



COMILLAS
UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

MÁSTER EN INGENIERÍA DE TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE MÁSTER

ESTUDIO DEL VALOR ADICIONAL DE UNA HIBRIDACIÓN A UN PROYECTO DE ENERGÍA RENOVABLE

Autor: Álvaro Mijangos Ridruejo

Director: Andrés Diego Díaz Casado

Director: Antonio Canoyra Trabado

MADRID, ESPAÑA

JULIO de 2022

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, quería dar las gracias a la Escuela Superior de Tecnologías Industriales (ESTI) de ICAI por haberme dado la oportunidad de estudiar en esta escuela. Han sido seis años en donde hemos pasado de todo, y de donde guardo un estupendo recuerdo que quedará para siempre.

Quiero dar las gracias a mis amigos y a mi familia que siempre han mantenido su apoyo incondicional. Este trabajo es la culminación de mucho esfuerzo y sacrificio, que no solo hace referencia a los últimos meses, sino a todo el recorrido del viaje universitario.

Hace más o menos un año y medio le propuse a uno de mis profesores una idea para empezar a pensar en un TFM cuando llegase la ocasión. Fue toda una sorpresa cuando en vez de esperar unos seis o siete meses, a los pocos días ya me estaba proponiendo empezar a trabajar en ello. Además, “fichó” a uno de sus colegas de la universidad, otro profesor, para embarcarnos en esta aventura los tres juntos.

Andrés, Antonio ha sido un verdadero placer teneros como directores, más bien diría yo mentores, en este viaje más largo de lo común. He aprendido de vosotros una cantidad de cosas que no os podéis imaginar. Vuestro empuje y motivación desde el minuto uno, ha sido espectacular. Nos hemos reído, aprendido y divertido un montón en este tiempo. Vuestra ética de trabajo y vuestro conocimiento son dignos de admirar. De verdad, sois los dos un referente para mí en todos los sentidos. Nada de esto habría sido posible sin vosotros. ¡Mil millones de gracias!

ESTUDIO DEL VALOR ADICIONAL DE UNA HIBRIDACIÓN A UN PROYECTO DE ENERGÍA RENOVABLE

Autor: Mijangos Ridruejo, Álvaro

Director: Andrés Diego Diaz Casado

Director: Antonio Canoyra Trabado

RESUMEN DEL PROYECTO

Introducción:

La sociedad actual se enfrenta a uno de los mayores retos de su historia: El Calentamiento Global. El aumento en las emisiones de gases de efecto invernadero debido al modelo actual de producción y consumo energético tienen un impacto directo negativo en el planeta, provocando alteraciones en los sistemas socioeconómicos y un aumento de fenómenos meteorológicos extremos.

En consecuencia, gobiernos de países alrededor del planeta han desarrollado planes de acción y estrategias con el fin de limitar el aumento global de la temperatura. Uno de sus puntos fuertes se basa en la electrificación de la economía a través del incremento del uso de la energía eléctrica de origen renovable en la industria, el transporte y la climatización. Todo ello conlleva a que cada año la penetración de energías renovables sea mayor, contribuyendo de manera directa a un cambio en el mix energético.

Share of renewables in the power mix is projected to double in the next 15 years

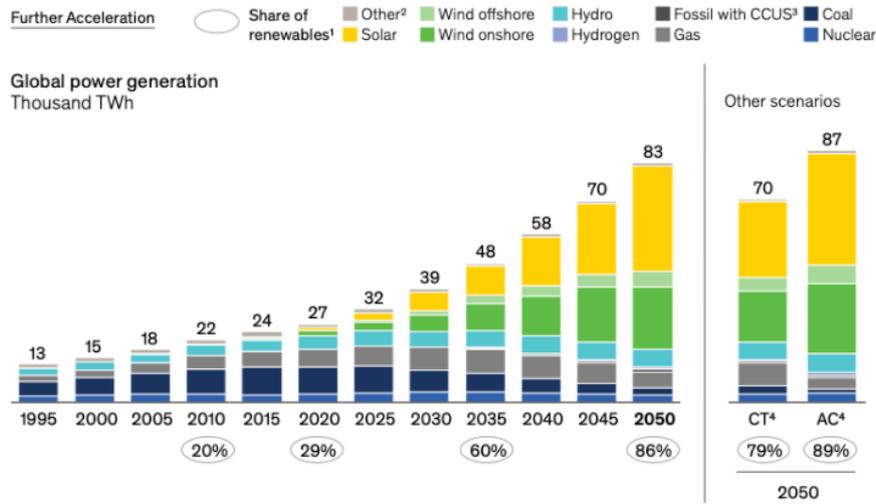


Figura 1: Proyecciones del mix energético en los próximos años (Molina, 2022)

El problema de la integración de las energías renovables como la solar o la eólica, se produce porque son puramente dependientes de las condiciones meteorológicas que se estén dando en el momento (energías no gestionables). Esto dificulta un suministro eléctrico estable, por ello, urge la necesidad de desarrollar herramientas o tecnologías que complementen a las ya existentes y que aporten, por un lado, flexibilidad y estabilidad al sistema y por otro, optimización de la explotación del recurso renovable para evitar vertidos.

En este contexto, el almacenamiento de energía se ha convertido en un actor principal, el cual se espera que aumente de manera significativa (Figura 2) debido a que aporta gestionabilidad al sistema eléctrico para compensar las diferencias que puede haber entre generación y demanda.

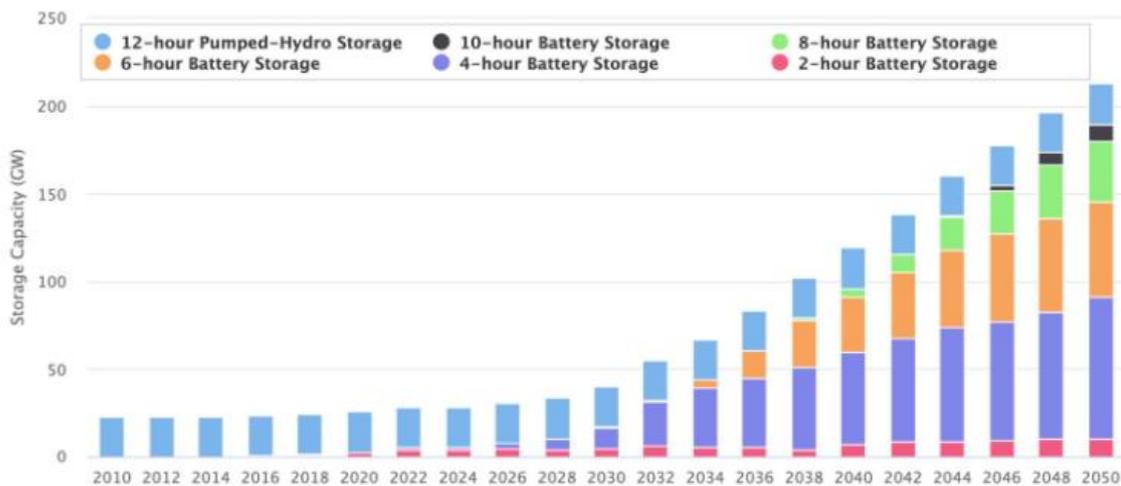


Figura 2: Tendencias del almacenamiento a 2050 (Driscoll, 2022)

Unido al reto de garantizar el suministro eléctrico, la otra gran limitación existente que surge en cuanto a las nuevas adiciones de instalaciones renovables al sistema, es el acceso a la red de transporte y distribución. Es por ello que la hibridación de una o varias tecnologías se presenta como una solución a ambos problemas ya que, por un lado, emplea el mismo punto de acceso y conexión a la red aumentando el factor de carga del nudo y, por otro, maximiza el uso del recurso renovable en un emplazamiento.

Objetivo principal:

El objetivo de este trabajo es analizar las posibles herramientas de gestión adicional de los recursos renovables para conseguir una explotación óptima de los mismos. En la actualidad existen una serie de limitaciones, algunas ya mencionadas como la dependencia a condiciones meteorológicas y el acceso a la red, y otros aspectos como los vertidos que se producen debido a la volatilidad en la producción de fuentes renovables, que presentan una gran oportunidad para que ocurran hibridaciones entre tecnologías renovables.

En base a lo mencionado anteriormente, se evaluarán diferentes estrategias de hibridación con la intención de conseguir cuantificar el valor añadido que una hibridación puede aportar a un proyecto para, a través de un modelo, plantear y analizar si los resultados justifican la inversión a realizar. Los tipos de hibridaciones a investigar son:

- Renovable + renovable
- Renovable + almacenamiento

La aplicación del trabajo será, de manera principal, al mercado español. No obstante, no se limita al mismo ya que se buscarán y estudiarán otros mercados del mundo en donde se puedan encontrar distintos escenarios en los que la hibridación cree valor.

Metodología:

Para abordar el objetivo de cuantificar el valor añadido que una hibridación con tecnologías diferentes puede aportar, se han creado una serie de herramientas para poder realizar los cálculos pertinentes.

En primer lugar, se parte de un caso base o planteamiento inicial en el que ya existe un proyecto renovable en funcionamiento, del cual se conocen todos los

datos de partida (potencia nominal, límite de evacuación, costes...), así como el recurso renovable disponible en el emplazamiento. Contra este caso base, se crea un modelo de plan de negocio que calcula la rentabilidad adicional que se obtiene cuando se produce la hibridación entre dos o más tecnologías renovables y de almacenamiento.

Dentro del modelo de plan de negocio, la mayor complejidad se encuentra en calcular los ingresos futuros que va a generar la instalación completa. Para ello se han elaborado dos algoritmos de optimización, cuya función es optimizar frente a una referencia de precios y de producible renovable a futuro la operación de la instalación conjunta.

El primer algoritmo optimiza la explotación de la instalación en el mercado diario. Se define una función objetivo y una serie de restricciones que tiene que cumplir el problema y se plantea de la forma más genérica posible.

El segundo algoritmo se encarga de calcular los ingresos que obtiene la instalación en los mercados de ajuste, principalmente, en los mercados de regulación secundaria y terciaria.

Una vez que ambos algoritmos obtienen resultados, éstos son introducidos en el plan de negocio, el cual, calcula los flujos de caja libre del proyecto para valorar su rentabilidad. Es un proceso iterativo que se realiza hasta conseguir un óptimo.

El método utilizado para comparar cada caso es emplear el valor actual neto (VAN) del proyecto. El cálculo del VAN se realiza descontando los flujos de caja libre a una tasa de descuento determinada. El proceso iterativo entonces, sigue el siguiente procedimiento:

- Se calcula el VAN inicial, $VAN(0)$.
- Se calcula el VAN de la iteración primera $VAN(I_1)$.
 - Si $VAN(I_1) < VAN(0)$, el proceso se para y la conclusión es que no se crea valor con esa hibridación.
 - Si $VAN(I_1) > VAN(0)$, se hace una siguiente iteración añadiendo otro incremento de la tecnología seleccionada y así sucesivamente hasta que $VAN(I_n) < VAN(I_{n-1})$, lo cual implicará que I_{n-1} es el óptimo, y por lo tanto, se obtiene la nueva

instalación híbrida que maximiza la explotación del recurso renovable.

Este procedimiento se realiza para tres casos posibles:

- Hibridación renovable más almacenamiento.
- Hibridación renovable más renovable.
- Hibridación renovable más renovable más almacenamiento.

Resultados y conclusión:

Se parte un caso base en el que hay un parque eólico con unas características determinadas. El primer caso es hibridar ese parque eólico un sistema de almacenamiento en baterías. Los resultados que se han obtenido se muestran en la Figura 3.

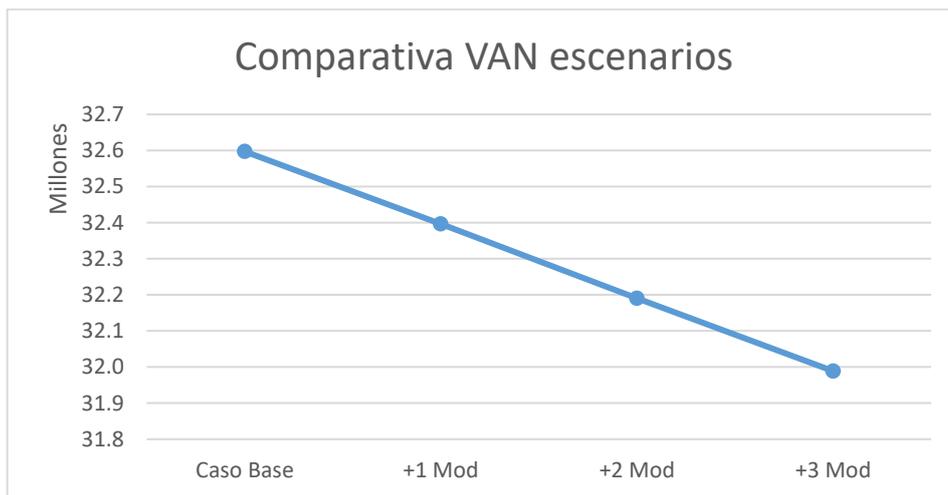


Figura 3: Resultados caso 1 (Elaboración propia)

La gráfica indica que hay una reducción en el VAN del proyecto a medida que se añaden módulos de baterías. Esto se traduce en que los ingresos adicionales que está generando la batería no son capaces de superar el coste de inversión necesario, sea cual sea su tamaño. Es más, se puede observar que cuantos más módulos se añaden, más valor se destruye, confirmando que el beneficio es siempre menos que el incremento de inversión requerido. Por todo ello, se descarta esta hibridación.

En el segundo caso, también se parte del caso base con un parque eólico que tiene unos parámetros determinados, y se hibrida un parque solar fotovoltaico. La potencia nominal de este parque es desconocida puesto que el análisis es

justamente encontrar ese dimensionamiento óptimo que maximiza el recurso renovable con incrementos de 5MW. Los resultados se observan en la Figura 4.

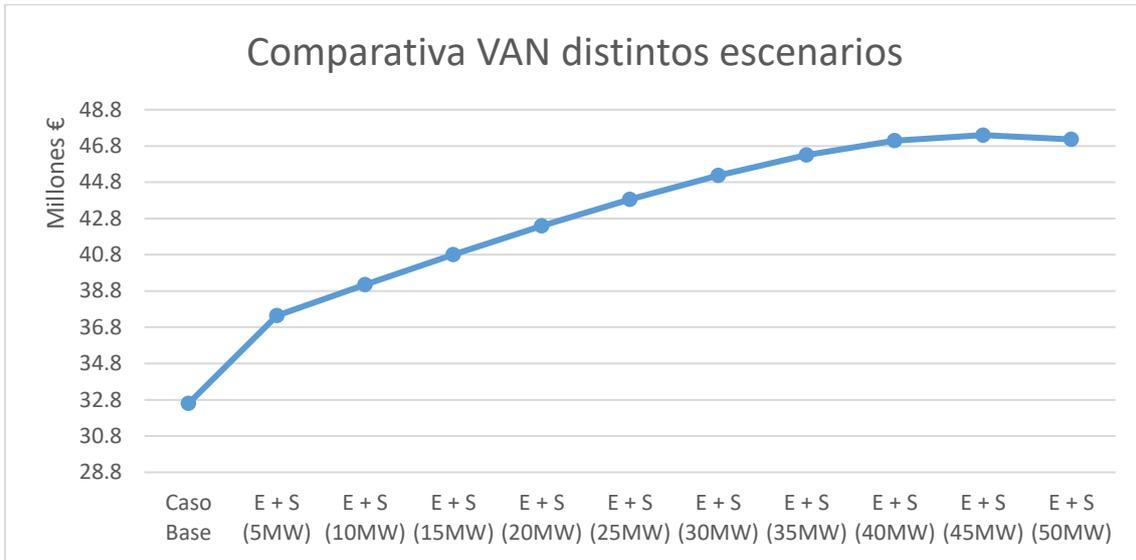


Figura 4: Resultados caso 2 (Elaboración propia)

La conclusión en este caso es que sí hay un óptimo en 45MW de potencia nominal del parque solar. Este resultado coincide con las expectativas que se tenían porque la tecnología eólica y la solar tienen una complementariedad en sus curvas de producción muy buena, en otras palabras, a lo largo del año cuando hay más viento en invierno mientras que la producción máxima solar se encuentra en verano. Hay un óptimo porque la potencia de evacuación es limitada y hay un momento en el que el incremento en coste de inversión por 5MW adicionales no se rentabiliza con el incremental de ingresos generados.

De todas formas, al hibridar el parque eólico con el solar, se generan vertidos en varias horas del año que al final es energía no aprovechada porque la producción nominal es notablemente mayor que el límite de evacuación del nudo.

En este contexto se plantea un tercer caso partiendo del óptimo del caso 2, al cual se le añade un sistema de almacenamiento en baterías. Los resultados se muestran en la Figura 5.

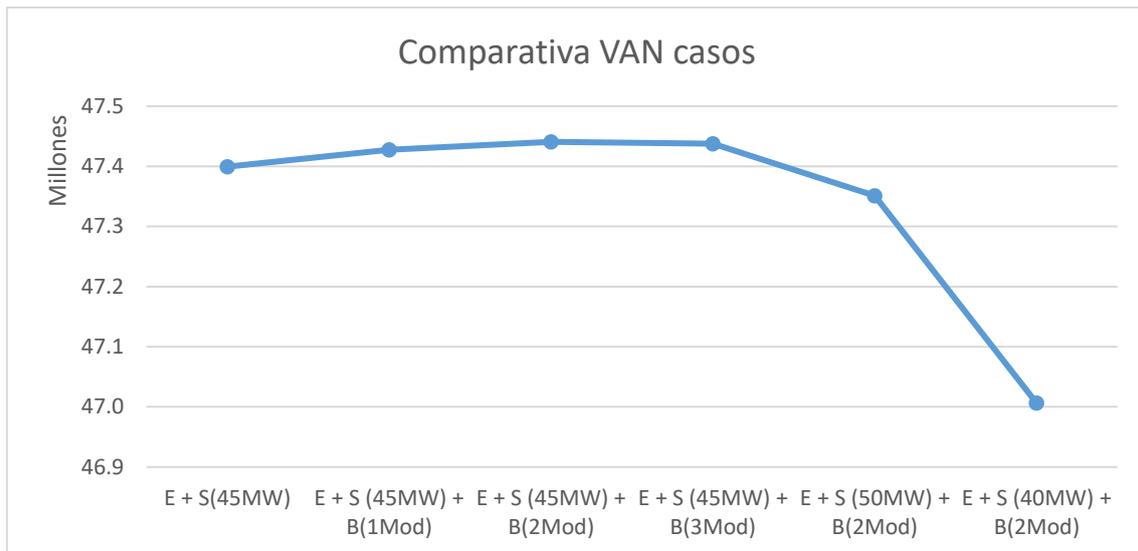


Figura 5: Resultados caso 3 (Elaboración propia)

Como se puede observar, sí se encuentra un nuevo óptimo que mejora la rentabilidad del caso anterior. Esto quiere decir que esos excedentes de energía son bien aprovechados por la batería y se consigue una explotación todavía mejor. No obstante, hay que destacar que el incremento en el VAN es mínimo y esto se sigue debiendo a que el coste de inversión para una batería es muy alto.

Las conclusiones generales del trabajo una vez analizados los tres casos, con el objetivo de aumentar la rentabilidad de un proyecto existente mediante la hibridación de una o más tecnologías, se pueden recoger en los siguientes puntos:

- Cuando se habla de un sistema de almacenamiento en baterías, los ingresos que se pueden obtener por mercado de ajuste no son en absoluto despreciables. El planteamiento propuesto (muy conservador si consideramos los resultados de algunos estudios sectoriales realizados recientemente), ha dado como resultado que el coeficiente entre los ingresos del mercado de ajuste y el mercado diario se corresponde con un 75%.
- Como se ha visto en el caso 1, cuando la potencia nominal del parque es ligeramente superior al límite de evacuación las baterías, a día de hoy, no son rentables. En otras palabras, su coste de inversión es más alto que el beneficio que es capaz de generar a lo largo de su vida útil.
- Las tecnologías renovables eólica y solar tienen unas curvas de generación que son muy compatibles entre ellas. Esto supone una gran

ventaja porque se optimiza sustancialmente el recurso renovable del emplazamiento, llegando a casi un 50% más de VAN en este proyecto.

- La combinación de estas dos últimas tecnologías es también compatible con un sistema de almacenamiento de baterías. Es más, con las baterías se consigue aprovechar mejor los vertidos que se producen y, en este caso, sí se llega a rentabilizar la batería para un determinado escenario.
- En este contexto surge la duda sobre si es necesario incentivar de alguna manera los sistemas de almacenamiento en baterías (BESS). Se ha puesto encima de la mesa pagos por capacidad para cumplir los objetivos de PNIEC, pero todavía no se ha concluido nada.

EXECUTIVE SUMMARY

Introduction:

Nowadays society is facing one of the biggest challenges in its history: Global Warming. The rise in harmful gas emissions due to the actual energy model of production and consumption, have a direct negative impact in the planet, producing changes in the socioeconomic systems as well as an increase in extreme meteorologic phenoms.

As a result, governments around the world have developed action plans and strategies to limit global temperature increase. One of their strengths is based on the electrification of the economy through the increased use of renewable energy in industry, transportation and air conditioning. In order to achieve it, there is a need for rising the renewable energies penetration year after year, which contributes directly to a change in the energy mix.

