



Proyecto Final de Ingeniería Industrial

HERRAMIENTA PARA LA SIMULACIÓN DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA EN PARQUES EÓLICOS. ANÁLISIS TÉCNICO Y ECONÓMICO

Eugenio García-Calderón Huerta 59637

Autor

Juan Marcelo Lezama

Tutor

22 DE NOVIEMBRE DE 2017
PROYECTO DE INTERCAMBIO: ITBA, UPM
Buenos Aires, Argentina

Resumen Ejecutivo

El último informe de **IRENA** (“International Renewable Energy Agency”) estima que para el año 2030 el precio del almacenamiento de energía a gran escala disminuirá hasta un 66% respecto a 2017. Por otro lado, en un reciente estudio para el G20 de la **Agencia Internacional de Energía** (IEA), afirma que para el 2050 más del 80% de la generación de energía eléctrica puede ser de origen renovable, siendo el 52% proveniente de la energía solar fotovoltaica y energía eólica.

Un alto porcentaje de penetración de las Energías Renovables en el sistema eléctrico lleva consigo una gran intermitencia y aleatoriedad en la generación de energía. Por ello se estima que, para 2030, el número de sistemas de almacenamiento de energía eléctrica a gran escala crecerá más de un 600% con respecto a 2017, esto es debido a la necesidad de tener un sistema de respaldo alternativo a las plantas convencionales que permita alcanzar sistemas 100% renovables que sean capaz de cubrir en todo momento la demanda energética.

Esta transición energética trae consigo nuevas oportunidades que tienen que ser puestas en valor por las empresas del sector energético. Por ello, se ha creado a lo largo de estudio varias herramientas que permiten evaluar las ventajas y costes de la implementación de sistemas de almacenamiento de energía eólico con dos propósitos distintos: el autoconsumo eléctrico en parques eólicos, y, por otro lado, el desplazamiento temporal en la entrega de energía vertida a la red para aumentar el precio capturado por el parque eólico según los costes horarios del mercado eléctrico español:

El **Autoconsumo eléctrico** en parques eólicos surge de la necesidad de reducir costes en términos de facturas eléctricas. En situaciones de bajo recurso eólico, cualquier aerogenerador consume una cierta cantidad energía eléctrica para su correcto funcionamiento, el autoconsumo entre aerogeneradores dentro de un mismo parque se produce de manera natural cuando la correlación eólica entre ellos es baja. Sin embargo, en pequeños parques eólicos, el índice de correlación entre turbinas es tan alto que, cuando el recurso eólico es escaso, los aerogeneradores no son capaces de autoabastecerse unos a otros, esto dispara el consumo de energía eléctrica procedente de la red eléctrica. Este es un problema real que presenta la empresa de gestión de Parques Eólicos **Exus Management Partners**, en este estudio se analiza la implementación de un conjunto de baterías ofrecidas por los fabricantes **TESLA y BYD** con el fin de almacenar energía procedente de los aerogeneradores para ser más tarde autoconsumida en situaciones de bajo viento. Para ello se ha desarrollado una herramienta de análisis de datos históricos de generación y consumo eléctrico para parques eólicos, con el fin de dimensionar la capacidad y potencia necesarios del sistema de almacenamiento de energía, así como evaluar económicamente la implementación de las baterías.

Esta herramienta se utilizó para el análisis de la puesta en marcha de un sistema de almacenamiento de energía en dos parques eólicos bajo la gestión de Exus. Las baterías electroquímicas fueron dimensionadas para estas dos plantas generadoras, **Sesnández y Magaz**, llegándose a alcanzar ahorros del 70% de la energía consumida a lo largo del año. Cruzando estos resultados de ahorro, con el coste de la energía y el precio de los sistemas de almacenamiento proporcionados por **TESLA** se obtuvieron Tasas de Retorno de la Inversión razonables dado el riesgo de la inversión (TIR: 9%).

Finalmente, se ha desarrollado otra herramienta que permite la evaluación del **desplazamiento temporal de la entrega de energía a la red** dentro de un parque eólico con el objetivo de incrementar los ingresos obtenidos por la venta de energía en el mercado eléctrico español. Se ha realizado la simulación de un periodo de 19 meses para 4 parques eólicos de la carga y descarga de las baterías mediante un algoritmo que evalúa cargar o descargar las baterías según las desviaciones horarias del precio de la energía con respecto a la media diaria precio del mercado eléctrico. Gracias al sistema

de almacenamiento, este desplazamiento en la energía vertida se traduce en un **incremento en el precio capturado por el parque eólico**, ya que es capaz de entregar energía a la red cuando el precio horario del mercado está por encima de la media diaria. También se tuvo en cuenta en este algoritmo el autoconsumo de energía eléctrica para incrementar los ingresos del conjunto Parque Eólico-Baterías. Estos 4 parques (**Magaz, Sesnández, Perul y Marmellar**) fueron simulados en la herramienta diseñada con datos reales históricos de generación y consumo de energía cada 15 minutos. Como complemento a estas simulaciones, siendo conocedores de la disminución drástica de los sistemas de almacenamiento en los próximos años, se realizaron planteamientos económicos de una posible implementación de este tipo de baterías en un escenario a futuro, donde los costes de implementación fuesen menores, y los precios de mercados más favorables para este tipo de sistemas combinados. Los resultados financieros a futuro son esperanzadores, e indican que a partir de 5-10 años el uso de sistemas de almacenamiento de energía a gran escala con estos propósitos serán económicamente rentables sin ningún tipo de ayuda pública.

Agradecimientos

En primer lugar, quisiera agradecer a la plantilla de “**Exus Management Partners**” en general, y a **Laurent Jouvin** y **Carlos Tello** en particular, por haber confiado en mi capacidad al ofrecerme la oportunidad de plantear mi Trabajo Final de Máster sobre el almacenamiento de Energía para algunos de sus Parques Eólicos como solución a un problema real de almacenamiento. El hecho de trabajar con datos históricos de generación y consumo de energía para diversos parques eólicos añade un valor excepcional a este estudio. Una gran parte de los conocimientos plasmados a lo largo de este estudio los he extraído de mi experiencia laboral en Exus, donde mis preguntas siempre fueron bien recibidas y el apoyo otorgado fue clave para la realización de este proyecto.

A **Carlos Veganzones**, catedrático de la ETSII, tutor de este proyecto en España y amigo, al cual le agradezco el apoyo mostrado desde el primer momento que le planteé el proyecto. Y sobre todo, por saber trasladarme sus conocimientos y experiencias dentro del mundo de la energía eólica a través de sus clases magistrales y excursiones a plantas de energías renovables, las cuales siempre recordaré.

A **Juan Marcelo Lezama**, tutor de este proyecto en el ITBA, desde el momento que llegué a Buenos Aires Marcelo ha sido de gran ayuda para el correcto desempeño de este proyecto en Argentina, a él le debo el apoyo incondicional y la libertad otorgada para desarrollar mis ideas, así como los conocimientos sobre la situación de las energías renovables en Argentina, y nuevas formas de entender y planificar desde cero un país que aspira a alcanzar una cuota de renovables del 25 % en menos de 5 años.

A mis **amigos y familia**, los cuales son el pilar fundamental sobre el que se sostiene cualquier objetivo que me proponga. En especial agradecer a **Guillermo Iglesias Paradanta**, con el cual he compartido 5 años de estudios y juntos cerramos de nuevo otra etapa finalizando juntos el Máster de Energías Renovables en Buenos Aires.

A mi **padre y madre**, los mayores referentes que tengo, he tenido y tendré en esta vida.

ÍNDICE

Resumen Ejecutivo	2
Agradecimientos	4
Ilustraciones	9
Ecuaciones.....	12
Tablas	13
Capítulo 0. Introducción al almacenamiento de energía, división del estudio y objetivos.	16
0.1 ¿Por qué un estudio de almacenamiento de energía con las energías renovables?	16
0.2 División del estudio y objetivos.....	17
Capítulo 1	17
Capítulo 2	17
Capítulo 3	17
Capítulo 4	17
Capítulo 5	18
Capítulo 6	18
Capítulo 1: Expectativas de crecimiento del almacenamiento de energía eléctrica. Diferentes tecnologías y usos de las baterías.....	1
1.1 Previsiones de crecimiento del almacenamiento de energía eléctrica a gran escala	1
1.2 Qué esperar de las diferentes tecnologías de almacenamiento de energía eléctrica	2
1.3 Diferentes usos y utilidades del almacenamiento de energía eléctrica	4
Capítulo 2. Costes, especificaciones y distribuidores de las baterías electroquímicas. Casos reales de almacenamiento de energía.....	6
2.1 TESLA	6
2.2 BYD.....	9
Capítulo 3. Herramienta para el análisis de autoconsumo eléctrico de parque eólicos mediante baterías electroquímicas.	12
3.1 Introducción al consumo eléctrico de parque eólicos.....	12
3.2 Herramienta de simulación de carga y descarga del sistema de almacenamiento.	14
3.3 Simulación de Carga y Descarga del sistema de almacenamiento	16
3.4 Análisis económico/financiero del sistema de almacenamiento para autoconsumo. ..	18
3.4.1 Introducción a las facturas eléctricas para un parque eólico.....	18
3.4.2 Facturas eléctricas dentro de la herramienta de análisis. Ahorro Económico Anual.....	20
3.5 Flujo de caja y viabilidad de la inversión.....	22

Capítulo 4. Desplazamiento en el tiempo de la entrega de la energía + Autoconsumo	26
4.1 Introducción al desplazamiento en el tiempo de la entrega de energía a la red. (“Energy Shift”)	26
4.2 ¿Por qué desplazar en el tiempo la energía entregada a la red? Concepto de Precio Capturado.....	27
4.3 Relación entre Demanda Energética y Mix Eléctrico con el Precio de Mercado	28
4.4 Análisis del precio de la energía en el Mercado Energético Español.....	31
4.4.1 Introducción a los desvíos horarios en el mercado eléctrico diario.....	31
4.4.2 Correlación entre parques eólicos y precio capturado a nivel diario.....	35
4.4.3 Variaciones mensuales y anuales del precio de la energía en el Mercado Eléctrico Español...	36
4.4.4 Desviación de los precios horarios con respecto a la media diaria para cada mes del año.....	39
4.5 Modelo de simulación de flujo de energía dentro del sistema de almacenamiento. Herramienta de Análisis de desplazamiento de la energía en el tiempo.	40
4.5.1 Introducción a la Herramienta de Análisis	40
4.5.2 Parámetros y algoritmos para el correcto funcionamiento de la herramienta.	41
4.6 Dimensionamiento de la Capacidad del sistema. Análisis de indicadores fundamentales. Parque Eólico modelo: MAGAZ.	43
4.6.1 Primeras simulaciones y funcionamiento de la herramienta.....	43
4.6.2 Dimensionamiento de la capacidad del sistema. Iteración hasta alcanzar el máximo beneficio.	47
4.6.3 Análisis de indicadores fundamentales.....	55
4.7 Mejoras en el algoritmo de carga y descarga para aumentar los ingresos al emplear el sistema de almacenamiento.....	58
4.7.1 Autoconsumo como alternativa para los meses de moderadas desviaciones en el precio horario.....	59
4.8 Análisis económico del sistema de almacenamiento de energía.	63
4.8.1 Resumen de ingresos y costes del sistema.	63
4.8.2 Análisis económico de la inversión para la implementación del sistema de almacenamiento.....	64
Capítulo 5. Estudio de casos particulares. Comparativa de 4 parques eólicos	66
5.1 Introducción al estudio de casos particulares	66
5.2 Estudio y análisis parques tamaño mediano para el autoconsumo. Magaz y Sesnández.	66
5.2.1 Magaz, características técnicas del parque eólico, de sus aerogeneradores y de la localización.	67
5.2.2 Sesnández, características técnicas del parque eólico, de sus aerogeneradores y de la localización.....	70
5.2.3 Resultados y conclusiones tras el análisis de Autoconsumo. Comparativa entre Magaz y Sesnández.	73
5.3 Resultados y conclusiones tras el análisis del desplazamiento de la generación de energía en el tiempo mediante el uso de baterías. Magaz, Sesnández, Perul y Marmellar.....	80

5.3.1 Emplazamiento y distribución de los parques eólicos Perul y Marmellar. Datos generales del conjunto de aerogeneradores.....	81
5.3.2 Resultados y conclusiones de la simulación y análisis del desplazamiento de la generación en el tiempo mediante el uso de baterías. Magaz, Sesnández, Perul y Marmellar.	85

Capítulo 6. Conclusiones de las herramientas desarrolladas. Limitaciones. Análisis del futuro del almacenamiento de energía a gran escala..... 96

ANEXO I. POYRY, precios mercado eléctrico a futuro 97

ANEXO II. Índice de Correlación entre turbinas. 98

ANEXO III. Flujo de caja completo. Parque eólico Magaz. Autoconsumo. 99

ANEXO IV Flujo de caja completo. Parque eólico SESNANDEZ. Autoconsumo. 100

ANEXO V Aspecto general de las herramientas..... 101

Anexo VI Penalizaciones de REE: un posible ahorro gracias a las baterías. 106

Bibliografía 107

Artículos 107

Entidades colaboradoras 108

Ilustraciones

Ilustración 1 Capacidad instalada de almacenamiento de baterías electroquímicas 1996-2016. Fuente: US. DOE. 2017	2
Ilustración 2 Nueva capacidad de almacenamiento anunciada, contratada y bajo construcción por tecnologías. Fuente: informe IRENA 2017.	2
Ilustración 3 Usos de los diferentes sistemas de almacenamiento según su tecnología	3
Ilustración 4 Usos y utilidades del almacenamiento de energía. Fuente: informe IRENA 2017.....	4
Ilustración 5 Secuencia de activación de reservar en caso de desviación de frecuencia	5
Ilustración 6 Producción de energía tras la implementación del proyecto de sistema de almacenamiento para un parque eólico en Australia. Fuente: Tesla Energy	6
Ilustración 7 Imagen de los armarios de potencia. (Proporcionado por Tesla Europa)	7
Ilustración 8 Gráfica mostrando la tendencia de precios según capacidad del sistema.	8
Ilustración 9 Proyectos de almacenamiento de energía implementados por BYD. (Fuente: comercial de BYD en Europa)	9
Ilustración 10 Parque eólico en Illinois junto al sistema de almacenamiento de energía (Fuente: Comercial BYD en Europa)	10
Ilustración 11 Esquema del contenedor de BYD que alberga todos los componentes del sistema de almacenamiento de energía.	10
Ilustración 12 Esquema de conexiones de las celdas dentro de un contenedor de 350 kWh fabricado por BYD. (Fuente: Comercial BYD en Europa).....	10
Ilustración 13 Comportamiento de la gráfica de producción con respecto al consumo en el Parque Eólico de Magaz, España.....	13
Ilustración 14 “Storage Analysis Tool” Ejemplo de tabla de simulación de carga y descarga de las baterías en función de la energía consumida/ suministrada. Parque Eólico Magaz, herramienta análisis autoconsumo eléctrico.....	16
Ilustración 15 Ejemplo de flujo de energía y estado de carga en la simulación. Parque Eólico Magaz. Herramienta de análisis de autoconsumo.	17
Ilustración 16 Potencia Contratada por un parque eólico situado en Burgos, España. Fuente: Exus Management Partners	18
Ilustración 18 Desglose de factura eléctrica para un parque de Burgos, España. Correspondiente al mes de octubre.	19
Ilustración 19 Lecturas de contador Consumo/Potencia. Parque eólico en Burgos, España. En el mes de octubre.....	20
Ilustración 20. Ejemplo de gráfica comparativa de los costes de energía en términos de potencia, energía consumida, y excesos de potencia a lo largo de 12 meses.....	21

Ilustración 21 ejemplo de los datos iniciales necesarios para realizar el flujo de caja. Parque Eólico Magaz Escenario A.....	22
Ilustración 22 ejemplo del incremento de los ahorros anuales debido a la subida del precio de mercado.....	24
Ilustración 23 Flujo de caja expresado de forma gráfica.....	25
Ilustración 24. Almacenamiento/vertido de la energía en el tiempo. Fuente: stoRE 2014 report.....	26
Ilustración 25. Curva demanda eléctrica prevista (Verde); Real (Amarillo); Potencia de generación programada (Rojo) día 08/01/2016. Fuente: REE.....	28
Ilustración 26. Producción de energía eléctrica en España por tecnología, en comparación con potencia instalada en el día 09/11/2017. Fuente: "Electricity Map".....	29
Ilustración 27 Mix eléctrico del sistema eléctrico español el día 08/01/2016. Fuente: REE.....	30
Ilustración 28 Gráfico Radial donde se muestra la desviación del precio horario respecto al mismo precio X horas antes en función de 6 intervalos distintos de diferencia entre horas.....	32
Ilustración 29 Ejemplo 2, variación precio horario mercado energético español, el 10/01/2016.....	34
Ilustración 30 Ejemplo 3, variación precio horario mercado energético español, el 11/01/2016.....	34
Ilustración 31 Ejemplo 4, variación precio horario mercado energético español, el 12/01/2016.....	35
Ilustración 32. Mapa de intensidad de viento para el día 22/10/2017 en la península ibérica. Fuente WINDTV.....	36
Ilustración 33 Evolución del precio horario de la energía en el sistema eléctrico español.....	37
Ilustración 34 Evolución del precio medio del mercado diario. Fuente: OMIE.....	38
Ilustración 35 Desviaciones horarias medias según el mes del año, en adición con el precio medio mensual del mercado.....	39
Ilustración 36. Esquema cronológico de la secuencia para almacenar/verter energía a la red.....	40
Ilustración 37. Flujo de la toma de decisiones del algoritmo que controla la energía vertida/almacenada por el sistema de almacenamiento.....	42
Ilustración 38 Tabla de datos iniciales a rellenar por el usuario*.....	44
Ilustración 39. Ejemplo de comportamiento de las desviaciones de precio para el día 03/04/2016.....	45
Ilustración 40 Flujo de energía con el sistema de almacenamiento de energía.....	45
Ilustración 41 Simulación del flujo de energía en el parque eólico Magaz el día 10/04/2016 tras implementar el sistema de baterías.....	46
Ilustración 42 Comportamiento de las baterías según la desviación horaria del precio de mercado.....	47
Ilustración 43. Cuadro de diálogo que aparece al presionar el botón para realizar la iteración.....	54
Ilustración 44 Ejemplo de informe de sensibilidad creado tras resolver el problema de dimensionamiento de capacidad planteado.....	54
Ilustración 45 Resultado del dimensionamiento de la capacidad óptima de almacenamiento.....	55

Ilustración 46 Relación entre precio medio del mercado mensual con los ingresos al emplear el sistema de almacenamiento.....	55
Ilustración 47 Relación entre los ingresos mensuales con las desviaciones medias horarias para cada mes.....	56
Ilustración 48 Comparación entre ingresos y precio medio del mercado en los meses con una misma desviación.....	56
Ilustración 49 Comparación gráfica entre ingresos y precio medio del mercado para los meses con misma desviación horaria en los precios de mercado.....	57
Ilustración 50 Correlación entre energía consumida sin baterías y energía generada	61
Ilustración 51 Correlación entre energía consumida con y sin baterías, y energía generada.	61
Ilustración 52 Comparación entre los ingresos por desplazamientos de energía y el porcentaje de energía ahorrada por autoconsumo	62
Ilustración 53 gráfico comparativo del flujo de caja según fecha de implementación del proyecto .65	
Ilustración 54 Ubicación del parque eólico Magaz dentro de España	67
Ilustración 55 Tabla de Características del Parque Eólico Magaz. Características Eólicos del emplazamiento. Fuente: Proyecto Construcción Parque Eólico Magaz	67
Ilustración 56 Esquema unifilar parque Eólico Magaz, Palencia, España.	68
Ilustración 57 Curva de Potencia V90-2 MW. Fuente: VESTAS.....	69
Ilustración 58 ubicación del parque eólico Sesnández dentro de España.....	70
Ilustración 59 Esquema evacuación parque eólico Sesnández a través de la Set de Peña Nebina	71
Ilustración 60 Esquema distribución parque eólico Sesnández.....	71
Ilustración 61 Gráfico Radial para comparar los 3 escenarios en función del ahorro de energía ponderado sobre la capacidad instalada. Magaz y Sesnández.....	74
Ilustración 62 Facturas eléctricas de un año tipo para estimar el gasto anual del parque eólico Magaz y Sesnández en términos de consumo de energía eléctrica.	75
Ilustración 63. Ejemplo de gráfica comparativa de los costes de energía en términos de potencia, energía consumida, y excesos de potencia a lo largo de 12 meses para el parque Eólico Magaz y Sesnández.	76
Ilustración 64 Datos iniciales necesarios para realizar el flujo de caja y resultados de la TIR (IRR) y el tiempo de retorno de la inversión (Payback Period). Para los parques eólicos Magaz y Sesnández respectivamente	77
Ilustración 65 Flujo de caja a 25 años del parque eólico Sesnández	79
Ilustración 66 ubicación del parque eólico Marmellar dentro de España	81
Ilustración 67 Esquema unifilar parque eólico Marmellar. Fuente: Proyecto Construcción Parque Eólico, Cobra	82
Ilustración 68 Esquema distribución parque eólico Marmellar.....	82

Ilustración 69 ubicación del parque eólico Perul dentro de España.....	83
Ilustración 70 Esquema unifilar parque eólico Perul. Fuente: Proyecto Construcción Parque Eólico, Eyra	83
Ilustración 71 Esquema distribución parque eólico Perul	84
Ilustración 73 Curva de Potencia teórica y real Perul	84
Ilustración 72 Curva de Potencia teórica y real Marmellar	84
Ilustración 74 Comparación entre energía consumida y potencia instalada en el siguiente orden: Sesnández, Magaz, Perul y Marmellar	91
Ilustración 75 Relación entre energía generada e ingresos obtenidos por el desplazamiento de la generación de energía en el tiempo según el mercado diario	91
Ilustración 76 Gráfico-Tabla que muestra la relación esta capacidad instalada e ingresos unitarios	92
Ilustración 77 Flujo de Caja Perul según año de implementación	95

Ecuaciones

Ecuación 1. Cálculo de la capacidad de almacenamiento recomendada	15
Ecuación 2 Ingresos procedentes del Mercado Energético	27
Ecuación 4 Cálculo del precio Capturado.....	28
Ecuación 5. Premisa sobre potencia máxima de evacuación de la línea eléctrica	41
Ecuación 6 Premisa sobre el estado de carga de las baterías.....	41
Ecuación 7 Premisa para verte energía a la red.....	42
Ecuación 8 Premisa para almacenar energía en las baterías.....	42
Ecuación 9 restricción para maximizar beneficio y dimensionar la capacidad del sistema.....	47
Ecuación 10 Cálculo de la potencia necesaria en las baterías.	47
Ecuación 11. variación de la capacidad con el objetivo de maximizar los beneficios	48
Ecuación 12 Ingresos netos relaciones con el sistema de almacenamiento	50
Ecuación 13 Cálculo ingresos previos a la implementación de la herramienta.....	50
Ecuación 14 Cálculo de ingresos obtenidos tras la implementación del sistema de almacenamiento	50
Ecuación 15 Algoritmo para el uso de las baterías para autoconsumo y desplazamiento de la generación	59

Tablas

Tabla 1 Especificaciones técnicas del "Powerpack 2" ofrecido por Tesla.....	7
Tabla 2 Precios de los sistemas de almacenamiento de energía de TESLA. (A partir de los 1000 kWh se ha estimado la tendencia de bajada de precios al aumentar capacidad)	8
Tabla 3 Ejemplo de información requerida al usuario.....	14
Tabla 4 Ejemplo de algunos de los valores más significativos tras la simulación para 3 escenarios de distinta capacidad. Parque Eólico Modelo: Magaz.....	17
Tabla 5 Periodos de facturación de potencia a lo largo del año y a diferentes horas del día.	19
Tabla 6 Ejemplo de introducción de datos en la herramienta de análisis.....	21
Tabla 7. Ejemplo de tabla resumen de ahorros anuales en términos económicos al incorporar el sistema de almacenamiento de energía. Herramienta análisis autoconsumo.....	22
Tabla 8 Extracto del flujo de caja realizada por la herramienta de análisis.....	23
Tabla 9 Precios estimados por Pöyry para el mercado español en los años venideros.....	24
Tabla 10 Ingresos de mercado para el ejemplo de generación del parque eólico Magaz el día 08/01/2016	27
Tabla 11 Desviación de los precios horarios con respecto a una hora previa desplazándose X horas en el tiempo. Mercado eléctrico español	31
Tabla 12. Diferencia porcentual del precio de mercado horario con respecto a la media diaria. Incluyendo la generación de energía eléctrica del parque eólico. Día ejemplo: 08/01/2016.....	33
Tabla 13. Precio medio mensual de la energía	38
Tabla 14 Tabla de variables necesarias para el correcto funcionamiento del sistema de almacenamiento de energía	41
Tabla 15 Datos procesados por la herramienta de análisis para obtener los beneficios del uso del nuevo sistema de almacenamiento	44
Tabla 16. Valores iniciales para la simulación y posterior iteración. En verde el objetivo de la iteración	48
Tabla 17 Simulación para el dimensionamiento de la capacidad del sistema.....	49
Tabla 18 Simulación de carga/descarga, incluyendo los nuevos ingresos de mercados, así como el ingreso neto total.....	51
Tabla 19 Resumen mensual de los valores de la simulación	52
Tabla 20 Variables en juego durante la iteración para obtener la capacidad óptima.....	53
Tabla 21. Cálculo de la desviación mínima necesaria para obtener ganancias	58
Tabla 22 Resultados de la simulación incluyendo el ahorro de energía por autoconsumo	60
Tabla 23 Ahorros e ingresos del sistema	63
Tabla 24. Costes sistema de almacenamiento en 2017.....	63

Tabla 25 Costes sistema de almacenamiento en 2017, 2022 y 2030.	63
Tabla 26 Flujo de caja con tres escenarios según fecha de implementación	64
Tabla 27 Variación anual del precio del mercado eléctrico con respecto a 2018. Fuente: POYRY	65
Tabla 28 Parámetros fundamentales de la simulación de autoconsumo del parque eólico Magaz ..	73
Tabla 29 Parámetros fundamentales de la simulación de autoconsumo del parque eólico Sesnández	73
Tabla 30 Comparativa de consumo energéticos antes de implementar el sistema de almacenamiento	75
Tabla 31 Resumen de ahorros anuales en términos económicos al incorporar el sistema de almacenamiento de energía. Extraído de la herramienta análisis de autoconsumo.	77
Tabla 32 Extracto del flujo de caja realizada por la herramienta de análisis para el parque Eólico Magaz y Sesnández respectivamente. (Flujos de caja completos en el Anexo)	78
Tabla 33 Resultado tras el análisis mensual del mercado eléctrico español.	86
Tabla 34 Datos iniciales para la simulación y capacidad optimizada mediante el método iterativo.	87
Tabla 35 Resultados Mensuales de la simulación de carga y descarga y autoconsumo de Marmellar	88
Tabla 36 Resultados Mensuales de la simulación de carga y descarga y autoconsumo de Perul	88
Tabla 37 Resultados Mensuales de la simulación de carga y descarga y autoconsumo de Magaz.....	89
Tabla 38 Resultados Mensuales de la simulación de carga y descarga y autoconsumo de Sesnández	89
Tabla 39 Resumen de total/promedio de los indicadores fundamentales tras la simulación de 19 meses para los cuatro parques	90
Tabla 40 Flujo de Caja Sesnández	93
Tabla 41 Flujo de Caja Magaz.....	93
Tabla 42 Flujo de Caja Marmellar	94
Tabla 43 Flujo de Caja Perul.....	94

Capítulo 0. Introducción al almacenamiento de energía, división del estudio y objetivos.

