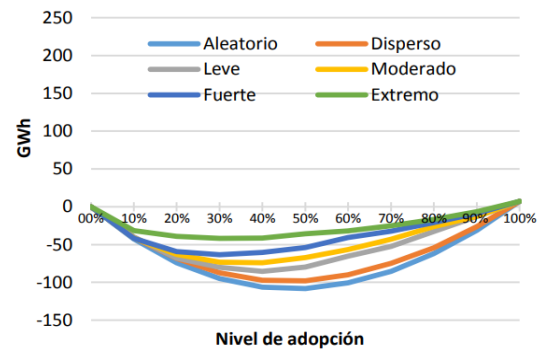


Figura 16. Variación de pérdidas con la irradiación del percentil 25 para el caso ACT en Murcia [21]

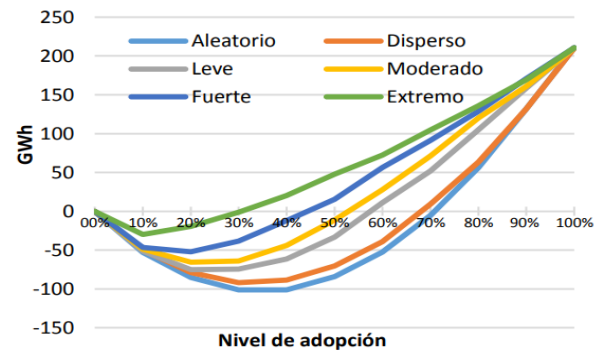


Figura 15. Variación de pérdidas con la irradiación del percentil 75 para el caso ACT en Murcia [21]

Trasladando estos resultados sobre el papel, en el peor escenario del percentil 25 de irradiación solar, que es con el 100% de adopción, existen unas pérdidas de 7 GWh mientras que en el peor escenario del percentil 75 las pérdidas llegan a los 210 GWh.

En conclusión, si se emplea el caso de Autoconsumo con Cobertura Total (ACT) donde se emplean paneles fotovoltaicos preparados para cubrir el 100% de la demanda anual del cliente, la naturaleza intermitente de la radiación solar afectará en un considerable aumento de pérdidas de red, siendo más acentuado en las regiones donde haya menor irradiación solar anual y que requieren de un redimensionamiento aún mayor.

5. Estado del arte.

5.1. Clasificación de las tecnologías solares

Existen dos grandes métodos de aprovechamiento de la energía solar siendo estas la energía solar térmica y la energía solar fotovoltaica. Siendo la gran diferencia entre ellas la forma de aprovechar la energía solar, la primera tecnología usa el calor que nos llega y la segunda emplea la luz solar que alcanza la superficie terrestre.

5.1.1. Tecnología solar térmica

Como se ha mencionado anteriormente, esta forma de aprovechamiento se basa en el calor que recibimos del sol, suele darse para un uso doméstico o para producir energía mecánica que será transformada en energía eléctrica. Hay varias formas de obtención del calor gracias a los captadores llamados colectores solares [22] pero todas se centran en el posterior calentamiento de agua para su uso, ya sea empleando directamente el agua caliente o almacenar este calor en acumuladores para el futuro. Es importante recalcar que esta tecnología no produce electricidad de forma directa,

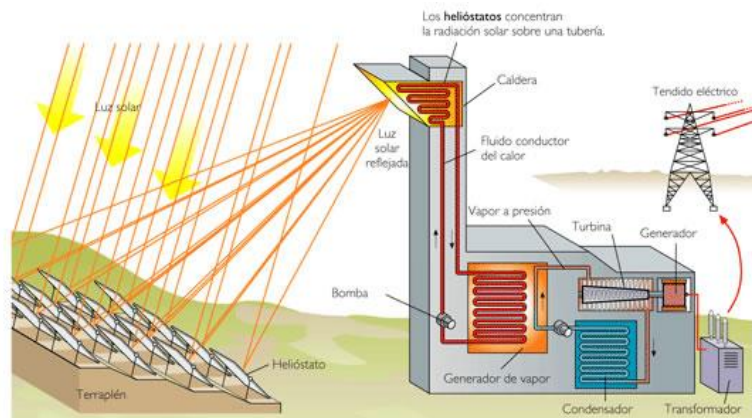


Figura 17. Esquema general de una planta solar térmica [35]

no sin antes emplear la energía mecánica de una turbina movida por vapor generado por el calor.

5.1.2. Tecnología solar fotovoltaica

Esta será la tecnología en la que se centrará este trabajo, el efecto fotovoltaico fue observado por primera vez en 1839 por el físico francés Alexandre-Edmond Becquerel, pero no sería hasta 1883 cuando se aplicaría primariamente de forma práctica la primera célula solar la cual tenía una eficiencia del 1 % lejos de lo que conocemos hoy en día.

La base teórica fue formulada en el efecto fotoeléctrico [23], estudiado y explicado en profundidad por Albert Einstein en 1905. Este efecto explica en la emisión de electrones de un material semiconductor dopado al ser incidido por radiación electromagnética, el fotón asociado a esta radiación golpea un electrón generando un “hueco” en el átomo del semiconductor. En circunstancias normales este electrón “arrancado” tiende a encontrar otro “hueco” que ocupar perdiéndose así la energía proporcionada por el fotón, disipándose como energía térmica es decir calor. La función de una célula fotovoltaica es la de evitar que estos huecos y los electrones desprendidos se combinen, haciendo así que avancen en direcciones opuestas en el material semiconductor dando lugar a una diferencia de potencial.

El término “dopado” hace referencia a la adición de ciertas impurezas a un material semiconductor con una naturaleza muy pura para conseguir nuevas características eléctricas en él. Estos semiconductores se clasifican en función del grado de dopaje, pudiendo ser ligeros, moderados y muy dopados (estos últimos actuarían más parecido a un conductor) conocidos como *degenerado*. La cantidad de átomos dopantes a añadir al semiconductor es del orden de 1 por cada 100.000.000 para conseguir un dopaje bajo mientras que añadiendo 1 por cada 10.000 se obtendría un dopaje alto, representado con la letra N⁺ para los semiconductores tipo N y P⁺ para los de tipo P.

El funcionamiento de las células fotovoltaicas se explica por la presencia de dos capas unidas sometidas a un campo eléctrico permanente. La capa superior, de silicio con previo dopado de tipo n (negativo), presenta un exceso de electrones libres respecto al silicio puro pero manteniéndose eléctricamente neutro. Por otro lado, la capa inferior de silicio con un dopado tipo p (positivo), presenta un menor número de electrones libres en su red cristalina, lo que se conocería como “huecos” de carga positiva debido a la ausencia de electrones. Al ocurrir esta unión de las capas p-n se produce la circulación de los electrones libres de la capa n a los huecos positivos de la capa dando lugar a una región cargada eléctricamente llamada ZCE (Zona de Carga de Espacio) en la que la parte n estará cargada positivamente debido a la falta de electrones y la región p estará cargada negativamente debido a la presencia de estos, este campo eléctrico únicamente fluirá de n hacia p. De esta forma al producirse el efecto fotoeléctrico, el electrón arrancado por el fotón incidente se desplazará hacia la zona n y el hueco generado hacia la zona p.

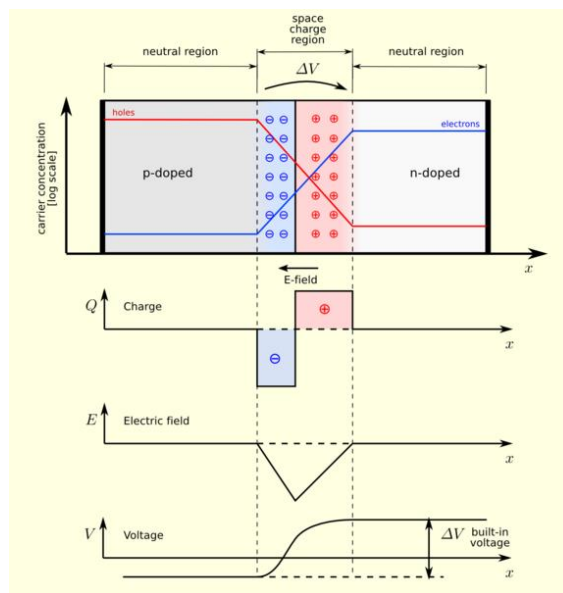


Figura 18. Campo eléctrico en semiconductor por unión n-p [34]

5.2. Sistema de almacenamiento de energía

Un buen sistema de almacenamiento de energía es de vital importancia en el ámbito del autoconsumo, debido a la naturaleza intermitente de las fuentes renovables es necesario contar con una forma de aprovechamiento de la energía más allá de su consumo instantáneo en el momento de su generación, para poder acceder a ella en momentos en los que no se esté generando debido a que no existan las condiciones climáticas necesarias, posibles fallos en el servicio de suministro o directamente por el interés económico que pueda existir en un momento determinado.

Una de las primeras formas de almacenamiento de energía podría considerarse al desviar el curso de agua de ríos hacia estructuras humanas como molinos de agua para actividades ganaderas o la construcción de embalses y presas que retienen grandes cantidades de agua para su posterior utilización como energía potencial.

Con la aparición de la electricidad comenzaron a idearse y desarrollarse sistemas de acumulación energéticos como pilas y baterías primitivas, pero no se llevó una evolución a la par entre la electricidad y su almacenamiento si no que nos centramos en su distribución y aprovechamiento instantáneo. No sería hasta los años 70 cuando se comenzarían a asentar las primeras tecnologías de almacenamiento actuales, tales como baterías de ion-Litio, plomo-ácido, níquel-cadmio por parte de grandes empresas del sector por aquel entonces que aún continúan como *General Electric*, *Philips* y *Bell* entre otras. Gracias a los avances en materiales químicos y sobre todo a la electrónica perfeccionada a finales de siglo se consiguen grandes mejoras en los sistemas de almacenamiento siendo ya dispositivos más cercanos a los que empleamos hoy en día.

5.2.1. Tipos de almacenamiento de energía

La energía eléctrica es relativamente fácil de generar, transportar y transformar, pero siempre ha supuesto un mayor reto su almacenamiento. Se puede diferenciar varias formas en base a la cadena de su suministro:

- Almacenamiento a alta escala: Entrarían en juego los embalses y presas mencionadas anteriormente donde se emplean técnicas de bombeo llevadas a cabo gracias al desvío de energía eléctrica sobrante en determinados momentos para bombear agua hacia estas construcciones y lograr así una acumulación de energía potencial presente en las grandes masas de agua. También están presentes en este grupo los almacenamientos térmicos con sales fundidas y nitrógeno líquido entre otros. En este grupo se puede hablar de potencias del orden de GW.
- Almacenamiento en redes: Empleando dispositivos como baterías, condensadores, superconductores y volantes de inercia. En esta clasificación podemos hablar de potencias del orden de MW.
- A nivel de consumidor final: Mayoritariamente se usan baterías, siendo potencias del orden de kW.

Los distintos métodos de almacenamiento de energía se pueden catalogar en base a la naturaleza física en la que están basados pudiendo distinguir los siguientes tipos: Mecánicos, electroquímicos, químicos, eléctricos y térmicos.

SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA		
MECÁNICO HIDROBOMBEO - PHS AIRE COMPRIMIDO - CAES VOLANTE DE INERCIA - FES	ELECTROQUÍMICO BATERÍAS SECUNDARIAS Acido de Plomo/ NiCd NiMh / Li / NaS	ELÉCTRICO CONDENSADOR DE DOBLE CAPA - DLC SUPERCONDUCTORES BOBINA MAGNÉTICA - SMES
	QUÍMICO HIDRÓGENO ELECTRÓLISIS / CELDA DE COMBUSTIBLE / SNG	TÉRMICO CALOR SENSIBLE SALES FUNDIDAS / A-CAES

Figura 19. Clasificación de las tecnologías de almacenamiento de energía [36]

Para este trabajo la tecnología de almacenamiento empleada será electroquímico con baterías de ion-Litio que nos permitirán almacenar el sobrante de la generación de los paneles fotovoltaicos.

5.2.1.1. Baterías de ion-Litio

Este tipo de batería es el más utilizado mundialmente, está presente en la gran mayoría de nuestros dispositivos electrónicos como *smartphones*, *portátiles*, y cualquier otro dispositivo inalámbrico.