Share of renewables in the power mix is projected to double in the next 15 years

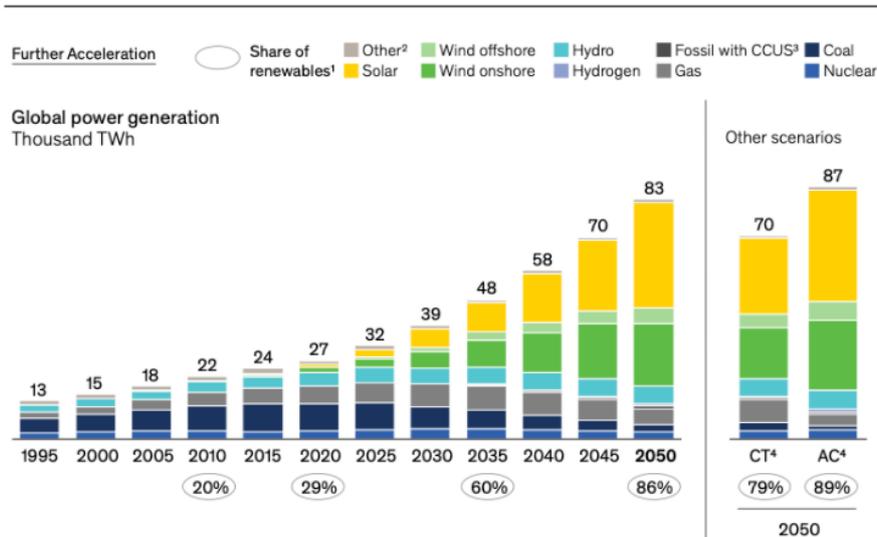


Figura 6: Share of renewable energies in the upcoming years (Molina, 2022)

The problem lies in the fact that renewable energies such as solar or wind power are purely dependent on the weather conditions that are occurring at the time (unmanageable energies). This hinders a stable electricity supply, therefore, there is an urgent need to develop tools or technologies that complement the existing ones and provide, on the one hand, flexibility and stability to the electrical system and, on the other hand, optimization of the use of renewable resources to avoid spills.

In this context, energy storage has become a major player, which is expected to increase significantly because it brings manageability to the power system to compensate for the differences that may exist between generation and demand every hour.

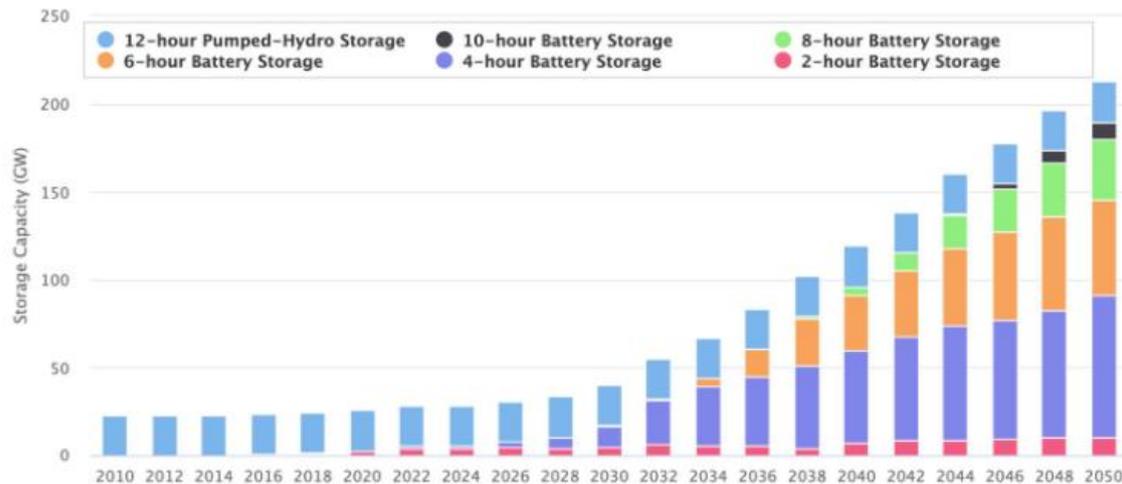


Figura 7: Energy storage tendency until 2050 (Driscoll, 2022)

In addition to the challenge of guaranteeing electricity supply, the other major limitation that arises in terms of new additions of renewable installations to the system is access to the transmission and distribution grid. This is why the hybridization of one or more technologies is presented as a solution to both problems since, on the one hand, it uses the same access point and connection to the grid, increasing the load factor of the node and, on the other hand, maximizing the use of the renewable resource at a given location.

Aim of the project:

The objective of this project is to analyze the possible additional management tools for renewable resources in order to achieve their optimal usage. At present there are a number of limitations, some already mentioned such as dependence on weather conditions and access to the grid, and other aspects such as spills, that occur due to the volatility in the production of renewable sources, which present a great opportunity for hybridization between renewable technologies to occur.

Based on the above, different hybridization strategies will be evaluated with the intention of quantifying the added value that a hybridization can bring to a project in order to, through a model, propose and analyze whether the results

justify the investment to be made. The types of hybridizations to be investigated are:

- Renewable + renewable
- Renewable + storage

The main application of this project will be to the Spanish market. However, it is not limited to this market, as other markets in the world will be sought and studied where different scenarios in which hybridization can create value can be found.

Methodology:

In order to address the aim of quantifying the added value that hybridization with different technologies can provide, a series of tools have been created to perform the relevant calculations.

First of all, we start from a base case or initial approach in which there is already a renewable project in operation, for which all the starting data are known (nominal power, evacuation limit, costs, etc.). Against this base case, a business plan model is created that calculates the additional profitability obtained when hybridization between two or more renewable and storage technologies takes place.

Within the business plan model, the greatest complexity lies in calculating the future revenues to be generated by the complete installation. For this purpose, two optimization algorithms have been developed, whose function is to optimize the operation of the joint facility against a price and renewable production future reference.

The first algorithm optimizes the operation of the facility in the day-ahead market. An objective function and a set of constraints that the problem has to meet are defined and the problem is posed as generically as possible.

The second algorithm is in charge of calculating the revenues obtained by the facility in the adjustment markets, mainly in the secondary and tertiary regulation markets.

Once both algorithms obtain results, these are introduced into the business plan, which calculates the project's free cash flows to assess its profitability. This process is an iterative process that is carried out until an optimum is reached.

The method used to compare each case is to use the net present value (NPV) of the project. The NPV is calculated by discounting the free cash flows at a given discount rate. The iterative process then follows the next procedure:

- The initial NPV is calculated, $NPV(0)$.
- The NPV of the first iteration, $NPV(I_1)$ is calculated.
 - If $NPV(I_1) < NPV(0)$, the process stops and the conclusion is that no value is created with this hybridization.
 - If $NPV(I_1) > NPV(0)$, a next iteration is made by adding another increment of the selected technology and so on until $NPV(I_n) < NPV(I_{n-1})$, which will imply that I_{n-1} is the optimum, and therefore, the new hybrid facility that maximizes the operation of the renewable resource is obtained.

This procedure is performed for three possible cases:

- Renewable plus storage hybridization.
- Renewable plus renewable hybridization.
- Renewable plus renewable plus storage hybridization.

Results and conclusion:

The starting point is a base case in which there is a wind farm with certain characteristics. The first case is to hybridize this wind farm with a battery storage system. The results obtained are shown in the following figure.

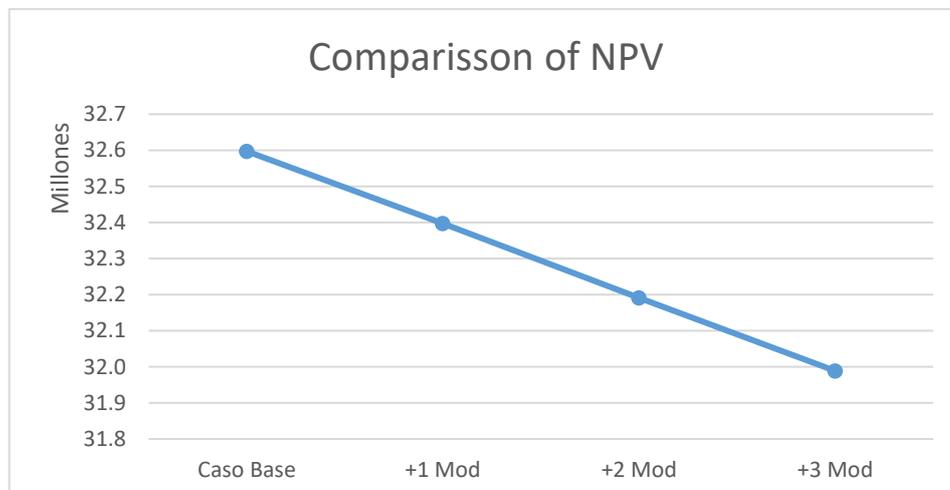


Figura 8: Results case 1 (Elaboración propia)

The graph indicates that there is a reduction in the NPV of the project as battery modules are added. This means that the additional revenue being generated by the battery is not able to exceed the investment cost required, whatever the size of the battery. Moreover, it can be observed that the more modules are added, the more value is destroyed, confirming that the benefit is always less than the incremental investment required. For all these reasons, this hybridization is disregarded.

In the second case, we also start from the base case with a wind farm that has certain parameters, and a solar photovoltaic farm is hybridized. The nominal power of this farm is unknown since the analysis is precisely to find the optimal sizing that maximizes the renewable resource with increments of 5MW of solar power. The results are shown in the next figure.

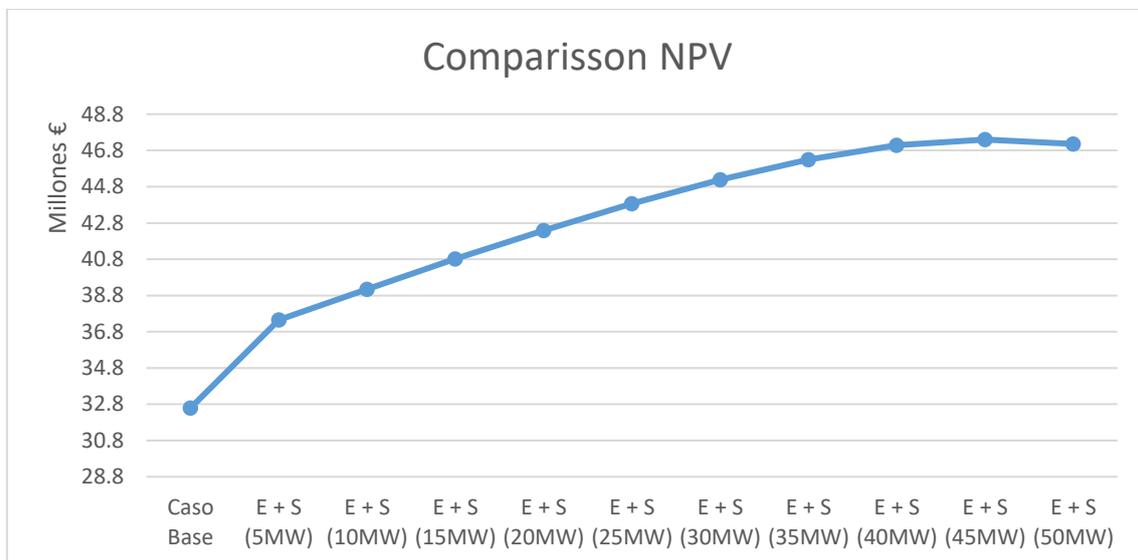


Figura 9: Results case 2 (Elaboración propia)

The conclusion in this case is that there is an optimum in 45MW of nominal capacity of the solar farm. This result matches the expectations because wind and solar technology have a very good complementarity in their production curves, in other words, throughout the year when there is more wind is in winter while the maximum solar production is in summer. There is an optimum because the evacuation power is limited and there is a moment in which the increase in investment cost for an additional 5MW is not profitable with the incremental income generated.

In any case, by hybridizing the wind farm with the solar farm, spills are generated at various times of the year, which in the end is energy that is not

used because the nominal production is significantly higher than the evacuation limit of the node.

In this context, a third case is proposed based on the optimum of case 2, to which a battery storage system is added. The results are shown in the following figure.

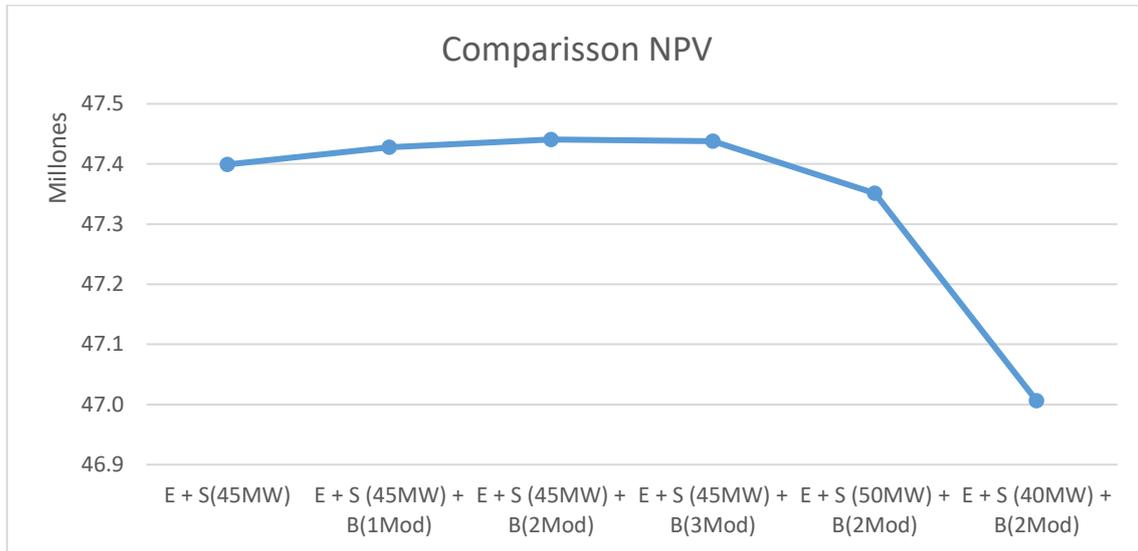


Figura 10: Results case 3 (Elaboración propia)

As it can be seen, a new optimum is found that improves the profitability of the previous case. This means that these energy surpluses are well used by the battery and an even better operation is achieved. However, it should be noted that the increase in NPV is minimal and this is still due to the fact that the investment cost for a battery is very high.

The general conclusions of the project once the three cases have been analyzed, with the aim of increasing the profitability of an existing project by hybridizing one or more technologies, can be gathered in the following points:

- When talking about a battery storage system, the revenues that can be obtained by adjustment market are not at all negligible. The proposed approach (very conservative considering the results of recent studies), has resulted in the ratio between the adjustment market revenues and the daily market corresponding to 75%.
- As we have seen in case 1, when the nominal power of the farm is slightly higher than the evacuation limit, batteries are not profitable today. In other words, their investment cost is higher than the profit they are capable of generating over their useful life.

- Renewable wind and solar technologies have generation curves that are very compatible with each other. This is a great advantage because the site's renewable resource is substantially optimized, reaching almost 50% more NPV in this project.
- The combination of these last two technologies is also compatible with a battery storage system. Moreover, with batteries it is possible to make better use of the spills that are produced and, in this case, the battery becomes profitable for a given scenario.
- In this context, the question arises as to whether it is necessary to incentivize battery storage systems (BESS) in any way. Capacity payments have been put on the table to meet PNIEC targets, but nothing has been finalized yet.

ÍNDICE

<i>Capítulo 1: INTRODUCCIÓN</i>	1
1.1 Introducción	1
1.2 Motivación	3
1.3 Objetivo del trabajo	4
1.4 Metodología de trabajo	5
1.5 Recursos	5
<i>Capítulo 2: ESTADO DEL ARTE</i>	6
2.1 Descripción de la hibridación	8
2.2 Principales formas de hibridación	9
2.2.1 Hibridación de eólica con solar.....	9
2.2.2 Hibridación de tecnología renovable y almacenamiento	11
2.3 Normativa actual española	14
2.3.1 Estrategia nacional de almacenamiento	14
2.3.2 Hibridación con sistemas de almacenamiento	15
2.3.3 Condiciones de acceso y conexión de sistemas de almacenamiento	17
2.3.4 Autorización y registro.....	19
2.3.5 Concursos de capacidad	19
2.3.6 Incentivos económicos	20
2.3.7 Resumen	21
2.4 Normativa europea	22
<i>Capítulo 3: METODOLOGÍA</i>	23
3.1 Descripción del problema	23
3.2 Herramientas para el cálculo y análisis del problema	23
3.2.1 Modelo plan de negocio	23
3.2.2 Algoritmo de optimización del mercado diario	25
3.2.3 Algoritmo de optimización de los mercados de ajuste.....	29
3.3 Proceso de resolución del problema	33
3.3.1 Elección del WACC.....	33
3.3.2 Análisis de la rentabilidad.....	34
3.3.3 Búsqueda del óptimo.....	35
<i>Capítulo 4: CASO PRÁCTICO</i>	38
4.1 Caso 1: Hibridación con BESS	38

4.2	Caso 2: Hibridación con renovable.....	46
4.3	Caso 3: Hibridación con renovable y BESS.....	49
	<i>Capítulo 5: CONCLUSIONES.....</i>	<i>54</i>
	<i>Capítulo 6: DESARROLLOS FUTUROS.....</i>	<i>55</i>
	<i>Capítulo 7: BIBLIOGRAFÍA</i>	<i>56</i>
	<i>Anexo A: Objetivos de Desarrollo Sostenible</i>	<i>58</i>

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Proyecciones del mix energético en los próximos años (Molina, 2022).	6
Figura 2: Tendencias del almacenamiento a 2050 (Driscoll, 2022)	6
Figura 3: Resultados caso 1 (Elaboración propia)	9
Figura 4: Resultados caso 2 (Elaboración propia)	10
Figura 5: Resultados caso 3 (Elaboración propia)	11
Figura 6: Share of renewable energies in the upcoming years (Molina, 2022)	13
Figura 7: Energy storage tendency until 2050 (Driscoll, 2022)	14
Figura 8: Results case 1 (Elaboración propia)	16
Figura 9: Results case 2 (Elaboración propia)	17
Figura 10: Results case 3 (Elaboración propia)	18
Figura 11: Concentración de CO2 en la atmósfera	1
Figura 12: LCOE Energías Renovables y Convencionales	3
Figura 13: Esquema de una hibridación entre instalaciones renovables	8
Figura 14: Perfiles medios de generación eólico y solar diario (MWh) en base a perfiles nacionales (REE)	10
Figura 15: Perfiles medios de generación eólico y solar anual (MWh) en base a perfiles nacionales (REE)	10
Figura 16: Ejemplo de hibridación entre tecnología solar y almacenamiento	11
Figura 17: Funcionamiento de una central hidroeléctrica de bombeo	12
Figura 18: Funcionamiento de una batería de Litio-Ion	12
Figura 19: Funcionamiento de un volante de inercia	13
Figura 20: Funcionamiento de sistema de aire comprimido	13
Figura 21: Generación de hidrógeno	14
Figura 22: Posibles esquemas de conexión para la configuración de sistemas de almacenamiento	18
Figura 23: Criterios de valoración en concurso de acceso a la subestación de Mudéjar de Teruel	20
Figura 24: Inversión total estimada a gran escala “utility scale”	21
Figura 25: Esquema del problema a resolver por el algoritmo de optimización (Elaboración Propia)	28
Figura 26: Comparativa VAN entre casos estudiados (Elaboración propia)	41
Figura 27: Operación parque eólico en enero (Elaboración propia)	43
Figura 28: Operación parque eólico en julio (Elaboración propia)	43
Figura 29: Operación instalación híbrida en enero (Elaboración propia)	44
Figura 30: Operación instalación híbrida en julio (Elaboración propia)	45
Figura 31: Comparativa VAN distintos escenarios caso 2 (Elaboración propia)	47

Figura 32: Operación instalación hibridada (renovable + renovable) en enero (Elaboración propia)	48
Figura 33: Operación instalación hibridada (renovable + renovable) en julio (Elaboración propia)	48
Figura 34: Comparativa VAN distintos escenarios caso 3 (Elaboración propia) ..	50
Figura 35: Operación instalación hibridada (renovable + renovable + BESS) en enero (Elaboración propia).....	51
Figura 36: Operación instalación hibridada (renovable + renovable + BESS) en julio (Elaboración propia)	52

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Comparación parque renovable 2019 con escenarios objetivo del PNIEC	6
Tabla 2: Ingresos obtenidos por mercados de ajuste en escenarios pasados	39
Tabla 3: Comparativa de ingresos en un año	40

Capítulo 1: INTRODUCCIÓN

1.1 Introducción

La sociedad actual se enfrenta a uno de los mayores retos de su historia: El Calentamiento Global. Desde la época de la revolución industrial el ser humano ha apostado constantemente por avances tecnológicos que ayuden a maximizar la producción sin valorar en exceso las consecuencias medioambientales futuras que ello conlleva. El carbón se convirtió en el combustible de referencia en la gran mayoría de plantas para la obtención de energía, provocando que las emisiones de CO₂ y el resto de Gases de Efecto Invernadero (GEI) aumentaran de manera significativa.