0.1 ¿Por qué un estudio de almacenamiento de energía con las energías renovables?

Este estudio surgió, primeramente, como herramienta para resolver un problema real y práctico de la empresa **Exus Management Partners**, empresa de energías renovables donde tuve la oportunidad de trabajar durante un año.

Dicho problema se basaba en el alto coste económico de las facturas eléctricas acarreadas por el consumo de los aerogeneradores en situaciones de bajo viento, donde se produce un consumo de energía de la red para el correcto funcionamiento de todos los sistemas eléctricos y de orientación dentro de una máquina eólica. Este aspecto se agrava cuando el número de aerogeneradores no es lo suficientemente grande, lo cual genera una gran correlación entre aerogeneradores dentro de un mismo parque eólico, ocasionando, de esta manera, que en situaciones de bajo recurso eólico ninguno de las turbinas este generando electricidad que pueda ser derivada a aquellos aerogeneradores que precisen de potencia eléctrica para seguir funcionando correctamente. Esto implica un mayor consumo de la energía de la red, que se traduce en un incremento del coste anual en términos de facturas eléctricas, este coste puede llegar a duplicarse en los peores casos en comparación con un parque con poca correlación entre aerogeneradores.

En este estudio también se analizarán otras utilidades que ofrece el almacenamiento de energía renovable a gran escala, esto viene motivado por la revolución energética de la cual estamos siendo testigos. Esta transición energética abre nuevas oportunidades como puede ser el almacenamiento de energía eléctrica a gran escala, donde las baterías pueden ser la gran apuesta para dar solución al problema que conlleva una penetración de energías intermitentes dentro de un sistema eléctrico.

El uso de Energías Renovables como alternativa a las formas convencionales de generación de energía eléctrica es cada vez más relevante a nivel mundial. Sin embargo, la penetración actual de estas tecnologías y sus expectativas de crecimiento, plantean un inconveniente que se agrava según se avanza en la implementación de la Energía Solar y Eólica dentro de un sistema eléctrico: la intermitencia. Hoy en día para asegurar que la generación de energía cubre la demanda del consumidor se requiere de plantas generadoras de energía no renovable que suministren la electricidad demandada cuando el recurso de sol y/o viento sea insuficiente. Más de 15 años después del inicio de la transición energética hacia un sistema eléctrico más limpio sigue siendo necesario un nuevo tipo de energía renovable que ofrezca unas garantías de producción estable. La combinación de almacenamiento y generación de energía renovable puede ser la solución definitiva para alcanzar sistemas eléctricos 100% renovables.

La combinación de las EERR y el almacenamiento eléctrico puede enfocarse desde un punto de vista optimista con respecto a un futuro cercano por diversas razones: primero la necesidad de las energías renovables de seguir creciendo para alcanzar los objetivos políticos acordados en la conferencia de Naciones Unidas sobre Cambio Climático en París en 2015. Seguido de la indiscutible competitividad económica actual de las energías renovables con respecto a otras fuentes de generación. Y por último y más relevante, la caída de precios que vienen marcando los sistemas de almacenamiento basados en batería electroquímicas, donde la tecnología Litio-Ion juega un papel

fundamental debido a la creciente demanda de nuevos, mejores y más económicos sistemas de almacenamiento para vehículos eléctricos.

0.2 División del estudio y objetivos

Capítulo 1

Con el objetivo de poder enfocar este estudio con rigor y que éste mantenga su validez a lo largo de los años, es preciso ser conocedor tanto de la situación actual del sector del almacenamiento de energías como de sus expectativas de crecimiento. Por lo que en el primer capítulo se realizará un análisis de los informes más relevantes a nivel mundial acerca del futuro de los sistemas de almacenamiento de energía junto con las EERR.

Capítulo 2

Esta sección será destinada a la investigación de mercado de los posibles distribuidores de sistemas de almacenamiento a través de la empresa gestora de plantas de energías renovables, **Exus Management Partners**.

Se ha podido establecer un acuerdo de colaboración por parte de dos de las mayores empresas de almacenamiento de energía, **TESLA y BYD**, las cuales nos han proporcionado información acerca de la situación actual de precios de este tipo de soluciones energéticas, así como especificaciones técnicas más relevantes para la realización de este estudio. También se ha tenido acceso a la lista y especificaciones de una gran variedad de proyectos de almacenamiento que han sido implementados por ambas empresas.

Capítulo 3

Una vez recopilada la información externa necesaria, se procede a desarrollar la herramienta de análisis para el caso particular de almacenamiento de energía para autoconsumo eléctrico. En este capítulo se realiza una descripción a modo manual de usuario de una herramienta de análisis que pretende ser lo más abierta y general posible para que pueda servir para examinar el almacenamiento de energía eléctrica para autoconsumo de diferentes parques eólicos.

Capítulo 4

La herramienta de análisis previamente desarrollada se amplía para poder analizar también la implementación de baterías a gran escala tanto para el autoconsumo eléctrico como para un total control de la energía vertida a la red por el parque eólico con el fin de aumentar la eficiencia de la instalación al poder verter energía en los momentos que más beneficie tanto al sistema eléctrico como al propietario del parque eólico en función de las variaciones del precio horario del mercado eléctrico español.

Capítulo 5

En este capítulo se pone a prueba las herramientas previamente diseñadas haciendo una comparación de varios parques eólicos dentro del Porfolio de Exus Management Partners. Esta comparativa estará enfocada por un lado al autoconsumo de energía eólica mediante el uso de baterías desarrollado en el Capítulo 3, y por otro lado también se analizarán esos parques eólicos para la posible implementación del sistema de almacenamiento con el objetivo del desplazamiento de la generación en el tiempo, desarrollado en el Capítulo 4. De este modo podremos sacar conclusiones relevantes con respecto las diferentes utilidades que se le pueden dar al almacenamiento de energía tanto a pequeña como a gran escala.

Capítulo 6

Finalmente, se expondrá un resumen de todo lo aprendido al realizar este estudio, así como de las conclusiones y resultados extraídos en cada capítulo.

Capítulo 1: Expectativas de crecimiento del almacenamiento de energía eléctrica. Diferentes tecnologías y usos de las baterías.

1.1 Previsiones de crecimiento del almacenamiento de energía eléctrica a gran escala

En el más que probable escenario en el que se alcance una penetración total de las energías renovables en los sistemas eléctricos, se deberá poner especial atención en el almacenamiento de energía para paliar los retos que surgen al añadir energías variables en un sistema eléctrico.

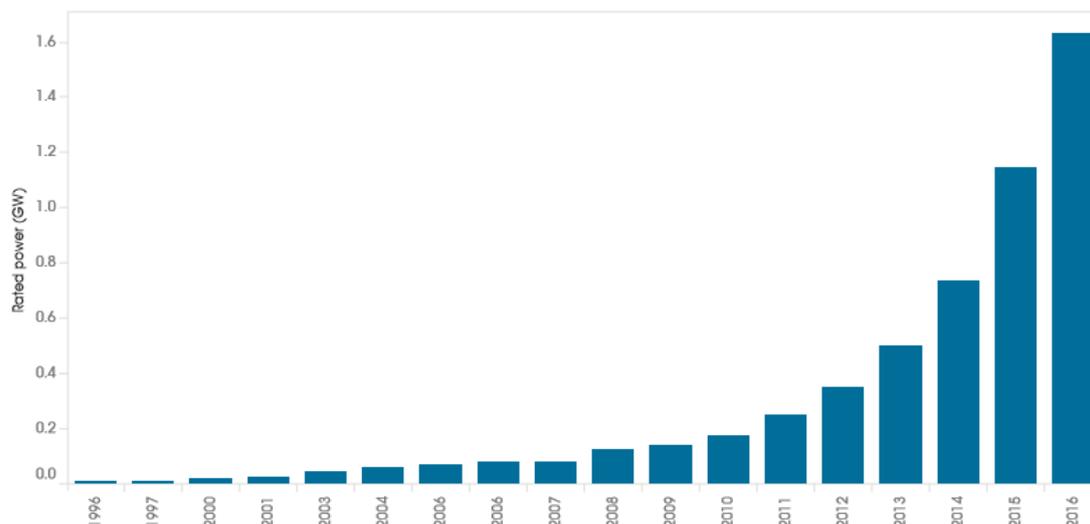
Hasta hace unos años implementar baterías químicas para almacenar energía a gran escala era inconcebible dado su gran coste económico. Sin embargo, actualmente estamos en plena bajada de precios de las baterías electroquímicas. El último informe de IRENA (International Renewable Energy Agency) estima que para el año 2030 el precio del almacenamiento de energía a gran escala **disminuirá hasta un 66% respecto a 2017**.

Esta bajada de costes se puede explicar por la fabricación en escala de baterías para coches eléctricos, y a la apuesta de grandes empresas como TESLA y BYD por ofrecer soluciones de almacenamiento energético en la generación de energía renovable cada vez más competitivas.

En un reciente estudio para el G20 de la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA) analiza la transición energética hasta el 2050, y afirma que para entonces más del 80% de la generación de energía eléctrica puede ser de origen renovable, siendo el 52% proveniente de la energía solar fotovoltaica y energía eólica.

Todo ello supone unos retos ineludibles para cualquier sistema eléctrico que tenga un alto porcentaje de penetración de energías intermitentes. Por ello afirma que, para 2030, el número de sistemas de almacenamiento de energía eléctrica a gran escala crecerá más de un 600% con respecto a 2017. Este crecimiento exponencial ya se está percibiendo si nos fijamos en los últimos 2 años. En ese periodo, tal y como muestra la siguiente gráfica, se ha instalado más capacidad de almacenamiento de energía que lo que había históricamente acumulada hasta el 2014.

Ilustración 1 Capacidad instalada de almacenamiento de baterías electroquímicas 1996-2016. Fuente: US. DOE. 2017



1.2 Qué esperar de las diferentes tecnologías de almacenamiento de energía eléctrica

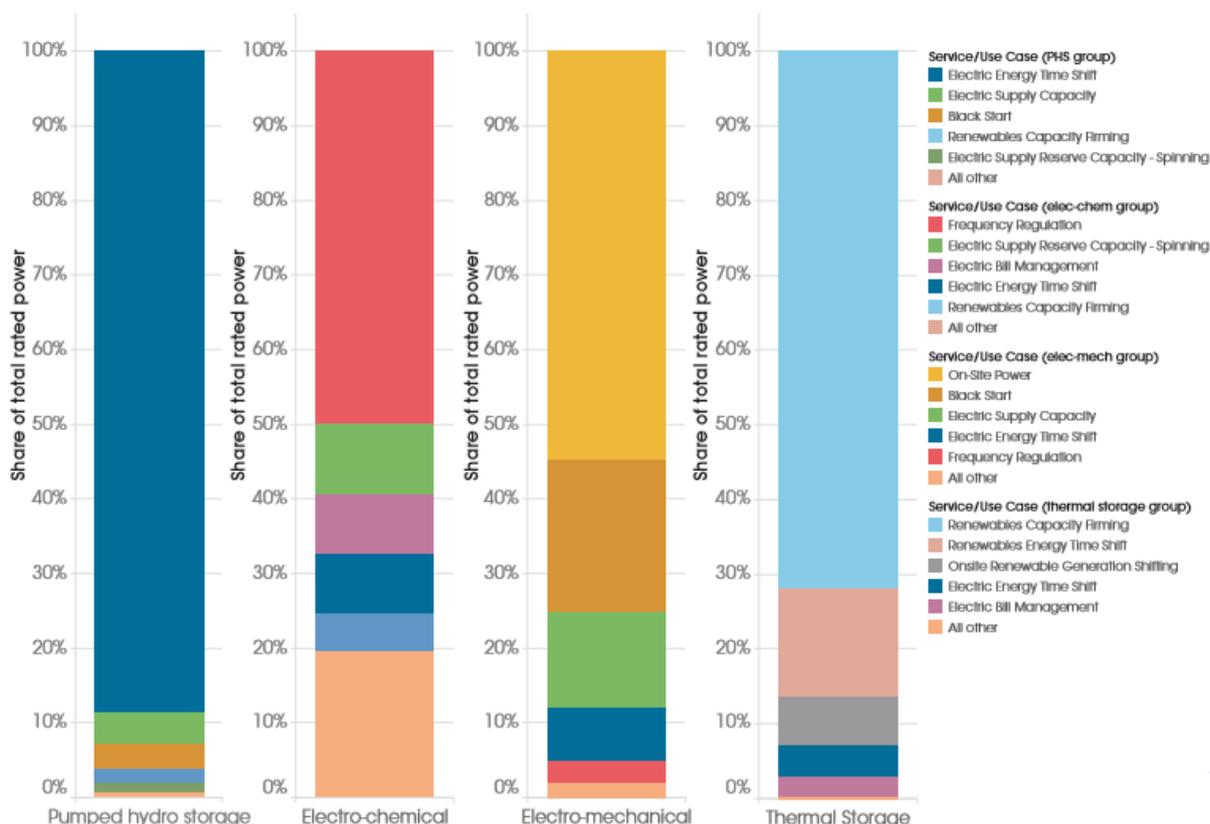
El tipo de tecnología que está liderando las nuevas instalaciones en todo el mundo son las baterías electroquímicas, en especial las baterías de Ion-Litio. Como muestra la siguiente tabla, en EE. UU. se están construyendo nuevos sistemas de almacenamiento electroquímico del orden de 500 MW de capacidad, y 62MW de la tecnología Ion-litio.

Ilustración 2 Nueva capacidad de almacenamiento anunciada, contratada y bajo construcción por tecnologías. Fuente: informe IRENA 2017.

Country	Electro-chemical (unspecified)	Electro-chemical Capacitor	Lithium-Ion Battery	Flow Battery	Vanadium Redox Flow Battery	Lead-acid Battery	Metal-Air Battery	Sodium based Battery	Total (KW)
United States	500 398		61 959	3 030	20 250	21 500	14 250		621 397
Australia	122 010		9 400						131 410
Germany	30 000		92 000	210					122 210
India	110 000		125						110 125
Republic of Korea			48 500						48 500
Canada	12 150		12 010	4 000	5 000				33 160
Egypt			30 000						30 000
Italy		1 920	20 000	1 950				4 000	27 870
Kazakhstan				25 000					25 000
United Kingdom	1 000		20 300	140					21 440
Top 10	775 558	1 920	294 304	34 330	25 250	21 500	14 250	4 000	1 171 112
World	784 258	2 920	333 404	34 965	25 250	21 500	5 650	4 800	1 212 747

El almacenamiento por excelencia en los últimos tiempos ha sido la Hidráulica de Bombeo, cuyo principal cometido es el de desplazar la generación/uso de la energía eléctrica según los intereses del sistema y de la empresa propietaria. Sin embargo, los nuevos sistemas de almacenamiento abren la puerta a otro tipo de usos, hoy en día la principal utilidad de las baterías electroquímicas es la regulación de frecuencia del sistema, la cual está legislada y tiene una contribución económica en diversos países, destacan Reino Unido y Australia en este aspecto.

Ilustración 3 Usos de los diferentes sistemas de almacenamiento según su tecnología



Por otro lado, como se puede ver en la gráfica de barras, el almacenamiento de energía térmica tiene como principal propósito generar una estabilidad en la generación de electricidad, es el caso de las centrales térmicas de energía solar, que tiene la capacidad de almacenar el calor generado por los colectores solares.

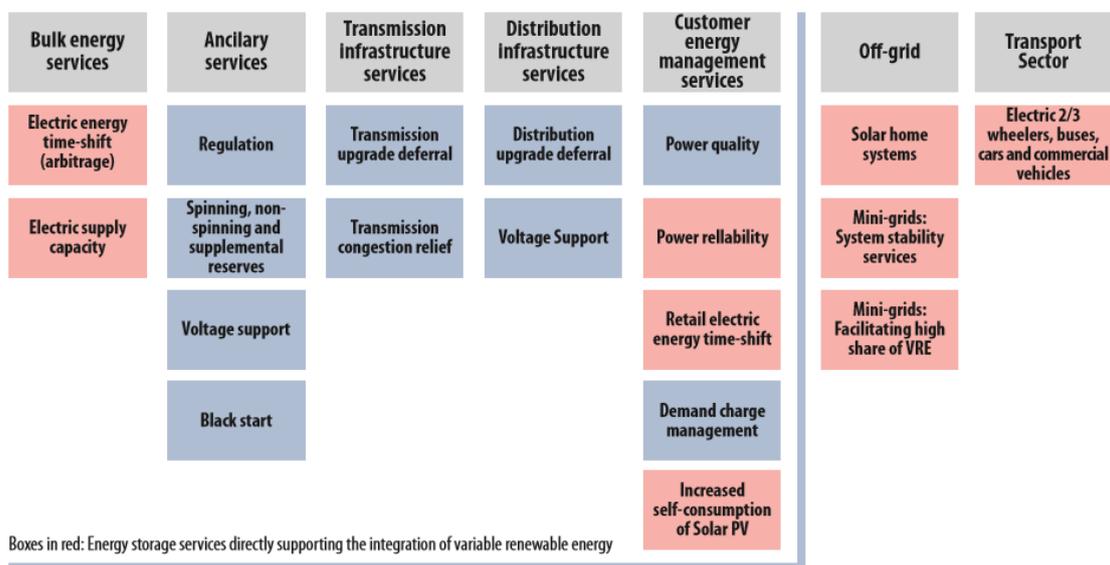
El hecho de que haya reinado la regulación de frecuencia en las baterías electroquímicas se debe a que este es un asunto sensible en ciertos puntos de un sistema eléctrico, y las baterías pueden dar una respuesta rápida y confiable, y el precio no ha sido tan determinante, ya que se veía más como una necesidad del sistema que como un negocio.

Esta supremacía de la regulación de frecuencia está cambiando. Con la penetración de las energías renovables se está creando la necesidad de tener un sistema de respaldo fuerte y limpio, el cual de estabilidad al sistema y cubra la demanda eléctrica con todas las garantías posibles. Esa nueva necesidad, combinada con la reducción del precio de los sistemas de almacenamiento electroquímicos, harán que esta tecnología siga abriéndose paso en este nuevo mercado. Un dato relevante es la reciente asociación del mayor productor de aerogeneradores del mundo, Vestas, con otro gigante, Tesla, el cual aspira a ser el mayor productor de baterías a nivel mundial. Esta alianza puede ser el comienzo de un futuro donde sea la norma y no la excepción el hecho de construir parques eólicos en combinación con plantas de almacenamiento de energía.

1.3 Diferentes usos y utilidades del almacenamiento de energía eléctrica

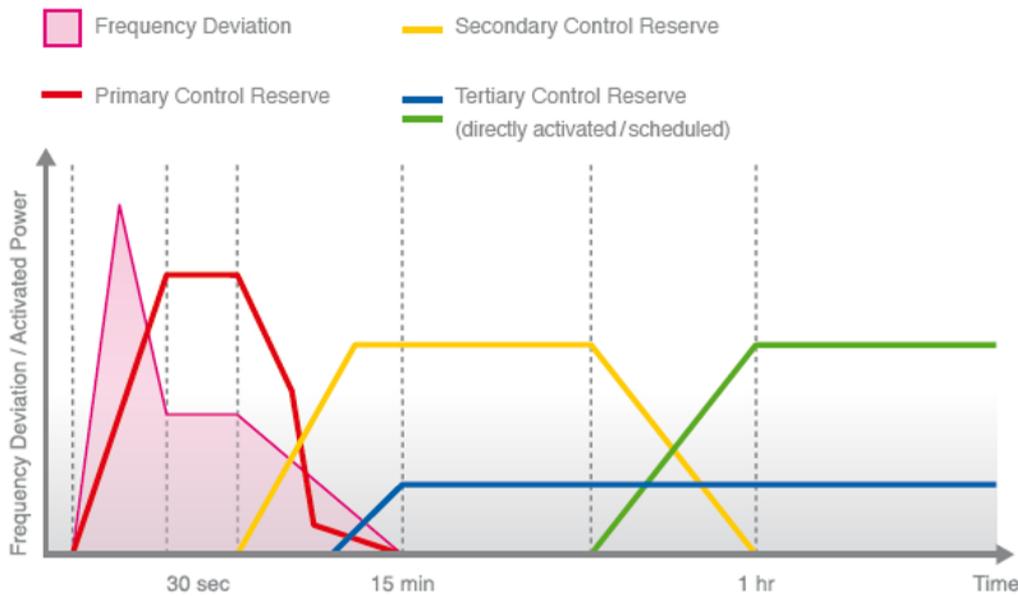
Dentro del almacenamiento de energía eléctrica se pueden encontrar diferentes utilidades y usos. En de los sistemas conectados a la red, las baterías pueden ser utilizadas, entre otros, con propósitos de servicios auxiliares, como puede ser la *regulación de frecuencia del sistema*, y *sistema de arranque tras apagón* (“Black Start”). Por otro lado, las baterías pueden ser utilizadas para almacenamiento a gran escala, siendo capaces de desviar en el tiempo el suministro de energía vertida a la red, así como dar una capacidad extra al sistema en caso de punto de demanda máxima. Este tipo de almacenamiento también tiene beneficios en cuanto a la red de transporte y distribución se refiere pudiendo ser un elemento fundamental para garantizar la estabilidad y correcto funcionamiento del sistema, proporcionando una energía de calidad y confiable.