Fue en 1985 con el químico japonés Akira Yoshino [24] donde nació y se comenzó a producir lo que se conoce como la primera batería de ion-Litio segura y viable. Son variadas en forma y tamaño, pero todas comparten los siguientes elementos comunes:

- **Ánodo:** Es el electrodo positivo, suele venir en forma de lámina y está hecho en óxido de litio-cobalto generalmente.
- **Cátodo:** El electrodo negativo viene fabricado con carbono poroso.
- **Aislante separador:** Se trata de una lámina que se encarga de mantener aislado el ánodo y el cátodo evitando así cortocircuitos en la batería. Está fabricado usualmente con un plástico aislante.
- **Electrolito:** Es una solución líquida o sólida que contiene iones libres que actúan como medio eléctrico conductor, en él se sumergen el ánodo y el cátodo. En nuestro caso será el litio que pertenece a los electrolitos alcalinos.
- **Convertidores, reguladores y sensores:** Debido a la naturaleza peligrosa de las baterías es necesario incluir formas de controlar y medir las temperaturas y sobretensiones que puedan darse en el interior de las baterías.

- Un conductor externo por el cual circularán los electrones que al igual que el electrolito se encarga de unir el ánodo y el cátodo.



Figura 20. Ejemplo de batería ion-litio de 48V y 645Ah [25]

Cuando la batería está cargada, el litio se encuentra en el ánodo y cuando comienza su descarga los iones se mueven por el electrolito yendo desde el ánodo hacia el cátodo a través del conductor externo que los une circulando así por el circuito que queremos alimentar y aportándole la energía eléctrica requerida.

La batería se encontrará descargada en el momento en el que todos los iones litio se encuentren presentes en el cátodo, dando lugar a la necesaria carga de la batería para poder repetir este proceso de descarga.

La carga ocurre cuando se conecta la batería a una fuente externa, en nuestro caso sería tanto a los paneles fotovoltaicos, que ya proveen de corriente continua o la red eléctrica a través de los rectificadores necesarios para obtener esa corriente continua necesaria para la carga. En este proceso los electrones provenientes de la corriente eléctrica de la fuente externa entran en el cátodo obligando a los iones litio a regresar hacia el ánodo a través del electrolito (ver *figura 9*). Los electrones y los iones se van apilando en el ánodo hasta no fluir más, este será el momento de máxima carga de la batería.

Las baterías de ion-litio presentan unos rendimientos del 87 % aproximadamente, mucho mayor que el 55% - 65% que nos puede llegar a ofrecer una de plomo-ácido, suponiendo un 20% de ahorro energético.

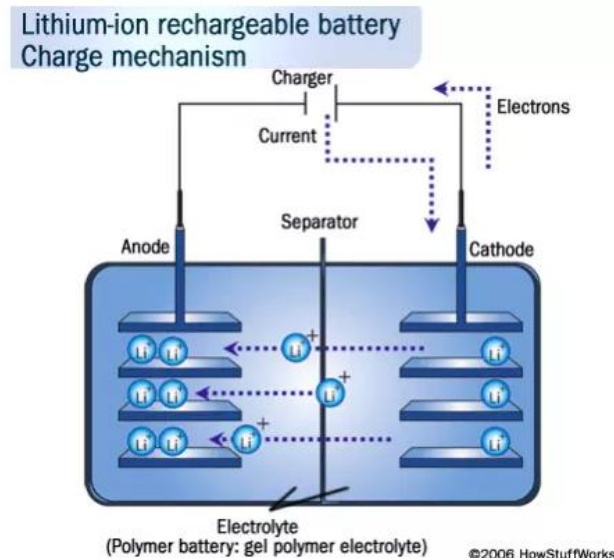


Figura 21. Esquema de carga de una batería ion-litio [37]

A continuación, se describirán algunos de los aspectos más positivos de este tipo de baterías:

- Presentan el triple de densidad energética por unidad de peso con respecto a sus homólogas de plomo-ácido.

Esto es fácilmente observable si se compara el gran tamaño necesario de una batería de plomo-ácido que tenga la misma capacidad que una de ion-litio, esto es debido a la densidad del plomo de 11.340 kg/m^3 frente a los 535 kg/m^3 del litio (ver figura 10).

- Tienen una tensión superior al resto de baterías.

Debido a que el litio es el metal más electronegativo que conocemos esto le da una capacidad de oxidación superior a otros, siendo aproximadamente 3,1V la tensión de una sola célula fotovoltaica de litio y 2V para una de plomo.

Una consecuencia directa de esta superioridad se traduce en una mayor rapidez de carga y descarga debido a la necesidad de menos corriente eléctrica.

○ Mayor vida útil.

Las baterías de litio cuentan con una vida de hasta 4.000 ciclos, mientras que una de plomo-ácido tiene alrededor de 500 ciclos, asumiendo una profundidad de descarga para las baterías del 80%.

También es reseñable la ausencia del llamado “efecto memoria” en las baterías de litio, este fenómeno es la reducción en la capacidad útil de la batería al realizar cargas incompletas formándose cristales en el interior que perjudicarán su comportamiento. Con realizar de vez en cuando alguna carga completa la batería de ion-litio no tendrá problema alguno.

○ Baja auto descarga.

Otro gran punto a favor para estas baterías es la reducida auto descarga que sufren al dejarlas inactivas por largos periodos. Suponiendo 1 mes de inactividad, la batería de litio presentaría una descarga del 5-6 % mientras que una de níquel-metalhidruro (Ni-MH) rondaría el 20% de descarga.

○ Menos agresivas hacia el medioambiente.

○ Requieren menor mantenimiento ofreciendo mejores prestaciones que otros tipos.

Lo que las convierte en una buena opción para auto consumidores poco familiarizados con este tipo de tecnologías, que pretende ser el perfil mayoritario de usuarios a los que irá destinado este trabajo

Por último, pero no menos importante, las baterías de litio carecen de metales que sean muy contaminantes como puede ser el cadmio presente en algunas baterías de níquel.

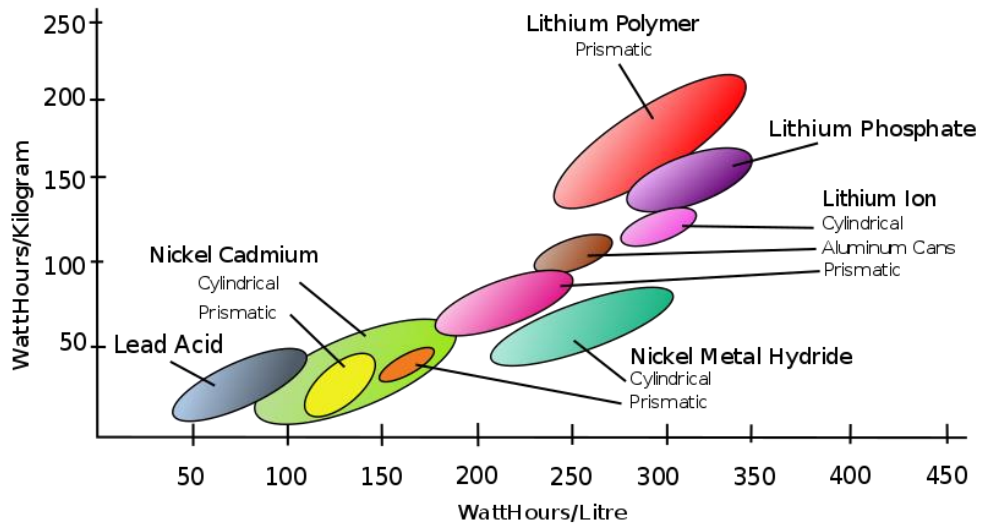


Figura 22. Gráfica comparativa de densidad energética para distintos tipos de baterías [33]

Aspectos a tener en cuenta de las baterías de ion-litio

- Su degradación comienza al instante de salir de fábrica.

Reciban uso o no, estas baterías comienzan a degradarse al salir de fabricación con una vida útil de 3 – 4 años.

- Presentan una gran sensibilidad a las temperaturas extremas.

Las altas temperaturas causan un gran impacto en la vida de estas baterías. Siendo lo más recomendable la horquilla de 10 a 20 grados Celsius para su funcionamiento, superando los 30 grados comenzará a mermar su rendimiento.

Se sobrecalientan y están fabricadas con componentes inflamables que aunque es raro puede llegar a explotar o quemarse si no se fabrica con un buen control.

A su vez las baterías de litio presentan un mal rendimiento a bajas temperaturas pudiendo llegar a reducir su vida un 25%.

- Son más caras que otros tipos de batería con la misma capacidad.

Es otro aspecto a tener en cuenta, otras como las de plomo-ácido son 1,6 veces más baratas contando con la misma capacidad.

Las baterías de litio requieren de controladores de temperatura y tensión en sus celdas lo que provoca en parte este encarecimiento.

6. Metodología de trabajo

Para la elaboración de este trabajo se ha dividido el tiempo dedicado en varias etapas con distintos objetivos, partiendo de su inicio el día 2 de febrero de 2021 donde se ha empezado a desarrollar el alcance del trabajo y las necesidades de este.

Las diferentes etapas que se han ido siguiendo son:

- **Lectura de documentos y ejemplos relacionados con el proyecto**

Durante este periodo se han ido leyendo ejemplos de gestores energéticos y teoría asociada a su funcionamiento y a los elementos que lo integran, lecturas de la legislación vigente respecto al autoconsumo energético y la comprensión de ciertos conceptos era necesaria antes de comenzar con el desarrollo de un algoritmo que gestione el flujo energético. Este periodo abarca desde el comienzo del trabajo hasta mediados del mes de marzo.

- **Petición de bases de datos a terceras empresas, su recolección y filtración**

Con el fin de simular de forma realista los consumos de varias viviendas y tener un perfil de generación de energía fotovoltaica, se solicitó vía e-mail a empresas como *Pecan Street*, *ADRES* y *Meteonorm* registros para el año 2014 en sus respectivos campos de estudio. Posteriormente se realizó un filtrado de los datos, seleccionando periodos que interesaban para simular y ordenando todos los conjuntos de datos que se iban a utilizar. Esta fase estuvo presente simultáneamente con la siguiente debido a la necesidad de actualizar y dimensionar correctamente la instalación.

- **Familiarización con el entorno de simulación y desarrollo del algoritmo**

En este punto se han ido leyendo varios tutoriales sobre el funcionamiento de algunas herramientas de *Simulink* para implementar funciones más complejas que las ideadas

en un inicio del trabajo. A su vez se fue diseñando un boceto inicial del algoritmo con condiciones de estados iniciales y probando su valía en la simulación con conjuntos de datos extraídos de la anterior etapa. Más adelante, una vez conocido bien el funcionamiento del que se quería dotar al algoritmo, se fueron diseñando las condiciones necesarias y los estados finales de la simulación. Esta etapa tomó desde inicios de abril hasta el 14 de junio.

- **Redimensionamiento de la instalación y cálculo de presupuestos**

Solapándose con el final de la anterior etapa se fue diseñando el conjunto de la instalación en base a los resultados que se iban obteniendo de la simulación, se escogió el número final de paneles solares, se decidió la capacidad requerida del sistema de almacenamiento y demás instrumentos necesarios para el correcto funcionamiento del proyecto. Partiendo de estos elementos se elaboró un presupuesto que permitió, a su vez, determinar la amortización de la instalación y el ahorro neto final.

- **Redacción del trabajo**

Por último, se concluyen estas etapas con la elaboración de la memoria del proyecto. Comenzando con una lectura de la normativa para su realización y los contenidos necesarios se trazó una estructura general de las partes que la formarían y se comenzó a redactar dándole formato al presente documento. Esta última fase comenzó el 15 de junio y concluyó el 7 de julio, con su posterior corrección.

7. Trabajo realizado

En condiciones de funcionamiento reales, el gestor energético estaría preparado para tomar lecturas a tiempo real del consumo eléctrico de la instalación sobre la que se pretende actuar para realizar el correcto direccionamiento de la energía generada por la instalación de paneles fotovoltaicos hacia su consumo instantáneo o a su almacenamiento, el consumo inteligente de la potencia de red, el estado de carga del sistema de almacenamiento energético (SoC), la previsión de precio de carga de la batería en base al precio del kWh actual en el momento de consulta vs comparandolo con el precio que tendría si se realiza en algún punto de las 24h siguientes, la predicción de radiación solar en las 24 próximas horas, el cálculo del beneficio por la energía excedente si se inyecta a red vs si se emplea para cargar la batería, primando en todo momento el uso de la batería si se dan las condiciones de ahorro a futuros requeridos.

Para el desarrollo del algoritmo gestor energético se han tenido en cuenta diversos perfiles tanto de consumo eléctrico de viviendas como perfiles de meteorología.