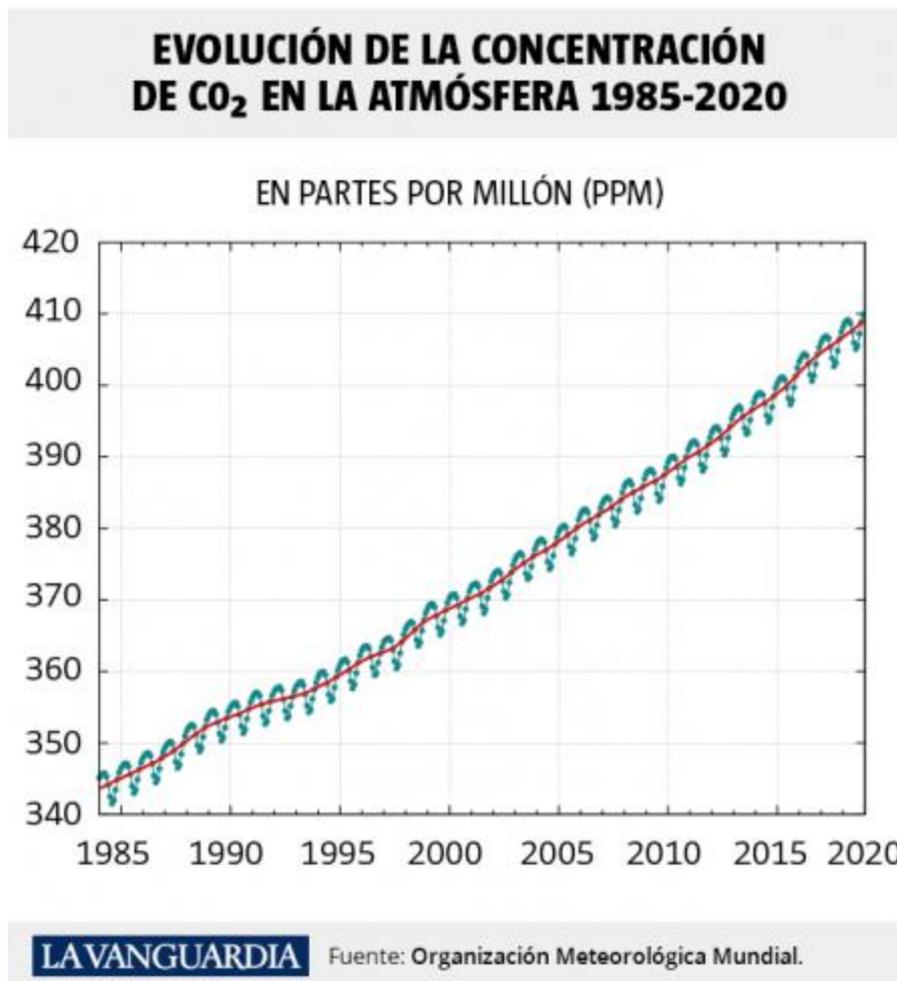


Figura 11: Concentración de CO₂ en la atmósfera

El aumento en las emisiones de estos gases debido al modelo actual de producción y consumo energético causan alteraciones muy alarmantes en el planeta, como puede ser el aumento de +0,6°C de la temperatura media de la Tierra. Esta alteración, aunque pueda parecer insignificante, tiene un impacto directo tanto en los sistemas socioeconómicos como los sistemas físicos y biológicos, resultando en situaciones devastadoras como el aumento de la frecuencia de los fenómenos meteorológicos extremos: sequías, olas de calor, inundaciones, deshielo...

En consecuencia, para frenar y reducir las emisiones contaminantes, la Organización de las Naciones Unidas (ONU) ha impulsado de manera urgente una serie de objetivos mediante distintos acuerdos con el fin de limitar el aumento global de la temperatura. El acuerdo más importante es el Acuerdo de París, cuyo propósito es limitar el aumento de temperatura global a 2°C más en comparación con los niveles preindustriales.

Para cumplir con lo acordado, cada cinco años los países involucrados en el acuerdo comunican las medidas y estrategias desarrolladas para reducir las emisiones de GEI. Entre estas medidas, los gobiernos apuestan por una transición hacia un modelo económico descarbonizado. En breves palabras, la descarbonización de la economía es el proceso por el cual una economía que emplea de manera intensiva recursos fósiles disminuye el consumo de los mismos hasta llegar a alcanzar la neutralidad en las emisiones de CO₂.

No obstante, el camino para conseguirlo no es fácil. Numerosos gobiernos tienen temor a que la descarbonización implique una inversión y costes muy difíciles de asumir para el PIB y el empleo.

Para alcanzar la neutralidad, por una parte, se encuentran las tecnologías que capturan y almacenan el CO₂ que generan los combustibles fósiles. El coste es muy elevado debido a las infraestructuras necesarias para almacenar el gas en depósitos subterráneos. Además, su capacidad es limitada. Como alternativas se encuentran los biocombustibles, aunque producir grandes cantidades es muy complejo y costoso, y los combustibles sintéticos, los cuales no tienen límite en cuanto a su producción pero su neutralidad ambiental solo es factible si se sintetizan con electricidad de origen renovable.

Por otro lado, el gran avance tecnológico desarrollado en los últimos años ha conseguido que el coste de la producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables pueda competir con las energías convencionales fósiles.

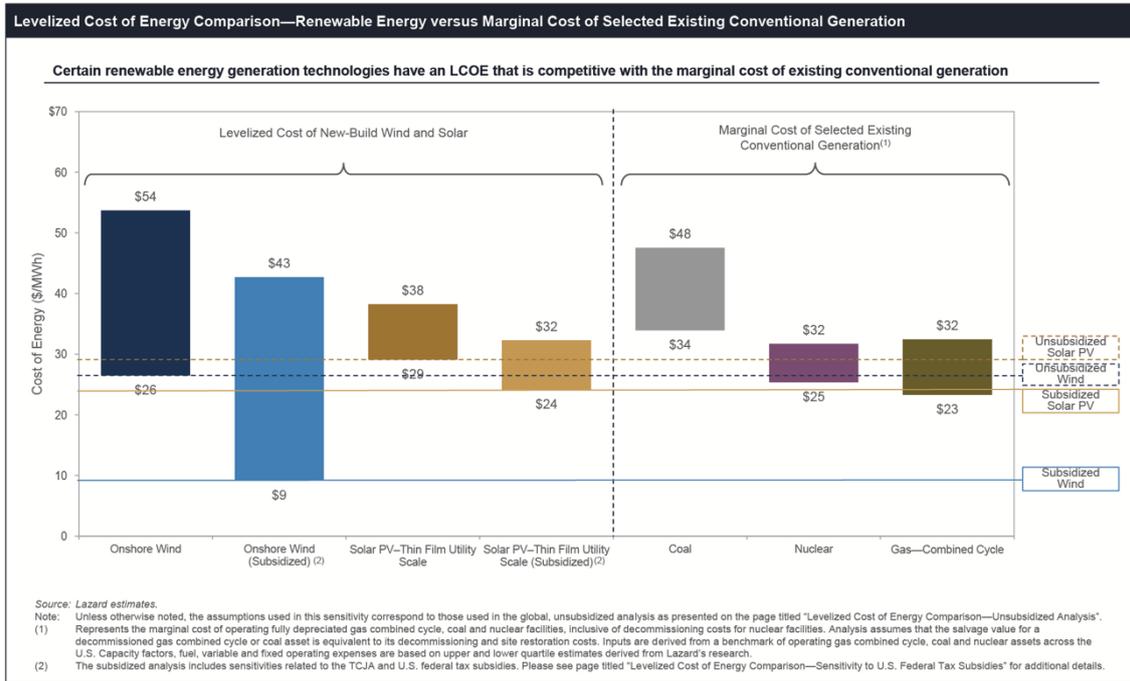


Figura 12: LCOE Energías Renovables y Convencionales

De esta forma, la electrificación de la economía a través del incremento del uso de la energía eléctrica de origen renovable en la industria, el transporte y la climatización, se ha convertido en un elemento básico de la lucha contra el calentamiento global.

Este hecho consolida el impulso necesario que están recibiendo las energías renovables para que se conviertan en la principal fuente de generación eléctrica en los próximos años.

1.2 Motivación

Las energías renovables están destinadas a ser la principal fuente de generación eléctrica en los próximos años, por ello, el Trabajo de Fin de Grado (TFG) realizado en el año 2020, se centraba en el diseño e implementación de un parque eólico *offshore* en Australia. Si bien es cierto que las renovables son un pilar fundamental para progresar en la transición energética y la descarbonización de la economía, también es verdad que la dependencia de las mismas con respecto a las condiciones meteorológicas supone un problema para la estabilidad y seguridad de la red eléctrica.

Es por ello que es importante resaltar que el TFG se realizó en un entorno determinado, no obstante, la motivación principal del presente TFM es analizar las distintas alternativas que puedan mejorar el aprovechamiento del recurso mediante la hibridación. Se plantea la necesidad de evaluar económicamente la inversión y las condiciones en las que emplear esta posibilidad pudiera hacer más rentable, eficiente y darle un mejor uso al parque eólico.

1.3 Objetivo del trabajo

El objetivo de este Trabajo de Fin de Máster es analizar las posibles herramientas de gestión adicional de los recursos renovables, para conseguir una explotación óptima ante los siguientes factores:

- El primero es que la producción de las energías renovables no se puede controlar ya que depende de elementos ajenos como el sol, o el viento. Es cierto que hay métodos para simular y obtener una previsión de generación pero, para recursos como el viento, estas proyecciones son muy a corto plazo.
- El segundo engloba las limitaciones que hay a la hora de conectarse a la red en un punto de conexión y la capacidad de evacuación de la potencia. Estas limitaciones están sujetas a los criterios asociados a la potencia de cortocircuito y a la estabilidad estática y dinámica de la red impuestos por la operadora del sistema.
- La volatilidad en la producción de energía renovable produce que se generen excedentes de potencia que se “vierten” (esto es, se desaprovechan) por no poder ser inyectados a la red, debido en gran parte, a las limitaciones de red mencionadas previamente.
- Los sistemas de gestión de la energía de las instalaciones pueden optar por diferentes modelos de mercado y/o contratos de venta de energía.

En base a lo mencionado anteriormente, se evaluarán diferentes estrategias de hibridación con la intención de conseguir cuantificar el valor añadido que una hibridación puede aportar a un proyecto para, a través de un modelo, plantear y analizar si los resultados justifican la inversión a realizar. Los tipos de hibridaciones a investigar son:

- Renovable + renovable
- Renovable + almacenamiento

La aplicación del trabajo será, de manera principal, al mercado español. No obstante, no se limita al mismo ya que se buscarán y estudiarán otros mercados del mundo en donde se puedan encontrar distintos escenarios en los que la hibridación cree valor.

1.4 Metodología de trabajo

La metodología de trabajo se basa en:

- Una primera fase donde se desarrollará un modelo de simulación muy simplificado en Microsoft Excel para comprender bien el problema y familiarizarse con las variables involucradas. Esta fase se centrará en definir, a partir de una colección amplia de datos, cuales son necesarios para desarrollar el modelo en base a los resultados que se quieren obtener.
- Una segunda fase donde, una vez testeado y comprendido el funcionamiento del modelo de simulación simplificado, se pasará a generalizar el modelo lo máximo posible para que sea replicable.
- Considerar el tratamiento de aleatoriedad e incertidumbre.
- Aplicación del modelo desarrollado a un caso particular.

1.5 Recursos

Para la realización del trabajo se emplearán los siguientes recursos:

- Herramientas de programación, se ha empleado el software GAMS. Para el modelo del plan de negocio y el análisis de resultados se ha empleado Microsoft Excel.
- Fuentes de datos de modelos de funcionamiento, de fabricantes y de gestores de mercado.
- Contactos en la Universidad y en el mundo profesional.

Capítulo 2: ESTADO DEL ARTE

La incorporación a gran escala de tecnologías renovables para conseguir la neutralidad climática supone un profundo reto en la transformación del sistema energético. El crecimiento esperado de la generación renovable en España se indica en la Tabla 1.

Tabla 1: Comparación parque renovable 2019 con escenarios objetivo del PNIEC

		Situación 2019	Objetivo 2025	Objetivo 2030
Potencia renovable	MW	58.524	89.503	122.679
	%	53%	67%	76%
Generación renovable	GWh	99.530	184.881	255.963
	%	38%	60%	74%

Esta tabla muestra el plan ambicioso de España en el que se espera más que duplicar la potencia renovable instalada en un periodo de diez años. No obstante, la dependencia de fuentes renovables a determinadas condiciones meteorológicas urge la necesidad de desarrollar herramientas o tecnologías que aporten, por un lado, flexibilidad y estabilidad al sistema y por otro, optimización de la explotación del recurso renovable para evitar vertidos.

La gran limitación existente en cuanto a las nuevas adiciones de instalaciones renovables al sistema es el acceso a la red de transporte y distribución. Según el análisis realizado por APPA Renovables en conjunto con Everis (APPA Renovables, 2021), la integración masiva de renovables en la red aumenta las posibilidades de que se produzcan escenarios de sobrecargas en nodos de la misma. La capacidad de evacuación es un recurso limitado y las inversiones de red que hay que realizar para incrementarla son altamente costosas. Es por este motivo que la alternativa de la hibridación, que consiste en combinar una instalación renovable con otra fuente de generación renovable y/o herramientas de acumulación de energía en un único punto de acceso a la red, permite simultáneamente optimizar el recurso renovable disponible en un emplazamiento y garantizar que se preservan las condiciones de seguridad y calidad del suministro para una capacidad de acceso determinada. (APPA Renovables, 2021)

De manera más detallada, las instalaciones híbridas renovables proporcionan las siguientes características:

- Se permiten instalaciones renovables con una potencia nominal superior a la potencia de acceso y conexión otorgada. *“El apartado cinco de la disposición final primera modifica la redacción actual de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, para permitir la autorización de instalaciones con una potencia instalada superior a la potencia de acceso y conexión otorgada, siempre que se respeten estos límites de evacuación en la operación de la planta. Se elimina así una restricción normativa injustificada que evitaba el diseño eficiente de las instalaciones para un aprovechamiento óptimo del recurso renovable”* (Jefatura del Estado, 2020). Por lo tanto, una hibridación **permite aumentar el factor de utilización de la potencia admitida** en el punto de acceso y conexión para el sistema.
- En el plano de subastas, las instalaciones renovables que añadan un sistema de almacenamiento con la capacidad de almacenar energía durante al menos dos horas, recibirán un **bonus** si son capaces de entregar potencia en horas punta. Este bonus se calcula sobre el precio final de adjudicación (P. Adj) de la subasta de la siguiente manera:

$$\text{Precio final} = P. Adj + 0.25 * (\text{Precio de mercado} - P. Adj)$$
- En el caso de renovable con renovable, se logra un **mayor factor de capacidad** en el único punto de acceso debido a la complementariedad de las curvas de carga.
- **Reducción de inversiones en red.** El escenario actual muestra una saturación de capacidad en los nudos de red. La hibridación sobre instalaciones existentes evita la necesidad de realizar cambios significativos sobre la red actual con las consiguientes ventajas en relación a costes e impacto medioambiental.
- **Aumento de la gestionabilidad** del sistema mejorando la estabilidad del mismo.
- **Optimización** en el uso de infraestructuras eléctricas y el terreno ya que existen sinergias significativas en O&M y CAPEX.
- **Reducción en los plazos de conexión y puesta en marcha** ya que no hay que solicitar un nuevo punto de conexión.
- Desarrollo de capacidades para la participación en servicios de ajuste destinados a garantizar la seguridad del sistema, **umentando la flexibilidad de los mismos.**

2.1 Descripción de la hibridación

Una instalación híbrida queda definida por los siguientes elementos fundamentales:

- Uno o varios módulos de generación de energía producida a partir de fuentes renovables, o un módulo de almacenamiento de energía.
- Para el control de la producción se necesita un sistema inteligente de gestión que se encargue de la operación conjunta de ambas instalaciones.
- Un punto de acceso a la red, compartido por ambas instalaciones

El esquema de conexión se presenta en la Figura 13

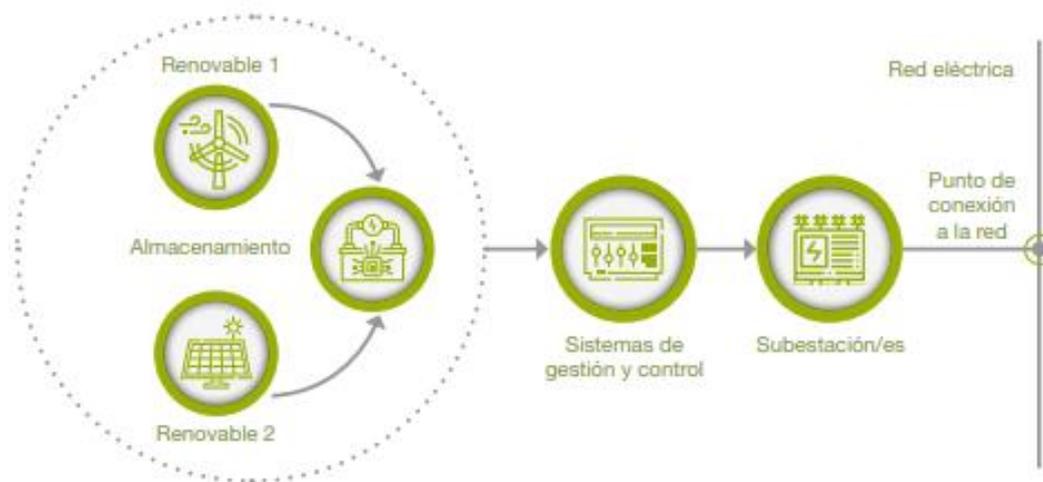


Figura 13: Esquema de una hibridación entre instalaciones renovables (APPA Renovables, 2021)

Una vez definida la hibridación, hay dos formas de clasificar las instalaciones híbridas en función de los siguientes criterios:

- **Conexión a la red**
 - Instalaciones on-grid: Disponen de un nodo o punto de conexión a la red, a través del cual son capaces de verter su producción para que esta sea distribuida en la red de transporte y distribución.
 - Instalaciones off-grid: No cuentan con el punto de conexión a la red, por lo que el objetivo de su producción es garantizar el autosuministro energético a grandes consumidores. También se pueden encontrar este tipo de instalaciones en lugares alejados de las ciudades donde la red de transporte y distribución del país no llega.

- **Tipo de proyecto**

- **Brownfield:** Ya existe una primera tecnología renovable, que se encuentra en funcionamiento, a la cual se añade (hibrida) una nueva instalación renovable o de almacenamiento.
- **Greenfield:** La hibridación se realiza desde el inicio, es decir, cuando se diseña la instalación completa de las nuevas plantas.

2.2 Principales formas de hibridación

Como se ha mencionado en varias ocasiones a lo largo de este escrito, la hibridación adquiere sentido cuando se pueden complementar los perfiles de producción de las tecnologías renovables, o se emplea una tecnología como el almacenamiento que es totalmente gestionable y que es capaz de mitigar de manera considerable la variabilidad asociada a los recursos renovables existentes.

Las principales formas de hibridación más frecuentes son las siguientes:

- Hibridación de tecnología eólica con solar fotovoltaica
- Hibridación de tecnología renovable (eólica y/o solar) con almacenamiento
- Hibridación de minihidráulica y solar fotovoltaica
- Hibridación de biomasa y solar fotovoltaica o termosolar

Para el presente estudio se ha centrado el análisis en las dos primeras formas de hibridación.

2.2.1 Hibridación de eólica con solar

En un principio, tanto la tecnología eólica como la solar son tecnologías no gestionables, dependientes de un recurso que es variable y, sobre todo, en el caso de la eólica, son poco predecibles. Por este motivo, la hibridación a priori no parece tener sentido, sin embargo, los perfiles de producción de ambas tecnologías han demostrado que se complementan muy bien tanto a nivel horario como a nivel mensual, lo que se puede observar en las siguientes figuras.

Perfiles de generación diarios (MWh)

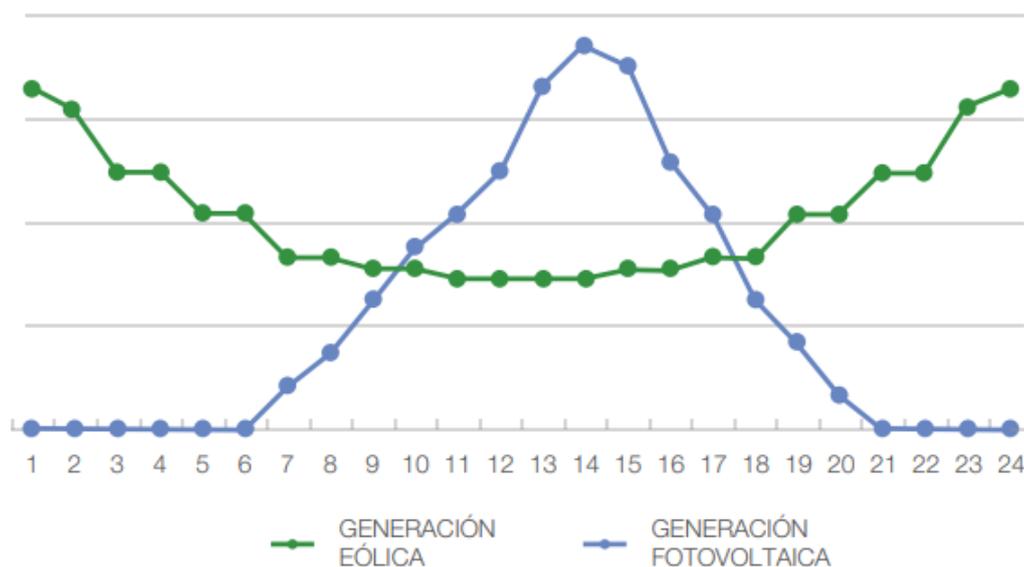


Figura 14: Perfiles medios de generación eólico y solar diario (MWh) en base a perfiles nacionales (REE)

Perfiles de generación anuales (MWh)

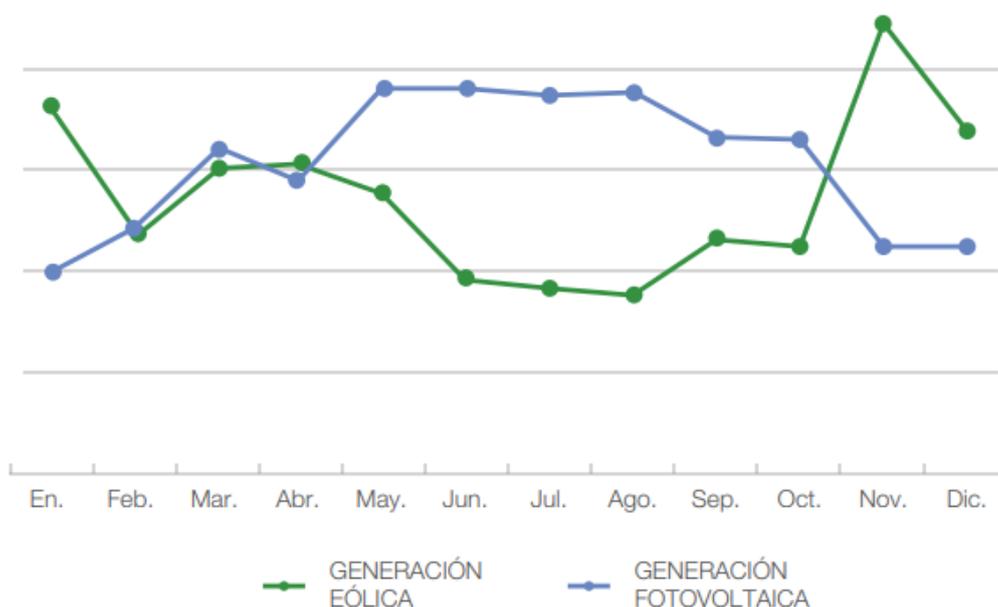


Figura 15: Perfiles medios de generación eólico y solar anual (MWh) en base a perfiles nacionales (REE)

Ambas figuras muestran la complementariedad mencionada además de poder concluir que, en cierto modo, los perfiles de las dos tecnologías están correlacionados de manera inversa, lo cual implica que la hibridación de ambas sigue sin ser una tecnología gestionable, no obstante, la variabilidad e intermitencia de la producción final se ve claramente disminuida. Adicionalmente, uno de los factores importantes a tener en cuenta cuando se forma esta hibridación es la cantidad de sinergias que aparecen, en especial, en

la parte de operación y mantenimiento (O&M) que, no solo simplifica la propia operación, sino que además se produce una reducción en los costes de O&M significativos (mismo personal, mismo centro de control...).