Ilustración 4 Usos y utilidades del almacenamiento de energía. Fuente: informe IRENA 2017



Dentro de cualquier sistema eléctrico desarrollado, existen vías y retribuciones con el fin de que los usuarios privados sean partícipes del control de la estabilidad del sistema. Si una planta generadora tiene la capacidad de desviar su producción en el tiempo o de activar sus reservas en caso de necesidad, ésta puede beneficiarse de los incentivos económicos que el sistema ofrezca en cada caso. En la siguiente ilustración se puede observar cómo se amortigua una desviación de frecuencia.

Ilustración 5 Secuencia de activación de reservar en caso de desviación de frecuencia



Tal y como se puede apreciar en la siguiente gráfica, el control primario de reserva se activa tras una desviación en la frecuencia del sistema, el tiempo de reacción tiene que ser lo más rápido posible, en este caso las baterías electroquímicas cuentan con la ventaja de la rápida respuesta en comparación con otro tipo de tecnologías. El control secundario para una desviación de frecuencia entra en acción para que pueda desconectarse el control primario, y dar paso así al control terciario que supone la activación de las reservas energéticas programadas con anterioridad.

Todos estos servicios pueden ser cubiertos técnicamente por baterías que almacenen la energía eléctrica a gran escala. Pero también se precisa de una regulación en el marco legal de esta nueva oportunidad del sistema eléctrico de beneficiarse de este tipo de almacenamiento.

Es por eso que este estudio, a parte del autoconsumo de parques eólicos, se va a incluir la posibilidad de analizar la combinación de estos con almacenamiento a gran escala que permita a un parque eólico ser regulador terciario del sistema eléctrico pudiendo entregar una potencia estable al sistema cuando así se haya programado por el gestor de la red eléctrica y sea conveniente dentro del mercado intradiario del sistema en cuestión.

Capítulo 2. Costes, especificaciones y distribuidores de las baterías electroquímicas. Casos reales de almacenamiento de energía.

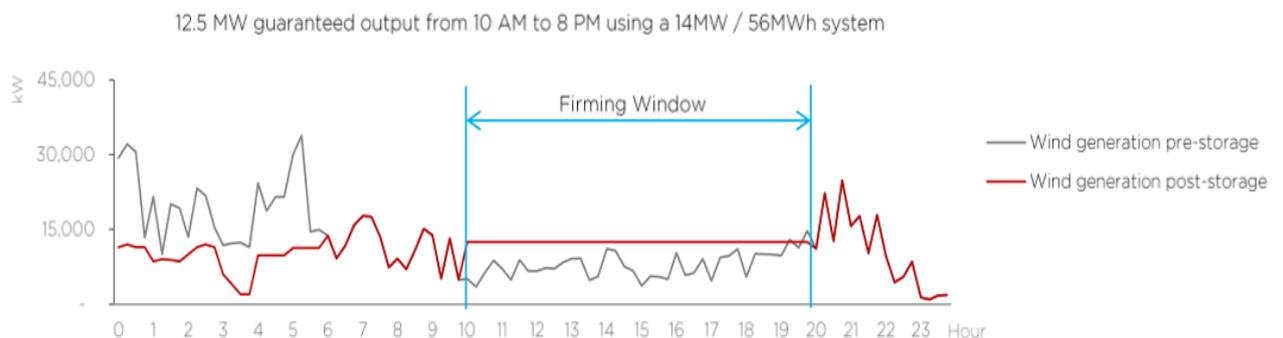
Con el objeto de conocer los precios, plazos de entrega, especificaciones técnicas y bagaje del sector, se han establecido contactos con las dos mayores empresas de sistemas de almacenamiento de energía a nivel mundial.

2.1 TESLA

Tesla es bien conocida por la fabricación de vehículos eléctricos, pero la compañía fundada por Elon Musk está marcando la tendencia en el mercado de sistemas de almacenamiento de energía a gran escala.

Concretamente en Australia Tesla llevó a cabo uno de los mayores proyectos de almacenamiento de energía eólico del mundo hasta el momento. En este país se implementó un sistema de baterías con el objetivo de garantizar una producción estable en un parque eólico desde las 10 AM hasta las 8PM. Para ello se instalaron baterías con una potencia de 14 MW, con un total de 56MWh de capacidad. Teniendo el parque eólico de 25 MW de potencia nominal.

Ilustración 6 Producción de energía tras la implementación del proyecto de sistema de almacenamiento para un parque eólico en Australia. Fuente: Tesla Energy



Tras establecer contacto con los comerciales y técnicos de Tesla Energy, se pudo llegar a un acuerdo de colaboración y así se pudo tener acceso a las características y los precios de los sistemas de almacenamiento.

Ilustración 7 Imagen de los armarios de potencia. (Proporcionado por Tesla Europa)



Los “Powerpack” son armarios que integran 16 bandejas individuales de baterías, cada célula tiene su propio sistema de medición de estado de carga, inversor y módulo de medición de temperatura. El armario más sencillo tiene una potencia total 100 kW con 2 horas de autonomía, el más robusto proporciona 500 kW con 4 horas de autonomía. Todo ello es escalable, con lo que conectando varios armarios de este tipo entre sí se puede añadir más potencia o capacidad al sistema.

Tabla 1 Especificaciones técnicas del "Powerpack 2" ofrecido por Tesla

POWERPACK 2 SPECIFICATIONS

MECHANICAL AND MOUNTING

Enclosure	IP67 (Pod) NEMA 3R / IP35 (Powerpack) NEMA 4 / IP66 (Inverter)
Powerpack Weight	1622 kg / 3575 lbs
Powerpack Dimensions	L: 51.5" (1308mm) W: 32.4" (822mm) H: 86" (2186mm)
Powerpack Area Requirements	50kW / 210Wh: 95ft ² / 8.9m ² 100kW / 420kWh: 127ft ² / 11.8m ² 250kW / 1050Wh: 221ft ² / 20.6m ² 500kW / 2100kWh: 377 ft ² / 35m ²
Inverter Dimensions	L: 39.9" (1014mm) W: 49.4" (1254mm) H: 86.8" (2192mm)
Operating Ambient Temperature	-13°F to 122°F / -30°C to 50°C
Installation	Requires a crane Unit ships on removable 130mm tall pallet

SYSTEM SPECIFICATIONS

ELECTRICAL

AC Voltage	480VAC 3-phase 400VAC 3-phase
System Availability	50 Hz, 60 Hz
System Sizes	Scalable from 50kW - 500kW
Continuous Power Duration	4 hours
System Efficiency @ C/4	89% Roundtrip*

*Net energy delivered at 25°C (77°F) ambient temperature including thermal control.

REGULATORY

Lithium-Ion Cells	NRTL listed to UL 1642
System	NRTL listed to UL 1973, 9540, 1741 IEEE 1547 Compliant to grid codes and safety standards of all major markets. The

En cuanto a los precios que Tesla ofrece, varían en función de la potencia y la capacidad, pero en general siguen un patrón, cuanto más capacidad de almacenamiento se instale, menor será el precio por unidad de energía almacenada.

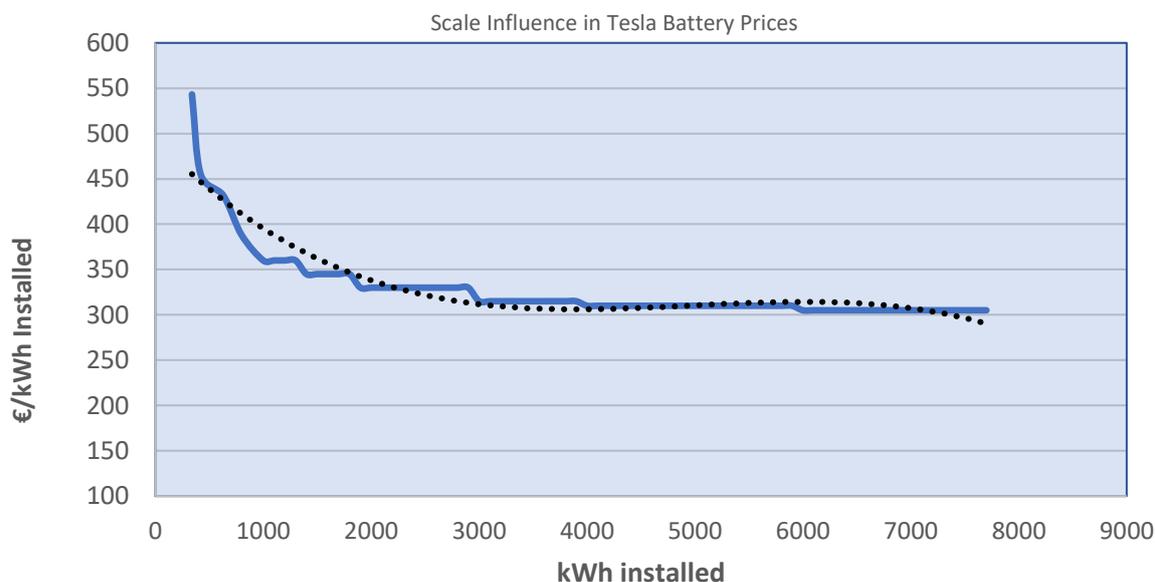
Dentro de la herramienta de análisis de sistemas de almacenamiento se tendrá acceso a una base de datos con los precios de los diferentes sistemas según potencia y capacidad proporcionados por Tesla Energy.

Tabla 2 Precios de los sistemas de almacenamiento de energía de TESLA. (A partir de los 1000 kWh se ha estimado la tendencia de bajada de precios al aumentar capacidad)

Power (kW)	Price per energy storage (€/kWh)	Capacity (kWh)	System Cost
100	543	340	184.676 €
100	455	420	191.217 €
200	432	630	271.964 €
200	388	800	310.400 €
250	360	1000	336.229 €
275	360	1100	376.944 €
300	360	1200	417.658 €
325	360	1300	458.373 €
350	345	1400	483.000 €
375	345	1500	325.711 €
400	345	1600	499.087 €
425	345	1700	539.802 €
450	345	1800	580.516 €
475	330	1900	621.231 €
500	330	2000	661.945 €
525	330	2100	693.000 €

Se puede apreciar que a medida que se incrementa la capacidad de almacenamiento, el precio por kWh almacenado se reduce hasta estabilizarse en torno a los 350 €/kWh para sistemas con más de 1300 kWh de capacidad instalada.

Ilustración 8 Gráfica mostrando la tendencia de precios según capacidad del sistema.



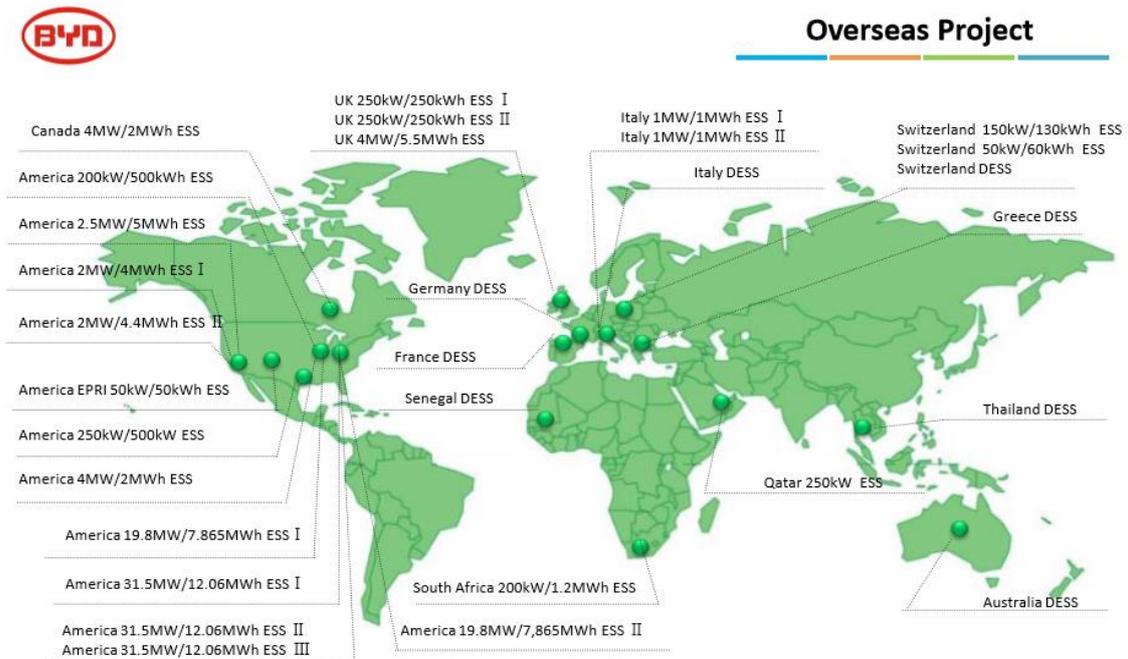
Cabe mencionar, que éste es un mercado emergente, los precios son muy variables y con tendencia a la baja. Durante la realización de este estudio, en un periodo de 8 meses, los costes primeramente revelados por Tesla se redujeron en un 8%. Con lo que esta base de datos deberá ser periódicamente actualizada para que los precios se ajusten mejor a la realidad del sector.

Tesla ofrece a su vez un programa de mantenimiento anual de la instalación. Éste tiene un coste por año de entre 1300 € y 1800 € según las dimensiones del sistema. Con este plan de mantenimiento, Tesla asegura un rendimiento del sistema del 89% con una garantía de 10 años con opción de ser prorrogable.

2.2 BYD

En términos de facturación, BYD es la mayor empresa en soluciones energéticas integradas, su principal modelo económico es la fabricación de vehículos eléctricos, paneles fotovoltaicos y baterías de pequeña y gran escala. Esta empresa china, junto a Tesla, se ha convertido en el referente del mercado del almacenamiento energético.

Ilustración 9 Proyectos de almacenamiento de energía implementados por BYD. (Fuente: comercial de BYD en Europa)



En el mapa anterior se puede apreciar la cantidad de proyectos de almacenamiento de energía llevados a cabo por BYD. La mayoría de estos se aplican a fuentes de energía renovable, como es el caso de la planta situada en Illinois, EE. UU. Que cuenta con una serie de contenedores de almacenamiento de energía, que conectados entre sí suman 31,5 MW de potencia con 12 MWh de capacidad, diseñados para la regulación de la frecuencia del sistema eléctrico.

Ilustración 10 Parque eólico en Illinois junto al sistema de almacenamiento de energía (Fuente: Comercial BYD en Europa)

System Parameter:

- ◆ System Capacity: 31.5MW/12MWh
- ◆ System unit: 18*40ft container
- ◆ Location: Illinois USA
- ◆ Application: **Frequency Regulation**
- ◆ Finish Time: Apr. 2015



A diferencia de Tesla, BYD emplea contenedores para el montaje de sus sistemas de almacenamiento. Este contenedor alberga las baterías, junto a su sistema de control y la electrónica de potencia necesaria para entregar 400 V en corriente alterna a 50 Hz.

Ilustración 11 Esquema del contenedor de BYD que alberga todos los componentes del sistema de almacenamiento de energía.

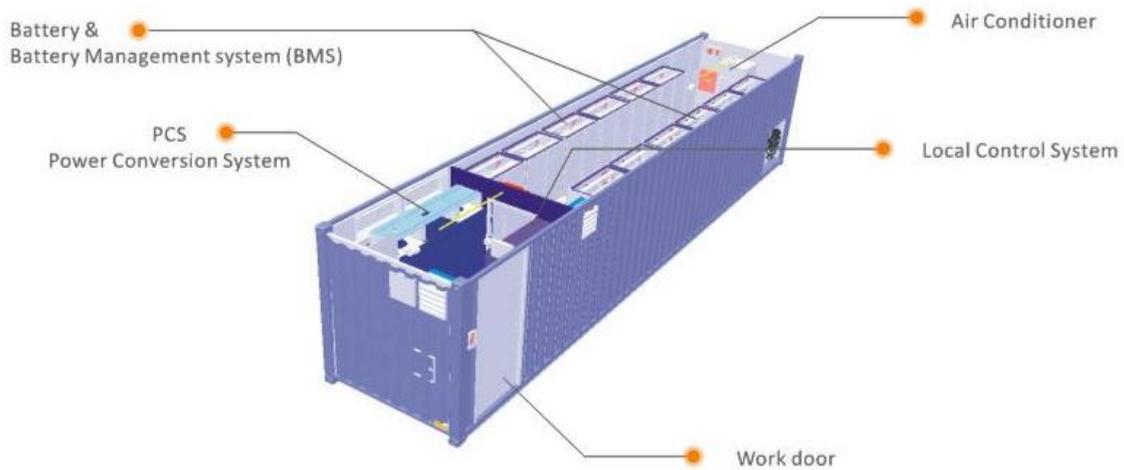
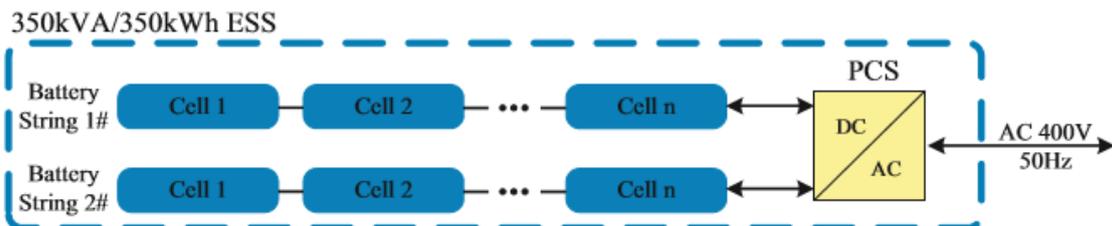


Ilustración 12 Esquema de conexiones de las celdas dentro de un contenedor de 350 kWh fabricado por BYD. (Fuente: Comercial BYD en Europa)



Al comparar las ofertas de Tesla y BYD, se vislumbra que las características técnicas de los sistemas de almacenamiento ofertado son similares. En cuanto a la logística, los plazos de entrega de ambos son algo dispares: en torno a los 2 meses en el caso de Tesla, y 3 meses en el caso de BYD. La cuestión se reduce básicamente a lo económico y a la confiabilidad de la empresa. En cuanto a precio se refiere, la oferta de BYD tiene un coste de un 10% superior a las soluciones de Tesla. Aproximadamente 510 €/kWh para sistemas con capacidad entre 200 y 1000 kWh. Y 420 €/kWh para baterías con capacidad superior a los 1000 kWh. Es por ello que se toman los precios ofrecidos por TESLA para evaluar los costes a lo largo de este estudio

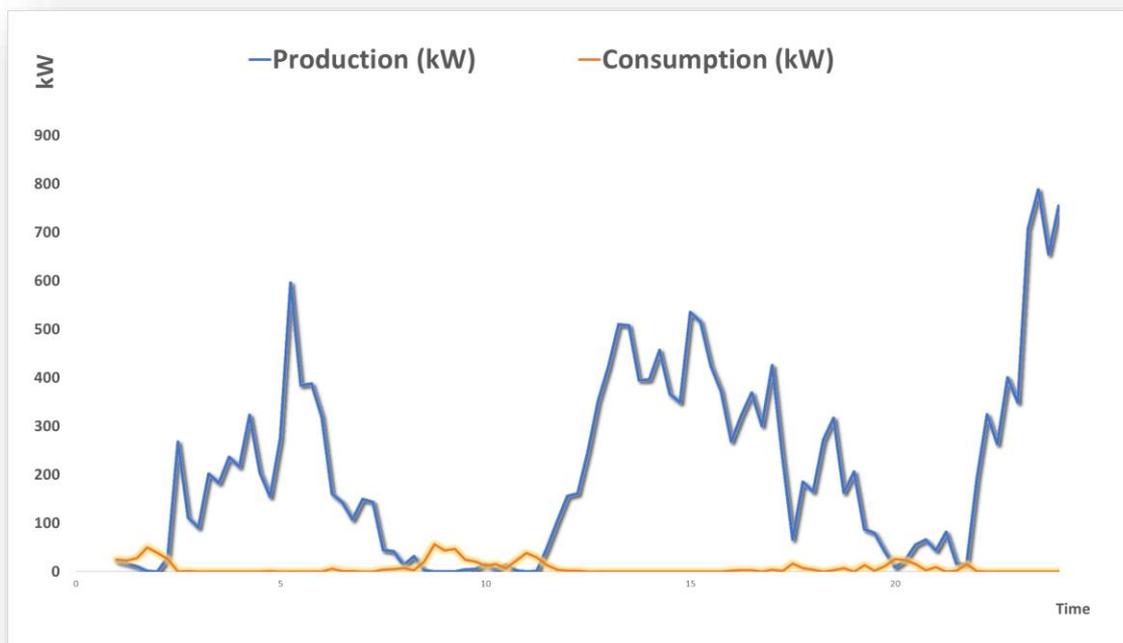
Capítulo 3. Herramienta para el análisis de autoconsumo eléctrico de parque eólicos mediante baterías electroquímicas.

3.1 Introducción al consumo eléctrico de parque eólicos.

En situaciones de bajo recurso de eólico, el aerogenerador no sólo deja de entregar energía a la red, sino que consume electricidad de ésta. Esto es debido a que el aerogenerador sigue operando aún con vientos bajos. El sistema de orientación del buje, el “yaw”, es el elemento que más consumo requiere para su correcto funcionamiento. Dependiendo de la tecnología, este sistema puede estar formado por un circuito hidráulico o eléctrico, en ambos casos el consumo de energía es elevado. Estos son los elementos principales que consumen energía en un aerogenerador ordenados de mayor a menor relevancia en el consumo total:

- “yaw”, mecanismo que orienta la “nacelle” a la dirección del viento. Para una turbina de General Electric de 1,5 MW, los motores del “yaw” tienen que mover un peso total de 92 toneladas.
- “Pitch” este es el sistema por el cual las palas varían su ángulo de ataque para mantener el rotor girando a una velocidad constante.
- Luces, controladores, comunicaciones, sensores, medidores, equipos de control, elevador (si aplica), etc.
- Durante periodos de alto humedad, bajas temperaturas y bajo recurso eólico, el sistema de deshumidificación y calefacción de la “nacelle” se activa para tecnologías como la de VESTAS.
- Frenos hidráulicos para situaciones de vientos excesivos
- Bombas, calentadores y filtros de aceite en el sistema de la caja multiplicadora

Ilustración 13 Comportamiento de la gráfica de producción con respecto al consumo en el Parque Eólico de Magaz, España



“**Exus Management Partners**” ha colaborado en este proyecto aportando toda la información necesaria acerca de este tipo de consumo eléctrico. Se han analizado más de 6 parques eólicos con datos reales de facturas eléctricas y de consumo energético y potencia requerida por los aerogeneradores, llegando a requerir picos de 35 kW por aerogenerador en turbinas modelo V90 de Vestas y en torno a 30 kW en turbinas de similares dimensiones, pero de tecnología General Electric, ambas con potencias nominales de 1,5-2MW. Dependiendo de las dimensiones del parque eólico, las características del terreno y distribución de los aerogeneradores, este consumo de energía puede llegar a ser irrelevante o un gasto considerable a tener en cuenta. Todo está ligado con la correlación entre turbinas, se define un parque con máquinas correladas entre sí a aquel donde las condiciones de viento afectan a todos los aerogeneradores de manera similar, es decir, cuando hay escaso recurso eólico, ninguna de las máquinas podrá generar energía eléctrica que cubra el consumo de sus homólogos. En las peores condiciones, la factura de energía eléctrica que se puede llegar a alcanzar es de alrededor de 4500€ por máquina cada año.

Este consumo puede ser despreciable si se da alguna de las siguientes condiciones:

A) Parque eólico con gran número de turbinas:

En este caso, cuando el parque supera las 20 máquinas, se produce un autoconsumo entre aerogeneradores, es decir, cuando una de las máquinas no recibe suficiente viento y empieza a consumir energía eléctrica en vez de aportarla, el resto de los aerogeneradores es capaz de suplir dicha demanda eléctrica, ya que, a mayor número de turbinas, la correlación entre ellas será menor.

B) Terreno y distribución de aerogeneradores inusual:

Hay casos donde, aun siendo un parque con un número inferior a 20 máquinas, también se propicia una escasa correlación entre turbinas, lo que implica una mayor capacidad de autoconsumo entre ellas. Esto ocurre generalmente cuando la orografía y disposición de los aerogeneradores es muy dispar. Por ejemplo, una de las máquinas puede estar en una posición estratégica donde reciba un

recurso eólico superior al resto y esto ayude al autoconsumo entre el parque en situaciones de bajo viento.

Cuando estas condiciones no se dan, nos encontramos con parque eólicos de escasa dimensiones, entre 5 y 15 aeroturbinas con una gran correlación entre ellas, lo que implica un desembolso anual de entre 30.000€ y 80.000€ anuales en consumo eléctrico.