7.1. Perfiles de cargas eléctricas

Inicialmente el trabajo pretendía partir de unos consumos eléctricos con resolución de segundos de un conjunto de casas cedido por el registro alemán *ADRES* [5], pero se decidió no usar dichos datos puesto que solo disponía de un histórico de dos semanas una en invierno y otra en verano, quedándose algo escaso para simular un periodo más realista. En adición a esto, se encontró otro problema el cual era la poca disponibilidad de datos meteorológicos con alta resolución que fuesen accesibles y públicos, en un comienzo se partió de datos de radiación horarios, con lo cual el registro de *ADRES* tenía muy baja resolución (segundos vs horas) con respecto al perfil de radiación solar.

Finalmente, se decidió por emplear el registro proporcionado por la organización de investigación *Pecan Street* [11] el cual dispone del consumo anual de varias viviendas con una resolución máxima de quince minutos para el año 2014. Es importante señalar que estos consumos registrados por parte de *Pecan Street* están ubicados en California, Estados Unidos y se usarán junto con un perfil de radiación ubicado en la ciudad de Gijón, esta combinación pretende simular en el algoritmo cómo se gestionaría el flujo de energía si el perfil de cargas hubiese sido de Gijón también.

Por último, se ha decidido usar tres distintos periodos, siendo el mes de marzo, julio y octubre para así observar distintos escenarios donde varíen parámetros como el clima, la interacción social y periodos vacacionales entre otros factores.

7.1.1. Consumo de cargas eléctricas de *Pecan Street*

Habiendo optado por estos datos, el siguiente paso era el de seleccionar el número de agregación de viviendas para el trabajo. Para realizar esta selección se ha basado en el uso máximo de potencia mensual por vivienda que era similar en todos los casos y rondaba los 3kW, para acogerse a una tarifa estándar (potencia contratada $\leq 10\text{kW}$ y tensión $\leq 1\text{kV}$) se decidió unir el consumo de tres viviendas las cuales en el mes de máximo consumo (Julio) no llegaban a 9,3kW ni a 1kV de tensión al considerar la unificación de sus consumos.

Consumo de marzo

Para todo el conjunto de cargas de marzo se obtiene una media de potencia de 0,546kW por periodo de 15 minutos, que es el intervalo de datos con el que

trabajamos, a lo largo del mes (teniendo en cuenta las 24 horas del día) y llegando a una potencia máxima de 7,56kW entre los días 13 – 14 (ver figura 23).

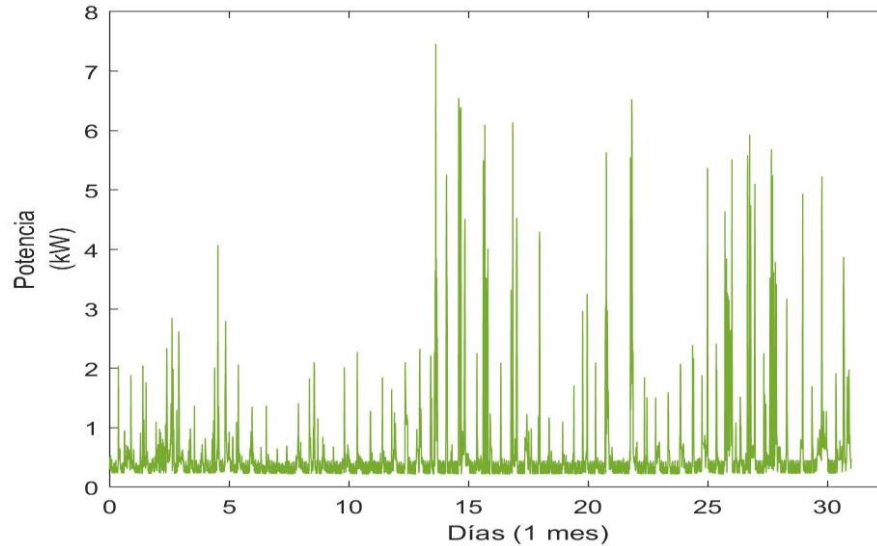


Figura 23. Consumo energético del conjunto de viviendas para el mes de marzo.

Consumo de julio

Como se ha comentado este es el mes con mayor gasto energético por parte de las viviendas dentro de los tres periodos elegidos, a su vez también es el mes con mayor consumo en los datos anuales de *Pecan Street*. Este mes presenta un promedio de potencia de 1,032kW y un pico de 9,24kW.

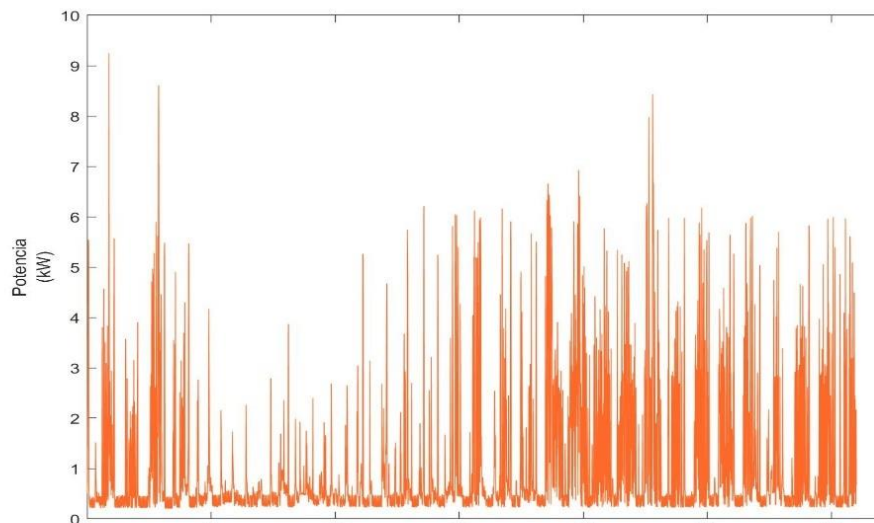


Figura 24. Consumo energético del conjunto de viviendas para el mes de julio.

Como se puede apreciar en la *figura 25*, julio también coincide siendo el mes con mayor aumento de demanda eléctrica a nivel nacional para el año 2020, y en general, ocurre lo mismo para todos los años.

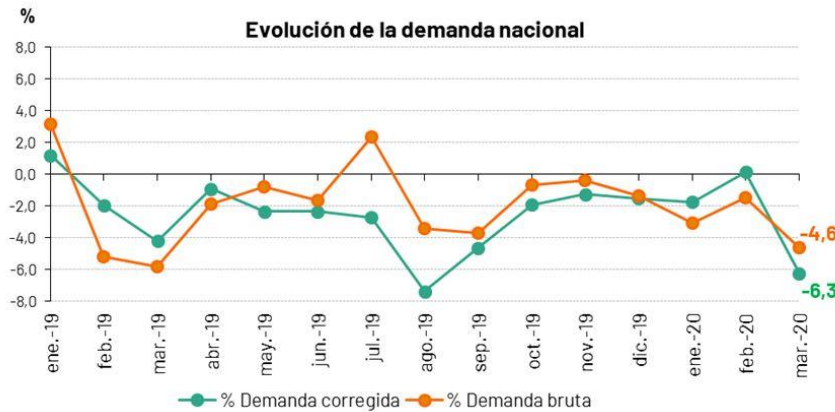


Figura 26. Aumento de demanda eléctrica a nivel nacional durante el año 2020.

Consumo en octubre

Este último mes representaría el consumo que habría en un periodo alejado de los meses calurosos, entrando en la etapa de invierno. En este periodo encontraríamos una media de 0,68kW con un pico de potencia de 8,68kW.

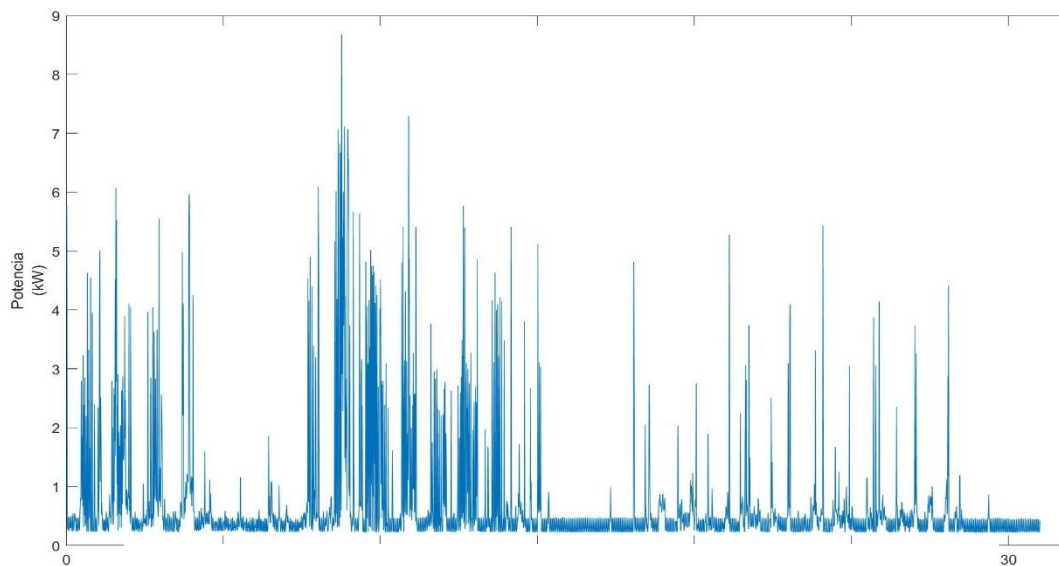


Figura 27. Consumo energético del conjunto de viviendas para el mes de octubre.

7.2. Diseño del sistema de almacenamiento basado en la batería de ion-litio

Para redimensionar correctamente el sistema de almacenamiento, es necesario tener en cuenta qué electrodomésticos y dispositivos eléctricos que consumirán potencia en nuestra instalación. En este caso se asume que abastecerá, cuando sea necesario, a todos los equipos eléctricos presentes en las viviendas, como lavadoras, neveras, microondas, lavavajillas, vitrocerámica, horno, bombillas, etc, para todos ellos será recomendable una instalación de 48V.

Para su elección se optará por una batería de ion litio como se ha comentado anteriormente, en un inicio se ha planteado la posibilidad de emplear una batería de tipo estacionario de plomo-ácido debido a su bajo coste comparado con la de litio y su similar aunque menores profundidad de descarga y número de ciclos.

Finalmente, como se puede comparar en la “Figura” 27 nos encontramos, a favor del modelo de litio, con una notable mejoría en la eficiencia, en las pérdidas y en la facilidad de su uso con un mantenimiento mucho menor. Factores que nos lleva a elegir el la batería de litio pese a su mayor coste

Característica	Plomo-ácido	Litio
Profundidad de carga	50-70%	80-100%
Número de ciclos	2.000-3.000	4.000-6.000
Garantía	2-5 años	10 años
Carga	Poco eficiente y lenta	Muy eficiente y rápida
Eficiencia	80-85%	98%
Pérdidas	15-20%	2%
Tipo de uso	Autoconsumo e instalación aislada	Autoconsumo e instalación aislada
Resistencia a temperaturas altas	Moderada	Mejor resistencia
Emisión de gases	Leve	Nada
Mantenimiento	Periódico	Mínimo

Figura 28. Comparativa de tipos de batería para el uso de auto consumo en instalación fotovoltaica.

Para este trabajo se ha optado por el modelo de batería EBick 180 modelo pro [25] de la marca Cegasa, debido a:

- Su facilidad de instalación tanto en paralelo, serie o mixta lo que permite un abanico de tensiones desde los 48V hasta los 700V.
- Eliminación del 100% del mantenimiento de estas baterías.
- Gran facilidad para aumentar la instalación si así se requiere en un futuro en el que se añadan más viviendas al auto consumo o simplemente se aumente la potencia de la instalación.
- Un diseño muy compacto.
- Y el aspecto más relevante, el fabricante asegura que con su reciente tecnología LFP (LiFePO4) estas baterías cuentan con el mayor número de ciclos de vida del mercado estimando una vida de 15 años con un uso intensivo y hasta 25 años con un uso normal.

Tecnología electroquímica	Fosfato de litio – hierro (LFP)
Tensión nominal por módulo (VDC)	48
Capacidad nominal (Ah)	180
Corriente recomendada carga (A)	90
Corriente recomendada descarga (A)	180
Energía	8.640Wh
Protección ambiental	IP30
Rango de temperaturas de trabajo	0° C a 60° C

Tabla 29. Especificaciones técnicas del módulo de batería EBick 180 pro.