2.2.2 Hibridación de tecnología renovable y almacenamiento

Se trata de una instalación renovable, ya sea solar o eólica, cuyo dimensionamiento esté, probablemente, por encima del límite de evacuación del nudo, por lo tanto, hay momentos en los que se producen vertidos, los cuales, se podrían aprovechar si se le añade una tecnología de almacenamiento

En este contexto es importante volver a resaltar la dependencia de estas tecnologías a que el recurso natural esté disponible. Por ese motivo, la hibridación con una tecnología de almacenamiento presenta los siguientes impactos positivos:

- Capacidad de gestión de la instalación conjunta.
- Incremento del aprovechamiento del recurso renovable, mejorando de manera notable la eficiencia de la instalación.
- Aplanamiento del perfil de producción.

La Figura 16 muestra un ejemplo del funcionamiento en un día de una hibridación formada por una instalación solar y almacenamiento.

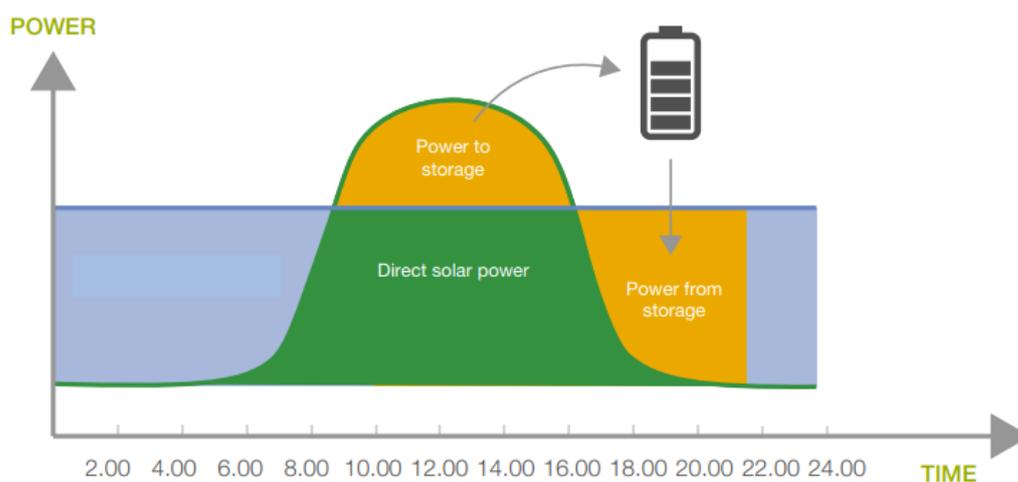


Figura 16: Ejemplo de hibridación entre tecnología solar y almacenamiento (APPA Renovables, 2021)

Las diferentes formas de almacenamiento que existen actualmente y una breve definición de las mismas son:

- Bombeo hidráulico (Pumped Hydro Storage, PHS): Se trata de una configuración de dos embalses de agua a diferentes alturas que genera

energía mediante una turbina cuando el agua baja de uno a otro. El almacenamiento de energía se produce cuando, mediante bombas, se envía agua al embalse superior de manera que pueda volver a producir energía cuando se requiera.

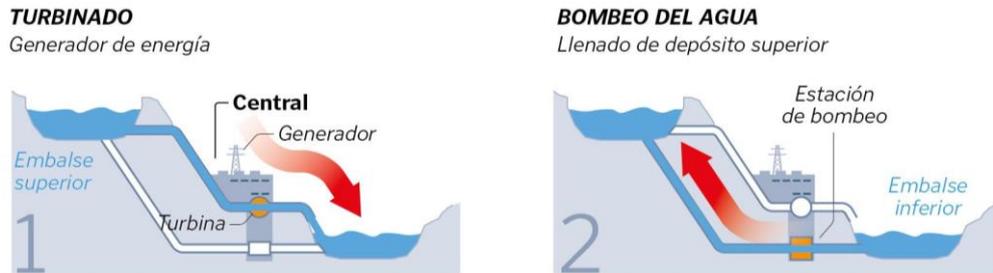


Figura 17: Funcionamiento de una central hidroeléctrica de bombeo (Rey, 2022)

- Baterías (Battery Energy Storage System, BESS): El almacenamiento en baterías se produce de forma química cuando los electrones fluyen de un electrodo a otro, y es al realizar el camino inverso cuando se genera la energía. Existen diversos tipos: Litio-Ion, Plomo ácido, Flujo REDOX, Azufre-sulfuro.

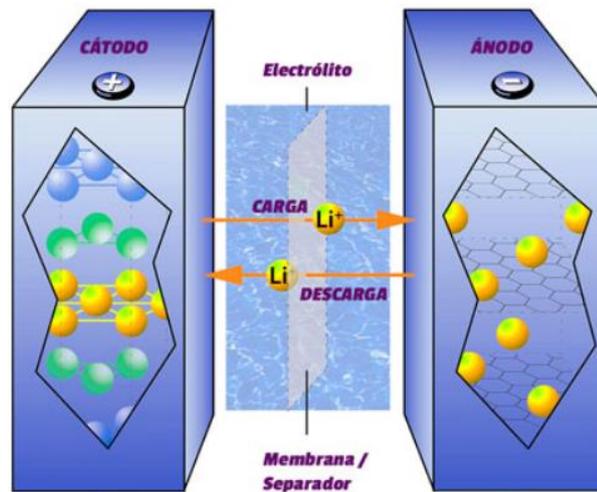


Figura 18: Funcionamiento de una batería de Litio-Ion (Baterías de Grafeno, 2021)

- Volantes de inercia (Flywheel): Se almacena energía mediante el giro a altas velocidades de un motor cuya inercia, cuando se le deja de suministrar energía al motor, hace que la energía cinética genere electricidad mediante un generador.

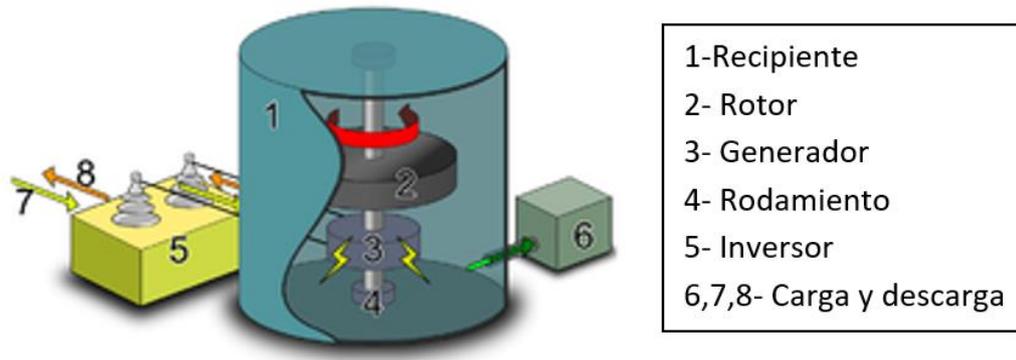


Figura 19: Funcionamiento de un volante de inercia (Wikipedia, 2011)

- Sistemas de aire comprimido (Compressed Air Energy Storage, CAES): El almacenamiento se basa en utilizar energía para comprimir aire bajo tierra o agua, que luego cuando se descomprime es capaz de generar energía.

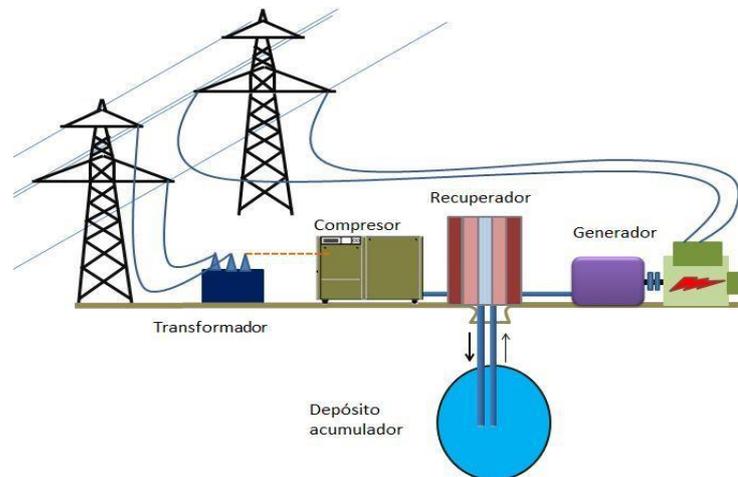


Figura 20: Funcionamiento de sistema de aire comprimido

- Generación de hidrógeno: Mediane un electrolizador se separan las moléculas del agua en oxígeno e hidrógeno. El hidrógeno se puede almacenar en tanques para su uso de una manera similar a la que se emplea el gas natural (en centrales), o, se puede emplear en la industria química para fabricar amoniaco y fertilizantes. También se postula como uno de los nuevos carburantes que tendrá un papel significativo en la descarbonización del transporte.

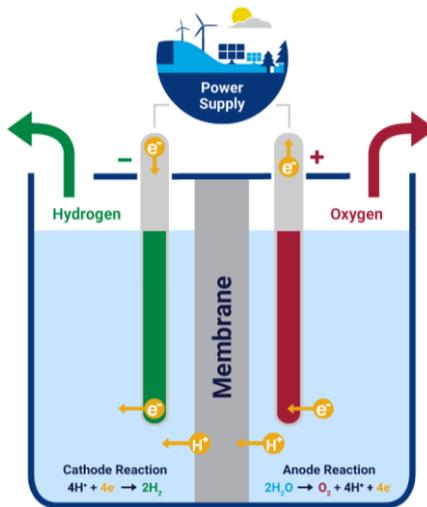


Figura 21: Generación de hidrógeno (Eutecnet, 2021)

En el presente estudio se ha elegido el almacenamiento en baterías de Litio-Ion (BEES) como sistema de almacenamiento que se hibrida a una tecnología renovable. No obstante, es fácilmente generalizable a otros sistemas de almacenamiento.

En la actualidad se pueden encontrar hibridaciones de eólica con solar y almacenamiento en España, Australia, EEUU y China:

- La Muela (España): Combina 1MW eólica + 0.3MW solar +0,4MW baterías (Batería Energy Storage System, BESS).
- Oregon hybrid power plant, Oregon (EEUU): Desarrollo de 300MW eólicos junto con 50MW de energía solar y 30MW de almacenamiento en baterías (BESS).
- Port Augusta, (Australia): Un proyecto que combina 210MW de energía eólica con 107MW de energía solar.
- Luneng Haixi, (China). En este proyecto se integran 400MW de eólica, 200MW solar, 50MW de solar concentrada, 100MWh de BESS.

2.3 Normativa actual española

En este apartado se aborda de manera breve y concisa la normativa que hay vigente en la actualidad sobre el almacenamiento de energía eléctrica.

2.3.1 Estrategia nacional de almacenamiento

El cumplimiento de los objetivos de descarbonización del sector eléctrico en las próximas dos décadas se basa en el desarrollo de fuentes renovables, esencialmente con tecnología eólica y fotovoltaica. El carácter intermitente del

recurso energético que ofrecen estas fuentes hace que para optimizar su aprovechamiento haya que incorporar sistemas de flexibilidad a la operación entre los que uno de los más importante es el almacenamiento.

La evolución de los sistemas de almacenamiento se recoge en la Estrategia Nacional de Almacenamiento (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2021), que como principal conclusión establece que:

“Las necesidades mínimas de almacenamiento para España, derivadas de los objetivos del PNIEC y de la ELP, se han cuantificado en esta Estrategia, pasando de los 8,3 GW disponibles en la actualidad a un valor en torno a 20 GW en 2030 y 30 GW en 2050 de potencia de almacenamiento total disponible en esos años.”

2.3.2 Hibridación con sistemas de almacenamiento

La hibridación con almacenamiento en España viene condicionada, como cualquier otra actividad del sector eléctrico, por el marco regulatorio nacional y europeo.

En concreto, la normativa que incorpora la actividad de almacenamiento y la posibilidad de hibridación de instalaciones de producción de energía renovable a la Ley del Sector Eléctrico (Jefatura del Estado, 2020) es el Real Decreto Ley 23/2020 (MITERD, 2020).

La actividad de almacenamiento se define en el artículo 4 del RDL 23/2020, que modifica el artículo 6.1 de la citada Ley, donde se definen los sujetos del sector eléctrico.

RDL 23/2020 Art. 4.3

Se añaden tres epígrafes h), i) y j) al apartado 1 del artículo 6 de la Ley del Sector Eléctrico, con el siguiente tenor literal:

«h) Los titulares de instalaciones de almacenamiento, que son las personas físicas o jurídicas que poseen instalaciones en las que se difiere el uso final de electricidad a un momento posterior a cuando fue generada, o que realizan la conversión de energía eléctrica en una forma de energía que se pueda almacenar para la subsiguiente reconversión de dicha energía en energía eléctrica.

Todo ello sin perjuicio de lo previsto en el artículo 5 de la Ley 17/2013, de 29 de octubre, para la garantía del suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, y de la posibilidad de que los

sujetos productores, consumidores o titulares de redes de transporte y distribución puedan poseer este tipo de instalaciones sin perder su condición.”

De igual forma el RDL 23/2020 establece que la adición de una instalación de almacenamiento a una instalación de producción renovable no implica afección alguna sobre los permisos de acceso y conexión concedidos, en otras palabras, que se permite la hibridación de una instalación renovable con un sistema de almacenamiento sin alterar su régimen administrativo, lo cual supone un gran ahorro de tiempo porque no hay que solicitar nuevos permisos.

RDL 23/2020 Art. 3.9

ANEXO II del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

Criterios para considerar que una instalación de generación de electricidad es la misma a efectos de los permisos de acceso y conexión concedidos o solicitados:

1. A efectos de la concesión de los permisos de acceso y conexión solicitados y de la vigencia de los permisos de acceso y conexión ya otorgados, se considerará que una instalación de generación de electricidad es la misma que otra que ya hubiese solicitado u obtenido los permisos de acceso y conexión, si no se modifica ninguna de las siguientes características:

*a) Tecnología de generación. Se considerará que no se ha modificado la tecnología de generación si se mantiene el carácter síncrono o asíncrono de la instalación. Asimismo, en el caso de instalaciones incluidas en el ámbito de aplicación del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, se considerará que no se ha modificado la tecnología si la instalación pertenece al mismo grupo al que se refiere el artículo 2 del citado real decreto. **La adición de elementos de almacenamiento de energía no implicará que se modifique la tecnología de la instalación.***

Por último, y también dentro del RDL 23/2020, se incluye la modificación de la Ley del Sector Eléctrico que, explícitamente, reconoce la hibridación con sistemas de almacenamiento.

RDL 23/2020 Art. 4.5

Se añade un apartado 12 al artículo 33 de la Ley del Sector Eléctrico con la siguiente redacción:

«12. Los titulares de los permisos de acceso de instalaciones de generación de energía eléctrica que hibriden dichas instalaciones mediante la incorporación a las mismas de módulos de generación de electricidad que utilicen fuentes de energía primaria renovable, o mediante la incorporación de instalaciones de almacenamiento, podrán evacuar la energía eléctrica utilizando el mismo punto de conexión y la capacidad de acceso ya concedida, siempre que la nueva instalación cumpla con los requisitos técnicos que le sean de aplicación.

Asimismo, se podrán realizar solicitudes de permisos de acceso para instalaciones híbridas que incorporen varias tecnologías siempre que al menos una de ellas utilice una fuente de energía primaria renovable o incorpore de instalaciones de almacenamiento.»

2.3.3 Condiciones de acceso y conexión de sistemas de almacenamiento

Las condiciones normativas para la conexión de instalaciones a las redes de transporte y distribución del sistema eléctrico se recogen en el Real Decreto 1183/2020 (MITERD, 2020) y en la Circular 1/2021 de la CNMC (CNMC, 2021).

En el RD 1183/2020 se establece que, a efectos de acceso y conexión, los sistemas de almacenamiento se consideran elementos generadores y deben cumplir la normativa aplicada a éstos.

RD 1183/2020 Art. 6.3.

A efectos de lo previsto en este real decreto, las solicitudes para acceso y conexión a la red de transporte o distribución de instalaciones de almacenamiento que puedan verter energía en las redes de transporte y distribución, se considerarán como solicitudes para el acceso de instalaciones de generación de electricidad.

Lo anterior se entenderá sin perjuicio de los criterios técnicos de acceso que deban ser tenidos en cuenta para este tipo de instalaciones, como consecuencia de su condición de instalaciones que, en determinados momentos, se comportan como instalaciones de demanda.

El RD 1183/2020 también incluye como requisito para participar en los concursos de capacidad de acceso el interés en desarrollo de sistemas de almacenamiento:

RD 1183/2020 Art. 19.1.b.

b) Los participantes deberán estar interesados en construir instalaciones de almacenamiento, o instalaciones de generación de electricidad que utilicen fuentes de energía primaria renovable a las que podrán incorporarse, además, instalaciones de almacenamiento.

En cuanto a las condiciones técnicas del acceso de instalaciones de almacenamiento, están pendientes de desarrollo y se incluirán en la nueva versión del Procedimiento de Operación del Sistema 12.2 (P.O 12.2) que se encuentra en revisión (Red Eléctrica de España, 2022).

Las condiciones técnicas de acceso a la red, esto es, lo referente a la estabilidad dinámica y estática de la red, son un elemento esencial en la toma de decisiones de instalaciones de almacenamiento, tanto en proyectos de hibridación como en proyectos aislados, ya que los requerimientos que imponga el Operador del Sistema para garantizar la gestión segura del sistema de producción y transporte de energía eléctrica, en los diferentes niveles de tensión, afectan directamente a la viabilidad técnica y económica de los proyectos.

En el siguiente diagrama se muestran los diferentes esquemas de conexión que se están valorando para las alternativas de configuración de sistemas de almacenamiento aislados o híbridos con instalaciones renovables.

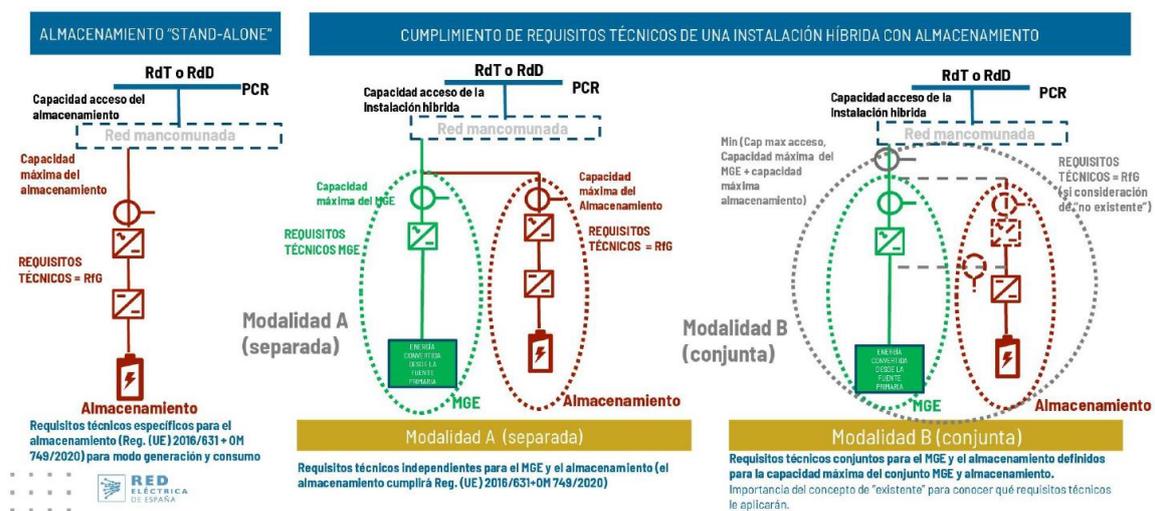


Figura 22: Posibles esquemas de conexión para la configuración de sistemas de almacenamiento (CNMC, 2021)

2.3.4 Autorización y registro

A efectos de autorización y registro de la actividad de almacenamiento de energía eléctrica, el Real decreto Ley 6/2022 también establece que las instalaciones de almacenamiento serán tratadas como instalaciones de producción, sin diferenciar si su operación va estar ligada a una instalación renovable (hibridación) o de forma independiente.

RDL 6/2022. Disposición final quinta.

Modificación del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

El Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica queda modificado como sigue:

1. Se añade un apartado 4 en el artículo 115, con la siguiente redacción:

«En relación con la necesidad y tramitación de autorizaciones administrativas, las instalaciones de almacenamiento que directa o indirectamente estén conectadas a las redes de transporte y distribución solas o híbridadas tendrán el mismo tratamiento que instalaciones de generación de electricidad.»

2. Se añade un apartado 4 en el artículo 168, con la siguiente redacción:

«A los efectos de inscripción en el registro, las instalaciones de almacenamiento que puedan inyectar energía en las redes de transporte y distribución solas o híbridadas tendrán el mismo tratamiento que instalaciones de producción de electricidad.»

2.3.5 Concursos de capacidad

Como ya se ha citado, el interés de los participantes en los concursos de capacidad de acceso a la red del sistema eléctrico es uno de los criterios que se toman en cuenta a la hora de la evaluación de las ofertas presentadas.