Todo ello invita a reflexionar sobre la posibilidad de instalar un sistema de almacenamiento de energía que sea capaz de aportar energía eléctrica en situaciones de escaso recurso eólico, mientras que recarga su energía cuando las condiciones de viento sean propicias para la producción.

3.2 Herramienta de simulación de carga y descarga del sistema de almacenamiento.

Un conjunto de herramientas ha sido diseñado en este estudio, estas han sido creadas para la toma de decisiones a la hora de implementar un sistema de almacenamiento de energía dentro de un parque eólico, tanto desde un punto de vista técnico como económico. Estas herramientas pretenden ser prácticas y atractivas para las empresas que se encargan de la construcción de nuevos parques eólicos, así como los gestores y propietarios de parques ya existentes, que les permitan evaluar cómodamente sus opciones para aumentar la eficiencia de sus plantas productoras de energía mediante la instalación de un sistema de almacenamiento de energía.

La primera de las herramientas que se ha creado sirve para analizar el consumo de energía eléctrica de los aerogeneradores en situaciones de baja viento, pudiendo así proponer una solución para reducir los costes de las facturas eléctricas que acarrear los parques eólicos.

El usuario de la herramienta deberá introducir información general del parque eólico (nombre; número de aerogeneradores y su potencia nominal), así como especificaciones técnicas relaciones con el autoconsumo del parque (Potencia Pico de consumo eléctrico por aerogenerador; índice de correlación entre turbinas; Factor de capacidad; etc.)

Tabla 3 Ejemplo de información requerida al usuario

WIND FARMS SPECIFICATIONS	
Name	Magaz
Nº WTG	15
Power per WTG (MW)	2
Storage Purpose Option	1
Self Consumption Peak Power per WTG (kW)	30
Correlation Index between WTGs	0,3
Capacity Factor	0,25

Toda esta información es orientativa, con el fin de que el programa proponga al usuario diversas soluciones de almacenamiento adaptadas a los datos proporcionados. El usuario tiene la capacidad de aceptar los pre-dimensionamientos de potencia pico y de capacidad de almacenamiento ofrecidos por la herramienta.

¹¹ El índice de correlación entre turbinas es un valor entre 0 y 1 que se otorga a un parque en función de la correlación que existe entre turbinas con respecto al recurso eólico. En esta herramienta sirve para hacer un primer dimensionamiento del almacenamiento necesario para el autoconsumo. Ver tabla en el Anexo.

La simulación estará lista para realizar los cálculos necesarios una vez que el usuario haya decidido que tres escenarios de capacidad y potencia desea analizar.

La capacidad recomendada por la herramienta se calcula de la siguiente forma:

$$\text{Capacidad} = \text{Factor de Capacidad} \cdot \text{Índice de Correlación} \cdot N^{\circ} \text{ Aerogeneradores} \cdot \text{Consumo Pico Aerogenerador}$$

Ecuación 1. Cálculo de la capacidad de almacenamiento recomendada

Esta recomendación se redondea a el primer múltiplo de 50 kWh. Además, se sugieren otros dos valores de capacidad, desplazados un 20 % superior e inferiormente al valor medio recomendado. De esta forma el usuario puede evaluar los 3 escenarios de capacidad que la herramienta recomienda y analizar las ventajas e inconvenientes de cada uno en la simulación. Como se mencionó previamente, el usuario tiene siempre la capacidad de elegir la capacidad que crea conveniente para la realización de la simulación de carga y descarga.

Para una mayor precisión del análisis el usuario puede introducir datos históricos de energía entregada y consumida del parque eólico que desea analizar. O bien, si no se dispone de dicha información, el usuario puede ir a la base de datos y escoger uno de los parques ya existentes que más se aproxime a las características del parque a examinar, y emplear los datos de consumo de este para realizar la simulación de carga y descarga.

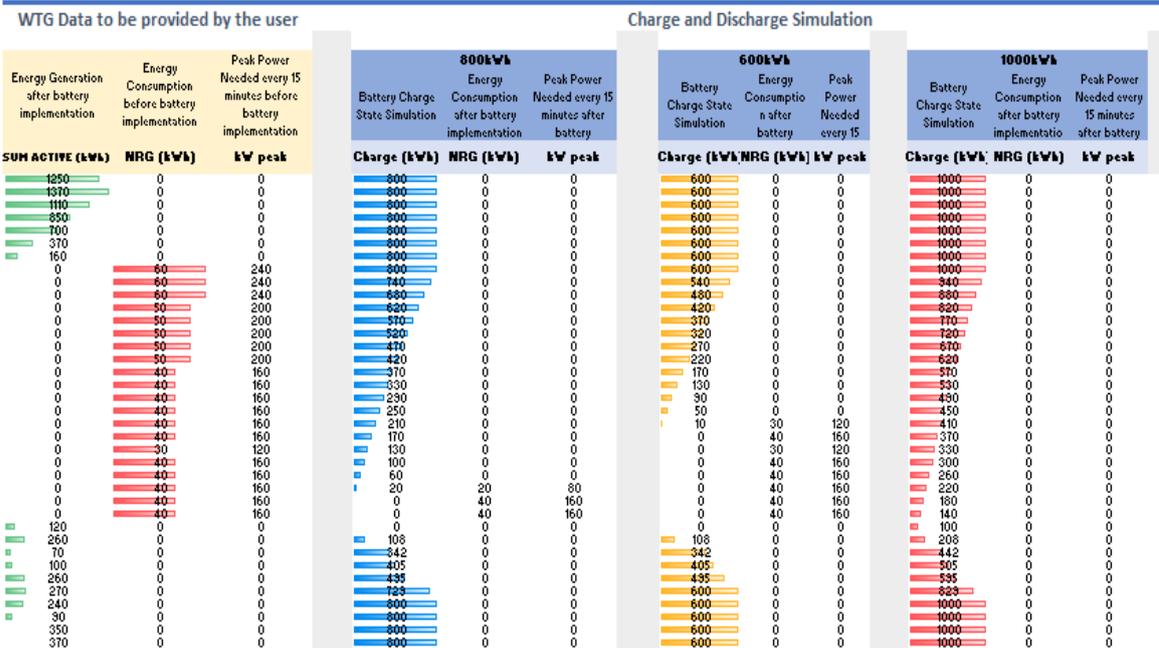
3.3 Simulación de Carga y Descarga del sistema de almacenamiento

Esta simulación es capaz de modelar la carga y descarga de energía en el sistema de almacenamiento, a través de unas condiciones establecidas para su correcto funcionamiento. Se ha establecido que las baterías entregaran la energía al parque eólico cuando se detecte una necesidad de consumo eléctrico por parte de este último. A su vez, cuando el parque productor de energía este generando electricidad, ésta servirá para recargar las baterías. Los límites de carga y descarga más recomendados por los fabricantes son de un 10% de límite inferior de descarga, y un 95% de límite superior de carga. Esto asegura un mayor rendimiento en el flujo de energía, el cual se establece en el 90%.

El alcance de la simulación del flujo de energía está limitado por los datos 15 minutales proporcionados por los datos reales de contador de los parques modelos. Con lo que tendremos, en un periodo de 24 h, un total de 96 puntos donde sabremos el estado de carga del sistema.

Ilustración 14 “Storage Analysis Tool” Ejemplo de tabla de simulación de carga y descarga de las baterías en función de la energía consumida/ suministrada. Parque Eólico Magaz, herramienta análisis autoconsumo eléctrico.

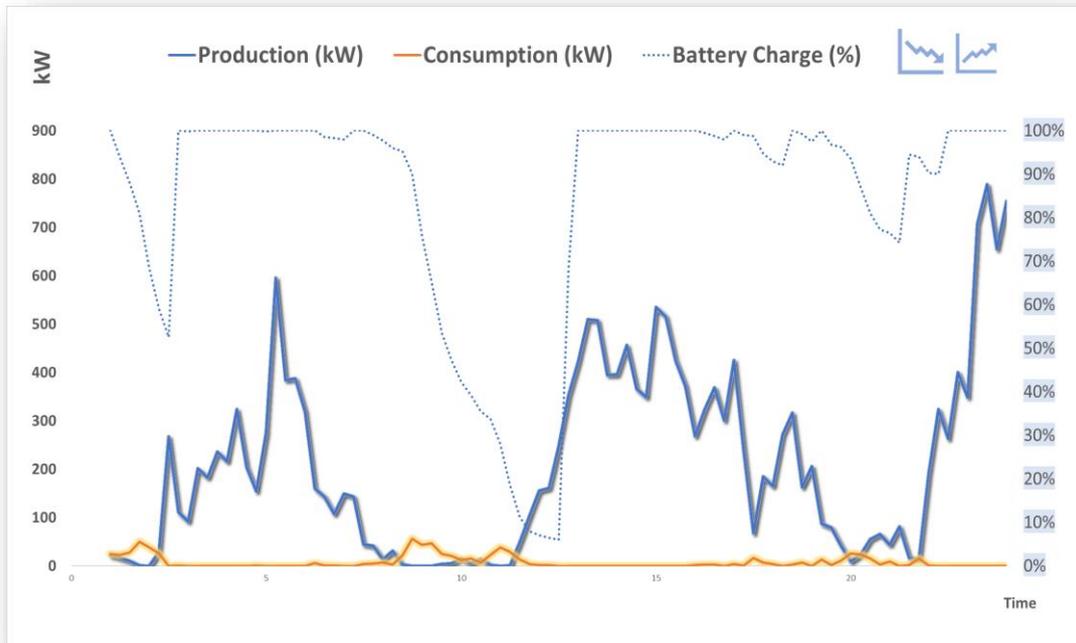
OPTION 1. SELF CONSUMPTION



La ilustración previa muestra un periodo de la simulación donde se ve como las baterías entregan su energía cuando el consumo del parque se activa debido a una situación de bajo viento. En cuanto el recurso eólico vuelve a ser suficiente para producir energía por el parque eólico, se observa, que éste entrega de nuevo energía a las baterías. La herramienta, como se ha mencionado previamente, ofrece 3 escenarios de baterías con diferentes capacidades para que puedan ser comparados por el usuario y escoger el que más se ajuste a sus necesidades.

El usuario también puede examinar los datos proporcionados por la simulación, de manera gráfica. En la siguiente ilustración se puede apreciar el estado de carga y descarga de las baterías, junto con la energía aportada y consumida por el parque eólico en un periodo de 24h.

Ilustración 15 Ejemplo de flujo de energía y estado de carga en la simulación. Parque Eólico Magaz. Herramienta de análisis de autoconsumo.



Tras estas simulaciones, la herramienta extrae unos resultados que pueden ser de gran interés para el usuario a la hora de escoger entre varias capacidades de almacenamiento de energía.

Claramente, cuanto mayor sea la capacidad de las baterías, supondrá un mayor ahorro en términos de energía consumida. Es por ello, se compara este dato con el porcentaje de tiempo en el que las baterías están con el mínimo de carga disponible, cuando tienen máxima carga y finalmente la herramienta también muestra el porcentaje de tiempo en el que la batería está cargando o descargándose. Esto aporta al usuario una mejor visión de lo que ocurre en las baterías a lo largo del tiempo y poder vislumbrar si éstas están subdimensionadas o sobredimensionadas.

Tabla 4 Ejemplo de algunos de los valores más significativos tras la simulación para 3 escenarios de distinta capacidad. Parque Eólico Modelo: Magaz

SCENARIO	Useful Storage Capacity (kWh)	Energy Saving (%)	Energy Savings (MWh)/ Capacity (kWh)	Low charge time	Full charge time	Charging and Discharging time
A)	800 Energy consumed without battery (MWh): 274,2 Energy consumed with battery (MWh): 92,8 Savings (MWh): 181,5	66,2%	0,23	10,1%	69,4%	20,5%
B)	600 Energy consumed without battery (MWh): 274,2 Energy consumed with battery (MWh): 116,6 Savings (MWh): 157,6	57,5%	0,26	12,6%	69,7%	17,7%
C)	1000 Energy consumed without battery (MWh): 274,2 Energy consumed with battery (MWh): 75,9 Savings (MWh): 198,3	72,3%	0,20	8,3%	69,2%	22,5%

Como se puede apreciar en la tabla de ejemplo, cualquiera de las 3 opciones de capacidad de las baterías que el programa nos propone podría ser válida. Una mayor capacidad de las baterías claramente incrementaría la energía ahorrada en términos de consumo eléctrico, pero esto dispararía el precio del sistema de almacenamiento, ya que la intención no es una desconexión total de la red de suministro, sino reducir al máximo la energía consumida, con un buen ratio Ahorro Energético/Capacidad Instalada. Éste ratio, en el ejemplo anterior del parque eólico Magaz, es de 0,26 para una capacidad de almacenamiento de 600 kWh. Siendo superior a los otros dos escenarios (800 kWh y 1000 kWh), con lo que probablemente, una opción cercana a los 600 kWh de capacidad en la batería sería la mejor solución. Para confirmarlo habría que analizar económicamente el flujo de caja de una inversión de estas características, ya que hay otras variables como la potencia contratada y las penalizaciones por exceso de potencia que deben ser tomadas en consideración.

3.4 Análisis económico/financiero del sistema de almacenamiento para autoconsumo.

3.4.1 Introducción a las facturas eléctricas para un parque eólico

La implementación de un sistema de almacenamiento de energía en un parque eólico tiene su origen en las facturas eléctricas que este tipo de instalaciones tiene que asumir para cubrir sus consumos propios. Por lo tanto, es fundamental un análisis del importe anual a desembolsar en la planta generadora en términos de consumos eléctricos. Este desembolso depende de varias variables. A continuación, se muestra un ejemplo real de factura de un parque eólico proporcionado por *Exus Management Partners*.

3.4.1.1 Potencia Contratada.

Ilustración 16 Potencia Contratada por un parque eólico situado en Burgos, España. Fuente: Exus Management Partners

Tipo discriminación horaria: **TGPAT**
 Potencia contratada: **PC1: 135 kW PC2: 135 kW PC3: 135 kW**
PC4: 135 kW PC5: 135 kW PC6: 270 kW
 Peaje de acceso a la red (ATR): 6.3
 Precios de peajes de acceso: **B.O.E. del 01/02/2014**

Es el término fijo que se abona a la compañía distribuidora, para que ésta te pueda asegurar una potencia máxima de consumo en tu parque eólico. En el sistema eléctrico español, para grandes consumidores de energía, existen 6 periodos diferentes, desde el P1 hasta el P6. Aplicándose cada periodo como se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 5 Periodos de facturación de potencia a lo largo del año y a diferentes horas del día.

Horas	0-8	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Enero	P6	P2	P2	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P2	P2	P2
Febrero	P6	P2	P2	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P2	P2	P2
Marzo	P6	P4	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P4	P4							
Abril	P6	P5															
Mayo	P6	P5															
1-15 Junio	P6	P4	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P4								
16-30 Junio	P6	P2	P2	P2	P1	P2	P2	P2	P2	P2							
Julio	P6	P2	P2	P2	P1	P2	P2	P2	P2	P2							
Agosto	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
Septiembre	P6	P4	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P4								
Octubre	P6	P5															
Noviembre	P6	P4	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P4	P4							
Diciembre	P6	P2	P2	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P2	P2	P2

Cada periodo tiene un coste diferente, el cual se mide en €/kW día. Siendo el periodo P1 el de mayor coste, y el periodo P6 el de menor coste. Esta variación de costes reside en la variación de la demanda eléctrica a lo largo del año y del día. Por ejemplo, como se puede apreciar en la tabla anterior, entre las 0 horas y las 8, el importe aplicado por unidad de potencia es el menor (P6), ya que en esta franja horaria el consumo es mínimo. A continuación, se muestra la diferencia de precios proporcionada por la compañía distribuidora, Iberdrola, para el parque eólico bajo la gestión de Exus:

Ilustración 17 Desglose de factura eléctrica para un parque de Burgos, España. Correspondiente al mes de octubre.

ENERGÍA		
Potencia facturada	P1 135 kW x 31 días x 0,051684 €/kW día	216,30 €
	P2 135 kW x 31 días x 0,025864 €/kW día	108,24 €
	P3 135 kW x 31 días x 0,018928 €/kW día	79,21 €
	P4 135 kW x 31 días x 0,018928 €/kW día	79,21 €
	P5 135 kW x 31 días x 0,018928 €/kW día	79,21 €
	P6 270 kW x 31 días x 0,008636 €/kW día	72,28 €
Total importe potencia hasta 31/10/2016		634,45 €
Energía facturada	P5 11.206 kWh x 0,059408 €/kWh	665,73 €
	P6 14.649 kWh x 0,047826 €/kWh	700,60 €
Total 25.855 kWh hasta 31/10/2016		1.366,33 €
Exceso de potencia		140,50 €
TOTAL ENERGÍA		2.141,28 €
IMPORTE TOTAL		2.141,28 €
IVA	21% s/2.141,28 €	449,67 €
TOTAL IMPORTE FACTURA		2.590,95 €

En este ejemplo de factura, al tratarse del mes de octubre, se aplicarán solo dos periodos, P5 y P6. Y se aplicará un periodo u otro según la hora del día.

La elección de la potencia adecuada para cada parque eólico requiere de un estudio de sus consumos. La práctica habitual de los gestores de parques eólicos como Exus, es de contratar potencias superiores a las necesarias durante los periodos P5 y P6 con el objetivo de evitar **excesos de potencia**. En este ejemplo, el parque eólico tiene contratada una potencia de 135kW para los periodos P1, P2, P3, P4 y P5. Mientras que para el periodo P6 tiene contratada 270kW de potencia. Es sabido que se excederá en algún momento la potencia de 135kW, tal y como ocurre en este ejemplo, pero sale más económico exceder esa potencia puntualmente y pagar su respectiva penalización, en vez de contratar el siguiente periodo de potencia.

3.4.1.2 Energía Facturada.

Este es el término variable dentro de la factura eléctrica y depende de la energía consumida del parque eólico dentro de un periodo determinado. El precio por unidad de energía (€/kWh) también está ligado a los 6 diferentes periodos, siendo de nuevo el periodo más costoso el P1 y así sucesivamente hasta llegar al más económico que sería el periodo P6.

3.4.2 Facturas eléctricas dentro de la herramienta de análisis. Ahorro Económico Anual.

Una vez conocidas la potencia contratada, el consumo de energía, y las penalizaciones por excesos de potencia, se puede calcular el importe mensual de un parque eólico, y de esta forma conocer los consumos anuales que pueden hacer viables la implementación de un sistema de almacenamiento de energía.

Ilustración 18 Lecturas de contador Consumo/Potencia. Parque eólico en Burgos, España. En el mes de octubre

CONSUMOS						
Nº contador	Periodo horario	Desde	Lectura	Hasta	Lectura	Consumo/Potencia
0088461986	Energía activa P1	30/09/2016	00093018,11	31/10/2016	00093018,11	0 kWh
0088461986	Energía activa P2	30/09/2016	00122046,22	31/10/2016	00122046,22	0 kWh
0088461986	Energía activa P3	30/09/2016	00085478	31/10/2016	00085478	0 kWh
0088461986	Energía activa P4	30/09/2016	00095948	31/10/2016	00095948	0 kWh
0088461986	Energía activa P5	30/09/2016	00129850	31/10/2016	00141056	11.206 kWh
0088461986	Energía activa P6	30/09/2016	00772120	31/10/2016	00786769	14.649 kWh
0088461986	Energía reactiva P1	30/09/2016	00001545,22	31/10/2016	00001545,22	0 kVArh
0088461986	Energía reactiva P2	30/09/2016	00002080,67	31/10/2016	00002080,67	0 kVArh
0088461986	Energía reactiva P3	30/09/2016	00000033	31/10/2016	00000033	0 kVArh
0088461986	Energía reactiva P4	30/09/2016	00000042	31/10/2016	00000042	0 kVArh
0088461986	Energía reactiva P5	30/09/2016	00001894	31/10/2016	00001894	0 kVArh
0088461986	Energía reactiva P6	30/09/2016	00021296	31/10/2016	00021296	0 kVArh
0088461986	Maximetro P1	30/09/2016	00000000	31/10/2016	00000000	0 kW
0088461986	Maximetro P2	30/09/2016	00000000	31/10/2016	00000000	0 kW
0088461986	Maximetro P3	30/09/2016	00000000	31/10/2016	00000000	0 kW
0088461986	Maximetro P4	30/09/2016	00000000	31/10/2016	00000000	0 kW
0088461986	Maximetro P5	30/09/2016	00000000	31/10/2016	00000270	270 kW
0088461986	Maximetro P6	30/09/2016	00000000	31/10/2016	00000000	0 kW
0088461986	Sobrepasamientos P1	30/09/2016	00000000	31/10/2016	00000000	0 kW
0088461986	Sobrepasamientos P2	30/09/2016	00000000	31/10/2016	00000000	0 kW
0088461986	Sobrepasamientos P3	30/09/2016	00000000	31/10/2016	00000000	0 kW
0088461986	Sobrepasamientos P4	30/09/2016	00000000	31/10/2016	00000000	0 kW
0088461986	Sobrepasamientos P5	30/09/2016	00000000	31/10/2016	00000270	270 kW
0088461986	Sobrepasamientos P6	30/09/2016	00000000	31/10/2016	00000000	0 kW

Última lectura: real

El usuario tendrá la posibilidad de introducir los valores de gastos procurados por las facturas eléctricas mes a mes durante el periodo de un año, de esta manera se podrá imputar un gasto anual en términos de electricidad.

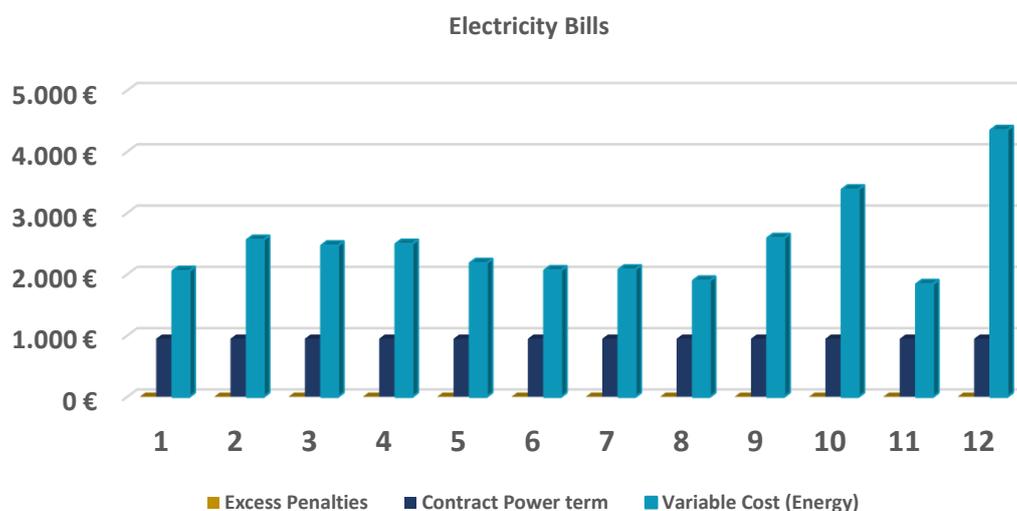
Se diferenciarán entre términos de potencia, energía consumida, y penalizaciones por exceso de potencia. Esto servirá para calcular los posibles ahorros económicos al implementar el sistema de almacenamiento de energía para autoconsumo.

Tabla 6 Ejemplo de introducción de datos en la herramienta de análisis

Electricity Bills				
MONTH	Cost Without taxes	Excess Penalties	Contract Power term	Variable Cost (Energy)
1	3.001 €	0 €	948 €	2.053 €
2	3.509 €	0 €	948 €	2.561 €
3	3.417 €	0 €	948 €	2.469 €
4	3.443 €	0 €	948 €	2.495 €
5	3.130 €	0 €	948 €	2.182 €
6	3.011 €	0 €	948 €	2.063 €
7	3.026 €	0 €	948 €	2.078 €
8	2.843 €	0 €	948 €	1.895 €
9	3.539 €	0 €	948 €	2.591 €
10	4.331 €	0 €	948 €	3.383 €
11	2.786 €	0 €	948 €	1.838 €
12	5.300 €	0 €	948 €	4.352 €
		0 €	11.376 €	29.960 €

Total Annual Cost	41.336 €
Bill Cost /NºWTG	2.756 €

Ilustración 19. Ejemplo de gráfica comparativa de los costes de energía en términos de potencia, energía consumida, y excesos de potencia a lo largo de 12 meses.



En el caso de que aún no se dispongan de los datos de facturas eléctricas, el usuario puede tomar el modelo de factura eléctrica que más se asemeje a su caso, teniendo en cuenta el número de turbinas, la correlación entre ellas, su tecnología y el factor de capacidad del conjunto de aerogeneradores.