De acuerdo con las potencias recomendadas por el fabricante de carga y descarga se ha limitado las potencias de la batería a 1kW y 1.8kW respectivamente, de forma que en ningún momento se supere las capacidades de la batería (ver “Figura” 29) y se respeten los límites del estado de carga de esta durante los 15 minutos que estaría funcionando a esas potencias.

Teniendo en cuenta las características nominales de este modelo de batería, se seleccionará un único módulo, capaz de dar la tensión necesaria de 48V y con una configuración monofásica igual que la instalación de los consumidores.

Este algoritmo, como se ha comentado, se centrará en ofrecer un ahorro en la factura eléctrica mediante la sucesiva toma de decisiones en la gestión del consumo energético de las viviendas, centrándose en el estado de carga de la batería y primando su uso frente al de red eléctrica, pero sin llegar a plantear un consumo único de potencia proveniente de la batería por largos periodos de tiempo.

Por ello el redimensionamiento de esta no se hará de cara a tener la capacidad de almacenamiento equivalente al consumo de 3 – 4 días como generalmente se tiene en cuenta, si no que la batería tendrá una capacidad suficiente para proveer el 90% de la energía necesaria que requiere nuestro conjunto de viviendas en su momento de mayor consumo durante 1 hora, esta potencia máxima es de 9,25kW, para un lapso de tiempo de 15 minutos es decir 1/4 de hora (que es el paso que emplea el gestor energético), el mayor consumo energético por ciclo de escaneo del algoritmo será descrito en la ecuación 7.1.

$$E_{max1cicloscan} = P \cdot t = 9,25kW \cdot \frac{1}{4}h = 2,32kWh \quad (7.1)$$

Donde $E_{max1cicloscan}$ representa la energía máxima en un muestreo de 15 minutos que puede llegar a consumirse en el caso de estar usando la potencia máxima que se ha registrado.

Por tanto, con la capacidad de un módulo (180Ah) tendríamos suficiente energía para abastecer más del 90% de energía si se diese el caso de concatenar 3 ciclos consumiendo la

máxima potencia de 9,25kW, caso que está bastante lejos del consumo de nuestro conjunto de consumidores.

7.2.1. Condiciones iniciales y restricciones del sistema de almacenamiento

En el inicio de la simulación se ha decidido partir con un nivel de carga o SoC del 50% (90Ah) dando un margen de actuación al algoritmo para empezar a tomar decisiones en base a un nivel de carga inicial aceptable.

Para el modelado del sistema de almacenamiento se han hecho una serie de simplificaciones en los cálculos de algunos parámetros para facilitar la recreación de la simulación, en el caso de la tensión, V_{bat} , se ha asumido una batería ideal donde el voltaje es constante e igual a los 48V nominales de la batería no incluyendo la caída de tensión que se produciría en la resistencia interna que varía su valor según avanza la degradación de esta y suele rondar el valor de 1Ω , y viene a representar que los conductores de las celdas de la batería, los electrolitos, no son conductores al 100% si no que presentan cierta obstrucción al paso de la corriente eléctrica. Más adelante, en el rendimiento de la batería, se tendrá en cuenta este efecto de pérdidas no considerado en la resistencia interna al emplear un valor de rendimiento ligeramente inferior al que cabría esperar de una batería de ion litio.

Se han impuesto un margen de profundidad de descarga inferior y superior del 10% y del 90% del SoC respectivamente para recrear un control en la descarga y carga de la batería.

La capacidad actual en cada ciclo de muestreo del algoritmo, denominada como $capAh$, se ha calculado en la ecuación 7.2.

$$capAh = Cb_{nom} \cdot \frac{SoC}{100} \quad (7.2)$$

En el inicio de la simulación la $capAh_0$ se ha establecido como prácticamente el total de su capacidad límite, partiendo de 159Ah que correspondería al 88% del SoC

La corriente de la batería de cada ciclo, designada como I_b , se obtiene con la ecuación 6.3 siendo el cociente de la potencia de la batería en ese momento y su tensión V_{bat} , pudiendo tomar valores positivos en el modo de carga de la batería y negativos en la descarga.

$$I_b = \frac{P_{bat}}{V_{bat}} \cdot 100 \quad (7.3)$$

El rendimiento de una batería real se vería afectado con el paso del tiempo, dependiendo de la potencia de la batería y la potencia disipada en el cobre que representan las pérdidas internas, para este modelo se ha supuesto un rendimiento constante e igual al 92%, dando un margen considerando un rendimiento ligeramente menor para incluir el efecto de las pérdidas internas.

Por último, el término de coste de reemplazo, en este trabajo llamado B_{rc} es el factor a tener en cuenta por usar cada vez la batería, para estimarlo se ha usado el siguiente procedimiento:

Se ha empleado las mediciones del SoC de de marzo, puesto que es el periodo intermedio ni muy caluroso ni muy frío, y se ha observado el comportamiento de descarga de la batería el cual es bastante simétrico (ver *figura 29*) se comprueba cuántas pasadas del algoritmo le toma al SoC para completar 1 ciclo de vida, siendo este el periodo desde su carga máxima hasta su siguiente carga máxima y se ha visto que son 66 pasadas (ver “Figura” 30).

Teniendo en cuenta que el modelo simula para cada uno de los tres periodos 2.976 veces (este número viene de multiplicar el paso de 15 minutos que es 1/4 de hora · 24h · 31 días)

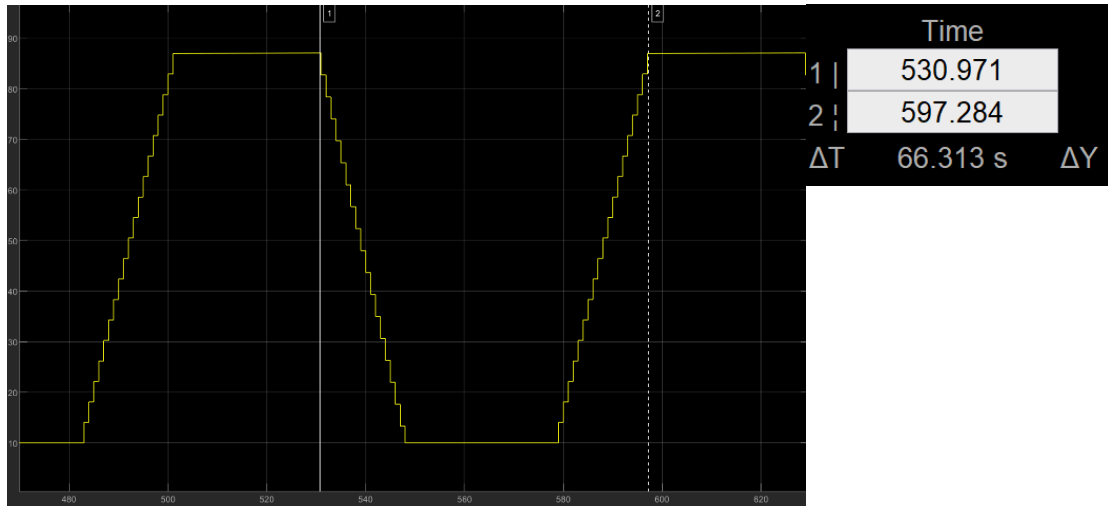


Figura 30. Tiempo estándar entre un valor SoC máximo y el siguiente.

Por tanto, se hace el cálculo teniendo en cuenta el precio de la batería que es de

$$400 \text{ €/kWh} \cdot 8,64 \text{ kW} = 3.456 \text{ €}$$

Se calcula un precio de reemplazo de batería B_{rc} para cada pasada del algoritmo como:

$$B_{rc} = \frac{\text{precio baterías}}{n^{\circ} \text{ ciclos vida estimados} \cdot n^{\circ} \text{ pasadas del algortimo para un ciclo de vida}} \quad (7.4)$$

$$B_{rc} = \frac{3.456 \text{ €}}{5.000 \cdot 66} = 0,0105 \frac{\text{€}}{\text{pasada del algoritmo}}$$

7.3. Sistema de paneles fotovoltaicos

En cuanto a la elección del modelo, se ha optado por la tecnología de paneles de silicio monocristalino debido a su mayor rendimiento que los de tipo policristalino incluso con menores niveles de radiación solar llegando a 20% o incluso superándolo, mayor vida útil alcanzando 40 años de vida y teniendo garantía del fabricante de hasta 25 años.

El modelo elegido es el panel ZXM6-H144-400/M del fabricante chino ZNSHINE SOLAR [26] el cual tiene las siguientes características nominales:

Potencia nominal (Wp)	400
Tensión para potencia nominal máxima (V)	41
Corriente para potencia nominal máxima (A)	9,76
Eficiencia (%)	19,72
Irradiancia en condiciones nominales (W/m²)	1.000
Tolerancia de potencia (+/-)	3%

Tabla 31. Características del panel solar fotovoltaico ZXM6-H144-400/M

Para la decisión del número de paneles, se ha tenido en cuenta las directrices indicadas por la asesoría energética Selectra [27] que son el criterio de energía anual consumida y el del precio de la factura eléctrica mensual.

Según el consumo energético anual se puede estimar un número necesario de paneles, en nuestro caso se ha calculado la suma de la energía durante los tres periodos de marzo, julio y octubre, considerando que estos representan de forma significativa la distribución de los diferentes consumos que pueden darse a lo largo del año.

El resultado para estos tres periodos es un consumo de $1.673 \frac{\text{kWh}}{3 \text{ meses}}$, y de ahí se extrapola que para los 12 meses se tendría un consumo de: $1.673 \frac{\text{kWh}}{3 \text{ meses}} \cdot 4 = 6.693 \frac{\text{kWh}}{\text{año}}$.

Los criterios de elección de paneles mencionados son los siguientes:

Según el consumo energético anual

Energía consumida por año	Nº de paneles
Hasta 2.000kWh	2 – 4
Entre 2.000kWh y 5.000kWh	5– 7
Más de 5.000kWh	> 7

Tabla 31. Criterio de consumo energético anual para redimensionar el n° de paneles solares

Según el criterio del precio de la factura eléctrica mensual

Precio factura al mes	Nº de paneles
Hasta 50€	3 – 4
Entre 50€ y 100€	5 – 9
Más de 100€	9 - 10

Tabla 32. Criterio según el gasto de factura eléctrica mensual para redimensionar el n° de paneles solares

De nuevo fijándonos en el mes de marzo empleando un sencillo algoritmo que no tiene en cuenta ninguna instalación fotovoltaica ni batería instalada, simulando con el perfil de cargas de *Pecan Street* obtenemos un coste mensual de 82,55€.

Por tanto, atendiendo a estos criterios se puede estimar que el número necesario de paneles será 7 en nuestra instalación. Estos siete paneles

7.3.1. Perfiles de radiación solar y cálculo de la potencia fotovoltaica generada

El histórico de radiación solar empleado es perteneciente a la base de datos de Meteonorm, este conjunto de datos al igual que el perfil de cargas eléctricas pertenece al año 2014 y cuenta con una resolución minnutral, pero se han escalado para que estén con un paso de 15 minutos al igual que las cargas eléctricas.

De todas las variables referentes a radiación solar, hemos seleccionado la *radiación difusa* (H_{diff}) ya que la proveniente de sol sufre un efecto de dispersión al cruzar la atmósfera debido a las moléculas suspendidas en esta y provoca que se reduzca la intensidad de la radiación original. En nuestros datos, la radiación difusa representa entre un 25% y un 30% de la incidente.

Para el modelado de la potencia fotovoltaica generada se ha simplificado el efecto de la temperatura de la ecuación 7.5 y se ha optado por el uso de la ecuación 7.6.

$$P_{pv} = \frac{derr_{factor}}{Irr_{nom}} \cdot P_{nom} \cdot H \cdot (1 + \Gamma \cdot (T - 25)) \quad (7.5)$$

Donde $derr_{factor}$ es un factor de redimensionamiento debido a las condiciones reales para ajustar a la potencia generada que dependerá de nuestra instalación, Irr_{nom} es el valor de irradiancia nominal de nuestros paneles (en nuestro caso la “Figura” 31 nos indica que es $1\text{kW}/\text{m}^2$, P_{nom} viene siendo la potencia pico capaz de generar por el panel seleccionado también en condiciones nominales, Γ se trata de un coeficiente térmico para tener en cuenta el efecto de un cambio de temperatura distinto a la establecida como temperatura de operación normal que son 25°C , T es la temperatura ambiente y H es el vector que contiene la radiación difusa del perfil de Meteonorm.

$$P_{pv} = \frac{derr_{factor}}{Irr_{nom}} \cdot P_{nom} \cdot H \cdot n \quad (7.6)$$

Siendo n el número de paneles dispuestos e igual a 7 en esta instalación.