Un caso de valoración de la hibridación con almacenamiento se puede encontrar en el marco del concurso de acceso en la subestación de Mudéjar en Teruel (MITERD, 2021). En este caso, dentro de los criterios asociados a la tecnología de generación, que suponen 20 puntos sobre una valoración máxima

del proyecto de 100 puntos, dispone de un sistema de almacenamiento con potencia superior al 5% de la capacidad de generación del parque y capacidad superior a dos horas está valorado con 6 puntos.

Orden TED 1182/2021. Anexo IV. Criterios de valoración

A. Criterios asociados a la tecnología de generación:

La valoración de la tecnología de generación se realizará como la suma de la puntuación obtenida en cada uno de los criterios técnicos. La valoración de los criterios se realizará sobre la base de la información aportada conforme al apartado 1 «1. Información básica de la oferta y de las instalaciones de generación que la componen» del anexo II. Toda la información allí reflejada deberá ir acompañada de los correspondientes documentos técnicos que acrediten la veracidad de la información.

Puntuación Máxima: 20 Puntos

1. Almacenamiento

Se valora la incorporación de instalaciones de almacenamiento al proyecto, en términos de la relación del tamaño de almacenamiento con la capacidad de acceso a la que se quiere optar (P_{max_proy}). Sólo contabilizarán aquellas instalaciones de almacenamiento que tengan una capacidad energética de al menos 2 horas.

	Relación P_{almc}/P_{max_proy} Tamaño del almacenamiento en relación con la capacidad de acceso a la que se quiere optar, expresado en % y calculado como el cociente entre la capacidad máxima del almacenamiento (P_{almc}) [MW] y la capacidad de acceso a la que se quiere optar (P_{max_proy}) [MW]		
	$P_{almc} \geq 5\%P_{max_proy}$	$4\% P_{max_proy} \leq P_{almc} < 5\% P_{max_proy}$	$3\% P_{max_proy} \leq P_{almc} < 4\% P_{max_proy}$
Puntuación	6	5	4

Figura 23: Criterios de valoración en concurso de acceso a la subestación de Mudéjar de Teruel

2.3.6 Incentivos económicos

La normativa española y europea reconoce la necesidad de un apoyo económico al cambio estructural del sector eléctrico hacia un modelo de “cuasi-cero” emisiones, y desde varios programas se plantean incentivos económicos para el desarrollo del almacenamiento, entre los que se encuentran:

- El programa de incentivos del Real Decreto 477/2021(MITERD, 2021), orientados a instalaciones de almacenamiento integradas con autoconsumo doméstico o industrial (“behind the meter”).
- La Orden TED/1447/2021 (MITERD, 2021), por la que se aprueban las bases reguladoras para la concesión de ayudas para proyectos innovadores de I+D de almacenamiento energético en el marco del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia.

Por último, aún sin concretar, se encuentran las previsiones de inversión en almacenamiento a gran escala (“utility scale”) previstos en el Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (13) dentro la iniciativa C8.I1. También se encuentra la incorporación de los sistemas de almacenamiento en la

prestación de servicios de ajuste y su participación en un futuro mercado de capacidad(MITECO, 2022).

Inversión total estimada		1.365 millones €
Reformas		
C8.R1	Marco habilitador para la integración de renovables en el sistema energético: redes, almacenamiento e infraestructuras , con el objetivo de generar un marco normativo transparente y estable que genere certidumbre y permita aumentar la integración de renovables en el sistema energético.	
C8.R2	Estrategia de almacenamiento energético y adaptación del marco regulatorio para el despliegue del almacenamiento energético para analizar las oportunidades que presenta el almacenamiento energético, realizando un análisis de los principales retos.	
C8.R3	Desarrollo del marco normativo para la agregación, gestión de la demanda y servicios de flexibilidad para desarrollar un sistema energético inteligente y dinámico.	
C8.R4	Sandboxes o bancos de pruebas regulatorios que permitan introducir de forma controlada novedades, excepciones o salvaguardias regulatorias que contribuyan a facilitar la investigación e innovación en el sector.	
Inversiones		
C8.I1	Despliegue del almacenamiento energético , a través del lanzamiento de iniciativas de apoyo e inversión necesarias para el desarrollo del almacenamiento a gran escala, impulso del almacenamiento detrás del contador e integrado sectorialmente, iniciativa pública de creación de un clúster verde para el desarrollo tecnológico e industrial del almacenamiento en España, abierta a la participación.	
C8.I2	Digitalización de las redes de distribución para su adecuación a los requerimientos necesarios para acometer la transición energética con el apoyo a la inversión en digitalización para las redes de distribución de manera a adecuarlas a los requerimientos necesarios para acometer la transición energética.	
C8.I3	Nuevos modelos de negocio en la transición energética mediante inversiones y mecanismos de apoyo dirigidos al impulso de nuevos modelos de negocio para la transición relacionados con el despliegue del almacenamiento energético, así como la gestión de su segunda vida y reciclado, la gestión de la demanda, agregadores, servicios de flexibilidad, acceso al dato y sandboxes.	

Figura 24: Inversión total estimada a gran escala “utility scale”

2.3.7 Resumen

Los sistemas de almacenamiento de energía eléctrica son la principal opción que se maneja en Europa para poder aprovechar al máximo el recurso renovable disponible para descarbonizar el sector, y de hecho la normativa ha evolucionado de manera acelerada para poder poner en marcha estos proyectos lo antes posible.

Ahora bien, aunque el almacenamiento goce de una posición preponderante dentro de la estrategia europea de lucha contra el cambio climático, aún queda pendiente de desarrollo gran parte de la normativa de detalle sobre condiciones de acceso a la red, participación en los mercados de energía y servicios de ajuste del sistema y retribución por capacidad.

La idea que persiguen los reguladores es evitar la creación de barreras de entrada al almacenamiento, pero sin desvirtuar los procedimientos de operación y reglas de mercado que garantizan la seguridad de la explotación del sistema y la competencia.

En cualquier caso, el desarrollo de esta normativa de detalle será básico para el despliegue del almacenamiento en todas sus formas, durante los próximos años.

2.4 Normativa europea

Gran parte de la normativa energética en los países de la UE proviene del Parlamento Europeo, a través de Directivas, Reglamentos y Directrices.

De especial importancia para el desarrollo de la hibridación son las Directrices sobre ayudas estatales en materia de protección del medio ambiente y energía (Comisión Europea, 2014) donde se detallan las condiciones en las que un Estado Miembro (EM) puede intervenir el libre funcionamiento del mercado de la energía para resolver un determinado problema.

En concreto, el apartado 3.9.2 de las Directrices establece la forma en que los EMs deben justificar la intervención (por ejemplo, falta de capacidad o reserva flexible) y el motivo por el cual este fallo del sistema no puede corregirse a través de la libre evolución tecnológica y de los mercados.

En el caso del almacenamiento de la electricidad en general se contempla expresamente en el apartado 3.9.3 de las Directrices, donde se habla de la idoneidad de las medidas de apoyo, y se incluye junto con la respuesta de la demanda y el resto de tecnologías de producción.

De hecho, tanto en Italia como en UK, donde se realizan concursos para la contratación de capacidad para estar operativa en determinados periodos (las subastas de capacidad), las instalaciones de generación participan junto con el resto de elementos del sistema que pueden prestar este servicio, con adjudicaciones relevantes como puede comprobarse en los resultados de las subastas realizadas este año (Lempriere, 2022).

Capítulo 3: METODOLOGÍA

La metodología a seguir de este proyecto se expone en los tres siguientes apartados.

3.1 Descripción del problema

En un emplazamiento donde ya existe una instalación renovable del tipo no gestionable, pero no se puede usar al máximo el recurso renovable existente por las limitaciones que ya se han comentado anteriormente, en especial, la limitación en la potencia de evacuación, se añade o complementa esta instalación con diferentes tecnologías que pueden ser, o bien renovables, o bien de almacenamiento en baterías, de manera que se optimiza el valor de la inversión a realizar. Esto supone aprovechar al máximo la explotación del recurso renovable existente, buscando siempre la creación de valor sobre la inversión necesaria.

Para cuantificar este valor añadido, se han preparado una serie de herramientas con el fin de realizar los cálculos pertinentes para poder analizar los resultados y obtener conclusiones.

3.2 Herramientas para el cálculo y análisis del problema

Para resolver el problema se han creado y empleado tres herramientas: Un modelo de plan de negocio, un algoritmo de optimización del funcionamiento del sistema de almacenamiento en el mercado diario, y un algoritmo de optimización del funcionamiento del almacenamiento en los mercados de ajuste.

3.2.1 Modelo plan de negocio

El objetivo del modelo de plan de negocio es medir el valor adicional que se obtiene al hibridar con una o más tecnologías. Para llevarlo a cabo, este modelo permite plantear infinidad de escenarios en base a unas variables de entrada. Se pueden agrupar estas variables en los siguientes bloques:

- Generación renovable
 - Activo: Indica si esa tecnología forma parte de la instalación o no (se puede elegir activar la solar o la eólica o ambas a la vez).
 - Potencia instalada del parque (MW).

- Fechas: Esto permite flexibilidad a la hora de elegir las características temporales de cada proyecto.
 - Fecha inicial de construcción (en inglés *ready-to-build, RtB*).
 - Años que dura la fase de construcción.
 - Años en operación
- Costes de la planta.
 - Costes de instalación, CAPEX (€/MW).
 - Costes de O&M, OPEX (€/MW_{año}).
 - CAPEX de mantenimiento (€) y año en el que se realiza.
- Generación almacenamiento
 - Activo: Indica si esa tecnología forma parte de la instalación o no.
 - Potencia instalada del BESS (MW).
 - Capacidad nominal (MWh).
 - Número de módulos.
 - Fechas: Esto permite flexibilidad a la hora de elegir las características temporales de cada proyecto.
 - Fecha inicial de construcción (en inglés *ready-to-build, RtB*).
 - Años que dura la fase de construcción.
 - Años en operación.
 - Costes del sistema.
 - Costes de instalación, CAPEX (€/MW).
 - Costes de O&M, OPEX (€/MW_{año}).
 - CAPEX de mantenimiento (€) y año en el que se realiza.
- Hibridación
 - Factor sinergias (%): Determina el porcentaje de ahorro en costes de O&M por las sinergias que se pueden producir en la hibridación de una o más tecnologías.

Por otra parte, este modelo recibe los ingresos anuales de la instalación de los dos algoritmos de optimización.

3.2.2 Algoritmo de optimización del mercado diario

El mercado diario está integrado dentro del mercado de producción de energía eléctrica. Su objetivo es llevar al cabo las transacciones de energía eléctrica para el día siguiente mediante la presentación de ofertas de venta y adquisición por parte de los agentes del mercado (CITA OMIE).

En este contexto, se planea un algoritmo genérico en el que tenemos dos tipos de variables de entrada:

- Variables no sometidas a incertidumbre: Son las características nominales de la batería (potencia nominal, capacidad nominal, rendimiento...), la potencia máxima de evacuación del nudo y los peajes de acceso a la red por la compraventa de energía¹.
- Variables sometidas a incertidumbre: Estas variables son el producible renovable y el precio de la energía en el mercado diario en los próximos años. Se requiere de una estimación para ambas variables y el método utilizado ha sido el siguiente.
 - **Producible renovable (MW)**: A través de la página web de Red Eléctrica Española (REE), se han obtenido los datos de producible solar y eólico de una zona desde el año 2014 hasta el 2021 en formato horario. Para estimar el producible a futuro, se ha realizado la media aritmética horaria de esos años.

$$h(t) = \frac{\sum_{i=2014}^{2021} \text{Producible renovable}_i(t)}{n}$$

- **Precio del pool (€/MWh)**: Para la estimación de precios futuros se ha realizado una modulación horaria de los precios comprendidos entre el año 2014 y el 2021 para obtener un coeficiente horario que multiplica a los precios del mercado a plazos o a futuro (pF) derivados del Operador de Mercado Ibérico – Portugués (OMIP).

$$p(t)_k = K_{i,j}(t) * pF_k \rightarrow K_{i,j}(t) = \frac{p_j(t=i)}{\bar{p}_j}$$

¹ Los peajes en la actualidad son nulos (0€/MWh), pero se deja como variable de entrada por si esto en un futuro cambiase

3.2.2.1 Variables

Todas las variables del algoritmo se listan a continuación.

t :	Hora de la semana (toma valores desde 1 hasta 168).
w :	Semana del año (toma valores desde 1 hasta 52).
$P_{e_R}(t, w)$:	Total producible con energía renovable en la hora t de la semana w [MW].
$P_{RM}(t, w)$:	Producción con energía renovable a mercado en la hora t de la semana w [MW].
$P_{RB}(t, w)$:	Producción con energía renovable a batería en la hora t de la semana w [MW].
$P_{na}(t, w)$:	Producción no aprovechada en la hora t de la semana w [MW].
$P_B(t, w)$:	Producción de la batería en la hora t de la semana w [MW].
$C_B(t, w)$:	Consumo total de la batería en la hora t de la semana w [MW].
$C_{BM}(t, w)$:	Consumo de la batería del mercado en la hora t de la semana w [MW].
$C_{BR}(t, w)$:	Consumo de la batería del parque renovable en la hora t de la semana w [MW].
\overline{P}_B :	Producción nominal o máxima de la batería [MW].
\overline{E}_B :	Capacidad nominal de la batería [MWh].
$\%_{max}$:	Porcentaje máximo de operación de la capacidad nominal
$\%_{min}$:	Porcentaje mínimo de operación de la capacidad nominal
$\overline{E}_{B(op)}$:	Capacidad o carga máxima de operación de la batería [MWh].
$\underline{E}_{B(op)}$:	Capacidad o carga mínima de operación de la batería [MWh].
η_B :	Rendimiento de la batería [pu].
N :	Número de ciclos carga/descarga en el periodo T .

$E_B(t, w)$:	Estado de carga de la batería al final de la hora t de la semana w [MWh].
$E_B(t - 1)$:	Estado de carga de la batería al final de la hora $t-1$ de la semana w [MWh].
$E_B(0,1)$:	Carga de la batería el primer día del año [MWh].
$E_B(168, w)$:	Carga de la batería al final de la semana w [MWh]
$p(t)$:	Precio de la electricidad en el mercado diario en la hora t de la semana w [€/MWh]
\overline{P}_N :	Potencia asignada en el nudo [MW].
$P_{VC}(t)$:	Saldo potencia en el nudo con REE de la semana w [MW].
$P_V(t)$:	Potencia vendida en la hora t de la semana w [MW].
$B_V(t)$:	Peaje potencia vendida en la hora t de la semana w [€/MWh].
$P_C(t)$:	Potencia comprada en la hora t de la semana w [MW].
$B_C(t)$:	Peaje potencia comprada en la hora t de la semana w [€/MWh].
$Es(t, w)$:	Variable binaria para que la batería solo pueda consumir o producir pero no ambas a la vez.

Leyenda de colores:

- Negro: Tiempos.
- Azul: Variables cuyos números son conocidos e introducidos manualmente.
- Marrón: Variables cuyo cálculo depende exclusivamente de variables conocidas (azules).
- Rojo: Variables de decisión. Son calculadas por el algoritmo de optimización
- Verde: Variables cuyo cálculo dependen de otras variables.
- Naranja: Variable binaria (solo puede tomar los valores 0 o 1)

3.2.2.2 Esquema del problema

Una vez conocidas las variables, se muestra un esquema del problema para una mejor visualización del mismo.

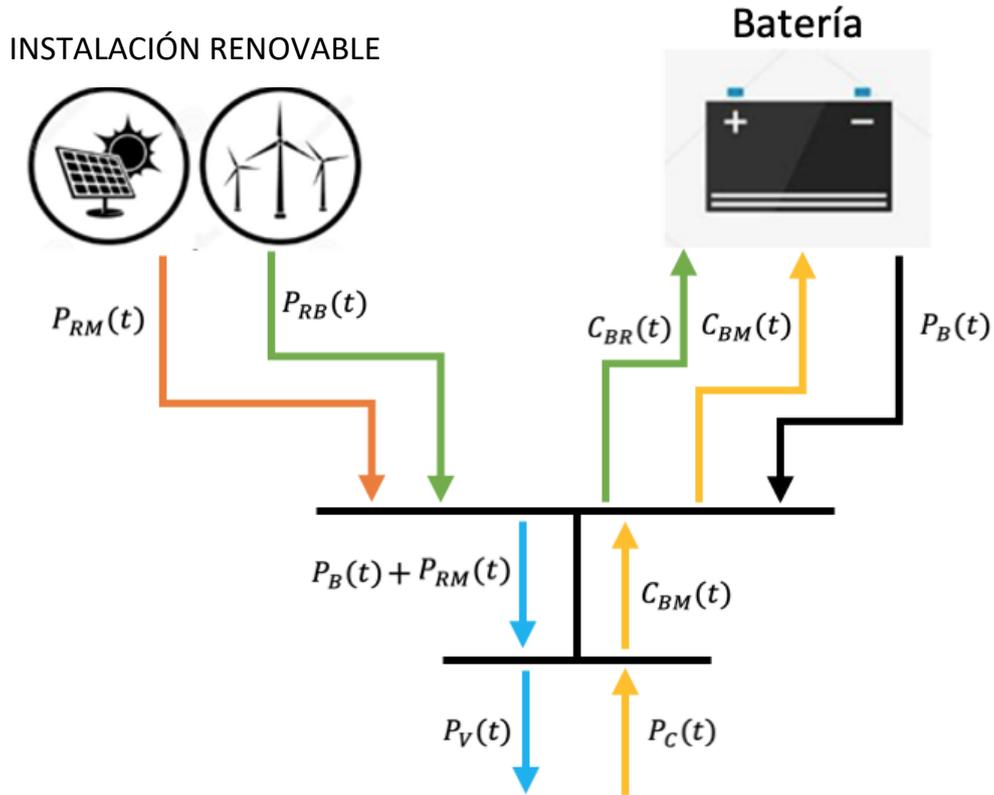


Figura 25: Esquema del problema a resolver por el algoritmo de optimización (Elaboración Propia)

Donde:

$$\begin{aligned}
 P_V(t) &= P_{RM}(t) + P_B(t) \\
 P_C(t) &= C_{BM}(t) \\
 P_{RB}(t) &= C_{BR}(t)
 \end{aligned}$$

3.2.2.3 Función objetivo y restricciones

Con las variables definidas y el esquema mostrado, se detalla a continuación la función objetivo y las restricciones que aplican al problema de optimización:

Función objetivo:

Maximizar el valor de las compraventas de energía durante el periodo de estudio (una semana), repetido para todas las semanas del año:

$$\max \left\{ Profit = \sum_t [P_V(t, w) \cdot (p(t, w) - B_V(t, w)) - P_C(t, w) \cdot (p(t, w) + B_V(t, w))] \right\}$$

Restricciones:

No sobrepasar la potencia asignada del nudo $\overline{P_N}$ ni en compras ni en ventas:

$$(\forall t, w): P_V(t, w) \leq \overline{P_N}$$

$$(\forall t, w): P_C(t, w) \leq \overline{P_N}$$

Que la batería solo pueda producir o consumir energía (no ambas a la vez):

$$(\forall t, w): P_B(t, w) \leq \overline{P_B} * (1 - Es(t, w))$$

$$(\forall t, w): C_B(t, w) \leq \overline{P_B} * Es(t, w)$$

Que la producción renovable a batería no supere el límite de la batería:

$$(\forall t, w): P_{RB}(t, w) \leq \overline{P_B}$$

Que la energía acumulada en la batería no supere los límites de operación (inferior y superior):

$$(\forall t, w): \underline{E_{B(op)}} < E_B(t, w) < \overline{E_{B(op)}}$$

Control de carga de la batería:

$$(\forall t, w): \underline{E_{B(op)}} \leq E_B(t, w) = E_B(t - 1, w) + [C_B(t, w) - P_B(t, w)/\eta] \leq \overline{E_{B(op)}}$$

Potencia no aprovechada (vertidos):

$$P_{na}(t, w) = P_{eR}(t, w) - P_{RB}(t, w) - P_{RM}(t, w)$$

3.2.2.4 Método de resolución

Al ser un problema con una variable binaria $Es(t, w)$, pierde su linealidad, por lo tanto, el método empleado para resolver la optimización es *Mixed Integer Program (MIP)*.

3.2.3 Algoritmo de optimización de los mercados de ajuste

Los servicios de ajuste que maneja REE en este momento son:

- Regulación primaria (Frequency Containment Reserve, FCR), obligatorio y no remunerado para las plantas convencionales.
- Banda de regulación secundaria (automatic Frequency Restoration Reserve, aFRR), que es la potencia bajo control automático (AGC). Es un servicio voluntario, remunerado al precio marginal y asignado a diario a escala global del sistema.
- Energía de regulación secundaria, sólo asignada en caso de que sea preciso el uso de la banda de regulación por desvíos frecuencia/potencia y retribuida en base al precio de la regulación terciaria.

- Energía de regulación terciaria (manual Frequency Restoration Reserve, mFRR), que se asigna en tiempo real cuando se prevé el agotamiento de la banda de regulación secundaria asignada previamente. Es un servicio obligatorio, retribuido al precio marginal y asignado con carácter global.
- Gestión de desvíos (Replacement Reserve, RR) energía utilizada cuando se detecta un desvío significativo en la hora previa al tiempo real, donde ya los agentes no tienen capacidad de ajustar sus programas en mercado. Es un servicio voluntario, retribuido al precio marginal y asignado con alcance global.
- Resolución de restricciones técnicas, asignado por REE a las unidades que deben modificar su programa para hacer viable técnicamente la casación de los mercados. Es un servicio obligatorio, retribuido pay-as-bid y de carácter local.
- Mercado de Capacidad. NO es un servicio que esté actualmente en vigor, pero existe un borrador de regulación para su desarrollo y que contempla la posibilidad de participación del almacenamiento bajo ciertas condiciones.

Un sistema renovable hibridado con una batería podría optar a prestar todos los servicios citados, pero los compromisos adquiridos por participar en ellos alterarían la operación óptima con criterios de optimización del arbitraje en los mercados. No obstante, para desarrollar el algoritmo, se ha centrado el proyecto en estimar los ingresos que obtendría el sistema de almacenamiento por prestación de servicio de regulación secundaria y terciaria.