De la simulación de carga y descarga se extrajo el porcentaje de energía ahorrada en términos de autoconsumo. Con lo que, sabiendo los consumos anuales de energía y el desembolso anual que ello conlleva, se puede estimar los ahorros económicos anuales gracias al sistema de almacenamiento de energía:

Tabla 7. Ejemplo de tabla resumen de ahorros anuales en términos económicos al incorporar el sistema de almacenamiento de energía. Herramienta análisis autoconsumo.

<i>Scenario</i>	<i>Capacity (kWh)</i>	<i>Power (kW)</i>	<i>Energy Savings</i>	<i>Contract Power reduction</i>	<i>Exceed Power Penalty Reduction</i>	<i>Total Annual Savings (€)</i>
A	800	200	66%	16%	0%	21676
B	600	150	57%	12%	0%	18550
C	1000	250	72%	21%	0%	24082

3.5 Flujo de caja y viabilidad de la inversión

Una vez se tiene la cantidad de energía ahorrada anualmente gracias a la implementación de las baterías, se necesitan conocer cuáles son los costes de inversiones y mantenimiento del sistema de almacenamiento, para así determinar la viabilidad de la operación. Los precios ofrecidos por Tesla y BYD pueden ser consultados por el usuario dentro de apartado “Battery Prices”, los cuales han sido expuestos previamente en este estudio. Se toman dichos precios como referencia para realizar el modelo económico, aunque el usuario también puede incorporar y actualizar información a este módulo, el cual también incluye los costes asignados a la operación y mantenimiento de este tipo de sistemas.

En el flujo de caja se han dado la opción de introducir deuda al proyecto de inversión, es decir, apalancarlo de tal forma que la Tasa Interna de Retorno (TIR) sea más favorable para el inversor. Los datos financieros los cuales se negocian con la entidad que emite el préstamo, deberán ser rellenados por el usuario, en el ejemplo se han tomado unos datos típicos para este tipo de inversiones. Estos aparecen en la siguiente tabla, donde se precisa de: el porcentaje de pago inicial que debe afrontar el inversor (“Upfront”) con respecto a la inversión inicial bruta; El interés anual de pago de deuda y la suma porcentual del pago final a la entidad prestamista con respecto a la inversión inicial bruta. El resto de valores necesarios para el flujo de caja ya han sido determinados previamente: ahorro anual (ingresos) y el coste total de la inversión inicial junto con el coste de mantenimiento anual (gastos).

Ilustración 20 ejemplo de los datos iniciales necesarios para realizar el flujo de caja. Parque Eólico Magaz Escenario A

Scenario A	Annual Savings (€)	21676
	Investment (€)	310400
	Annual Interest	6%
	Final Investment	110%
	UpFront	30%
	Maintenance Cost (€)	1300
800kWh	IRR	5%
	PayBack Period (years)	16

Tabla 8 Extracto del flujo de caja realizada por la herramienta de análisis.

			Revenues Cash Flow								
			Year 1	Year 2	Year 3	Year 4	Year 5	Year 6	Year 7	Year 8	Year 9
			2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Scenario A	Annual Savings (€)	20963									
	Investment (€)	310400									
	Annual Interest	6%									
	Final Investment	110%									
	UpFront	30%									
	Maintenance Cost (€)	1300									
800kWh	IRR	8,7%									
	PayBack Period (years)	17									
			93120	93.854,93 €							
Scenario B	Annual Savings (€)	18356									
	Investment (€)	191.217 €									
	Annual Interest	6%									
	Final Investment	110%									
	UpFront	30%									
	Maintenance Cost (€)	1300									
600kWh	IRR	14%									
	PayBack Period (years)	11									
Scenario C	Annual Savings (€)	22808									
	Investment (€)	336229,4									
	Annual Interest	6%									
	Final Investment	110%									
	UpFront	30%									
	Maintenance Cost (€)	1800									
1000kWh	IRR	9%									
	PayBack Period (years)	16									

Como se puede apreciar en la siguiente imagen, la herramienta, tras realizar el flujo de caja a 25 años^{II}, extraerá una **Tasa Interna de Retorno** y un **Retorno de la Inversión** para cada uno de los tres escenarios de capacidad de almacenamiento.

Se ha tenido en cuenta un coste adicional a los 15 años para prolongar la vida de las baterías, este coste se estima entre un 10-20 % sobre la inversión en el año 0. Tal y como se ha comentado previamente en este estudio, los informes de IRENA pronostican una bajada sustancial del precio de las baterías, esto justifica este valor de prolongación de la vida del sistema de almacenamiento, donde primordialmente el elemento a reemplazar es el de las baterías químicas.

En la herramienta también se debe incluir la pérdida de capacidad de almacenamiento de las baterías a lo largo del tiempo, ya que esto reduciría los ingresos previstos en términos de ahorro energético para cada año. Sin embargo, el precio de las futuras facturas eléctricas del parque eólico también va a variar pudiendo compensar esa bajada de rendimiento por parte del sistema de almacenamiento. Según los informes de **Pöyry España**, el precio medio del mercado español se incrementará de la forma mostrada en la siguiente tabla:

^{II} Ver flujo de caja completo en el anexo.

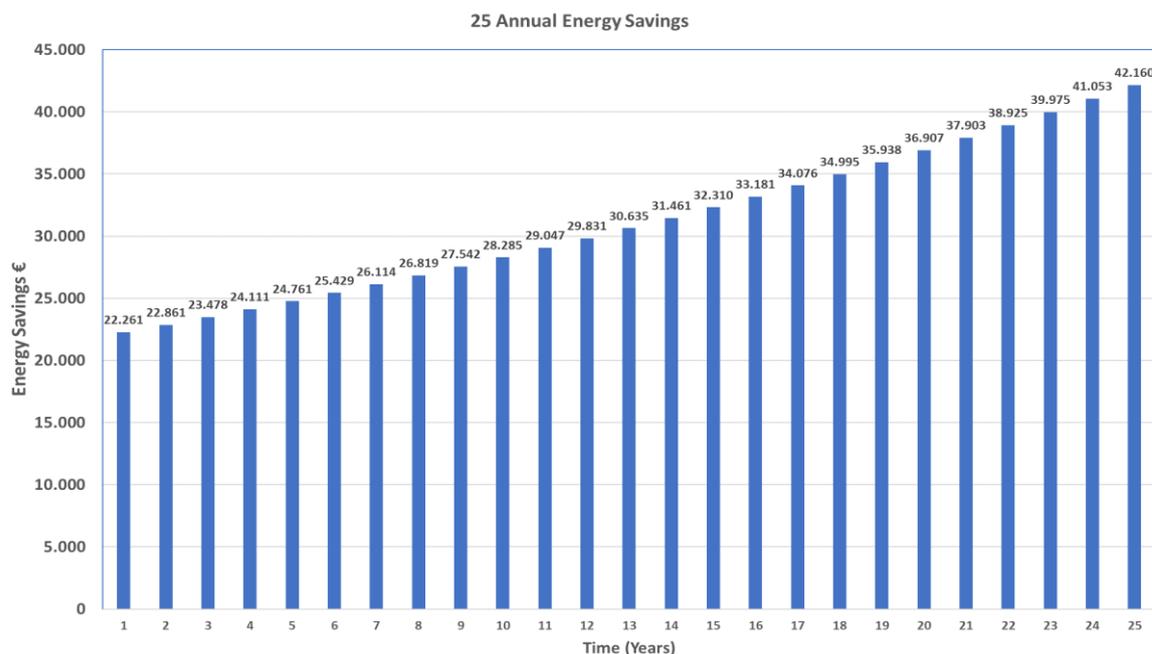
Tabla 9 Precios estimados por Pöyry para el mercado español en los años venideros.

III

Pool Price Estimations	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Poyry Nominal Values (Central Scenario, May 2015)	49,67	52,55	55,27	56,00	58,38	63,65	69,57	74,18	77,77	81,19	85,07	88,51	91,55	93,91	95,94	98,52	103,33	106,54	107,90	111,40	114,73	116,49	118,10
Poyry Nominal Values (High Scenario, May 2015)	72,86	78,74	84,35	90,68	94,82	98,17	104,22	110,78	116,32	121,06	126,38	130,00	132,34	135,85	139,03	142,41	147,23	151,48	156,12	161,69	164,25	167,01	168,24
Poyry Nominal Values (Low Scenario, May 2015)	31,75	33,76	34,49	32,90	32,64	33,77	37,06	42,00	43,35	44,71	46,99	49,84	50,73	52,70	54,94	56,59	59,05	61,51	63,67	65,12	66,43	67,93	69,75

Es decir, en el escenario más probable (“Medium Scenario”) el precio de mercado se incrementará en un 71% de 2018 a 2028, y en el mejor de los casos, el escenario más conservador (“Low Scenario”) el incremento será solo de un 48% en ese mismo periodo, es decir, el ahorro anual en facturas eléctricas por el uso de este sistema de almacenamiento incrementaría en gran medida según estos informes de Pöyry. Lo que supone una subida media de un 6% en el término variable de la factura eléctrica, el cual representa alrededor de un 70% de los costes totales eléctricos dentro de un parque eólico. Dada esta situación, esta herramienta permitirá entonces asociar un incremento del ahorro anual que esté relacionado con el precio de mercado. Y a su vez, relacionar unas pérdidas anuales debido a la degradación de la instalación. Con estos dos parámetros, el usuario podrá ver que valores de degradación y de subida del precio de mercado son los que pueden incrementar o devaluar su inversión.

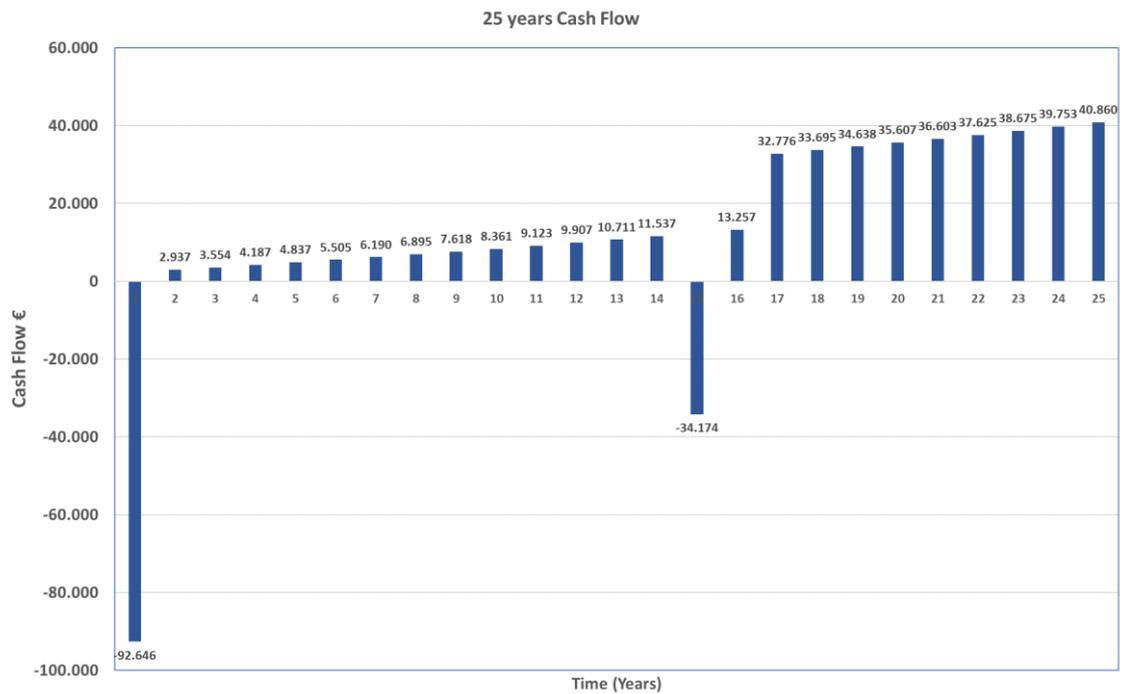
Ilustración 21 ejemplo del incremento de los ahorros anuales debido a la subida del precio de



Una vez establecidos todos los parámetros financieros necesarios el flujo de caja en un gráfico de barras tendrá el siguiente aspecto:

III Ver precios de POYRY completos en el Anexo

Ilustración 22 Flujo de caja expresado de forma gráfica



Se observa que, para este ejemplo (Parque Eólico Magaz con 800 MWh de capacidad de almacenamiento), se tiene un desembolso inicial de 92.646 € y un flujo de caja positivo en los años siguientes, salvo en el año 15, donde hay una segunda inversión para alargar la vida de las baterías hasta los 25 años. Estos flujos se pueden apreciar que son crecientes con el paso de los años debido al efecto del mercado que se comentó previamente (6% incremento anual), también cabe mencionar que en este ejemplo se ha considerado una pérdida de eficiencia del sistema de almacenamiento de un 2% anual sobre el 89% inicial.

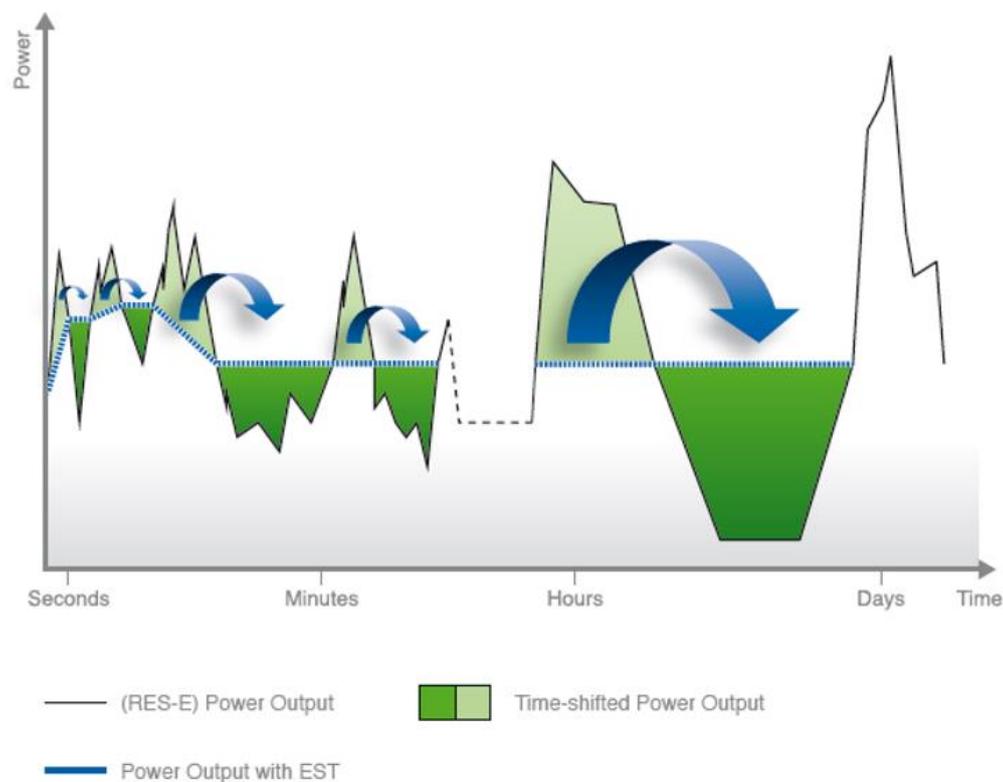
Finalmente, el dato que el inversor está buscando es la Tasa Interna de Retorno, que en este ejemplo es del 10% con los parámetros que se han venido exponiendo.

Capítulo 4. Desplazamiento en el tiempo de la entrega de la energía + Autoconsumo

4.1 Introducción al desplazamiento en el tiempo de la entrega de energía a la red. (“Energy Shift”)

En este capítulo el objetivo será diseñar una nueva herramienta que sea capaz de evaluar la implementación de un sistema de almacenamiento energético con la suficiente capacidad como para permitir un desplazamiento en el tiempo de la generación del parque eólico.

Ilustración 23. Almacenamiento/vertido de la energía en el tiempo. Fuente: stoRE 2014 report.



Tal y como se muestra en el anterior gráfico, se pretende almacenar energía cuando el parque eólico esté operando en situaciones cercanas a la potencia nominal, para más adelante ser liberada cuando sea económicamente conveniente.

En este caso particular, el incentivo económico será la fluctuación de mercado horario en el sistema eléctrico. España, al igual que otros países, cuenta con un mercado energético donde los agentes de mercado compran y venden energía para cada una de las 24 horas del día siguiente basándose en unas previsiones de demanda eléctrica proporcionadas por el operador del sistema que darán lugar a un precio horario por unidad de energía.

4.2 ¿Por qué desplazar en el tiempo la energía entregada a la red? Concepto de Precio Capturado.

Para saber por qué puede ser útil el hecho de verter energía a la red a determinadas horas tras haber sido previamente almacenada hay que poner el foco en las diferencias entre precio medio del mercado y el precio capturado por el parque eólico.

Se definen como ingresos del mercado a aquellos que proceden exclusivamente de la venta de energía eléctrica en el mercado (Pool).

$$\text{Ingresos Hora (n)} = \text{Precio Mercado Hora (n)} \cdot \text{Generación energía Hora (n)}$$

Ecuación 2 Ingresos procedentes del Mercado Energético

Tabla 10 Ingresos de mercado para el ejemplo de generación del parque eólico Magaz el día 08/01/2016

Capacity Factor	Energy Produced (MWh)	Market Price	Market Revenues
39%	11,6	29 €	334 €
61%	18,2	24 €	443 €
67%	20	19 €	387 €
82%	24,6	16 €	396 €
69%	20,8	15 €	312 €
47%	14,2	15 €	213 €
83%	24,8	18 €	450 €
91%	27,2	25 €	686 €
84%	25,2	36 €	919 €
76%	22,8	40 €	901 €
46%	13,8	38 €	520 €
79%	23,6	38 €	889 €
69%	20,8	37 €	768 €
55%	16,6	36 €	600 €
63%	18,8	36 €	679 €
17%	5,2	33 €	172 €
3%	1	32 €	32 €
15%	4,6	37 €	171 €
27%	8	45 €	360 €
27%	8	47 €	376 €
34%	10,2	48 €	492 €
15%	4,6	49 €	226 €
8%	2,4	49 €	117 €
4%	1,2	40 €	48 €

Average Market Price (€/MWh)	33 €
Capture Price (€/MWh)	30 €

Para este ejemplo se ha tomado un día tipo que se analizó previamente, éste ha sido considerado para calcular los ingresos de mercado que obtuvo el parque eólico Magaz, el cual, como se señaló en anteriores capítulos, consta de 15 aerogeneradores con 2 MW de potencia cada uno. Para calcular dichos ingresos de mercado se ha obtenido la energía generada por el parque eólico cada hora y se ha aplicado la ecuación de ingresos de mercado para obtener la ganancia bruta del parque en ese día.

Se puede observar que el precio medio diario ese día fue de 33€/MWh, sin embargo, los precios horarios variaron desde los 15 €/MWh en las horas valle has los 49 €/MWh en los picos de máxima demanda energética, si enfrentamos los datos de generación eléctrica con los datos del precio horario se puede observar que no coincide los momentos de máxima generación del parque eólico

con los momentos de mayor precio de mercado. Esto supone que el precio capturado diario (30€/MWh) sea inferior al precio medio diario (33 €/MWh).

El precio capturado en un día se define como la suma de los ingresos diarios por venta de energía (€), dividido de la suma de la energía total vendida (MWh)

$$\text{Precio Capturado} = \frac{\sum_0^{24} \text{Ingreso Horario}}{\sum_0^{24} \text{Energía Horaria Vertida}}$$

Ecuación 3 Cálculo del precio Capturado

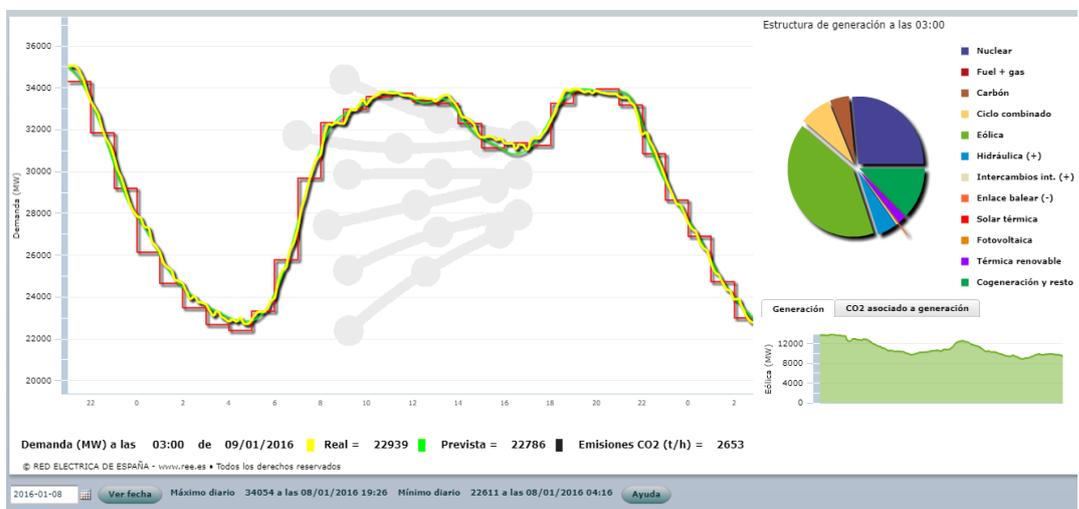
Esta diferencia entre precio capturado y el precio medio del mercado se puede corregir con el uso de sistemas de almacenamiento, incluso se puede llegar a obtener un precio capturado mayor al precio medio del mercado.

Con el objetivo de evaluar el beneficio de desplazar la generación del parque eólico en el tiempo, se va a realizar un análisis del mercado eléctrico español, estudiando los precios de mercado y sus fluctuaciones a lo largo del día, mes y año.

4.3 Relación entre Demanda Energética y Mix Eléctrico con el Precio de Mercado

A continuación, se expone un día tipo en la demanda de energía en el mercado eléctrico español: las horas “valle” se denominan a aquel periodo de tiempo comprendido entre las 2 a.m. y las 6 a.m., donde la población no consume energía y esa demanda proviene, principalmente, de parte de la industria que opera durante las 24 horas. A partir de las 6 a.m. empieza la primera activación de la economía del país, y la demanda crece entorno al 50% en un período de 4 horas, donde alcanza el máximo a las 10 a.m., esta demanda eléctrica se mantiene relativamente estable hasta las 3 p.m. donde empieza a caer durante las próximas horas, pero vuelve a remontar de nuevo cuando la población regresa a sus casas después de la jornada laboral a partir de las 6-7 p.m. y a las 8-10 p.m. vuelve a haber de nuevo un pico de demanda energética.

Ilustración 24. Curva demanda eléctrica prevista (Verde); Real (Amarillo); Potencia de generación programada (Rojo) día 08/01/2016. Fuente: REE.



Estos modelos de predicción de demanda energética tienen en cuenta una abultada cantidad de variables para que la predicción se aproxime cada vez más a la realidad, algunas de estas variables son: el día de la semana, el mes, temperatura ambiente, vientos, radiación solar, lluvias, festividades, actividad laboral, situación económica, eventos puntuales y multitudinarios, concentraciones y manifestaciones, etc.

El sistema eléctrico español cuenta con un mix energético de lo más diverso, cuenta con más de 114 GW instalados de generación eléctrica, que se reparten de la siguiente forma: 31 GW de plantas de generación de energía eléctrica mediante el uso de Gas. 23 GW de energía eólica (con las nuevas subastas llevadas a cabo en 2017, se prevé que la eólica supere los 30 GW) 14 GW de potencia hidráulica, 9 GW de plantas de carbón, 8 GW de energía nuclear, 7 GW de energía solar (Incluye fotovoltaica y térmica) y apenas 1 GW de biomasa.

Para conocer mejor el sistema eléctrico español hay que tener en cuenta las interconexiones con los países colindantes, entre Francia Portugal y Marruecos hay más de 6 GW de potencia de interconexión.

La potencia instalada en el sistema eléctrico español es 3 veces mayor a la potencia máxima demanda. Esto se explica a que todo sistema necesita de unas garantías de generación de energía eléctrica ante cualquier incidencia, y a la gran penetración de energía variable: Solar, Eólica e Hidráulica.