Por tanto, para la simulación de los tres periodos de marzo, julio y octubre contaremos con tres distintos niveles de potencia fotovoltaica generada, cada uno asociado al mes en cuestión,

Perfil de generación de potencia fotovoltaica para el mes de marzo

Este periodo cuenta con una media mensual a lo largo de las 24 horas del día de 0,185kW y un pico de 1,495kW en la tarde del día 9 del mes.

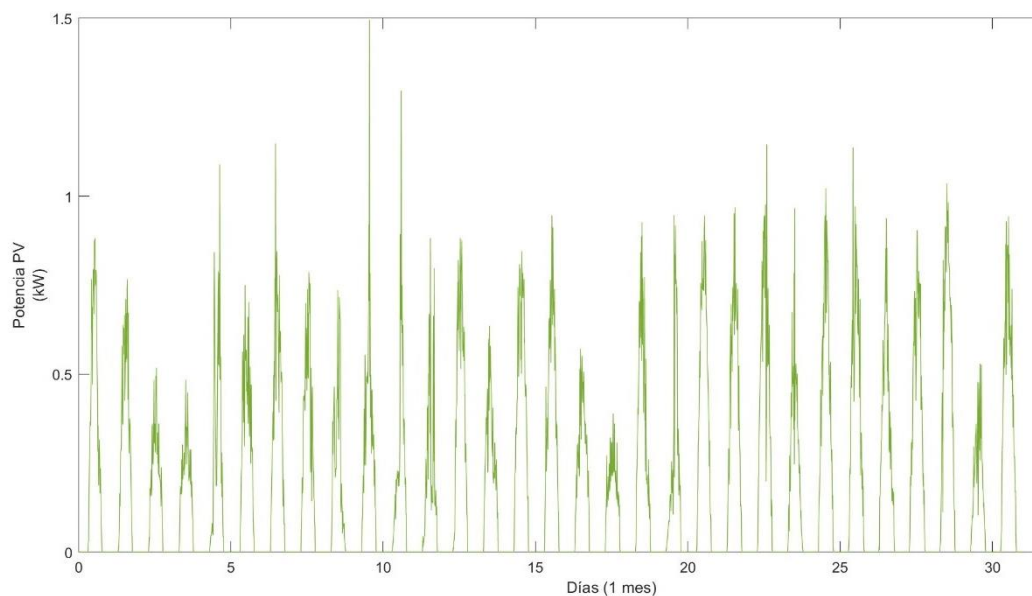


Figura 33. Potencia generada por los 7 paneles fotovoltaicos para el mes de marzo.

Perfil de generación de potencia fotovoltaica para el mes de julio

Julio se trata de uno de los meses más calurosos del año, por ello nos encontramos con los valores más altos de radiación solar tanto para la media siendo de 0,3kW como para el pico de máxima potencia generada que es 1,55kW durante la tarde del día 23.

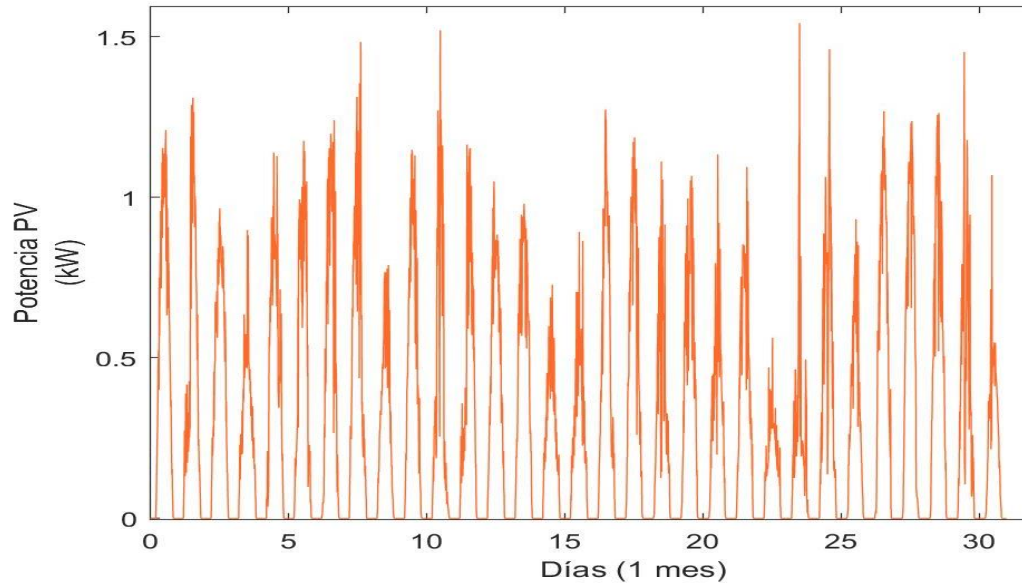


Figura 34. Potencia generada por los 7 paneles fotovoltaicos para el mes de julio.

Perfil de generación de potencia fotovoltaica para el mes de octubre

Por último, el periodo de octubre como es de esperar tendrá una menor intensidad de radiación solar registrando una media de 0,152kW y una potencia máxima de 1,15kW durante la tarde del día 17.

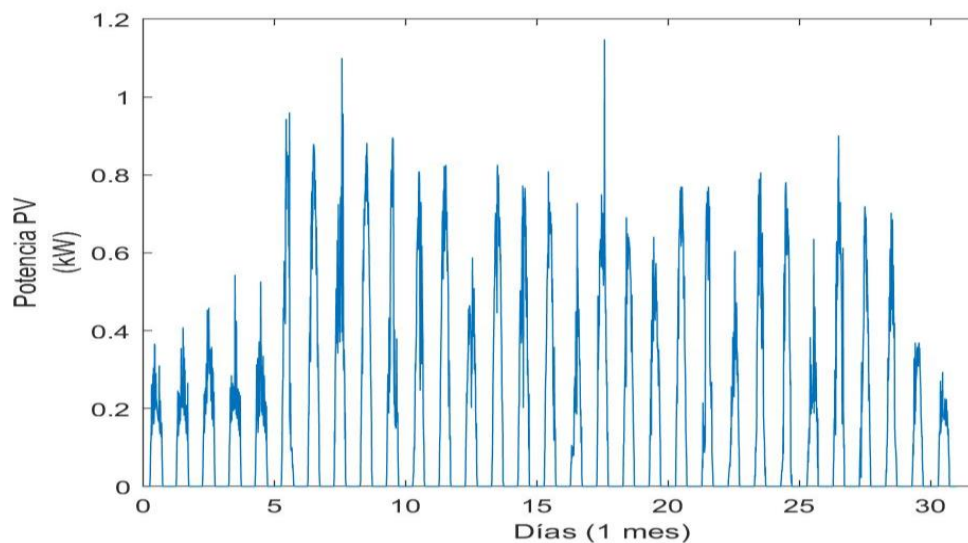


Figura 35. Perfil de generación de potencia fotovoltaica para el mes de octubre.

7.4. Tarifa eléctrica

La tarifa elegida se trata una escogida de EDP llamada “A Tu Aire Programa tu Ahorro” siendo una tarifa para consumos inferiores a 10kW y cuenta con tres periodos para el consumo, la punta, el llano y el valle con unos precios por kWh indicados en la “Figura” 37 y un precio para el término de potencia contratada de $0,05 \frac{\text{€}}{\text{kW}\cdot\text{día}}$.

Se ha elegido esta tarifa debido al grado de libertad que ofrece al tener tres periodos dando lugar a más consultas dentro del algoritmo para condicionar más cada acción tomada en cada muestreo.

	A Tu Aire Programa tu Ahorro hasta 10 kW
Consumo Punta	0.2188 €/kWh
Consumo Llano	0.0900 €/kWh
Consumo Valle	0.1235 €/kWh

Figura 36. Tarifa eléctrica de EDP empleada en la simulación.

7.5. Funcionamiento del algoritmo

Para este trabajo se ha usado una máquina de estados empleando Simulink, el flujograma que se describirá a continuación se basa en el uso de un único chart el cual está recibiendo dos inputs siendo estos los perfiles de cargas y los de generación de potencia fotovoltaica mencionados anteriormente. El resto de los parámetros y datos empleados en el chart se describirán a continuación.

- La tarifa: Se consulta internamente dentro del chart usando una función gráfica de Simulink (ver “Figura” 39), la cual accede a la variable t que toma valores de 0 a 23 con un paso de 1/4 (el muestreo es cada 15 minutos) y según qué hora del día sea se

asigna a otra variable local llamada *tariff* el valor de uno de los tres precios de la tarifa que corresponda .

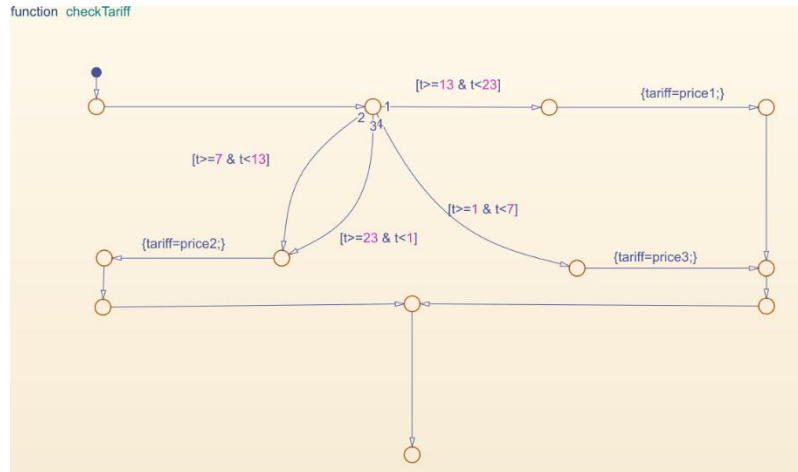


Figura 37. Función gráfica de Simulink para consultar la tarifa según la hora.

- **Los modos de funcionamiento:** Se han implementado 8 modos de funcionamiento para el algoritmo. Cada vez que se ejecuta tomará las acciones definidas en uno de estos modos o podrá no hacer nada en el caso de encontrarnos con un consumo igual a 0, situación que se da casi únicamente en la noche.

Para su descripción se detallarán las principales condiciones del sistema que harán llegar a cada modo mediante el uso de corchetes “[]” y símbolos de lógica Booleana como AND (&), OR y NOT.

Las condiciones que se tomen a *posteriori* irán en una línea debajo de la primera en un “subnivel”.

Modos con energía sobrante después de abastecer las cargas con la potencia de los paneles fotovoltaicos:

Se emplea la ecuación 7.7 para el balance de potencias

$$P_r = P_{pv} - P_{loads} \tag{7.7}$$

[Si el SoC \geq 90%] OR [NOT previsión *checkA*]

- Modo 1. Para llegar a este modo el algoritmo consulta si el estado del SoC de la batería es igual o superior al 90% y decide vender la energía sobrante a red por el precio estipulado en la tarifa solar de EDP [28] que viene siendo de $0,048 \frac{\text{€}}{\text{kWh}}$ denominado FiT en este trabajo. También se accede a este modo si resulta más interesante, en las siguientes 24 horas, en términos de dinero vender a red que cargar la tarifa, esto lo hace mediante la previsión con la función gráfica *checkA*.

[Si el SoC < 90%]

$$[P_r \cdot t \geq \text{cap_Ah_rest}]$$

- Modo 2. Se consulta a la función gráfica *checkA* la cual comprueba en las próximas 24 horas con los precios de la tarifa, teniendo en cuenta el rendimiento y el coste de reemplazo de la batería, si es más beneficioso económicamente cargar la batería en el momento actual hasta su máximo permitido para después emplear la energía restante en venderla a red por el FiT.

También ha de cumplirse que la energía sobrante sea superior a la necesaria para cargar la batería al 90% y así aprovechar el restante en vender a red.

$$[P_r \cdot t \leq \text{cap_Ah_rest}] \ \& \ [P_r \leq P_b \text{ MAX Carga}]$$

- Modo 3. Por último, si la energía proporcionada por la potencia P_r no supera el límite del SoC se decide cargar únicamente la batería.