3.2.3.1 Ingresos de una batería por prestación del servicio de regulación secundaria y terciaria

Para determinar los ingresos por prestación de servicios en la Regulación Secundaria y Terciaria, se muestra a continuación una breve descripción del servicio para luego especificar cómo se ha planteado el ingreso de estos servicios en el proyecto.

3.2.3.1.1 Regulación secundaria

Se define la reserva de Regulación Secundaria del sistema como el margen de variación de potencia en el que el regulador secundario del sistema peninsular español puede actuar automáticamente y en los dos sentidos (a subir o a bajar), partiendo del punto de funcionamiento en que se encuentre en cada instante.

En España, la reserva secundaria de regulación es la potencia activa a subir y a bajar que puede ser movilizada bajo control de una zona de regulación con una constante de tiempo de 100 segundos.

Viene dada por la suma, en valor absoluto, de las contribuciones individuales de todas las unidades de programación proveedoras de este servicio, a través de sus zonas de regulación. La zona de regulación es, por tanto, la agregación bajo una misma unidad de gestión de varias unidades de programación con capacidad para prestar este servicio.

El margen de potencia, en cada uno de los dos sentidos, se conoce como reserva o banda de regulación secundaria a subir o a bajar.

El Procedimiento de Operación 7.2 (PO 7.2) describe en detalle el funcionamiento de la Regulación Secundaria en el Sistema Eléctrico Peninsular.

3.2.3.1.2 Regulación terciaria

La regulación en terciaria se define como un servicio prestado por las instalaciones de producción cuyo objetivo es la restitución de la reserva de regulación secundaria que haya sido empleada, mediante la adaptación de los programas de funcionamiento de las unidades de programación correspondientes a estas instalaciones. Este servicio comprende la variación máxima de la potencia a bajar o a subir que puede efectuar una unidad de producción en un plazo máximo de 15 minutos, mantenido durante, al menos, 2 horas consecutivas. El Procedimiento de Operación 7.3 (P.O. 7.3) describe en detalle el funcionamiento de la Regulación Terciaria en el Sistema Eléctrico Peninsular.

3.2.3.1.3 Ingresos del problema

El algoritmo de optimización desarrollado para estimar los ingresos que puede obtener una batería por su participación por la prestación del servicio de regulación secundaria se ajusta a los siguientes criterios:

- Se considera que la oferta de banda de regulación secundaria de la batería debe cumplir el criterio de igualdad de reserva a subir y reserva a bajar, es decir, se le aplica a nivel individual el criterio de relación $RSBq_h = RSSUBq_h / RSBAJq_h$ (p.u.) = 1 que se aplicaría a nivel de zona de regulación.
- La banda de regulación secundaria disponible para la oferta se calcula a partir del programa de compra y venta de energía del mercado diario,

resultado del modelo de optimización de la operación de la batería y considerando los límites de potencia y energía almacenada de la instalación. Es decir, tras establecer el programa de operación que maximiza el margen de la batería operando en mercado, se estiman los ingresos adicionales por prestación del servicio de regulación secundaria en función de la disponibilidad de la batería.

- Dado que una vez asignada la banda de regulación secundaria en una hora (h) ésta podría ser utilizada por el sistema para compensar los desvíos generación/demanda inyectando o retirando energía del sistema, se suspende la oferta de regulación secundaria durante los dos periodos horarios siguientes (h+1, h+2) para que el operador de la instalación pueda compensar por la vía del mercado el consumo o la producción adicional de la batería durante la hora h.
- Para el cálculo de ingresos se han considerado, exclusivamente, los derechos de cobro correspondientes a la venta de la banda de regulación, sin considerar posibles ingresos adicionales (como por ejemplo la banda suplementaria o la optimización de la operación).
- En cuanto a las posibles obligaciones de pago (como penalizaciones por incumplimiento, caída de rendimiento, pérdida por venta/compra de energía a precios inferiores/superiores al obtenido en el mercado de regulación, etc.), se ha considerado un coste equivalente al 10% de los ingresos.

Por otro lado, para estimar los ingresos que puede obtener una batería por su participación por la prestación del servicio de regulación terciaria se han tenido en cuenta los siguientes criterios:

- El cálculo de los precios de referencia para operar en el mercado de Regulación Terciaria se calculan a partir del programa de compra venta de energía en el mercado diario.
- El precio de referencia a subir en una hora (descarga de la batería) corresponde con el precio al que se va a realizar la siguiente descarga programada y, de forma simétrica, se calcula el precio de referencia a bajar, es decir, el precio de la siguiente carga programada.
- Se calcula la terciaria disponible a subir como el máximo valor entre cero y, el mínimo entre la producción nominal de la batería y la diferencia entre el estado de la batería y su capacidad mínima de operación menos la banda asignada en secundaria. Para la terciaria disponible a bajar, se

calcula como el máximo valor entre cero y, el mínimo entre la producción nominal de la batería y la diferencia entre la capacidad máxima de operación de la batería y su estado menos la banda asignada en secundaria.

- Adicionalmente, en el caso de la regulación terciaria, donde no hay mercado en todas las horas, la terciaria disponible en la batería sólo es utilizable si se convoca el correspondiente mercado de terciaria.
- Comparando el precio de referencia con los precios de terciaria y la reserva disponible, se puede optimizar el margen de la batería. No obstante, este cálculo es tremendamente complejo con las herramientas empleadas ya que al entregar o tomar energía en una hora, se alteran los programas y, por lo tanto, los precios de referencia cambian.
- Como conclusión para este trabajo, el ingreso de terciaria se calcula de una manera extremadamente conservadora porque calculamos la mejora del ingreso diario como la suma del mayor incremento de ingreso horario obtenido en una descarga y el mayor ahorro de coste horario obtenido en una carga. Esto es considerar que solo una hora de carga y descarga al día se puede optimizar, lo cual, en un escenario real podría optimizarse varias veces al día.

Para poder estimar un porcentaje de ingresos adicionales por participación en el servicio de regulación secundaria y terciaria sobre el margen de la optimización de la operación de la batería en el mercado de energía, se han realizado tres simulaciones con los datos de precios de mercado, banda de regulación secundaria y energía en terciaria correspondiente a los años 2019, 2020 y 2021, que presentan condiciones de operación muy diferentes. Este porcentaje se empleará para estimar los ingresos futuros e introducirlos en el plan de negocio.

3.3 Proceso de resolución del problema

Se parte un caso base o caso inicial en el que hay una instalación renovable y el objetivo es optimizar el recurso renovable. Para ello, se modela un plan de negocio en el cual se estiman los flujos de caja que va a generar el proyecto de hibridación a futuro empleando las herramientas descritas en el apartado anterior, y, se analiza la rentabilidad a través de unos parámetros financieros.

3.3.1 Elección del WACC

El coste medio ponderado del capital (*WACC* por sus siglas en inglés *Weighted Average Cost of Capital*), es la tasa de descuento que se emplea en un proyecto

para descontar los flujos de caja que genera y así poder valorar la potencial inversión. La fórmula del WACC es:

$$WACC = k_e * \frac{E}{E + D} + k_d * (1 - T) * \frac{D}{E + D}$$

Donde:

- E es el capital o fondos propios (*Equity* en inglés)
- D es la deuda financiera
- T es la tasa impositiva del país donde se realiza el proyecto
- k_e es el coste del capital o fondos propios
- k_d es el coste de la deuda financiera

Cada empresa y cada proyecto puede tener un WACC distinto por cualquiera de las cinco variables de esta ecuación. Generalmente, en proyectos de índole renovable, donde se cumple que los flujos de caja son estables, de bajo riesgo y a largo plazo, se permite un apalancamiento muy alto (en torno al 70%-80% de media), es decir, que la deuda financiera asociada al proyecto cubre el 70%-80% de la inversión siendo el resto capital.

En este trabajo, el WACC está fijado como un parámetro de entrada que se mete en el modelo de plan de negocio.

3.3.2 Análisis de la rentabilidad

Para analizar la rentabilidad de una inversión existen diferentes métodos. En este trabajo se han valorado las dos siguientes alternativas:

- Valor Actual Neto (VAN): Es un método de evaluación que tiene en cuenta los beneficios y costes que se derivan del proyecto a lo largo de toda su vida útil. Estos valores se descuentan al presente con el WACC como tasa de descuento. La fórmula es:

$$VAN = \sum_{t=0}^T \frac{\text{Flujo de caja}}{(1 + WACC)^t}$$

Donde,

- $\text{Flujo de caja} = \text{Ingresos}(\text{€}) - \text{OPEX}(\text{€}) - \text{CAPEX}(\text{€})$
- $WACC$ es la tasa de descuento
- t es el año

- T son los años/vida útil del proyecto

Para que un proyecto sea rentable se tiene que cumplir la condición de que el VAN sea positivo ($VAN > 0$), lo cual implica que el beneficio total generado al final del proyecto es positivo.

- Tasa Interna de Retorno (TIR): Es un método relativo para medir la rentabilidad de una inversión y cuya definición es la tasa de descuento que da como resultado un $VAN = 0$. La fórmula de la TIR es:

$$VAN = \sum_{t=0}^T \frac{\text{Flujo de caja}}{(1 + WACC)^t}$$

Donde,

- $\text{Flujo de caja} = \text{Ingresos}(\text{€}) - \text{OPEX}(\text{€}) - \text{CAPEX}(\text{€})$
- $WACC$ es la tasa de descuento
- t es el año
- T son los años/vida útil del proyecto

Para que un proyecto sea rentable se tiene que cumplir la condición de que la TIR sea mayor que el $WACC$ ($TIR > WACC$), lo cual implica que el retorno generado con los flujos de caja del proyecto es mayor que la tasa de descuento.

3.3.3 Búsqueda del óptimo

Para buscar el óptimo en función de la rentabilidad total que se obtiene al hibridar una o más instalaciones se realiza un proceso iterativo siempre a nivel de VAN , es decir, comparando el de VAN en cada iteración. Hay tres posibles casos:

- Hibridación renovable más BESS.
- Hibridación renovable más renovable.
- Hibridación renovable más renovable más BESS.

3.3.3.1 Caso 1: Hibridación renovable más BESS

El proceso iterativo consta de una única fase.

- Fase I: Instalación BESS adicional óptima.
 - Se parte de una situación inicial o caso base en la que ya hay una primera instalación renovable y se calcula un primer VAN para un

$WACC$ determinado previamente (fijo para todo el ejercicio), dando como resultado $VAN(0)$.

- Se calcula el VAN del proyecto con el primer módulo de baterías, obteniendo como resultado $VAN(B_1)$. Si $VAN(B_1) < VAN(0)$, el proceso se acaba y la conclusión sería que no hay valor adicional al hibridar esas dos tecnologías.
- Si, por el contrario, $VAN(B_1) > VAN(0)$ se hace una siguiente iteración añadiendo otro módulo de baterías y así sucesivamente hasta que $VAN(B_n) < VAN(B_{n-1})$, lo cual implicará que B_{n-1} es el óptimo número de módulos de baterías que hay que añadir (B_{opt}) a la instalación renovable para conseguir el óptimo.

3.3.3.2 Caso 2: Hibridación renovable más renovable

El proceso iterativo consta de una única fase.

- Fase I: Instalación renovable adicional óptima.
 - Se parte de una situación inicial o caso base en la que ya hay una primera instalación renovable y se calcula un primer VAN para un $WACC$ determinado previamente (fijo para todo el ejercicio), dando como resultado $VAN(0)$.
 - Se calcula el VAN del proyecto con el primer incremento de otra tecnología renovable, obteniendo como resultado $VAN(R_1)$. Si $VAN(R_1) < VAN(0)$, el proceso se acaba y la conclusión sería que no hay valor adicional al hibridar esas dos tecnologías.
 - Si, por el contrario, $VAN(R_1) > VAN(0)$ se hace una siguiente iteración añadiendo otro incremento de renovable y así sucesivamente hasta que $VAN(R_n) < VAN(R_{n-1})$, lo cual implicará que R_{n-1} es el tamaño óptimo de la instalación adicional (R_{opt}).

3.3.3.3 Caso 3: Hibridación renovable más renovable más BESS

Este proceso es el más complejo y consta de tres fases.

- Fase I: Instalación renovable adicional óptima.
 - Se parte de una situación inicial o caso base en la que ya hay una primera instalación renovable y se calcula un primer VAN para un

$WACC$ determinado previamente (fijo para todo el ejercicio), dando como resultado $VAN(0)$.

- Se calcula el VAN del proyecto con el primer incremento de otra tecnología renovable, obteniendo como resultado $VAN(R_1)$. Si $VAN(R_1) < VAN(0)$, el proceso se acaba y la conclusión sería que no hay valor adicional al hibridar esas dos tecnologías.
- Si, por el contrario, $VAN(R_1) > VAN(0)$ se hace una siguiente iteración añadiendo otro incremento de renovable y así sucesivamente hasta que $VAN(R_n) < VAN(R_{n-1})$, lo cual implicará que R_{n-1} es el tamaño óptimo de la instalación adicional (R_{opt}).

- Fase II: Batería óptima

- Se parte de una nueva situación inicial en la que se tiene una instalación renovable óptima con un $VAN(R_{opt})$ determinado.
- Se calcula el VAN del proyecto con el primer módulo de baterías, obteniendo como resultado $VAN(B_1)$. Si $VAN(B_1) > VAN(R_{opt})$ se hace una siguiente iteración añadiendo otro módulo de baterías y así sucesivamente hasta que $VAN(B_n) < VAN(B_{n-1})$, lo cual implicará que B_{n-1} es el óptimo número de módulos de baterías que hay que añadir (B_{opt}) a la instalación renovable para conseguir un nuevo óptimo.

- Fase III: Asegurar el óptimo absoluto

- Se comprobará que en esa situación (B_{opt}), modificando la producción renovable tanto aumentando como disminuyendo no se mejora el $VAN(B_{opt})$ del proyecto.

Capítulo 4: CASO PRÁCTICO

Se plantea un caso con datos reales (no todos) al que se le aplica la metodología descrita en el capítulo anterior. El caso base es un parque eólico con las siguientes características:

- Potencia nominal: 60MW
- Localización: Cofrentes – Comunidad Valenciana
- Límite de evacuación de potencia en el nudo: 50MW
- Costes de instalación²: 800,000€/MW
- Costes de O&M: 20,000€/MW/año
- Producción eólica (MW): Para calcular la producción eólica se han obtenido los datos de producción de la Comunidad Valenciana en la web de Red Eléctrica Española (REE, 2022) y se ha prorrateado la cantidad total a la potencia nominal de este parque.
- Precios de la energía eléctrica (€/MWh): Para hacer la modelización de precios, se ha obtenido el precio del mercado diario en la misma web de REE.
- Inflación: Se asume una inflación constante del 2%.
- WACC: Como el WACC es particular para cada proyecto, se ha preguntado a empresas del sector que han realizado proyectos similares y la media alcanzada es un 7%.

Con estos datos se obtienen los siguientes resultados:

- $TIR = 15.2\% \rightarrow TIR > WACC$ por lo tanto, el proyecto inicial es rentable.
- $VAN = 32.6M\text{€} \rightarrow VAN > 0$ por lo tanto, el proyecto inicial es rentable.

4.1 Caso 1: Hibridación con BESS

Una batería puede participar de manera aislada (*stand alone*) en el mercado diario y en los mercados de ajuste y, ese proyecto, puede tener una rentabilidad positiva. No obstante, las baterías como un elemento que se hibrida a una

² Los costes de instalación y de O&M han sido proporcionados por una empresa del sector de manera aproximada para este trabajo.

tecnología renovable es altamente atractivo cuando la potencia nominal del parque es superior al límite de evacuación. La razón y gran diferencia con respecto a una batería *stand alone* es que habrá horas durante el año en el que se produzcan vertidos en el parque eólico y, estos vertidos, son una gran oportunidad para la batería porque el coste de consumir esa energía es cero.

Para este caso se ha empleado una batería con las siguientes características:

- Potencia nominal: 1MW
- Capacidad nominal: 4MWh
- Costes de instalación: 125€/kWh (Frith, 2011)
- Coste de O&M: Se mide en porcentaje del coste de inversión. En este caso es el 2.5% anual.

Como se ha mencionado en el capítulo anterior, las baterías pueden participar en los mercados de ajuste para obtener un ingreso adicional. Con las características de esta batería y los datos de los años 2019, 2020 y 2021 se emplea la herramienta o modelo de mercados de ajuste para obtener los resultados mostrados en la Tabla 2 para diferentes cantidades de módulos de baterías.

Tabla 2: Ingresos obtenidos por mercados de ajuste en escenarios pasados

EÓLICA 60MW + BATERÍAS				
1 Módulo		2019	2020	2021
	Profit en arbitraje (€)	44,377	34,682	119,777
	Profit en secundaria (€)	25,786	27,289	74,294
	Profit en terciaria (€)	5,754	4,336	10,173
	Ratio secundaria	58%	79%	62%
	Ratio total	71%	91%	71%
2 Módulos		2019	2020	2021
	Profit en arbitraje (€)	91,844	68,994	226,837
	Profit en secundaria (€)	51,281	54,479	149,943
	Profit en terciaria (€)	11,508	8,602	20,479
	Ratio secundaria	56%	79%	66%
	Ratio total	68%	91%	75%
3 Módulos		2019	2020	2021
	Profit en arbitraje (€)	131,407	104,172	336,744
	Profit en secundaria (€)	77,151	82,106	224,035
	Profit en terciaria (€)	17,371	12,863	30,628
	Ratio secundaria	59%	79%	67%
	Ratio total	72%	91%	76%

		2019	2020	2021
4 Módulos	Profit en arbitraje (€)	167,871	131,373	425,027
	Profit en secundaria (€)	102,703	108,620	297,602
	Profit en terciaria (€)	23,221	17,102	40,296
	Ratio secundaria	61%	83%	70%
	Ratio total	75%	96%	80%

		2019	2020	2021
5 Módulos	Profit en arbitraje (€)	202,171	167,035	545,975
	Profit en secundaria (€)	129,639	137,056	365,930
	Profit en terciaria (€)	29,075	21,203	50,572
	Ratio secundaria	64%	82%	67%
	Ratio total	79%	95%	76%

La primera conclusión es que el año 2020 fue un año excepcional en el que los mercados de ajuste tuvieron especial relevancia. No obstante, la principal y fundamental conclusión que se observa de esta tabla es que los mercados de ajuste, en especial la regulación secundaria, no son para nada despreciables frente a los ingresos del mercado diario. Tras este breve análisis se añade una casilla en el modelo donde se puede insertar el coeficiente o ratio de los mercados de ajuste frente al diario para poder estimar los ingresos futuros de los mercados de ajuste. Manifestando que el año 2020 fue excepcional, se observa en la tabla que el coeficiente en 2019 y 2021 se mantiene más o menos constante, por ende, se asume un **75%** como ratio para el modelo de plan de negocio.

Resultados

Una vez definidos todos los parámetros de entrada se procede a realizar el proceso iterativo descrito en el capítulo anterior para este caso particular.

Un punto interesante que ha surgido durante el análisis de los resultados se da en el aspecto de los ingresos.

Tabla 3: Comparativa de ingresos en un año

	Caso Base	+1 Mod	+2 Mod	+3 Mod	+20 Mod
Parque eólico	22,880,875	22,790,318	22,698,640	22,606,129	21,169,885
Baterías	-	135,874	272,031	408,762	2,568,427
Mercados de ajuste	-	101,906	204,023	306,572	1,926,320
TOTAL	22,880,875	23,028,098	23,174,694	23,321,463	25,664,632

En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se puede observar cómo cada módulo que se añade a la instalación reduce los ingresos que se obtienen en la venta de energía del parque eólico y, al contrario, aumenta los ingresos de la batería. Esto es lógico porque el algoritmo optimiza la operación de la instalación conjunta para maximizar los ingresos y, por ello, la batería tiene el control en la toma de decisiones en función del precio. En otras palabras, el ingreso que le está quitando la batería al parque eólico, en realidad le está sacando un poco más de margen al vender esa potencia en periodos con mejores precios.

Se ha querido añadir un caso extremo (+20 Módulos) en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** para estudiar si, al tener una batería mucho más grande que pudiese coger más potencia del parque para optimizarla, los ingresos generados pudieran crecer significativamente.

Los resultados finales del proceso iterativo se recogen en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..**

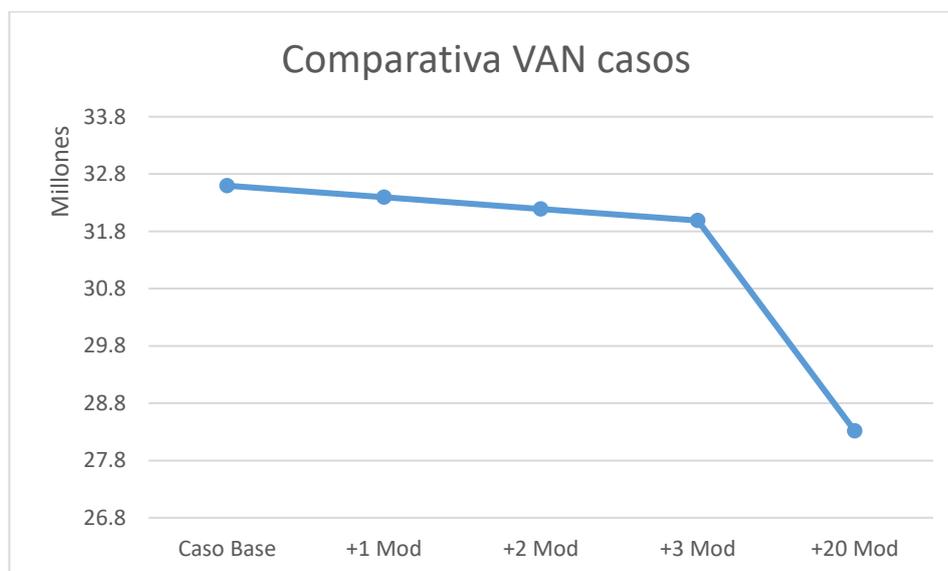


Figura 26: Comparativa VAN entre casos estudiados (Elaboración propia)

La conclusión en este primer caso es que incremento de ingresos que aporta la batería al parque eólico no es suficiente para rentabilizar la inversión que hay que realizar en esta tecnología. La figura muestra claramente como cada módulo que se añade da como resultado un VAN menor, es decir, que el proyecto pierde valor. Se puede intuir que más o menos sigue una tendencia lineal decreciente y, confirma, que en el caso extremo el coste de inversión es notablemente más alto que los ingresos que genera la batería (aún “quitando” ingresos del parque eólico para optimizarlos y sacar mayor margen). Se ha

querido analizar la operativa de la instalación frente al caso base en dos escenarios distintos pertenecientes al mismo año: Mes de enero y mes de julio.