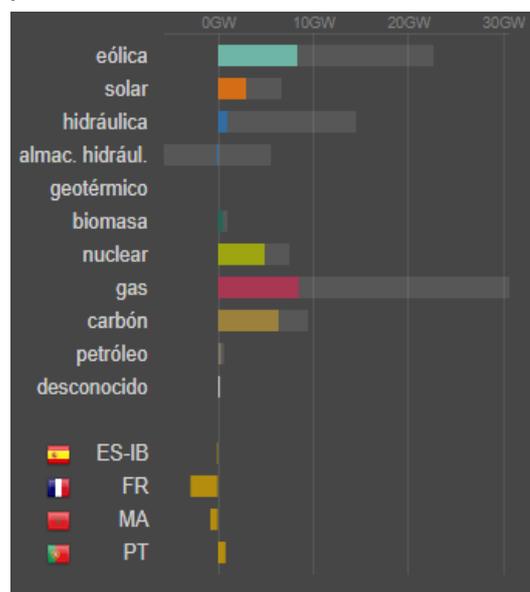
La inestabilidad de la generación eléctrica de las energías renovables hace que se precisen de sistemas de respaldo que se activen cuando la energía eólica o solar no entreguen la suficiente energía para cubrir la demanda, es por ello por lo que ocurre, que, en países como Argentina, por cada MW de energía eólica y solar, se esté instalando a su vez otro MW de respaldo de generación energía convencional. Este problema se puede llegar a suplir con un sistema más distribuido y conectado, y con puntos de almacenamiento de energía distribuidos a lo largo de la red eléctrica que den ese respaldo necesario cuando el recurso solar/eólico sea escaso.

La incorporación de grandes sistemas de almacenamiento de energía provocaría una reducción en el coste de la energía, así como suavizarían las fluctuaciones tan elevadas que se presencian hoy en día entre las horas valle y los picos de consumo en el mercado eléctrico intra-diario.

Siendo conocedores de que esta situación de diferencias en precios se va a prolongar durante al menos 20 años más, un parque eólico junto con un sistema de almacenamiento de energía podría aprovecharse económicamente de este tipo de variaciones en el mercado.

Para el ejemplo que se ha venido mostrando (día ejemplo: 08/01/2016), la variación de la demanda junto con las condiciones de viento se va a traducir en una variación directa en el precio del mercado eléctrico de esta forma:

Ilustración 25. Producción de energía eléctrica en España por tecnología, en comparación con potencia instalada en el día 09/11/2017. Fuente:



Precio horario de Mercado Eléctrico español el 08/01/2016

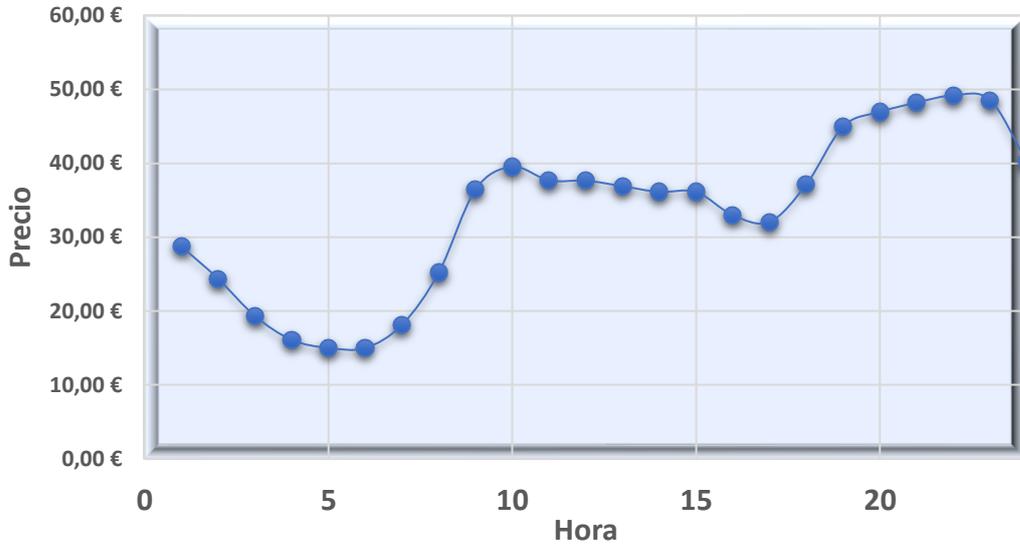
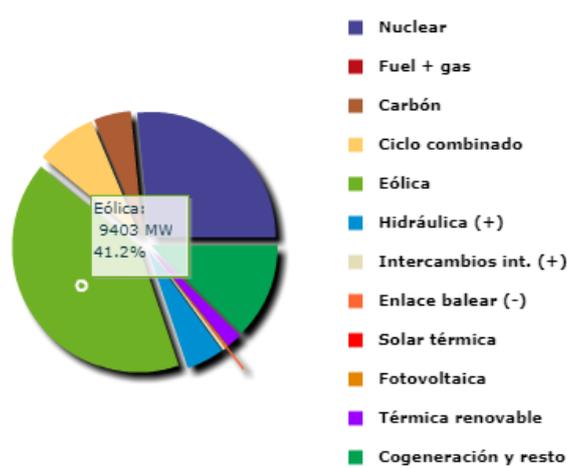


Ilustración 26 Mix eléctrico del sistema eléctrico español el día 08/01/2016. Fuente: REE



La diferencia que se crea entre generación y producción a nivel intra-diario es la causante de los distintos precios para cada hora, en el mix energético español, la energía eólica tiene una penetración tal que puede variar drásticamente el mercado energético. En el ejemplo anterior, el día 08/01/2016 la generación eólica cubrió un 41,2% de la demanda energética del día, eso redujo los precios del MWh llegando a alcanzar precios de 15 €/MWh en las horas valle. Se puede comprobar en la curva de precios a lo largo del día que este día, al haber una generación continuada de energía eólica las 24 h del día, la curva de precios adquirió una forma muy similar a la demanda energética, habiendo variaciones que van desde un máximo en horas pico de 49€/MWh hasta el mínimo en horas valle de 15€/MWh, eso supone una diferencia de más de un 200% en el precio si vendes un MWh a las 3 a.m. en vez de a las 10 p.m.

4.4 Análisis del precio de la energía en el Mercado Energético Español

4.4.1 Introducción a los desvíos horarios en el mercado eléctrico diario

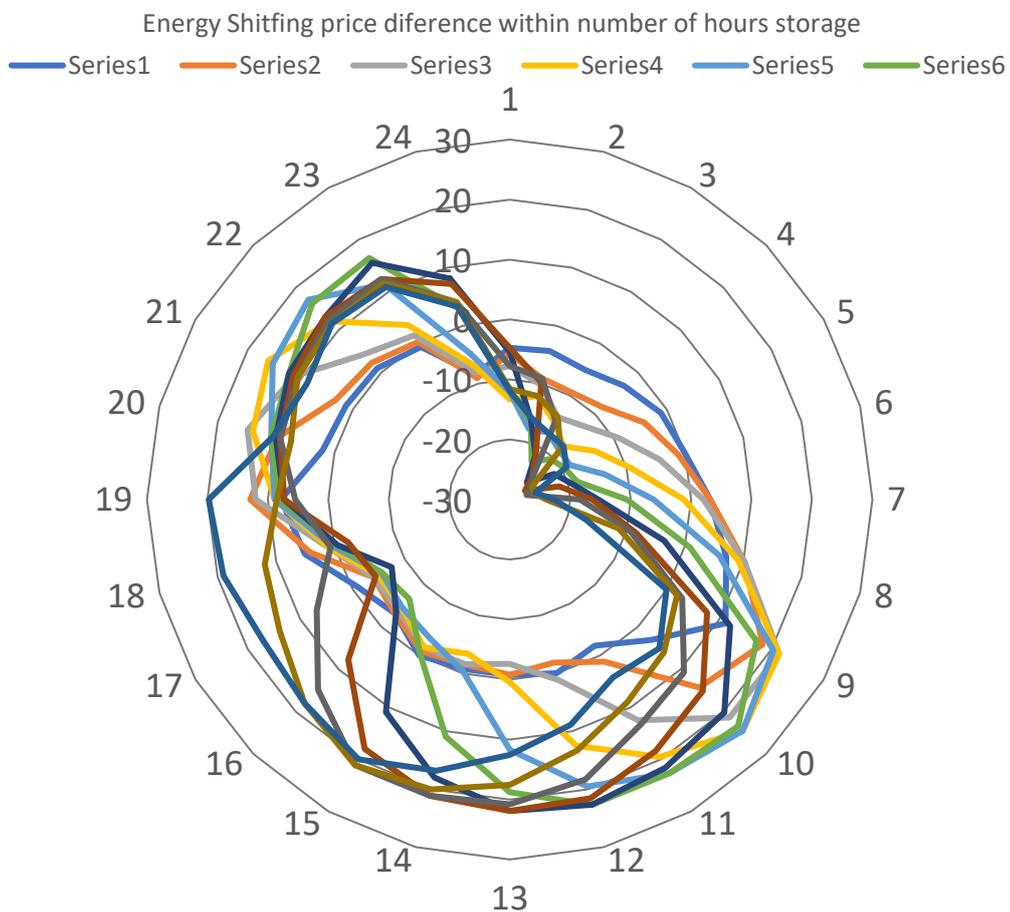
En este apartado se profundizará en las evoluciones del mercado eléctrico español a nivel diario. Como se ha venido mostrando previamente, el precio dentro de un mismo día tiene un valor distinto para cada hora. En un primer análisis se pondrá el foco en las desviaciones que se producen entre los precios según los diferentes momentos del día con el objeto de conocer mejor cuales pueden ser los beneficios de almacenar energía en momentos de bajo coste para más adelante verterla a la red cuando el precio sea más ventajoso.

Tabla 11 Desviación de los precios horarios con respecto a una hora previa desplazándose X horas en el tiempo. Mercado eléctrico español

		Difference from Shifting the Energy Generation X hours in time											
	PRICE	HOUR	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
24 hours	29 €	1	-5	-6	-8	-13	-12	-12	-5	-5	-8	-12	-12
	24 €	2	-4	-9	-10	-12	-18	-16	-16	-10	-9	-12	-16
	19 €	3	-5	-9	-14	-15	-17	-23	-21	-21	-15	-14	-17
	16 €	4	-3	-8	-13	-17	-18	-20	-26	-25	-25	-18	-17
	15 €	5	-1	-4	-9	-14	-18	-20	-22	-27	-26	-26	-19
	15 €	6	0	-1	-4	-9	-14	-18	-20	-22	-27	-26	-26
	18 €	7	3	3	2	-1	-6	-11	-15	-16	-18	-24	-23
	25 €	8	7	10	10	9	6	1	-4	-8	-9	-11	-17
	36 €	9	11	18	21	21	20	17	12	8	3	2	0
	40 €	10	3	14	21	25	25	23	20	15	11	6	5
	38 €	11	-2	1	12	20	23	23	22	18	13	9	4
	38 €	12	0	-2	1	12	20	23	23	22	18	13	9
	37 €	13	-1	-1	-3	0	12	19	22	22	21	18	13
	36 €	14	-1	-2	-2	-3	0	11	18	21	21	20	17
	36 €	15	0	-1	-2	-2	-3	0	11	18	21	21	20
	33 €	16	-3	-3	-4	-5	-5	-7	-3	8	15	18	18
	32 €	17	-1	-4	-4	-5	-6	-6	-7	-4	7	14	17
	37 €	18	5	4	1	1	0	-1	-1	-2	1	12	19
	45 €	19	8	13	12	9	9	8	7	7	5	9	20
	47 €	20	2	10	15	14	11	11	10	9	9	7	11
	48 €	21	1	3	11	16	15	12	12	11	11	11	9
	49 €	22	1	2	4	12	17	16	13	13	12	12	12
	49 €	23	-1	0	2	4	11	16	16	12	12	12	11
	40 €	24	-8	-9	-8	-7	-5	3	8	7	4	4	3
	Sum of Negatives		-35	-59	-80	-104	-123	-133	-141	-141	-137	-143	-147
	Sum of Positives		42	80	114	143	168	183	194	192	185	187	186

En la tabla anterior se analizan las desviaciones que se presentan en los precios horarios con respecto al precio que se puede encontrar horas antes, la tabla presenta varias columnas según el número de horas de diferencia entre las dos horas a comparar. Por ejemplo, en este día en concreto se pueden apreciar desviaciones inferiores que van desde el -27 €/MWh en las horas valle, y desviaciones superiores del 20-25 €/MWh en las horas de máxima demanda eléctrica, se comprueba en el gráfico que estos máximos se acentúan cuando las horas de diferencia son de 6 a 10 horas. Es decir, la máxima diferencia se encuentra entre las horas valle y 6- 10 horas más adelante donde se encuentra los dos puntos de máxima demanda energética. Esto nos indica indirectamente el mejor momento para almacenar y para verte energía, en la siguiente gráfica radial se aprecia en qué horas del día se concentra la máxima desviación del precio. Será en estos puntos donde se realice el almacenamiento/ vertido de energía por parte del sistema de baterías.

Ilustración 27 Gráfico Radial donde se muestra la desviación del precio horario respecto al mismo precio X horas antes en función de 6 intervalos distintos de diferencia entre horas.



En el gráfico anterior se tienen varias sucesiones diferentes en donde se varía el intervalo en el que la energía es desplazada, desde 1 hora hasta 8 hora. Se aprecia que cuanto más alto es el intervalo de diferencia entre horas (serie 6) más acentuada es la desviación del precio horario con respecto a los precios horas antes, a su vez indica cuales son las horas más sensibles donde se produce las máximas desviaciones tanto superiores como inferiores. Se observa de nuevo que la máxima desviación inferior con respecto a la media ocurre entre las 3 y las 5 a.m. (Horas valle). Sin embargo, la máxima desviación superior con respecto a la media, se dan en varias franjas horarias, de 9 a.m. a 12 m. y desde las 7 p.m. a 23 p.m.

Si analizamos estas diferencias desde un punto de vista porcentual los resultados son aún más reveladores:

Tabla 12. Diferencia porcentual del precio de mercado horario con respecto a la media diaria. Incluyendo la generación de energía eléctrica del parque eólico. Día ejemplo: 08/01/2016

Hour	Capacity Factor	Energy Produced (MWh)	Market Price	Desviation from Average
1	39%	11,6	29 €	-8%
2	61%	18,2	24 €	-22%
3	67%	20	19 €	-38%
4	82%	24,6	16 €	-49%
5	69%	20,8	15 €	-52%
6	34%	10,2	15 €	-52%
7	83%	24,8	18 €	-42%
8	91%	27,2	25 €	-20%
9	84%	25,2	36 €	16%
10	76%	22,8	40 €	26%
11	46%	13,8	38 €	20%
12	79%	23,6	38 €	20%
13	69%	20,8	37 €	18%
14	55%	16,6	36 €	15%
15	63%	18,8	36 €	15%
16	17%	5,2	33 €	5%
17	3%	1	32 €	2%
18	15%	4,6	37 €	18%
19	27%	8	45 €	43%
20	27%	8	47 €	50%
21	35%	10,5	48 €	54%
22	15%	4,6	49 €	57%
23	8%	2,4	49 €	55%
24	4%	1,2	40 €	28%

En la tabla se aprecia como esas desviaciones del precio horario con respecto a la media diaria son elevadas en dos periodos bien marcados, cabe señalar que este es un día tipo, y que a continuación se analizarán otros días del año para encontrar correlaciones entre ellos.

Con todo ello el sistema de almacenamiento de energía sabremos que tendrá al menos un ciclo de carga y descarga por día, y puede llegar a tener dos ciclos por día si entre el pico máximo del mediodía y el pico máximo de por la tarde-noche se encuentren de nuevo desviaciones lo suficientemente representativas como para almacenar energía en esas horas donde el precio puede llegar a ser favorable, es decir, sería una segunda franja de horas valle.

Como se ha apuntado anteriormente, el precio de cada día está sometido a una abultada lista de variables que hacen que esas desviaciones superiores e inferiores sean diferentes según el día que se analice, en este estudio se recogen otros dos días tipo donde las desviaciones con respecto al precio medio se acentúan aún más, favoreciendo así la implementación de un sistema de almacenamiento de energía.

Ilustración 28 Ejemplo 2, variación precio horario mercado energético español, el 10/01/2016

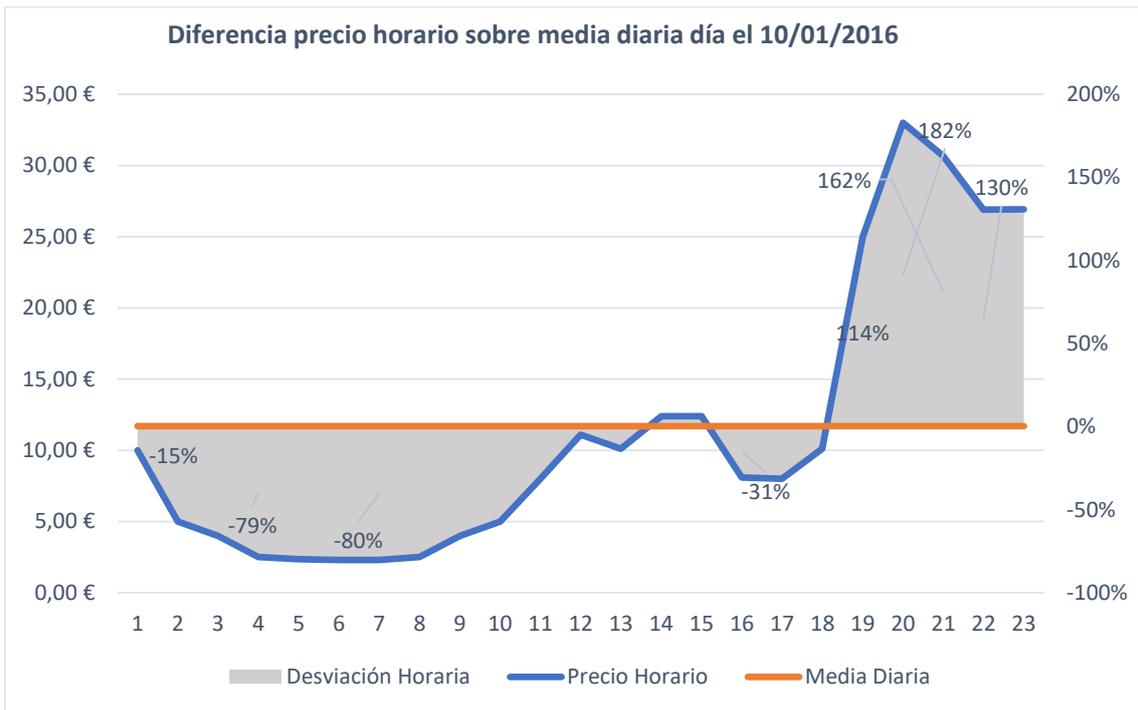


Ilustración 29 Ejemplo 3, variación precio horario mercado energético español, el 11/01/2016

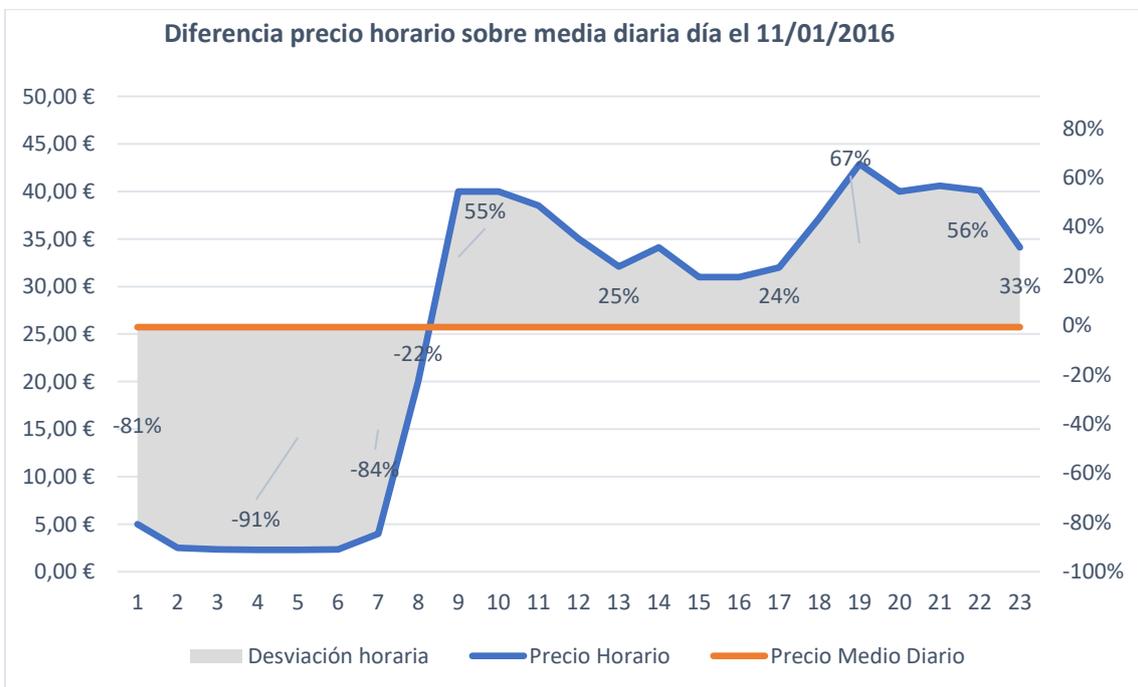
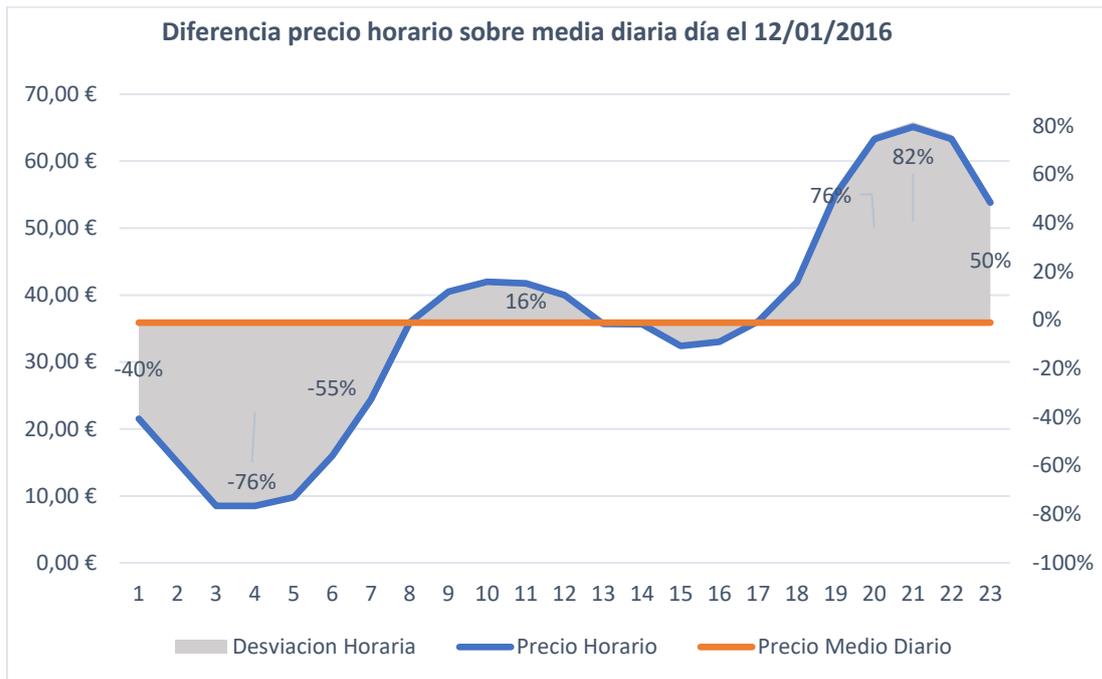


Ilustración 30 Ejemplo 4, variación precio horario mercado energético español, el 12/01/2016

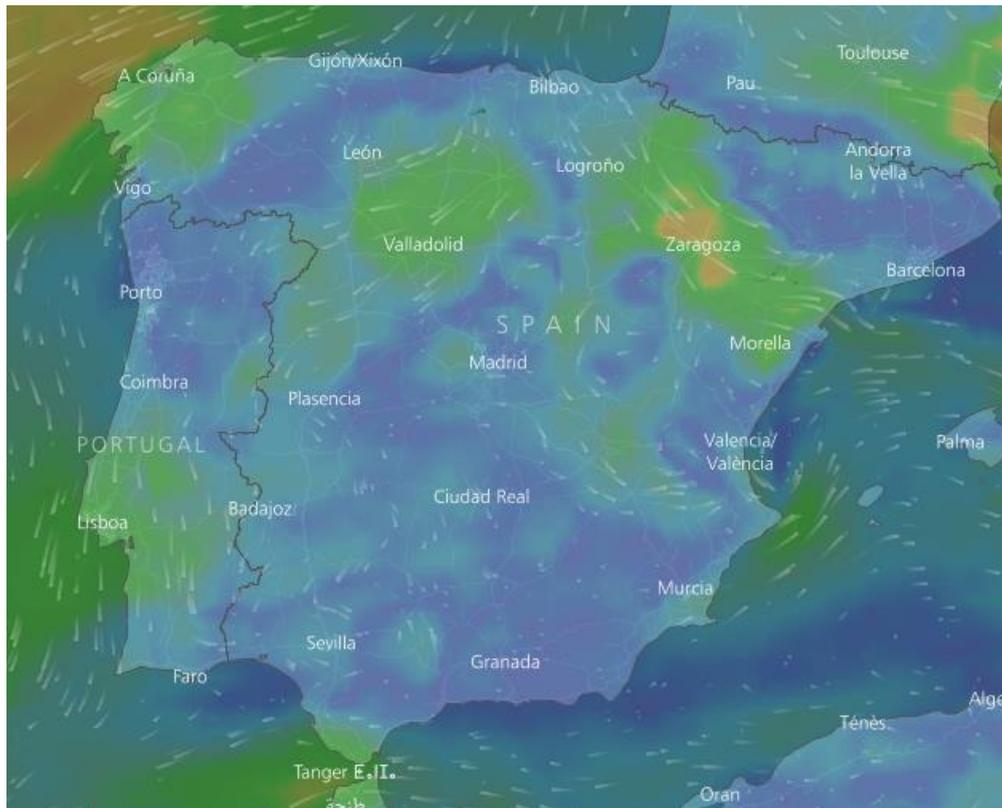


En los ejemplos anteriores se pueden observar que, dentro de un mismo mes, el contexto socioeconómico, los recursos energéticos, el día de la semana, etc.; hacen que la variación del precio horario sea difícil de predecir, solo se puede saber con certeza dichas desviaciones cuando salen publicados cada día los precios del MWh del día siguiente. No obstante, como se ha comentado previamente, se repite el patrón de un mínimo y un máximo de precio cada día. Con lo que el sistema de almacenamiento podrá aprovecharse de esas desviaciones de precio y almacenar energía en las horas valle y entregarla horas después cuando la desviación del precio sea lo suficientemente elevada. Esto aumentaría los beneficios obtenidos por el mercado al incrementar el valor del precio capturado por el parque eólico.