Modos en los que la energía demandada por las cargas iguale o supere la generada por los paneles:

Se aplica la ecuación 7.8 para el balance de potencias.

$$P_d = P_{\text{loads}} - P_{\text{pv}} \quad (7.8)$$

[Si el SoC < 90%] & [previsión *checkBC*]

- Modo 4: En esta situación tendremos que abastecer la falta de potencia con energía de red. Se consulta a la función gráfica *checkBC* la cual comprueba si sale más rentable económicamente hablando usar potencia de red para también cargar la batería con el precio de la tarifa en ese momento frente a cargarla con los precios de las siguientes 24 horas, teniendo en cuenta de nuevo el rendimiento y el coste de reemplazo de esta.

[NOT previsión *checkBC*]

[SoC ≤ 10%]

- Modo 1 2. Tras haber comprobado con la función *checkBC* que no es rentable cargar la batería en ese momento, este modo ejecutará la acción de alimentar únicamente a las cargas con potencia de red.

[SoC > 10%]

$$[\text{cap_Ah} \leq \frac{P_d}{V_{\text{bat}}} \cdot t]$$

- Modo 5. En el supuesto en el que la energía demandada exceda la que tenemos almacenada en la batería, pero el SoC de esta sea superior a su mínimo, se dará la orden de vaciar la batería hasta el SoC mínimo y el resto de energía será extraída de red.

$$[\text{cap_Ah} \geq \frac{P_d}{V_{bat}} \cdot t] \ \& \ [P_d \leq P_{b \text{ MAX descarga}}]$$

- Modo 6. Este modo empleará exclusivamente la energía almacenada en la batería para alimentar las cargas durante el lapso t que como se ha comentado es el paso del algoritmo y son 15 minutos.

Modos en los que la energía demandada por las cargas y la generada por los paneles fotovoltaicos sea 0:

Este caso está preparado para que se dé en la noche pero puede perfectamente ocurrir en algún punto del día

$$[P_{pv} == 0] \ \& \ [P_l == 0]$$

$$[\text{tariff} == \text{tariff}_{\text{MIN}}] \ \& \ [\text{checkH}]$$

- Modo “Night charge”. El algoritmo testea mediante el uso de la función gráfica *checkH* si existe en las próximas 12 horas si no habrá radiación difusa, es decir que ningún valor sea superior a $0 \frac{kW}{m^2}$. En tal caso se procederá a cargar la batería durante esa pasada.

$$[\text{tariff} \neq \text{tariff}_{\text{MIN}}]$$

- Modo inactivo. Si por el contrario se da el caso en el que la generación es nula al igual que el consumo de cargas pero no estamos en una franja horaria donde la tarifa tenga precio valle, es decir tarifa a coste mínimo, se optará por

el modo inactivo donde no se ejecuta ninguna acción y se pasaría al siguiente ciclo de muestreo.

8. Resultados obtenidos

En este capítulo se hará una revisión de los resultados obtenidos tras simular cada uno de los tres periodos, centrandos los resultados en cuatro outputs del modelo de tras simular el mes entero, que son: el SoC de la batería, el balance entre potencia de red y potencia de la batería, la energía consumida de red y el coste que tendría la factura de ese mes.

8.1. Resultados para el periodo de marzo

En marzo se han simulado 31 días, un total de 2.976 pasadas del algoritmo teniendo 15 minutos de incremento temporal entre cada una.

- Analizando las potencias extraídas de red y de la batería (ver “Figura” 40) se observa cómo el consumo de potencia de red disminuye gracias al efecto de la instalación fotovoltaica y de la batería, en la sección 6.1. el consumo medio del perfil de cargas de marzo es de 0,546kW y la media de la potencia extraída de red tras aplicar el algoritmo se reduce a 0,384kW.

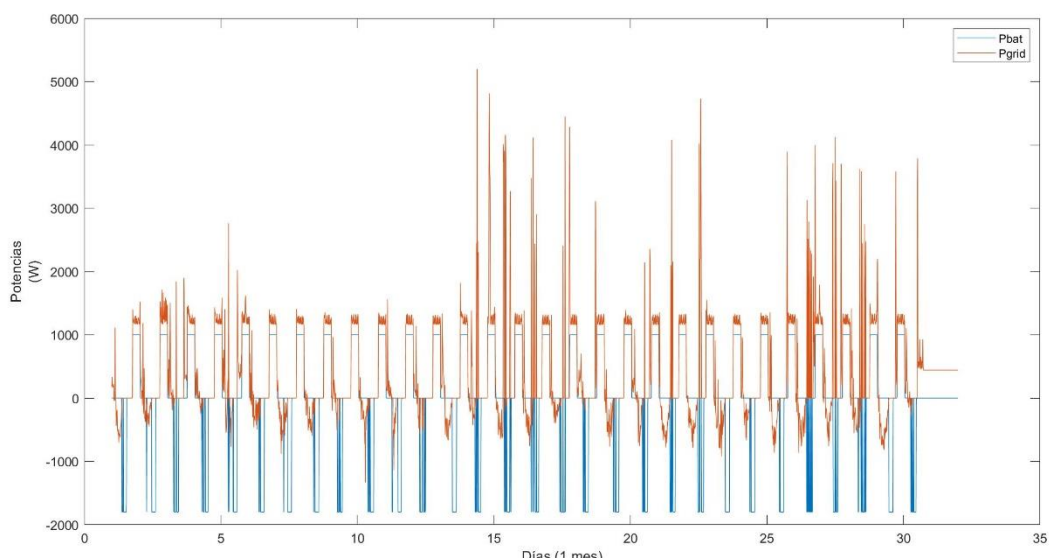


Figura 38. Consumo de P batería y P de red tras aplicar el gestor energético para el mes de marzo.

- En cuanto al SoC, en la “Figura” 41 vemos como realiza unos ciclos de carga y descarga casi simétricos a lo largo del mes, esto es debido a la homogeneidad del perfil de la radiación solar y la estructura del algoritmo en la toma de decisiones. Podremos observar una distribución similar simétrica para el resto de SoC de los

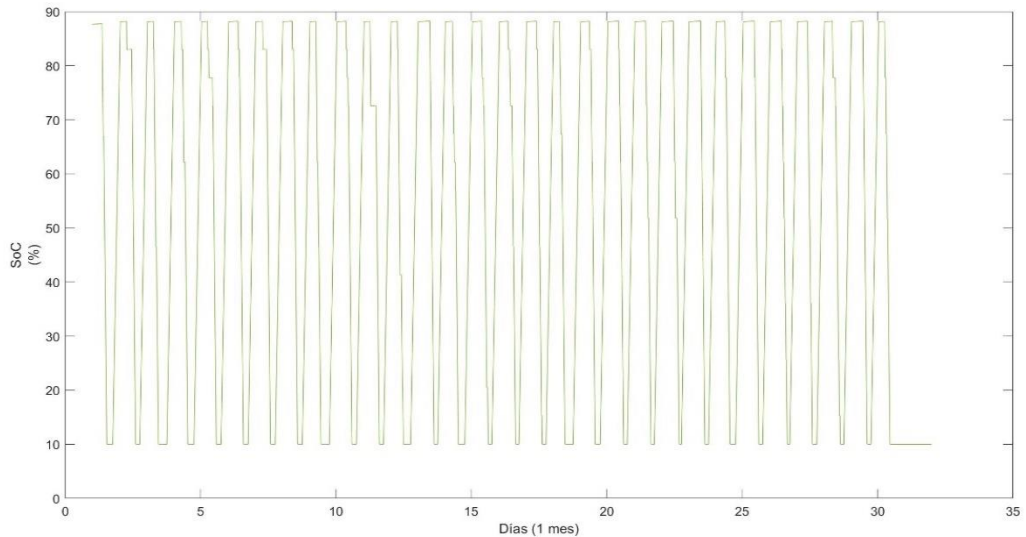


Figura 39. Estado de carga de la batería para el mes de marzo.

otros periodos.

Para comprobar el ahorro energético y económico se comparará en cada periodo con su equivalente en un modelo el cual no cuenta con potencia fotovoltaica generada ni un sistema de almacenamiento.

- La energía consumida de red el mes de marzo (ver “Figura” 42) es de 277,2kWh frente a los 390,5kWh consumidos en su análogo sin gestor energético, suponiendo un ahorro de energía del 29%.

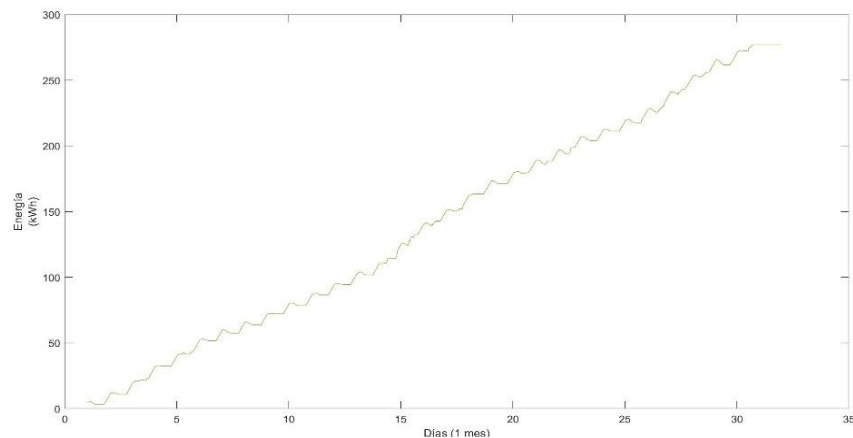


Figura 40. Consumo energético con el gestor para el mes de marzo.

Si nos fijamos en la “Figura” 23 observamos cómo el perfil de cargas es más denso a mediados de marzo, lo cual se refleja en el consumo energético de marzo con una pendiente más inclinada a mediados del mes, comenzando en torno al día 15.

- El coste de la factura mensual con el gestor energético asciende a 50,44€ frente a los 82,55€ consumidos sin contar con ninguna instalación, siendo un ahorro económico del 38,9%.

8.2. Resultados para el periodo de julio

Julio cuenta también con 31 días a simular, que repitiendo el proceso anterior se realizan 2.976 pasadas del algoritmo en la simulación.

- En la “Figura” 42 la relación entre potencia de red y de la batería se vuelve a comprobar la reducción de la primera gracias al aporte de la segunda.

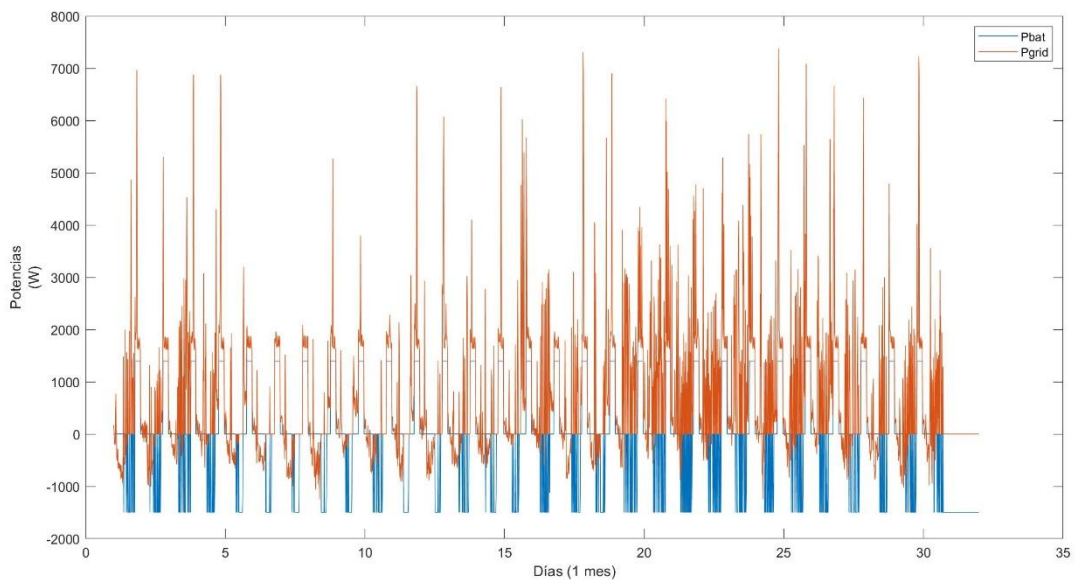


Figura 41. Consumo de P batería y P de red tras aplicar el gestor energético para el mes de julio.

En el perfil de cargas de julio teníamos un promedio de potencia de 1,032kW y después de realizar la simulación obtenemos uno de 0,652kW.