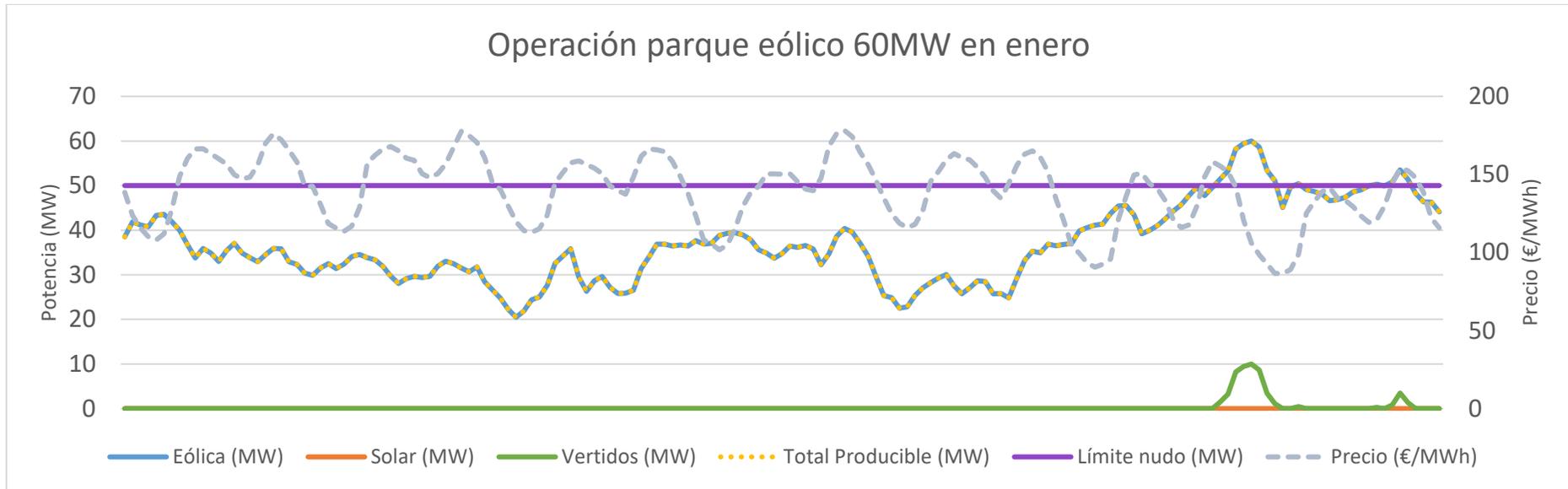


Figura 27: Operación parque eólico en enero (Elaboración propia)

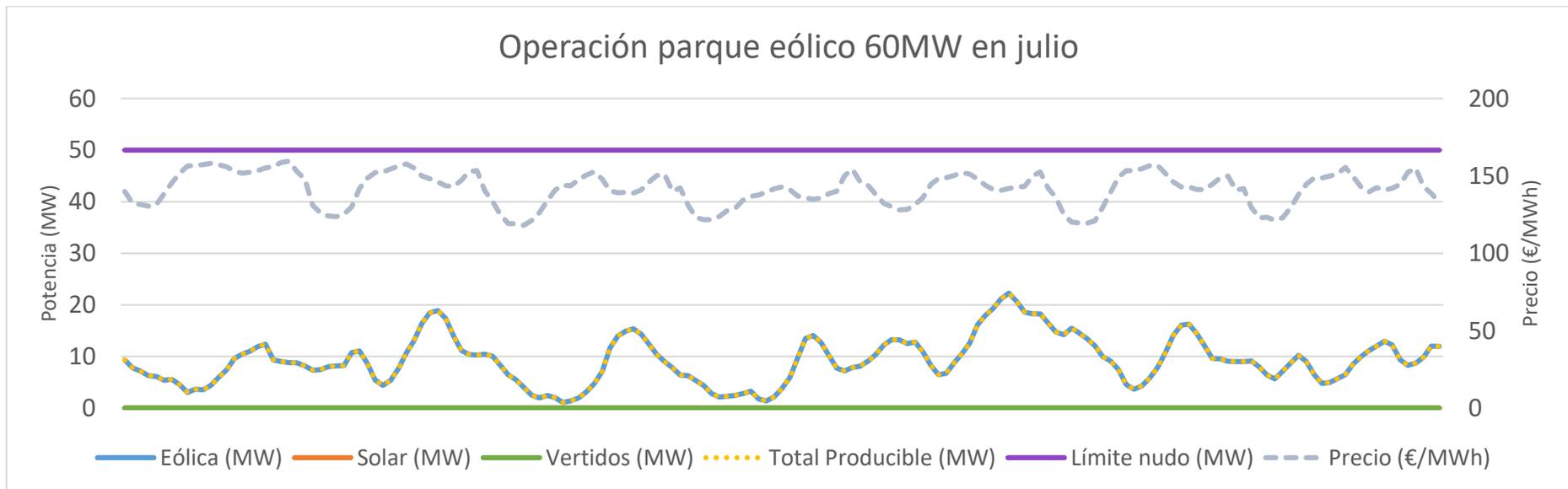


Figura 28: Operación parque eólico en julio (Elaboración propia)

Operación instalación hibridada en enero

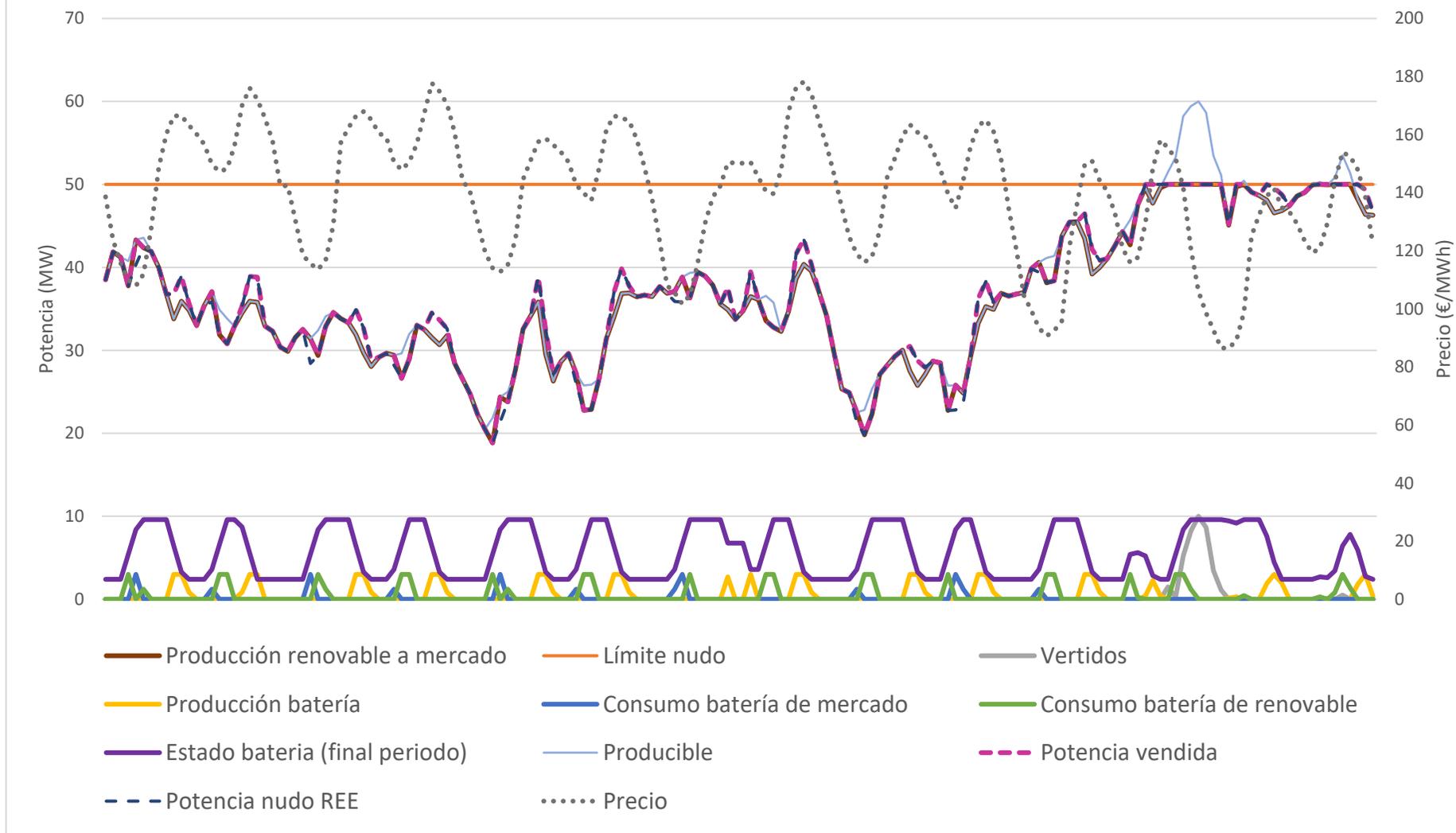


Figura 29: Operación instalación híbrida en enero (Elaboración propia)

Operación instalación hibridada en julio

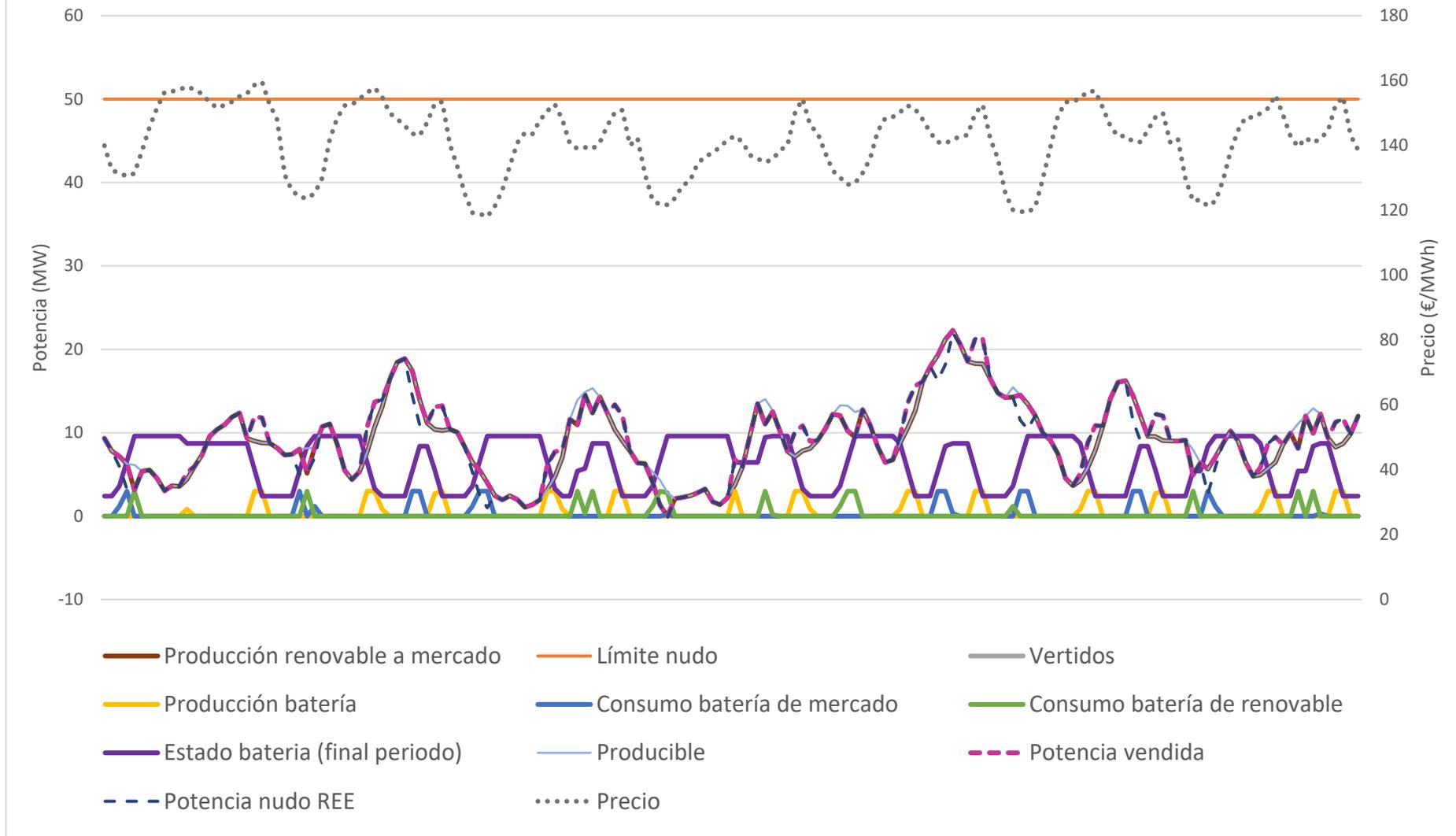


Figura 30: Operación instalación híbrida en julio (Elaboración propia)

Estas dos semanas que se han escogido (una en enero y otra en julio) muestran la diferencia en la operación de la instalación en el mercado diario. Se observan dos puntos importantes:

- No hay mucho excedente, pero cuando lo hay, la batería siempre carga empleando esa potencia hasta el máximo. Si ya está cargada y sigue habiendo excedente (como se ve al final de la semana), esa potencia no se aprovecha y se transforma en vertidos.
- En un día, la batería realiza en muchas ocasiones dos ciclos completos de carga y descarga buscando siempre el precio más bajo para cargar y el precio más alto para descargar, lo cual indica que el algoritmo está funcionando correctamente.

La conclusión final es que el comportamiento de la batería operando en conjunto con el parque eólico funciona correctamente, pero los ingresos que genera durante su vida útil no son suficientes para rentabilizar su coste de inversión, sea cual sea su tamaño.

4.2 Caso 2: Hibridación con renovable

Se ha ido comentando a lo largo de este trabajo que las tecnologías renovables eólica y solar tienen unas curvas de producción que se complementan muy bien. Es por ello que la hibridación entre estas dos tecnologías adquiere un interés enorme por parte del sector.

Las características del parque solar que se han elegido son:

- Potencia nominal: Incrementos de 5MW
- Localización: Cofrentes – Comunidad Valenciana
- Costes de instalación³: 650,000€/MW
- Costes de O&M: 15,000€/MW/año
- Producción solar (MW): Para calcular la producción solar se han obtenido los datos de producción de la Comunidad Valenciana en la web de Red

³ Los costes de instalación y de O&M han sido proporcionados por una empresa del sector de manera aproximada para este trabajo.

Eléctrica Española y se ha prorrateado la cantidad total a la potencia nominal de este parque.

Resultados

Una vez definidos todos los parámetros de entrada se procede a realizar el proceso iterativo descrito en el capítulo anterior para este caso particular. Los resultados se recogen en la Figura 31.

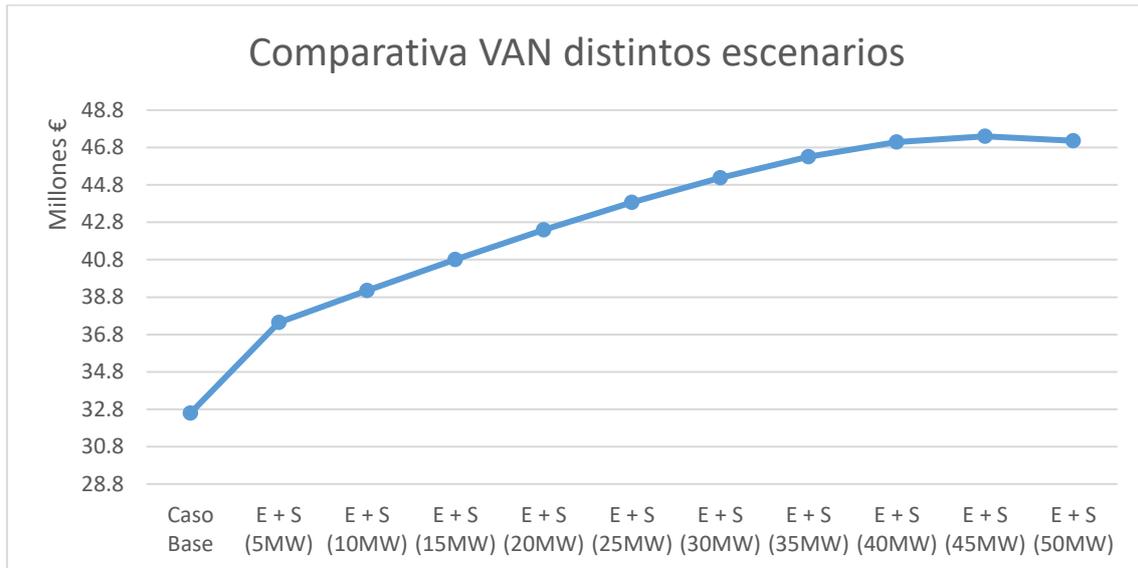


Figura 31: Comparativa VAN distintos escenarios caso 2 (Elaboración propia)

Como cabía esperar, la complementariedad de las curvas de producción de ambas tecnologías es tan buena que el VAN del proyecto va incrementando de manera significativa hasta que llega a un óptimo. Este óptimo se puede observar en la gráfica y se da cuando el parque solar tiene un tamaño de 45MW de potencia nominal.

A partir de 45MW de potencia solar, el incremento en inversión que hay que realizar no se rentabiliza con el incremento de los flujos de caja que genera la instalación conjunta. La razón es que a partir de esos 45MW, el nudo está seguramente saturado y la instalación no puede evacuar la suficiente potencia como para que esos ingresos paguen el coste de inversión.

Con este resultado final, se ha querido analizar la operativa de la instalación en los mismos escenarios del caso anterior, que es dentro de mismo año, el mes de enero y el mes de julio.

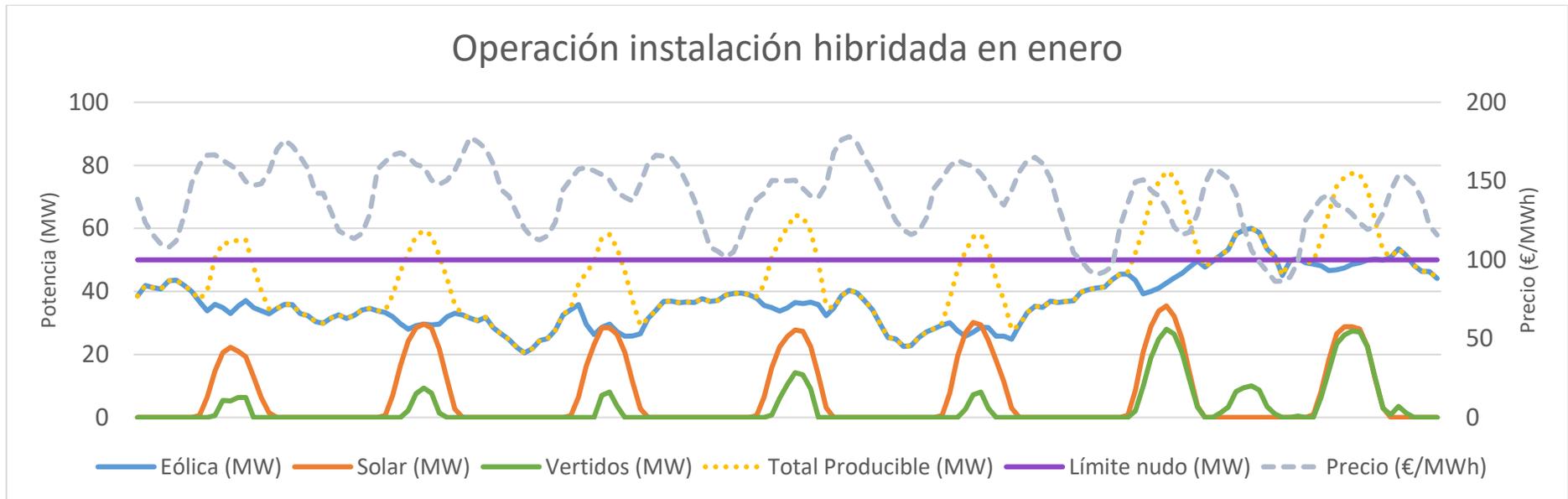


Figura 32: Operación instalación hibridada (renovable + renovable) en enero (Elaboración propia)

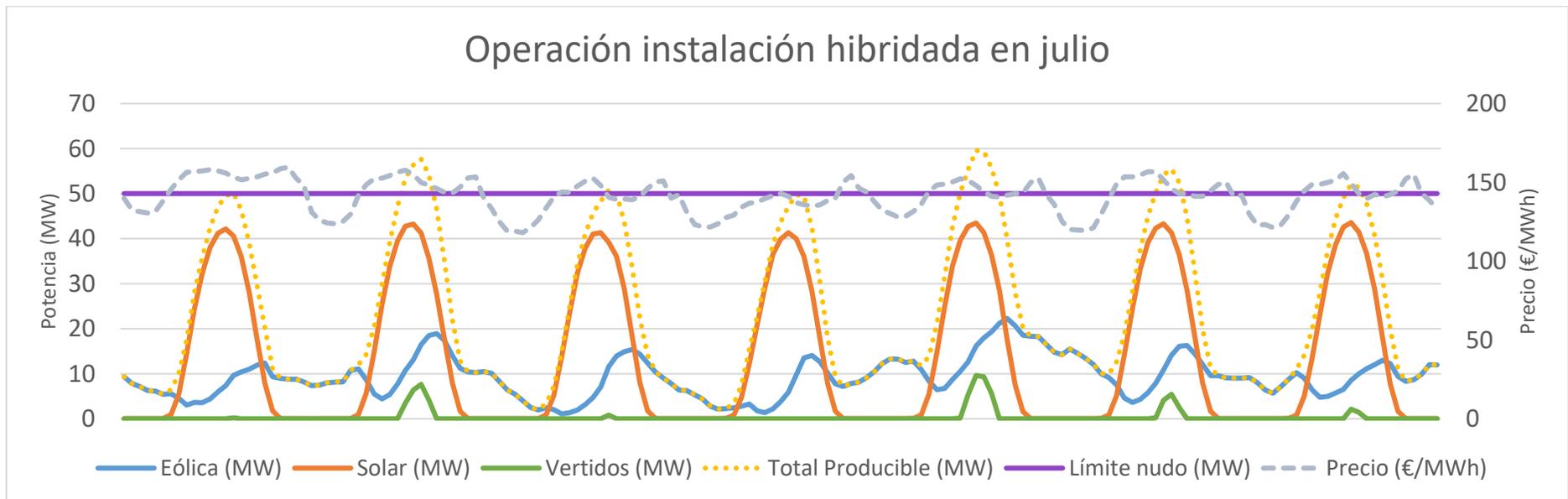


Figura 33: Operación instalación hibridada (renovable + renovable) en julio (Elaboración propia)

Las conclusiones que se pueden extraer de estos gráficos son:

- La complementariedad de las curvas se confirma. En enero la producción solar es la mitad mientras que la producción eólica es bastante alta. En julio, la situación es la contraria ya que la producción solar está en su máximo mientras que la eólica es notablemente baja.
- Con esta hibridación se consigue maximizar de manera sustancial el recurso renovable del emplazamiento, consiguiendo una rentabilidad mucho más alta que si se tuviera únicamente el parque eólico (el VAN pasa de 32.8M€ a 47.4M€, lo cual implica que se generan 13.6M€ de valor añadido).