4.4.2 Correlación entre parques eólicos y precio capturado a nivel diario.

En el sistema eléctrico español, la penetración de la energía eólica es tal que es capaz de variar por sí sola el mercado energético, así, en los intervalos horarios donde el recurso eólico es alto, el precio se reduce de tal forma que cuando realmente el parque eólico está vertiendo energía eléctrica a la red, el precio que se paga por esta es más bajo que la media diaria. Este fenómeno será más o menos acentuado según la correlación del parque eólico en cuestión con el resto de parques instalados en el territorio peninsular. Es decir, cuando se tiene un parque eólico que gracias a su ubicación estratégica se diferencia del resto de parques obteniendo un mejor precio capturado. En España, estas posiciones que marcan la diferencia son la zona norte de Galicia, el sur de Andalucía, próxima al estrecho de Gibraltar, en interior de Burgos, y el corredor que se forma entre Logroño y Cataluña, pasando por Zaragoza.

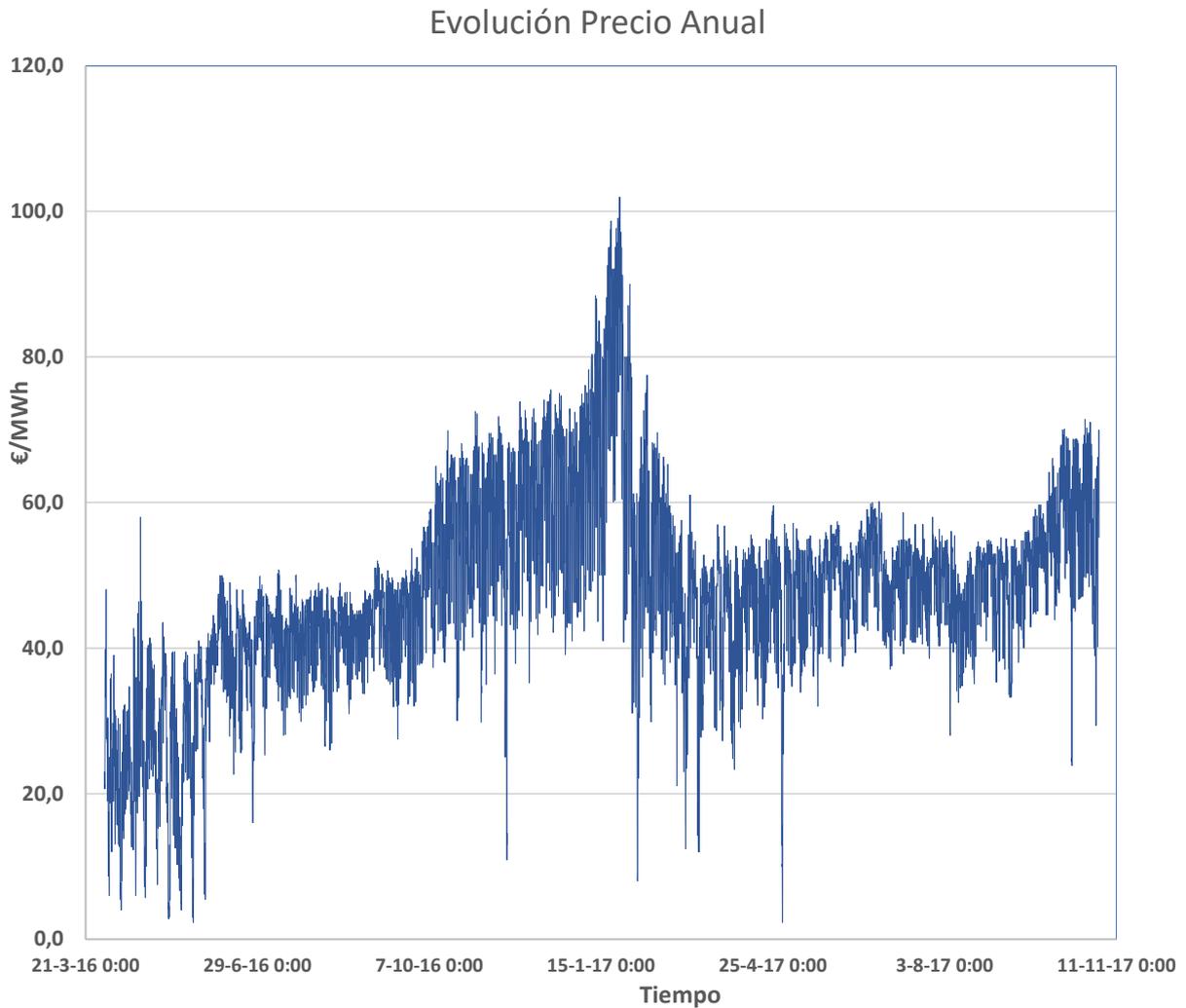
Ilustración 31. Mapa de intensidad de viento para el día 22/10/2017 en la península ibérica. Fuente WINDTV



4.4.3 Variaciones mensuales y anuales del precio de la energía en el Mercado Eléctrico Español.

En cuanto a las variaciones del precio de la energía a lo largo de los meses cabe señalar que estas diferenciaciones serán relevantes en cuanto a la cuantía de ganancia que se puede obtener del desplazamiento en tiempo de la entrega de energía a la red (Mayor o menor según el precio medio diario). Sin embargo, aunque el precio medio diario de la energía de un mes para otro aumente o disminuya, se estima que el comportamiento de los precios a nivel horario seguirá unas curvas similares, en función de la demanda y la generación de energía a nivel, de forma cuasi-independiente del precio medio diario. Aunque, como se puede observar en las siguientes tablas, estas desviaciones de un mes a otro pueden variar drásticamente, influyendo de manera importante sobre los ingresos obtenidos al almacenar energía para luego verterla a la red.

Ilustración 32 Evolución del precio horario de la energía en el sistema eléctrico español.

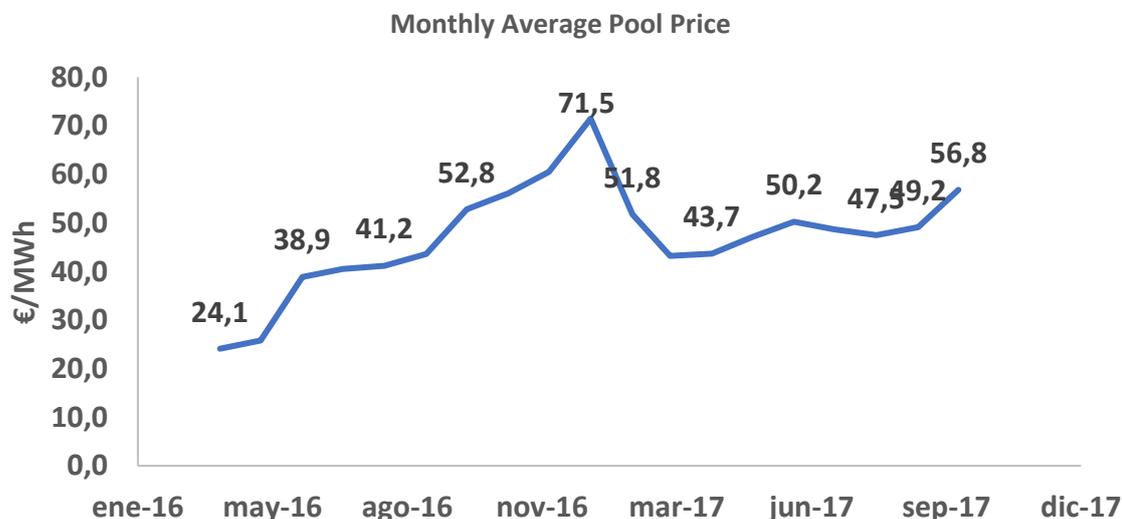


Estos datos brutos del precio para cada hora durante 19 meses (abril-2016 hasta noviembre 2017) son filtrados y analizados por la herramienta para ofrecer al usuario unos indicadores fundamentales, así como el precio medio diario, mensual, anual; desviaciones horarias con respecto a los precios medios diarios, etc. Como se comprobará a continuación, serán estas desviaciones a nivel diario las que crean la mayor parte de los beneficios del sistema de almacenamiento, no obstante, hay que tener en cuenta el precio medio del mercado, porque a igualdad de desviaciones porcentuales a nivel diario, si el precio es más elevado, las ganancias obtenidas por las diferencias en la hora en que se vende la energía se incrementan.

Tabla 13. Precio medio mensual de la energía

		Average Pool Price (€/MWh)	Average Inferior Deviation	Average Superior Deviation	
2016	4	abr-16	24,1	-19%	20%
	5	may-16	25,8	-20%	16%
	6	jun-16	38,9	-9%	7%
	7	jul-16	40,5	-11%	7%
	8	ago-16	41,2	-9%	6%
	9	sep-16	43,6	-10%	7%
	10	oct-16	52,8	-11%	8%
	11	nov-16	56,1	-14%	10%
	12	dic-16	60,5	-14%	9%
2017	13	ene-17	71,5	-15%	10%
	14	feb-17	51,8	-16%	12%
	15	mar-17	43,2	-13%	10%
	16	abr-17	43,7	-13%	10%
	17	may-17	47,1	-9%	8%
	18	jun-17	50,2	-7%	5%
	19	jul-17	48,6	-8%	6%
	20	ago-17	47,5	-9%	6%
	21	sep-17	49,2	-7%	6%
	22	oct-17	56,8	-10%	9%

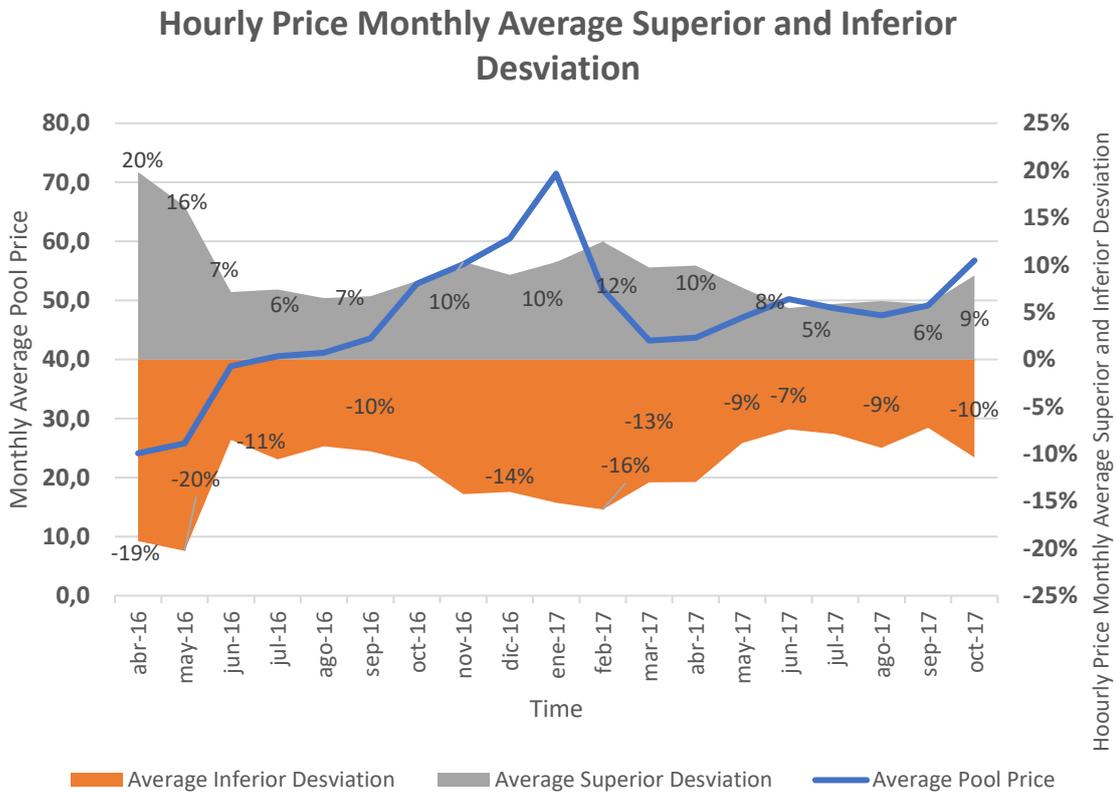
Ilustración 33 Evolución del precio medio del mercado diario. Fuente: OMIE



En esta gráfica se observa claramente la gran variación del precio medio mensual desde el mes de abril 2016 hasta noviembre 2017, en estos 19 últimos meses el precio de la energía se ha incrementado un 133%, pasando de 24 €/MWh hasta los 57 €/MWh de media. Incluso se llegaron a alcanzar promedios de 72 €/MWh durante el mes de enero de 2017. El precio de la energía está sometido a una serie de variables que, aunque no son objeto de este estudio, resulta útil saber la posible correlación entre el precio medio del mercado y los posibles beneficios que aporta la implementación de un sistema de almacenamiento como el que se expone en este capítulo. Esto se analizará en los siguientes apartados.

4.4.4 Desviación de los precios horarios con respecto a la media diaria para cada mes del año.

Ilustración 34 Desviaciones horarias medias según el mes del año, en adición con el precio medio mensual del mercado



Dentro del análisis del mercado eléctrico, la parte de mayor interés en este estudio son las fluctuaciones del precio horario con respecto a la media diaria para cada mes del año. Así como en abril de 2016 esa variación entre precios horarios y precios medios diarios fue de un 20% de media mensual, en meses con junio y julio 2016 los precios diarios fueron más estables con lo que las desviaciones medias se redujeron en torno al 6% de desviación media superior, y al -11% de desviación media inferior. Esto va a provocar que el sistema de almacenamiento tenga que reajustarse cada mes para definir unos límites superiores e inferiores de carga/descarga únicos para cada mes, ya que las variaciones en las desviaciones a nivel hacen imposible generalizar cuales serían esos límites ideales para todo el año. Este ajuste será descrito en el apartado de explicación del funcionamiento de la herramienta.

Por último, cabe mencionar que los desvíos superiores son de media un 30% menores que los desvíos inferiores.

Promedio Desvíos Superiores = 9%

Promedio Desvíos Inferiores = -12%

Por lo que los límites para carga y descarga no serán homólogos. Sino que se deberá fijar un límite de desvío inferior a partir del cual se empezará la carga de la batería, y se establecerá el límite superior un aproximadamente un 30% menor que el inferior.

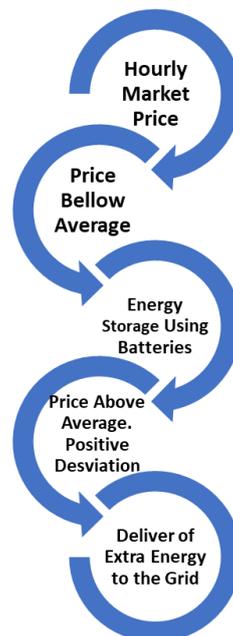
4.5 Modelo de simulación de flujo de energía dentro del sistema de almacenamiento. Herramienta de Análisis de desplazamiento de la energía en el tiempo.

4.5.1 Introducción a la Herramienta de Análisis

Con el objetivo de cuantificar los beneficios directos al desplazar el vertido a la red de la energía generada por un parque eólico, se ha creado esta nueva herramienta que analizará tanto técnica como económicamente el proyecto de incorporación de baterías en el parque eólico con este propósito.

Como se mencionó en los apartados anteriores, la desviación porcentual del precio horario con respecto a la media del precio diario es un buen indicador para saber cuándo es el momento idóneo para almacenar y para verter energía a la red. Por lo tanto, dicha desviación será el primer parámetro que atenderá la herramienta, si esta desviación llegase a ser lo suficientemente elevada, y las condiciones de las baterías así lo permitiesen, el sistema almacenará parte de la energía generada por el parque eólico, para más adelante, cuando las condiciones sean favorables, el sistema verterá esa energía a la red, esta vez con unas condiciones de precio más favorables. Entonces, el esquema cronológico, a grandes rasgos, sería el siguiente:

Ilustración 35. Esquema cronológico de la secuencia para almacenar/verter energía a la red.



4.5.2 Parámetros y algoritmos para el correcto funcionamiento de la herramienta.

Para su correcto funcionamiento, el sistema deberá incluir una base de datos donde se tenga la siguiente información (Esta información deberá ser completa en su mayoría por el usuario):

Tabla 14 Tabla de variables necesarias para el correcto funcionamiento del sistema de almacenamiento de energía

Energía/Potencia Generada por el parque eólico cada hora. Basada en sistemas de predicción con un rango de 24 horas
Capacidad y Potencia del sistema de almacenamiento. Dimensionado previo.
Mínimo Estado de Carga. A convenir con el fabricante y el usuario (recomendado 10%)
Seguimiento del estado de carga del sistema de almacenamiento
Potencia Máxima de Evacuación de la Línea Eléctrica
Precio de Mercado Horario
Desviación horaria del precio de mercado con respecto a la media diaria
Desviación mínima horaria inferior para Almacenar. Recomendada una desviación mínima del 35% (Puede variar en función del mes)
Desviación mínima horaria superior para Verter energía. Recomendada una desviación mínima del 25% (Puede variar en función del mes)

Estas son las variables fundamentales que van a influir a la hora de determinar qué cantidad de energía eléctrica será almacenada o vertida.

El algoritmo que dará la cantidad exacta de energía almacenada/vertida en cada momento debe seguir unas premisas físicas fundamentales.

La potencia generada por el parque eólico más la potencia extra añadida por las baterías nunca

$$Potencia\ Generada + Potencia\ Extra\ Baterías < Potencia\ Máxima\ Evacuación$$

Ecuación 4. Premisa sobre potencia máxima de evacuación de la línea eléctrica

puede ser superior a la potencia máxima de evacuación.

El sistema de baterías tendrá una carga que oscilará entre el mínimo estado de carga elegido por usuario/fabricante para asegurar una mayor longevidad de las baterías. Recomendado introducir un valor del 10%.

$$10\% < Estado\ de\ Carga < 100\%$$

Ecuación 5 Premisa sobre el estado de carga de las baterías

La desviación horaria del precio de mercado con respecto al precio medio diario tendrá un límite inferior y superior para decidir si cargar/ descargar o permanecer a la espera.

$$SI \text{ Desviación horaria} > \text{Desviación inferior Mínima} \rightarrow \text{Almacenar}$$

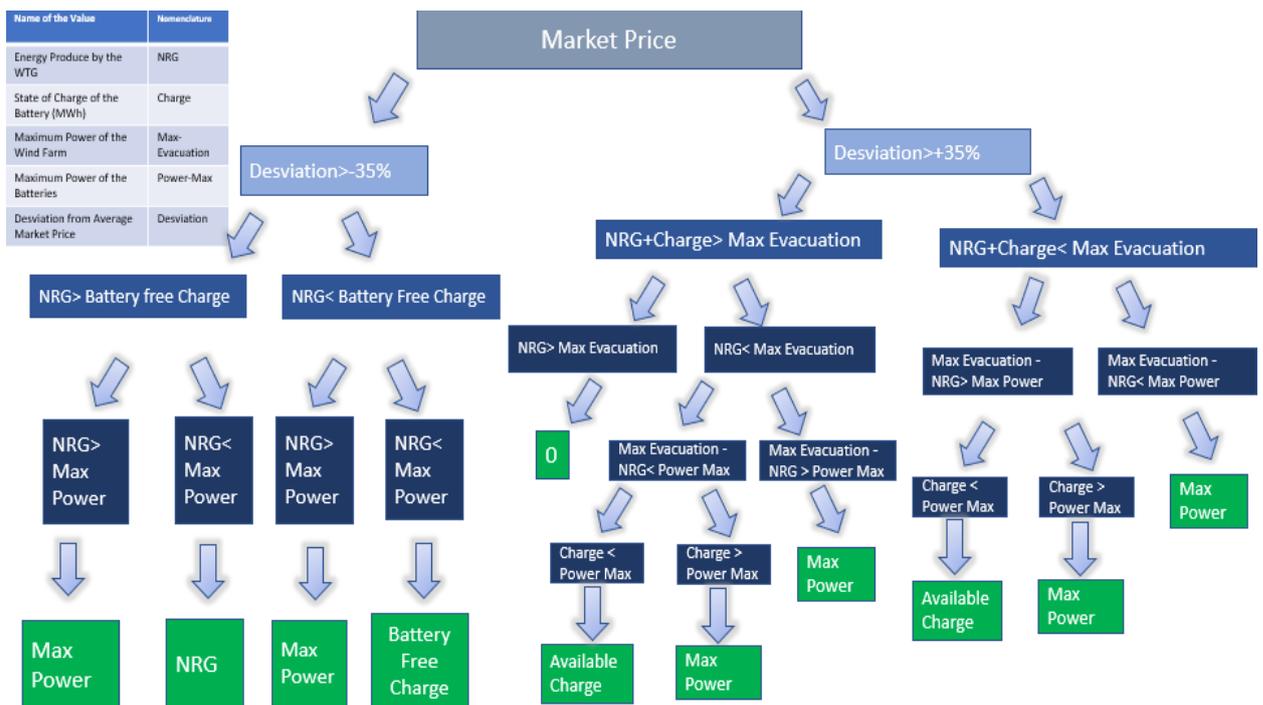
Ecuación 7 Premisa para almacenar energía en las baterías

$$SI \text{ Desviación horaria} > \text{Desviación Superior Mínima} \rightarrow \text{Verter}$$

Ecuación 6 Premisa para verte energía a la red

Con estas premisas básicas se puede empezar a programar el algoritmo que controlará para cada hora el flujo de energía entre los Aerogeneradores, las baterías y la red.

Ilustración 36. Flujo de la toma de decisiones del algoritmo que controla la energía vertida/almacenada por el sistema de almacenamiento.



Este sería el aspecto de la toma de decisiones del programa para saber qué cantidad exacta de energía conviene tanto almacenar como verter en cada momento, este proceso lógico se puede repetir de manera horaria para tener unas mejores previsiones de generación de viento. El precio de la energía, y la desviación que este tiene cada hora es conocido a las 12 horas del mediodía del día anterior, con lo que eso no será una limitación en cuantos al intervalo en el que el programa tiene que calcular y ordenar la evacuación/carga de energía a las baterías.