- El SoC de julio vuelve a presentar cierta simetría por las razones comentadas anteriormente en el periodo de marzo, las condiciones del algoritmo tienden a ser repetitivas en cuanto al funcionamiento del sistema de almacenamiento. También se

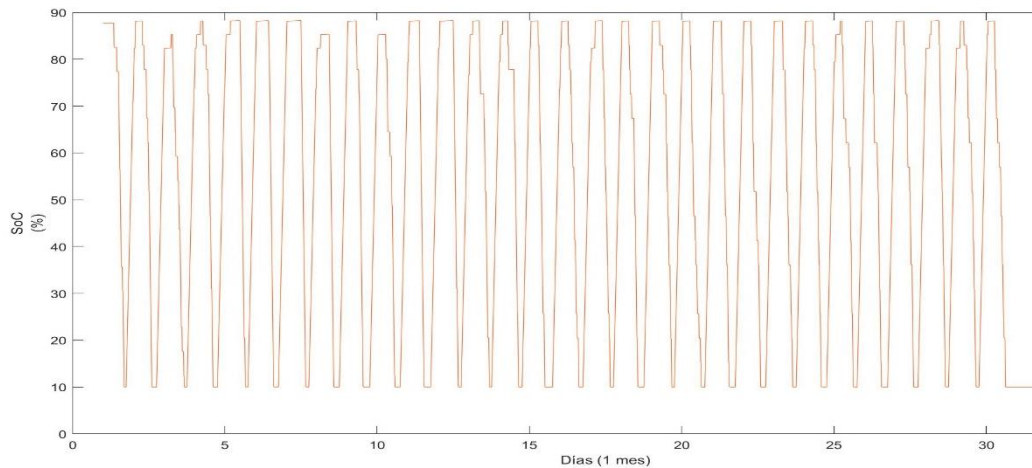


Figura 42. Estado de carga de la batería para el mes de julio.

aprecian entre los días 20 y 27 cargas y descargas más completas y rápidas (sin tanto escalón) debido a la mayor densidad que hay entorno a esos días en el consumo.

- En este caso la energía consumida de red con el gestor energético es superior a la del mes de marzo, algo razonable debido al mayor consumo en aires acondicionados, ventiladores, congeladores, frigoríficos, etc. Estos consumos se darán en las horas centrales del día que coincide con el precio punta de la luz . Además, como ya se ha dicho, hay que considerar que el registro de las cargas pertenece al estado de California, EEUU, donde las temperaturas alcanzan valores de media superiores a

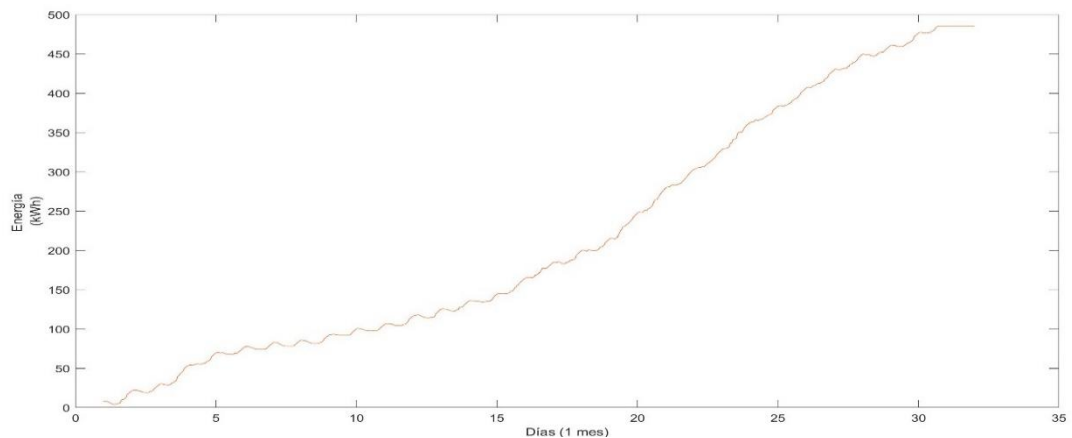


Figura 43. Consumo energético con el gestor para el mes de julio.

las que pueda haber en Gijón. En este periodo se han consumido 485,5kWh frente a los 731,9kWh siendo un ahorro de energía del 33,7%.

- Por último, en julio tenemos el periodo de facturación eléctrica con referencia a los otros dos periodos más caro, siendo de 92,26€ tras aplicar el gestor energético y de 145,8€ sin él. Suponiendo un ahorro económico del 36,72%.

8.3. Resultados para el periodo de octubre

De nuevo este periodo cuenta con 31 días, que con el paso de 1/4 de hora se simularán 2.976 pasadas del algoritmo.

- En el apartado de potencia de red y de batería partíamos de un promedio de 0,68kW mientras que en la nueva situación se ve reducido a 0,545kW.

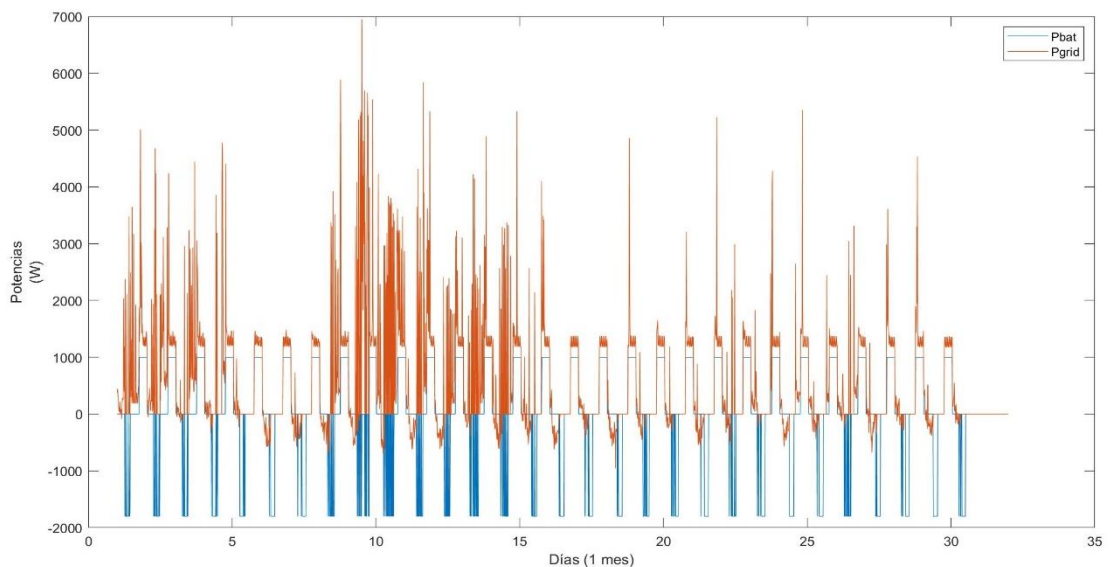


Figura 44. Consumo de P batería y P de red tras aplicar el gestor energético para el mes de octubre.

- En el estado de carga del sistema de almacenamiento para octubre se repite la simetría mencionada y también se encuentra entre los días 7 y 12 unas descargas con mayor amplitud, traduciéndose en mayor uso de la batería en cada muestreo del algoritmo en ese intervalo de días coincidiendo con una mayor demanda de potencia.

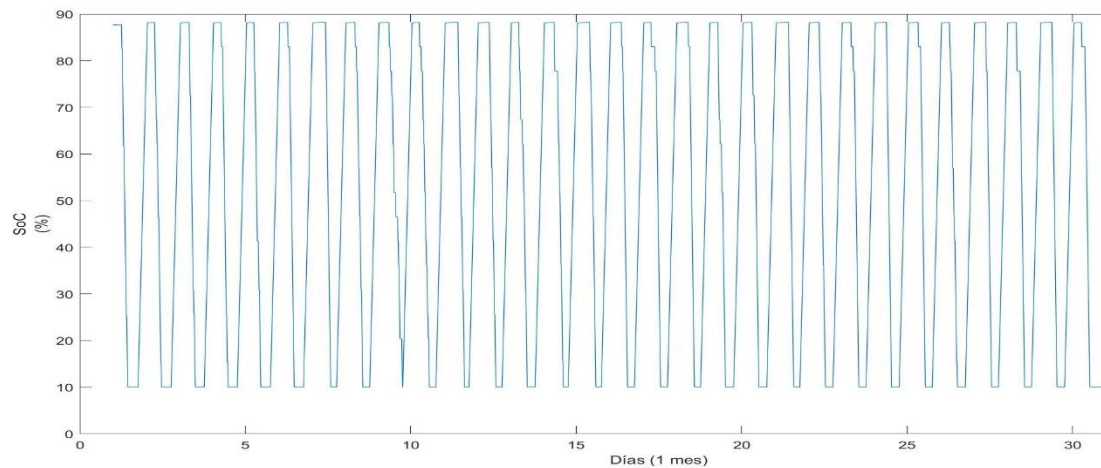


Figura 45. Estado de carga de la batería para el mes de octubre.

- El consumo energético de octubre tras aplicar el gestor (ver “Figura” 48) llega a 414,1kWh que supone una disminución del 17% en comparación con los 499,3kWh consumidos sin gestionar el flujo energético.

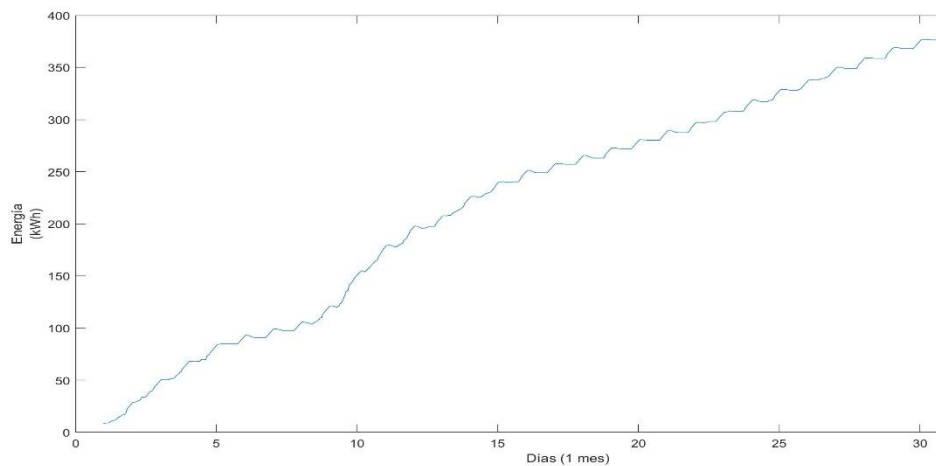


Figura 46. Consumo energético con el gestor para el mes de octubre.

- Para el ahorro económico mensual nos encontramos con un gasto de 70,78€ frente a 100,5€ si no aplicamos el gestor energético, siendo así un ahorro del 29,57%.

8.4. Resumen de los resultados

En las “Figuras” 49, 50 y 51 se pueden ver las comparativas de los resultados obtenidos en los tres periodos

- Tabla comparativa de consumos medios de potencia:

	Potencia promedio antes (kW)	Potencia promedio después (kW)	Diferencia de potencias promedio
Marzo	0,546	0,384	-29,67 %
Julio	1,032	0,652	-36,82 %
Octubre	0,68	0,545	-19,85 %

Tabla 47. Comparativa Potencias promedio antes y después de simular.

- Tabla comparativa de consumo energético:

	Consumo energético antes (kWh)	Consumo energético después (kWh)	Diferencia de consumos
Marzo	390,5	277,2	-29,1 %
Julio	731,9	485,5	-33,67 %
Octubre	499,3	414,1	-17,06 %

Tabla 48. Comparativa de consumos energéticos antes y después de simular.

- **Tabla comparativa de consumos medios de potencia:**

	Gasto en la factura mensual antes (€)	Gasto en la factura mensual después (€)	Diferencia de gastos (€)
Marzo	82,55	50,44	-38,9
Julio	145,8	92,26	-36,72
Octubre	100,5	70,78	-29,57
total	328,85	213,48	-115,37

Tabla 49. Comparativa de precios en la factura eléctrica antes y después de aplicar el gestor.

8.5. Presupuesto de la instalación

En este apartado se hará un desglose de los precios de los componentes necesarios para llevar a cabo el auto consumo descrito anteriormente.