Es cierto que al tener una potencia nominal renovable de 105MW (60MW de eólica más 45MW de solar), hay muchas horas al año en las que se generan vertidos y esa energía no es aprovechada, por lo tanto, se podría añadir una tecnología de almacenamiento para aprovechar esa potencia si saliese rentable.

4.3 Caso 3: Hibridación con renovable y BESS

Para este caso no se parte del caso base porque ya en el caso 2 se ha alcanzado un óptimo, por lo tanto, ese óptimo se convierte ahora en el caso base. Como se ha mencionado anteriormente, juntando las dos tecnologías de eólica y solar se consigue generar mucho valor al proyecto inicial, no obstante, se observa que hay mayor cantidad de vertidos, lo cual presenta una oportunidad para un sistema de almacenamiento como las baterías.

Las características del parque solar y de las baterías ya se han descrito en los apartados anteriores.

Resultados

Se realiza el proceso iterativo descrito en el capítulo anterior para este caso particular. Los resultados se muestran en la Figura 34.

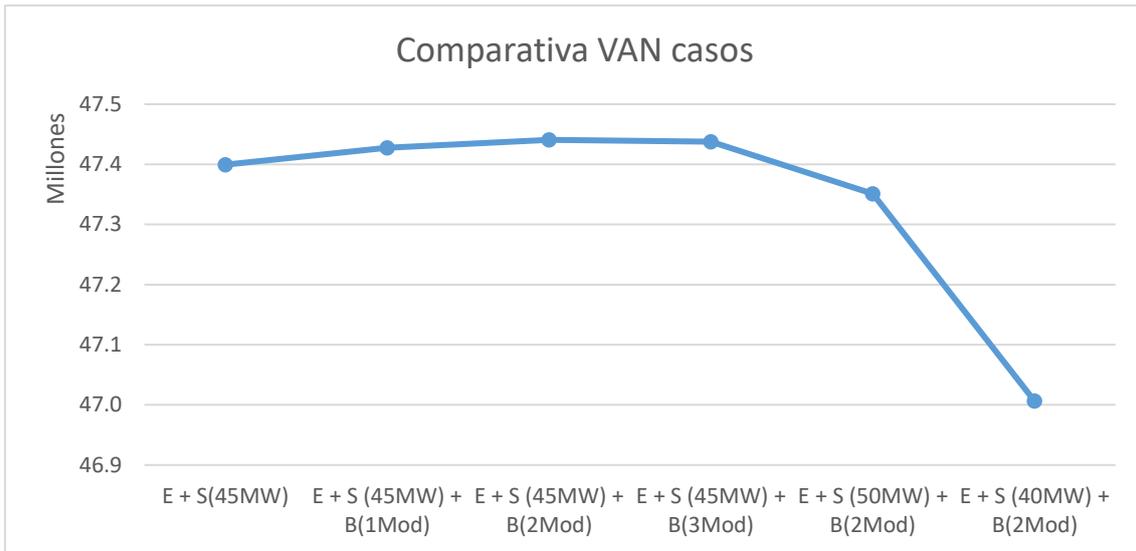


Figura 34: Comparativa VAN distintos escenarios caso 3 (Elaboración propia)

Como se puede observar, el óptimo que se encontró en el caso 2 se puede todavía mejorar cuando se le añaden módulos de baterías llegando a otro óptimo con dos módulos de baterías.

A partir de este punto se presentan dos alternativas para seguir buscando un óptimo mejor, que son añadir y reducir 5MW de producción solar manteniendo constante el número de módulos. Como bien muestra la gráfica, en ninguno de estos dos escenarios el VAN ha mejorado, por lo tanto, se puede concluir que el óptimo absoluto se encuentra en una instalación híbrida con las siguientes características:

- Parque eólico: 60MW
- Parque solar: 45MW
- Número de módulos de baterías: 2
- VAN: 47.44M€

Con este resultado final, se ha querido analizar la operativa de la instalación en los mismos escenarios del caso anterior, que es dentro de mismo año, el mes de enero y el mes de julio para el óptimo absoluto.

Operación instalación hibridada en enero

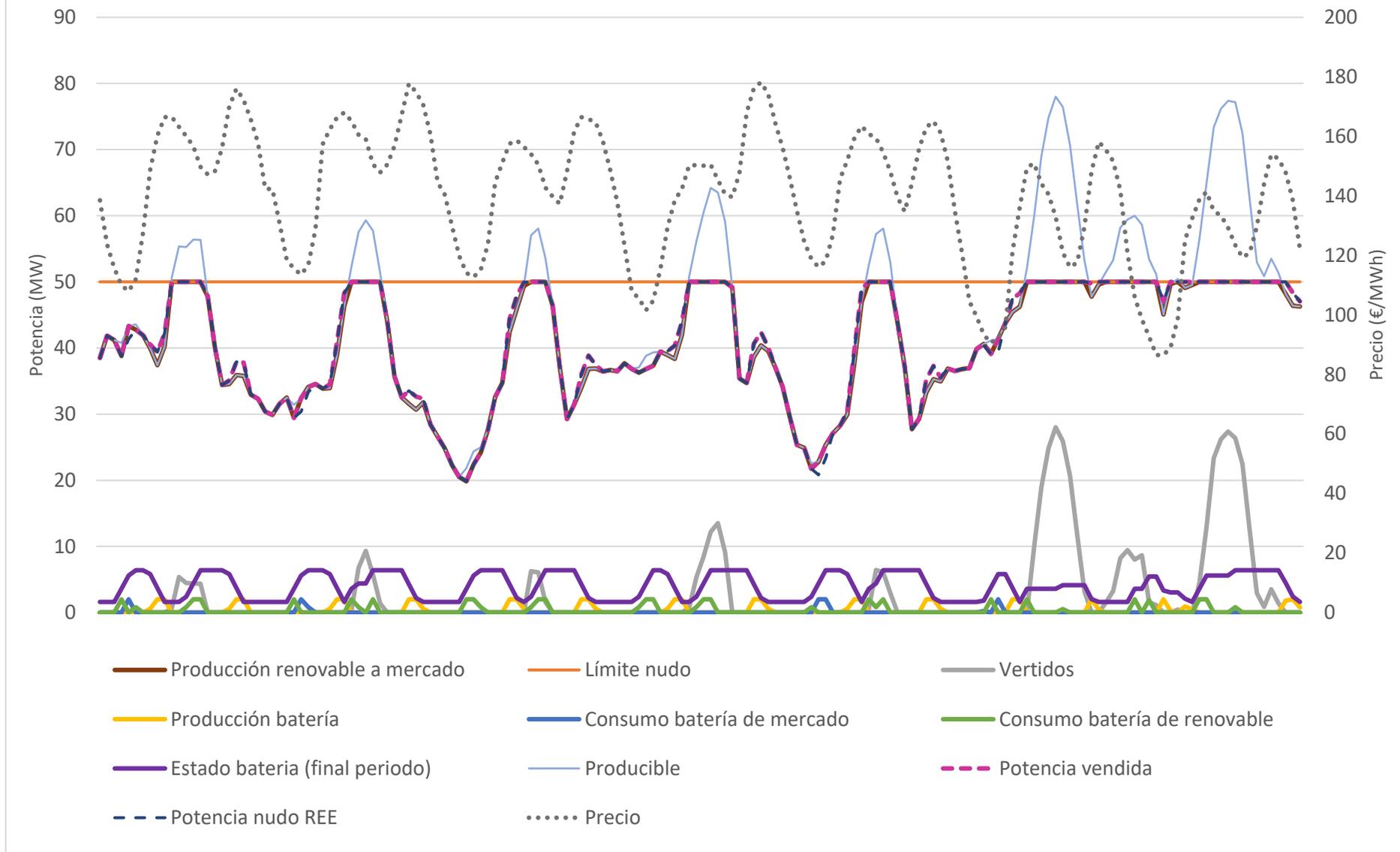


Figura 35: Operación instalación hibridada (renovable + renovable + BESS) en enero (Elaboración propia)

Operación instalación hibridada en julio

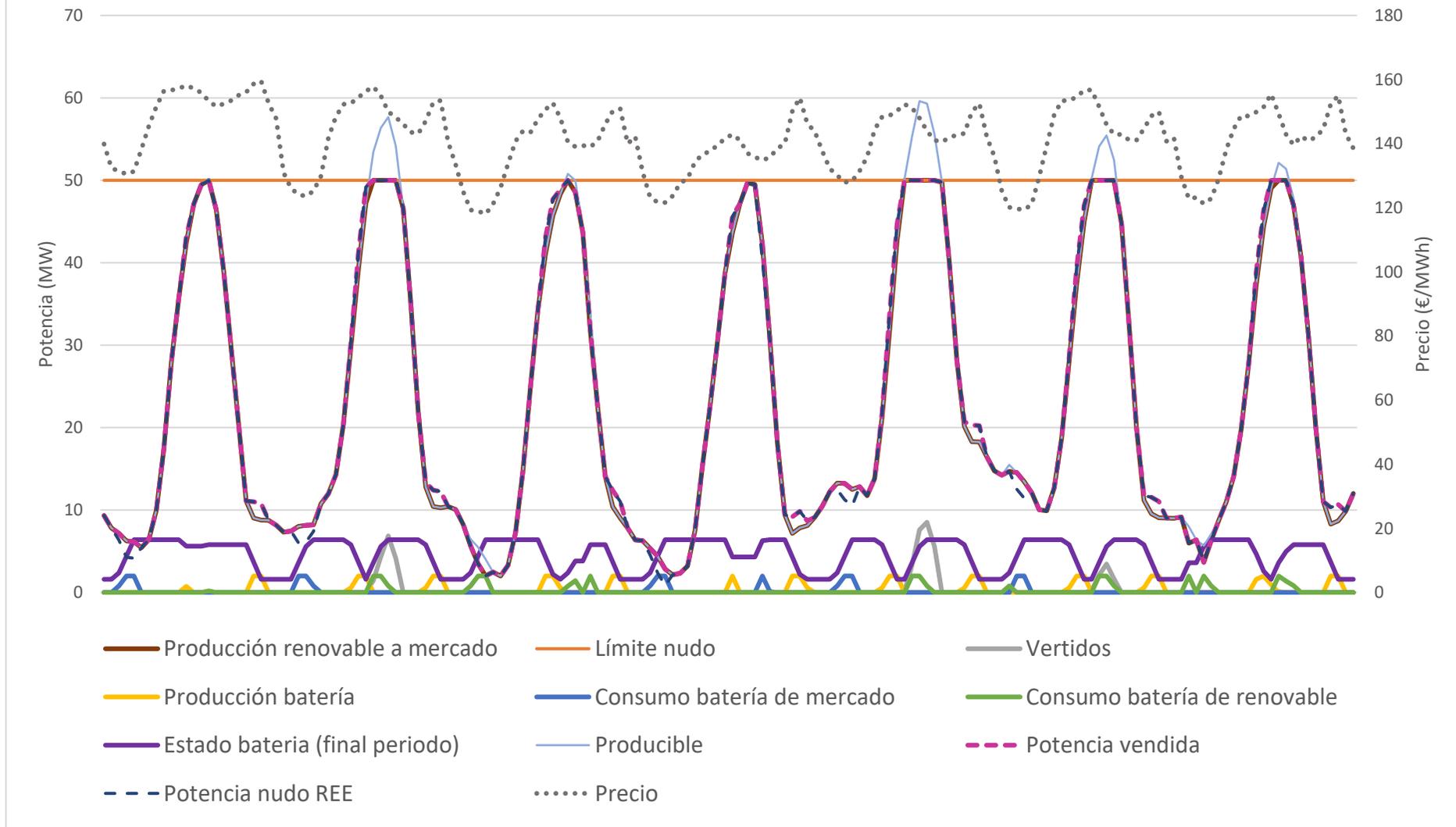


Figura 36: Operación instalación hibridada (renovable + renovable + BESS) en julio (Elaboración propia)

Las conclusiones que se pueden extraer de estos gráficos son:

- En un escenario como enero en el que esa semana había mucho más producible que evacuable, la batería aprovecha los vertidos para cargarse y produce en horas donde el precio es alto habiendo tenido un coste nulo de carga.
- En un escenario como julio en el que la producción de eólica disminuye considerablemente, el algoritmo funciona correctamente para seguir optimizando la operativa de la instalación conjunta.

Capítulo 5: CONCLUSIONES

Tras haber analizado los tres casos posibles de hibridación para aumentar la rentabilidad de un proyecto existente, en este caso un parque eólico, se llegan a las siguientes conclusiones generales:

- Cuando se habla de un sistema de almacenamiento en baterías, los ingresos que se pueden obtener por mercado de ajuste no son en absoluto despreciables. El planteamiento propuesto (muy conservador considerando los resultados de recientes estudios sectoriales), ha dado como resultado que el coeficiente entre los ingresos del mercado de ajuste y el mercado diario se corresponde con un 75%.
- Como se ha visto en el caso 1, cuando la potencia nominal del parque es ligeramente superior al límite de evacuación, las baterías a día de hoy no son rentables. En otras palabras, su coste de inversión es más alto que el beneficio que es capaz de generar a lo largo de su vida útil.
- Las tecnologías renovables eólica y solar tienen unas curvas de generación que son muy compatibles entre ellas. Esto supone una gran ventaja porque se optimiza sustancialmente el recurso renovable del emplazamiento, llegando a casi un 50% más de VAN en este proyecto.
- La combinación de estas dos últimas tecnologías es también compatible con un sistema de almacenamiento de baterías. Es más, con las baterías se consigue aprovechar mejor los vertidos que se producen y, en este caso, sí se llega a rentabilizar la batería para un determinado escenario.
- En este contexto surge la duda si es necesario incentivar de alguna manera los sistemas de almacenamiento en baterías (BESS). Se ha incluido en el borrador de mercados de capacidad para cumplir los objetivos de PNIEC, pero todavía no se ha concluido nada.

Capítulo 6: DESARROLLOS FUTUROS

En este trabajo se han realizado una serie de simplificaciones con el objetivo de centrarse en analizar la rentabilidad que supone el realizar una hibridación a un proyecto renovable. No obstante, estas simplificaciones se podrían desarrollar y añadir al trabajo para conseguir unos resultados más precisos. Las simplificaciones son:

- Se ha asumido que el parque eólico ya estaba dimensionado. Una alternativa es plantear el problema desde cero en el sentido de analizar la combinación óptima para un emplazamiento dado de varias tecnologías.
- No tener en cuenta la degradación de la batería en función de la profundidad de descarga, pudiendo impactar en la vida útil de la batería haciendo que se acortase.
- Estimar cómo va a evolucionar el mix energético y, por lo tanto, conocer más detalladamente el producible eólico y solar
- Para la modelización del precio del pool a futuro se ha empleado una modulación que no tiene en cuenta la evolución del mix energético, por ello, se podría desarrollar modelos de predicción de precio que fuesen más acertados.
- El algoritmo optimiza una instalación, que puede estar formada por una o varias tecnologías. Un desarrollo a futuro es plantear el algoritmo para optimizar una zona y no solo una instalación.
- En línea con lo que se comentaba en la conclusión, la rentabilidad de las baterías a día de hoy no se ha conseguido (en general). Por ese motivo otra derivada de este trabajo es plantear dos alternativas:
 - Cuánto tienen que ser los pagos por capacidad.
 - Cuál es la reducción de CAPEX que tienen que experimentar las baterías para llegar a la rentabilidad positiva.

Capítulo 7: BIBLIOGRAFÍA

- Aleasoft. (2022). *Perspectivas de los mercados de energía en Europa. Visión de futuro: almacenamiento*. Madrid: ASEALEN.
- APPA Renovables. (2021). *Hibridación en la generación renovable*.
- Baterías de Grafeno. (2021). *Cómo funcionan las baterías? Baterías de Grafeno*.
- CNMC. (22 de 01 de 2021). *Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado*. Obtenido de <https://www.boe.es/eli/es/cir/2021/01/20/1>
- Comisión Europea. (28 de 06 de 2014). *Diario Oficial de la Unión Europea*. Obtenido de [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:52014XC0628\(01\)&from=EN](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:52014XC0628(01)&from=EN)
- Driscoll, W. (19 de 04 de 2022). *Proyecciones sobre el almacenamiento de NREL para 2050. PV Magazine*.
- Eutecnet. (21 de 09 de 2021). *Eutecnet Solutions*. Obtenido de <https://www.eutecnet.com/es/hydrogen-solutions/>.
- Frith, J. (2011). *Battery Price Declines Slow Down in Latest Pricing Survey. Bloomberg*.
- Jefatura del Estado. (25 de 06 de 2020). *Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado*. Obtenido de <https://www.boe.es/eli/es/rdl/2020/06/23/23/con>
- Lempriere, M. (2022). *Capacity market contracts awarded to more than 2GW of battery storage in UK and Italy. Energy Storage News*.
- Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (2021). *Estrategia de almacenamiento energético*. Madrid: MITERD.
- MITECO. (02 de 05 de 2022). *Proyecto de Orden OM Capacidad*. Obtenido de <https://energia.gob.es/es-es/Participacion/Paginas/DetalleParticipacionPublica.aspx?k=409>
- MITERD. (30 de 12 de 2020). *Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado*. Obtenido de <https://www.boe.es/eli/es/rd/2020/12/29/1183/con>

MITERD. (3 de 11 de 2021). *Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado*. Obtenido de <https://www.boe.es/eli/es/o/2021/11/02/ted1182>

Molina, P. S. (27 de 04 de 2022). Las renovables generarán el 50% de la electricidad mundial en 2030, según McKinsey. *PV Magazine*.

Red Eléctrica de España. (2022). *Guía descriptiva del Procedimiento de Acceso y Conexión a la Red*. Madrid: REE.

REE. (12 de 06 de 2022). *Sistema de Información del Operador del Sistema*. Obtenido de <https://www.esios.ree.es/>

Rey, R. G. (03 de 02 de 2022). Planean en A Mariña la mayor central hidroeléctrica de bombeo de Galicia. *La Voz de Galicia*.

Wikipedia. (08 de 07 de 2011). *Wikipedia*. Obtenido de https://es.wikipedia.org/wiki/Volante_de_inercia

Anexo A: Objetivos de Desarrollo Sostenible

Los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) marcan el camino para conseguir llegar a un futuro mejor y más sostenible para todas las personas. Estos objetivos abordan los retos que a los que nos enfrentamos, dentro de los cuales se encuentran la pobreza, disparidad, cambio climático, degradación medioambiental, paz mundial y justicia. Mi proyecto está alineado con varios de estos ODS y su conexión se detalla a continuación:

Objetivo 1: Fin de la pobreza

Una producción energética mucho más optimizada que aprovecha al máximo el recurso renovable existente, insta a todos los países del mundo a invertir en la construcción de instalaciones renovables. Esto supone la creación de empleo local que se traduce en una mejora de las condiciones económicas de un país y una palanca para reducir la pobreza del mismo.

Objetivo 7: Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna

Uno de los mayores retos a los que se enfrenta la humanidad en estos próximos años consiste en revolucionar el sistema energético actual. Se espera que cada año la penetración de energías renovables sea mayor, contribuyendo de manera directa a un cambio en el mix energético. No obstante, hay energías renovables como la solar o la eólica que son puramente dependientes de las condiciones meteorológicas que ocurran en el momento, es decir, son energía no gestionables ni controlables por el ser humano.

Esto dificulta un suministro eléctrico estable, por ello, son necesarias otras tecnologías o herramientas que complementen a las ya existentes y una hibridación tiene como uno de sus mayores objetivos, proveer un suministro mucho más estable y controlable de energías limpias.

Objetivo 12: Producción y consumo responsable

En este objetivo se busca lograr la gestión sostenible y hacer uso de los recursos naturales de manera eficiente. Una instalación híbrida busca desde el primer momento maximizar el recurso renovable del emplazamiento en el que se encuentra.

Objetivo 13: Acción por el clima

Debido a la urgencia de implementar medidas para combatir el cambio climático, la hibridación se presenta como una alternativa a corto plazo enfocada a facilitar la inclusión masiva de renovable al sistema eléctrico sin poner en riesgo las condiciones de seguridad y calidad del suministro.