En cuanto al sistema de almacenamiento con batería de litio de la marca Cegasa *EBick 180 pro*, estas tienen un coste total por batería aproximado de 400€ por kWh, contando con una instalación descrita en la *figura* de 8,64kWh nos arroja un precio de:

$$\text{Coste sistema de almacenamiento} = 400 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \cdot 8,64\text{kWh} = 3.456\text{€} \quad (8.9)$$

El sistema de paneles fotovoltaico está compuesto por siete paneles ZXM6-H144-400/M del fabricante Znshine Solar los cuales tienen un coste total de 600€ por kWp instalado. En la *figura 32* encontraremos la potencia de este modelo que es de 0,4kWp, por el

número de paneles que queremos nos da una instalación de 2,8kWp, que en términos económicos se traduce en:

$$Coste_{instalación\ PV} = 600 \frac{\text{€}}{\text{kWp}} \cdot 2,8\text{kWp} = 1.680\text{€} \quad (8.10)$$

Para la instalación fotovoltaica es necesario seleccionar el número apropiado de inversores, siendo este el cociente entre la potencia máxima nominal de la instalación (2,8kWp) entre la potencia nominal de un inversor.

Para el redimensionamiento de la instalación se ha optado por un único inversor de 3kW de potencia de salida, el modelo Red Solis S5-GR1P K-M [29] con un precio por unidad de 603,27€, este inversor monofásico para sistemas de potencia media ofrece la posibilidad de desviar potencia a red para su venta por parte del consumidor.

El presupuesto para todo el conjunto de la instalación fotovoltaica, el inversor y el sistema de almacenamiento asciende a 5.739,27€.

Tras este presupuesto inicial hay que tener en cuenta las ayudas y prestaciones que están disponibles para las instalaciones de consumo fotovoltaico hoy en día.

8.5.1. Impacto de las ayudas e incentivos económicos en el presupuesto

Estos incentivos van desde reducciones en el IBI, descuentos de hasta una quinta parte de la instalación en el IRPF hasta ayudas directas en el precio de la y varían en función de la comunidad autónoma en la que se vaya a realizar la instalación.

En nuestro caso, las subvenciones del Principado de Asturias [30] nos centraremos en la ayuda directa sobre el precio de la instalación las cuales se otorgan, entre varias condiciones, a las instalaciones con un presupuesto superior a los 4.000€. Se han destinado a la comunidad en el año 2021 un total de 14.536.460 € para ayudas al autoconsumo, baterías y climatización renovable.

Los gastos sujetos a ser subvencionables son los siguientes:

- Coste de los módulos fotovoltaicos y sus gastos asociados de instalación.
- Coste de elementos de acumulación energética, reguladores de carga y el aparataje necesario para estos.
- Coste de adquisición de convertidores, inversores y protecciones.
- Coste de sistemas de monitorización.

Es interesante puesto que la ayuda cubriría todos los elementos del presupuesto de este trabajo.

La cuantía de la ayuda varía en función de varios factores, con un máximo de $2.000 \frac{\text{€}}{\text{kWp}}$ por la instalación de potencia fotovoltaica.

Haciendo un borrador se puede estimar una ayuda del 70% de dicha cantidad para nuestro caso, siendo de $1.400 \frac{\text{€}}{\text{kWp}}$ y contando con 2,8kWp instalado estaríamos recibiendo 3.920€

Finalmente, gracias a estas subvenciones, el presupuesto final se quedaría en 1.819,27€

9. Conclusiones

Tras analizar los resultados en el anterior apartado se han conseguido los objetivos iniciales del trabajo. Se ha logrado el diseño de un algoritmo gestor energético capaz de tomar las decisiones necesarias en cada muestreo para optimizar el flujo energético de los consumidores y así reducir de forma significativa su factura eléctrica, que se verá de forma más extensa en este capítulo. A su vez se ha conseguido validar el algoritmo con los perfiles de cargas y de radiación solar, dando lugar a la posibilidad del uso de este algoritmo para simular en casos particulares modificando la zona geográfica con sus respectivas irradiancias y modificando la base de cargas para ajustarla a un consumo parecido al que se plantea estudiar y sirviendo así para redimensionar la instalación de cualquier futuro cliente que decida invertir en esta tecnología, como se mencionaba en los objetivos en el subapartado 3.1.

Por último, este algoritmo permitirá ayudar a maximizar la cantidad de energía renovable consumida y llegar más rápidamente a los objetivos medioambientales establecidos de cara a disminuir la huella de carbono que genera la actividad humana

Habiendo analizado los datos obtenidos para marzo, julio y octubre, y asumiendo que los doce meses del año se podrían dividir en tres distintos periodos según la climatología y el tipo de consumo eléctrico que tienen los clientes, se va a extender estos resultados a un año entero multiplicando los ahorros económicos por 4. Siendo así un ahorro anual de:

$$115,37\text{€} \cdot 4 = 461,48\text{€} \quad (9.11)$$

Teniendo en cuenta el presupuesto final con la ayuda autonómica, el periodo de amortización de la instalación de 4 años.

Para comprender la amortización hay que retraerse a las secciones 7.2. y 7.3. donde se habla de la vida útil de la batería y de los paneles fotovoltaicos.

En el caso de la batería, dándole un uso normal como el que se ha diseñado en este trabajo pueden llegar a los 25 años de vida como máximo y por otro lado los paneles seleccionados pueden alcanzar según el fabricante los 40 años de vida, contando con una garantía de 12 años.

Finalmente se puede afirmar que la instalación diseñada cumple las expectativas de amortización suponiendo un ahorro real a partir del cuarto año y asumiendo por lo bajo estaríamos hablando de una duración de 10 años en los que estaríamos ahorrando una media de 461,48€ que se traduce en unos beneficios económicos de 4.614,8€.

En un supuesto de durar 20 años de vida el conjunto de la instalación supondría un beneficio neto de 9.229,6€.

En ambas situaciones, el ahorro que se produce nos permite una nueva inversión en los componentes de la instalación mencionada, sin prácticamente suponer un gasto (poniéndonos en el peor de las situaciones en las que dure 10 años) en el momento de obsolescencia de estos. Sin contar con nuevas ayudas ni la reducción de costes de los dispositivos a futuros.

10. Bibliografía

- [1 «Energías - Renovables. Células solares en tandem,» 23 abril 2021. [En línea].
] Available: <https://www.energias-renovables.com/fotovoltaica/las-celulas-solares-en-tandem-logran-un-20210423>.
- [2 «Real Decreto 244/2019 por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas
] y económicas del autoconsumo de energía eléctrica,» 5 abril 2019. [En línea]. Available:
<https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2019-5089>. [Último acceso: Marzo
2021].
- [3 «Pacto Verde Europeo, propuesto por la Unión Europea,» septiembre 2020. [En línea].
] Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030_es.
- [4 «PVGIS,» 2016. [En línea]. Available: <https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis>. [Último
] acceso: Abril 2021].
- [5 Data Adres, «ADRES,» [En línea]. Available:
] https://www.ea.tuwien.ac.at/projekte/adres_concept/DE/. [Último acceso: Abril 2021].
- [6 2.0DHS , EDP tariff, «EDP,» [En línea]. Available:
] <https://www.edpenergia.es/recursosdep/doc/portal-clientes/20130827/precios/tarifas-electricas-para-empresas.pdf>.
- [7 «Microsoft Excel,» 1985. [En línea]. Available: [https://www.microsoft.com/es-](https://www.microsoft.com/es-es/microsoft-365/excel)
] [es/microsoft-365/excel](https://www.microsoft.com/es-es/microsoft-365/excel).
- [8 «Microsoft Word,» 1983. [En línea]. Available: [https://www.microsoft.com/es-](https://www.microsoft.com/es-es/microsoft-365/word)
] [es/microsoft-365/word](https://www.microsoft.com/es-es/microsoft-365/word).

- [9 «MATLAB R2021a,» 1984. [En línea]. Available: <https://es.mathworks.com/>.
]
- [1 Mathworks, «Simulink». 1984.
0]
- [1 «Pecan Street,» [En línea]. Available: <https://www.pecanstreet.org/>.
1]
- [1 «Red Eléctrica Española,» 1985. [En línea]. Available: <https://www.ree.es/es>.
2]
- [1 *San Agustín de Guadalix, Madrid, España*.
3]
- [1 «Hidroeléctrica Española, S.L.,» 1907, Madrid.
4]
- [1 «ASINEL,» [En línea]. Available: <http://www.asinel.cl/>.
5]
- [1 «ATERSA,» 1983. [En línea]. Available: <https://www.atersa.com/es/>.
6]
- [1 «RD 2818/1998, sobre la producción de energía eléctrica por instalaciones renovables,
7] residuos y cogeneración,» 30 diciembre 1998. [En línea].
- [1 «Real Decreto 1663/2000 sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja
8] tensión,» 30 septiembre 2000. [En línea]. Available:
<https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2000-17599>.
- [1 «Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC),» 2021-2030. [En línea].
9] Available: <https://www.miteco.gob.es/es/prensa/pniec.aspx>.

[2 «Real Decreto 1955/2000 por el que se regulan las actividades de transporte, 0] distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica,» 1 diciembre 2001. [En línea]. Available: <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2000-24019>.

[2 E. T. y. J. G. Pablo Eguia, «Proyecto GEDISPER,» Uniiversidad del País Vasco, , 28 1] julio 2016. [En línea]. Available: <http://www.energiaysociedad.es/wp-content/uploads/2016/10/Informe-Final-GEDISPER-20160919.pdf>.

[2 «Grupo Vaillant,» 1874, Remscheid, Alemania. [En línea]. Available: 2] <https://www.vaillant.es/usuarios/te-ayudamos-a-elegir/tecnologias-disponibles/captadores-y-sistemas-solares/>.

[2 «Efecto fotoeléctrico,» [En línea]. Available: 3] <http://museovirtual.csic.es/salas/luz/luz33.htm>.

[2 «Akira Yoshino, ganador del premio Nobel de Química por la creación de la batería de 4] iones de litio,» octubre 2019. [En línea]. Available: <https://www.bbc.com/mundo/noticias-49984510>.

[2 «Cegasa, batería EBick 180 Pro,» [En línea]. Available: [https://www.cegasa.com/ebick-5\] 180-pro](https://www.cegasa.com/ebick-5] 180-pro).

[2 «ZNSHINE SOLAR, paneles ZXM6-H144-400/M,» [En línea]. Available: 6] <https://es.ensolar.com/pv/panel-datasheet/crystalline/45292>.

[2 «Selectra, asesoría energética,» 2007, París . [En línea]. Available: 7] <https://selectra.es/autoconsumo/info/instalacion/calculo-placas-solares>.

[2 «tarifa solar EDP,» [En línea]. Available: <https://www.edpenergia.es/solar/es/>. 8]

[2 «Atersa, inversor solar monofásico Red Solis S5-GR1P K-M de 3kW,» [En línea].

9] Available: <https://atersa.shop/inversor-red-solis-mini-1p-3k-4g/>.

[3 «Subvenciones y ayudas para instalaciones de autoconsumo del Principado de Asturias,»

0] 2021. [En línea]. Available:

https://tramita.asturias.es/sta/CarpetaPublic/doEvent?APP_CODE=STA&PAGE_COD E=CATALOGO&DETALLE=6269000005523676107573.

[3 «Meteonorm,» [En línea]. Available: <https://meteonorm.com/en/>.

1]

[3 [En línea].

2]

[3 «Wikiwand, baterías recargables,» [En línea]. Available:

3] https://www.wikiwand.com/es/Bater%C3%ADa_recargable.

[3 «Semiconductores y dopaje,» [En línea]. Available:

4] [https://es.wikipedia.org/wiki/Dopaje_\(semiconductores\)](https://es.wikipedia.org/wiki/Dopaje_(semiconductores)).

[3 «Solar Energía,» [En línea]. Available: [https://solar-energia.net/energia-solar-](https://solar-energia.net/energia-solar-5)

5] [termica/alta-temperatura](https://solar-energia.net/energia-solar-5).

[3 «ACIS,» [En línea]. Available: [https://acis.org.ar/2019/03/10/almacenamiento-de-](https://acis.org.ar/2019/03/10/almacenamiento-de-6)

6] [energia/](https://acis.org.ar/2019/03/10/almacenamiento-de-6).

[3 «CISE,» [En línea]. Available: [http://www.cise.com/portal/notas-tecnicas/item/847-](http://www.cise.com/portal/notas-tecnicas/item/847-7)

7] [t%C3%A9cnicas-para-cargar-bater%C3%ADas.html?tmpl=component&print=1](http://www.cise.com/portal/notas-tecnicas/item/847-7).

[3 «bbva openmind,» [En línea]. Available:

8] <https://www.bbvaopenmind.com/tecnologia/innovacion/cuatro-tecnologias-que-prometen-revolucionar-la-energia-solar-fotovoltaica/>.