4.6 Dimensionamiento de la Capacidad del sistema. Análisis de indicadores fundamentales. Parque Eólico modelo: MAGAZ.

4.6.1 Primeras simulaciones y funcionamiento de la herramienta

Una vez conocido el algoritmo por el cual el sistema va a operar se puede llevar a cabo una primera estimación de los flujos de carga y descarga de las baterías según el precio de mercado y las condiciones de almacenamiento, para ello se toma como ejemplo de estudio el parque eólico Magaz, esta planta generadora de energía limpia situada en Burgos, España, consta de 15 aerogeneradores que suman un total de 30 MW y servirá de modelo para desarrollar la herramienta, la cual pretende ser una herramienta universal que pueda ser utilizada fácilmente por el usuario que desee analizar la implementación de un sistema de almacenamiento de energía de estas características.

Cabe diferenciar entre la parte de análisis y la parte operativa de la herramienta. En la parte de análisis el usuario introducirá datos históricos de generación de energía y de precio de mercado, con el objetivo de dimensionar la instalación de baterías y conocer la cantidad de ganancia relacionada al uso de este nuevo sistema.

Por otro lado, en el modo operativo, el algoritmo de carga y descarga será el mismo que se utilizó para el dimensionamiento y análisis, pero esta vez, se emplearán datos en tiempo real de la predicción de generación de energía en combinación con los precios del mercado eléctrico. Con ello el programa puede calcular en tiempo real la energía que debe almacenar y verter en cada momento del día.

Para el análisis y dimensionamiento, el usuario de la herramienta deberá introducir los datos 15 min de potencia generada por el parque eólico, estos datos se pueden obtener, con los permisos necesarios, de la plataforma de *REE SIMEL*, en este caso los datos de generación de energía del parque eólico Magaz han sido extraídos con el acceso que tiene *Exus Management Partners* a *SIMEL*, al ser el propietario y gestor de este parque eólico.

Esos datos brutos de contador son procesados por la herramienta, para obtener la energía entregada a cada hora, y poder de esta manera compararlos con los precios de mercado.

Se deben introducir unos valores de inicio en las casillas de control de variables, estos valores serán necesarios para la simulación en el tiempo de la carga y descarga de las baterías. Estos valores se pueden variar en cualquier momento, y el programa reajustará los resultados según las variaciones realizadas^{IV}.

^{IV} Las horas de almacenamiento, así como la potencia de las baterías, se pueden estimar automáticamente mediante un algoritmo que ofrece la herramienta, el cual será desarrollado en el siguiente apartado

Ilustración 37 Tabla de datos iniciales a rellenar por el usuario*

Capacity (MWh)	80,00
Hours of storage (h)*	4,00
Battery Peak Power (MW)	20
Max Total Power delivered (MW)	30
Minimum state of Charge	0,1
Min Deviation to start storing	-0,2
Max Deviation to start delivering	0,15
Charge/discharge cycle performance	0,9

Tabla 15 Datos procesados por la herramienta de análisis para obtener los beneficios del uso del nuevo sistema de almacenamiento

Date and Hour	Energy Generation	Market Price	Daily Market Price Average	Deviation From Average	State of Charge (Battery)	Energy Storage in the Battery	Extra Energy Added to the battery	Extra Energy Delivered by the battery	Final Energy Delivered to the grid	New Market Revenues	Won/lost due to Energy Shift
	(MWh)	(€/MWh)	(€/MWh)	%	%	MWh	MWh	MWh	MWh	€	€
3-4-16 0:00	13,6	19,6	14,0	40%	48%	38,4	0,0	20,0	33,6	659	392
3-4-16 1:00	11,4	18,1	14,0	29%	23%	18,4	0,0	10,4	21,8	393	187
3-4-16 2:00	12,0	15,0	14,0	7%	10%	8,0	0,0	0,0	12,0	180	0
3-4-16 3:00	14,7	12,1	14,0	-4%	10%	8,0	0,0	0,0	14,7	178	0
3-4-16 4:00	10,9	8,7	14,0	-38%	10%	8,0	10,9	0,0	0,0	0	-94
3-4-16 5:00	7,2	9,0	14,0	-36%	24%	18,9	7,2	0,0	0,0	0	-64
3-4-16 6:00	5,5	11,0	14,0	-21%	33%	26,0	5,5	0,0	0,0	0	-61
3-4-16 7:00	8,0	11,7	14,0	-16%	39%	31,5	8,0	0,0	0,0	0	-94
3-4-16 8:00	11,0	12,1	14,0	-14%	49%	39,5	0,0	0,0	11,0	133	0
3-4-16 9:00	8,7	17,1	14,0	22%	49%	39,5	0,0	20,0	28,7	492	343
3-4-16 10:00	11,1	17,4	14,0	24%	24%	19,5	0,0	11,5	22,6	392	200
3-4-16 11:00	13,8	17,5	14,0	25%	10%	8,0	0,0	0,0	13,8	241	0
3-4-16 12:00	14,9	16,2	14,0	15%	10%	8,0	0,0	0,0	14,9	240	0
3-4-16 13:00	12,5	13,5	14,0	-4%	10%	8,0	0,0	0,0	12,5	169	0
3-4-16 14:00	15,5	9,2	14,0	-34%	10%	8,0	15,5	0,0	0,0	0	-143
3-4-16 15:00	25,1	7,6	14,0	-46%	29%	23,5	20,0	0,0	5,1	39	-152
3-4-16 16:00	28,7	6,0	14,0	-57%	54%	43,5	20,0	0,0	8,7	52	-120
3-4-16 17:00	26,0	6,0	14,0	-57%	79%	63,5	16,5	0,0	9,5	57	-99
3-4-16 18:00	20,4	7,0	14,0	-50%	100%	80,0	0,0	0,0	20,4	143	0
3-4-16 19:00	16,4	9,9	14,0	-30%	100%	80,0	0,0	0,0	16,4	162	0
3-4-16 20:00	21,6	19,8	14,0	41%	100%	80,0	0,0	20,0	41,6	821	395
3-4-16 21:00	11,6	25,0	14,0	79%	75%	60,0	0,0	20,0	31,6	791	500
3-4-16 22:00	3,4	24,3	14,0	74%	50%	40,0	0,0	20,0	23,4	568	486
3-4-16 23:00	5,4	20,9	14,0	49%	25%	20,0	0,0	12,0	17,4	363	251

En la tabla anterior se presenta un extracto del análisis de 19 meses que se ha hecho sobre el parque eólico Magaz, se ha tomado como capacidad de las baterías **80 MWh**, más adelante se procederá a dimensionar la capacidad óptima de forma iterativa. También se han tomado como límites inferior y superior de carga/descarga los valores de **-20%** y **+15%** respectivamente

Se puede apreciar, que para el día 03/04/2016 las desviaciones horarias con respecto a la media del precio diario fueron marcadas por dos tramos de horas valle con precios de entre 6 y 9 €/MWh y dos tramos de horas pico donde se alcanzaron precios de 17 a 25 €/MWh. El sistema de almacenamiento sacó partido de esta diferencia de precios y almacenó energía en las horas valle para más adelante liberarla en los picos de máximo precio.

Ilustración 38. Ejemplo de comportamiento de las desviaciones de precio para el día 03/04/2016

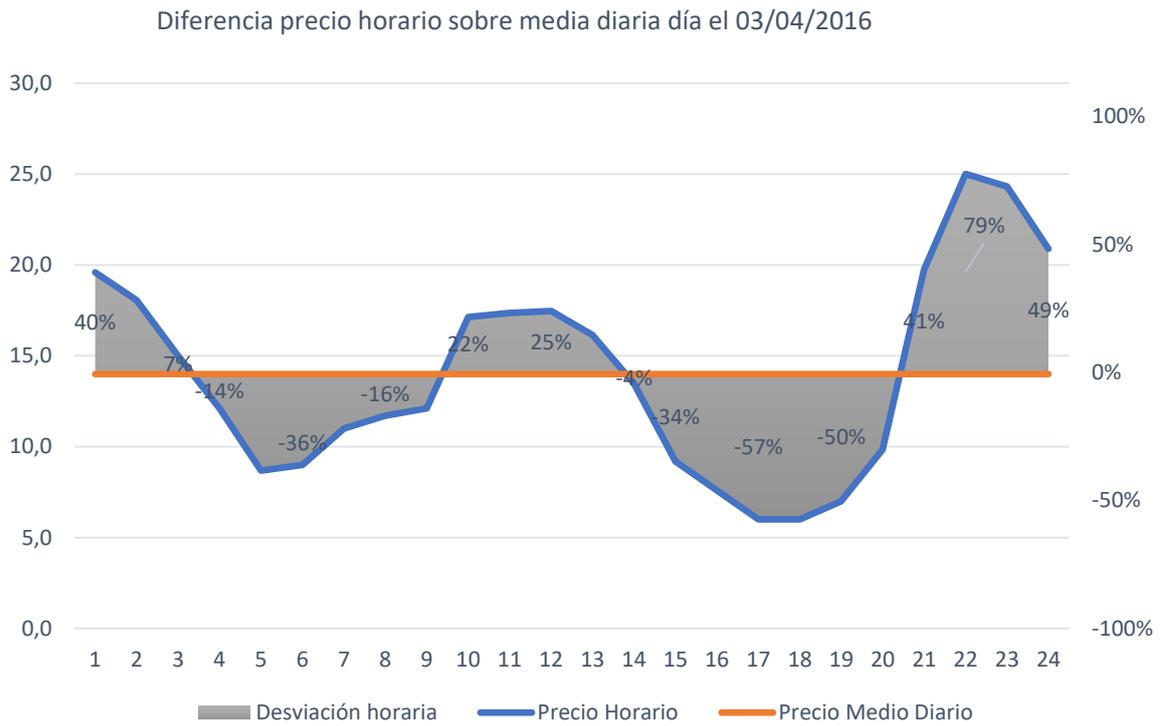
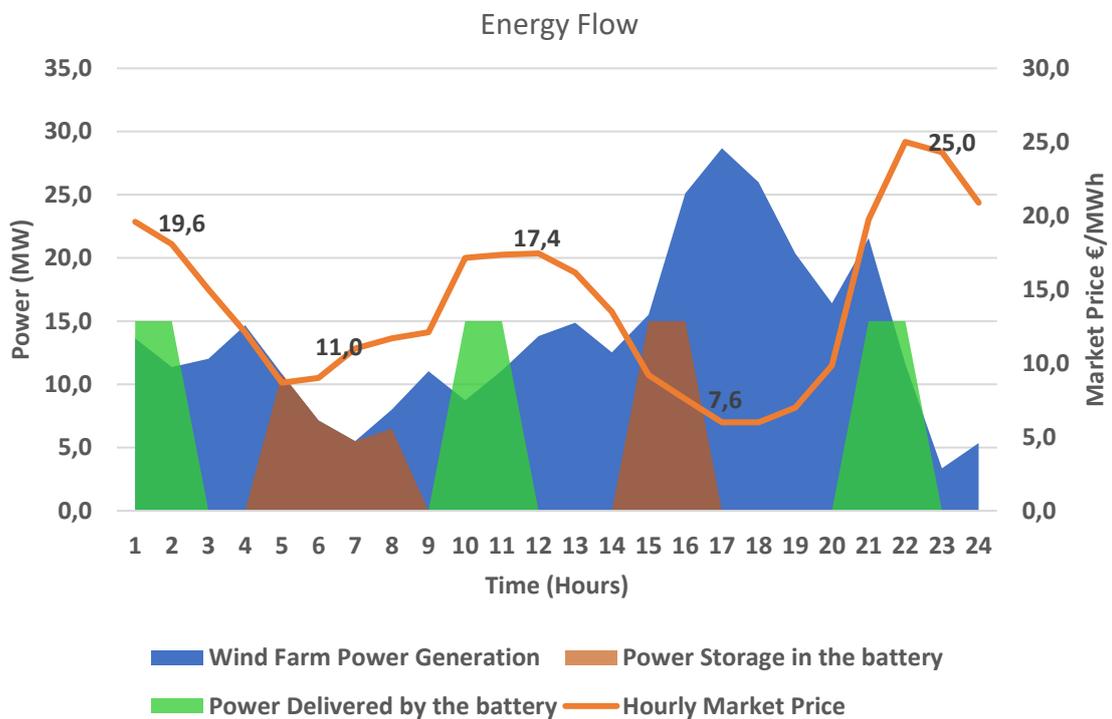


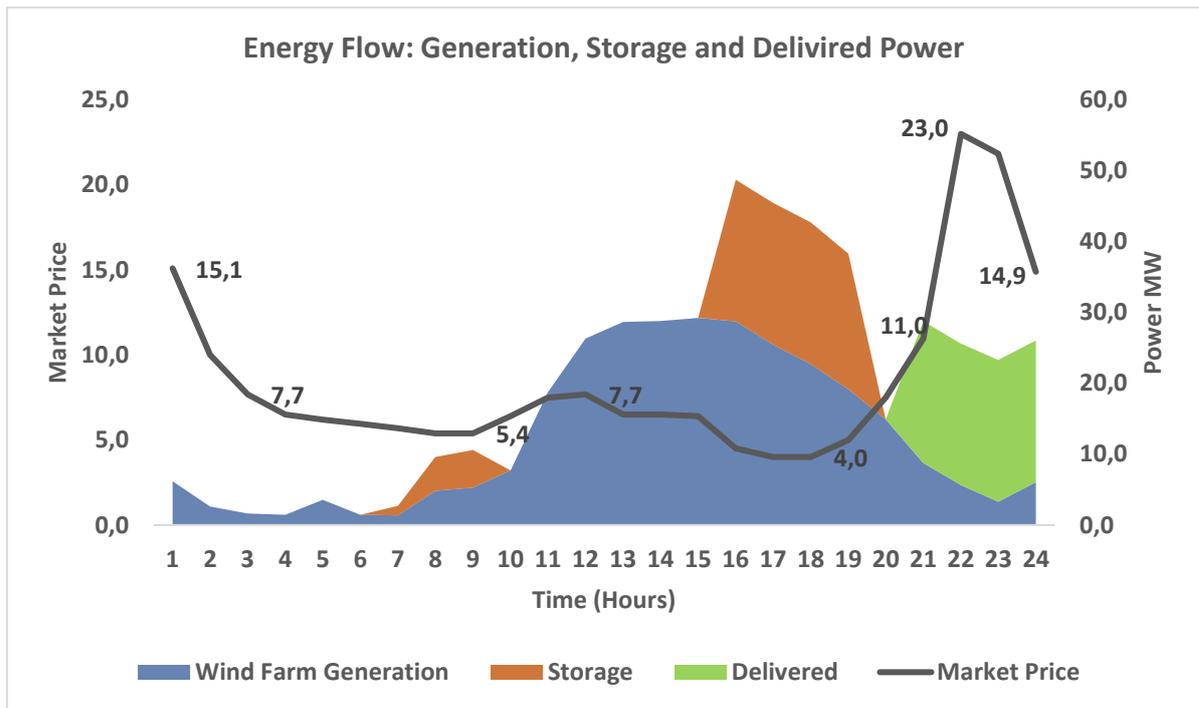
Ilustración 39 Flujo de energía con el sistema de almacenamiento de energía



En el gráfico anterior se muestra cómo el flujo de energía se centra en cargar las baterías cuando el precio de mercado es bajo (color marrón), para más adelante liberar la carga en los puntos de máximo precio (color verde). Se puede observar cómo en el periodo del primer valle, desde las 4 a.m. hasta las 9 a.m. toda la energía generada por el parque eólico va a parar a las baterías, lo mismo

ocurre durante el segundo tramo de horas valle, desde las 15 horas hasta las 19. Al mismo tiempo, la evacuación de energía por el parque eólico a la red se ve ayudada por la potencia extra que generan las baterías en las horas de máximo precio (desde las 9 hasta las 12 horas y desde las 20 hasta las 24 horas). También se aprecia que la potencia máxima de evacuación, 30 MW, se respeta por el conjunto parque-batería.

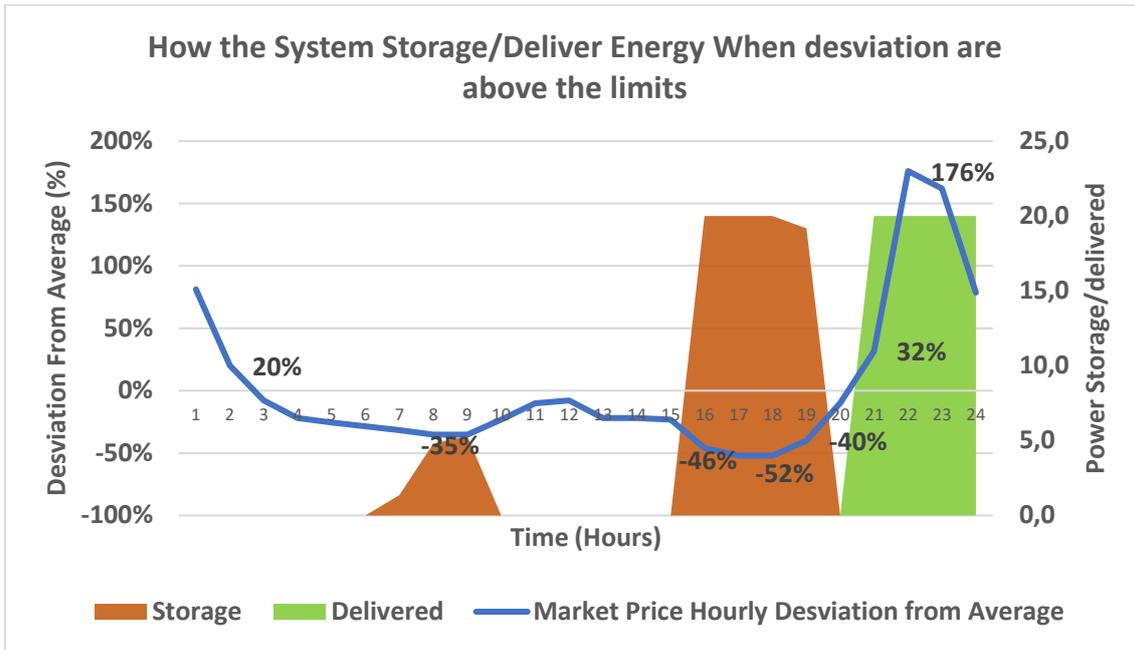
Ilustración 40 Simulación del flujo de energía en el parque eólico Magaz el día 10/04/2016 tras implementar el sistema de baterías.



Para este día, 10/04/2016, solo hubo un pico de carga y descarga, se pueden apreciar como casi por completo, la energía generada entre las 15 y las 19 de la tarde se traslada 3 horas en el tiempo para ser entregada cuando el precio es más elevado. Es decir, esa energía se ha dejado de vender a 5 €/MWh a ser vendida a más de 20€/MWh.

En el siguiente gráfico se puede apreciar claramente cómo está programado el sistema en términos de comportamiento ante eventuales desvíos en el precio del horario del mercado.

Ilustración 41 Comportamiento de las baterías según la desviación horaria del precio de mercado.



4.6.2 Dimensionamiento de la capacidad del sistema. Iteración hasta alcanzar el máximo beneficio.

4.6.2.1 Premisas y datos iniciales para realizar la primera simulación.

Previamente se ha procedido a hacer un primer análisis del funcionamiento de la herramienta con una capacidad del sistema de almacenamiento estimado. En este apartado se pretende proporcionar al usuario una forma sencilla de dimensionar la capacidad de las baterías. El usuario de la herramienta puede atender a estas recomendaciones de dimensionamiento o puede incluir las suyas propias.

La capacidad recomendada se calcula basándose en las siguientes premisas y restricciones:

$$\text{Tiempo con Carga Mínima} < 50 \%$$

Ecuación 8 restricción para maximizar beneficio y dimensionar la capacidad del sistema^v

$$\text{Potencia de las baterías} \geq \frac{\text{Potencia Nominal Parque Eólico}}{2}$$

Ecuación 9 Cálculo de la potencia necesaria en las baterías.^{vi}

^v Esta restricción pretende limitar el tiempo en el que la batería está en estado de carga mínimo.

^{vi} Se pretende que la batería tenga la suficiente potencia como para al menos poder cargar/descargar energía con una potencia cercana al 50% de la potencia nominal del parque eólico.

Máximos Ingresos/Capacidad Instalada variando número de horas de almacenamiento de las baterías a la potencia preestablecida

Ecuación 10. variación de la capacidad con el objetivo de maximizar los beneficios

Estos son los objetivos y premisas que permiten encontrar para cada caso el máximo beneficio en relación con la capacidad instalada. Esto se va a llevar a cabo mediante un método iterativo. Donde el objetivo sea el máximo de ingresos/capacidad variando el valor del número de horas de almacenamiento a cierta potencia, y manteniendo la restricción de que la batería no quede inoperativa más del 30 % del tiempo al estar en un estado mínimo de carga donde no puede entregar más energía al sistema.

El orden de acontecimientos para alcanzar la capacidad óptima es el siguiente:

- Primero se lleva a cabo la simulación de carga y descarga con unos valores iniciales.
- Se analizan y cuantifican los ingresos obtenidos por el uso del sistema de almacenamiento
- Se realiza la iteración para conocer el número de horas de almacenamiento que proporcionará el mayor beneficio por unidad de capacidad del almacenamiento.

4.6.2.2 Primera simulación de carga y descarga

Tabla 16. Valores iniciales para la simulación y posterior iteración. En verde el objetivo de la iteración

Capacity (MWh)	60,00
Hours of storage (h)	4,00
Battery Peak Power (MW)	15
Max Total Power delivered (MW)	30
Minimum state of Charge	0,1
Min Deviation to start storing	-0,2
Max Deviation to start delivering	0,15
Charge/discharge cycle performance	0,9

El objetivo es calcular el número de horas de almacenamiento para este parque eólico modelo. Con lo que se produce a la simulación horaria de la carga y descarga de las baterías para conocer cuáles son los ingresos extra obtenidos gracias a aumentar el precio capturado. Para ello se añaden, como se mencionó previamente, los datos 15 min obtenidos del contador, donde se conoce la energía vertida por el parque eólico a la red en los últimos 19 meses. Esos 15 minutos, son limpiados y transformados automáticamente a datos horarios para así poder enfrentarlos a los datos del precio horario de cada día de los últimos 19 meses. Con todo ello y las premisas iniciales de carga y descarga el algoritmo calcula el flujo de energía entre la batería, el parque eólico y la red. A continuación de muestran los valores obtenidos para un día tipo dentro de los 19 meses de simulación.

Tabla 17 Simulación para el dimensionamiento de la capacidad del sistema

Date and Hour	Energy Generation	Market Price	Daily Market Price Average	Desviación From Average	State of Charge (Battery)	Energy Storage in the Battery	Extra Energy Added to the battery	Extra Energy Delivered by the battery	Final Energy Delivered to the grid
	(MWh)	(€/MWh)	(€/MWh)	%	%	MWh	MWh	MWh	MWh
3-4-16 0:00	13,6	19,6	14,0	40%	61%	36,4	0,0	15,0	28,6
3-4-16 1:00	11,4	18,1	14,0	29%	36%	21,4	0,0	15,0	26,4
3-4-16 2:00	12,0	15,0	14,0	7%	11%	6,4	0,0	0,0	12,0
3-4-16 3:00	14,7	12,1	14,0	-14%	11%	6,4	0,0	0,0	14,7
3-4-16 4:00	10,9	8,7	14,0	-38%	11%	6,4	10,9	0,0	0,0
3-4-16 5:00	7,2	9,0	14,0	-36%	29%	17,2	7,2	0,0	0,0
3-4-16 6:00	5,5	11,0	14,0	-21%	41%	24,4	5,5	0,0	0,0
3-4-16 7:00	8,0	11,7	14,0	-16%	50%	29,9	0,0	0,0	8,0
3-4-16 8:00	11,0	12,1	14,0	-14%	50%	29,9	0,0	0,0	11,0
3-4-16 9:00	8,7	17,1	14,0	22%	50%	29,9	0,0	15,0	23,7
3-4-16 10:00	11,1	17,4	14,0	24%	25%	14,9	0,0	8,9	20,0
3-4-16 11:00	13,8	17,5	14,0	25%	10%	6,0	0,0	0,0	13,8
3-4-16 12:00	14,9	16,2	14,0	15%	10%	6,0	0,0	0,0	14,9
3-4-16 13:00	12,5	13,5	14,0	-4%	10%	6,0	0,0	0,0	12,5
3-4-16 14:00	15,5	9,2	14,0	-34%	10%	6,0	15,0	0,0	0,5
3-4-16 15:00	25,1	7,6	14,0	-46%	35%	21,0	15,0	0,0	10,1
3-4-16 16:00	28,7	6,0	14,0	-57%	60%	36,0	15,0	0,0	13,7
3-4-16 17:00	26,0	6,0	14,0	-57%	85%	51,0	9,0	0,0	17,0
3-4-16 18:00	20,4	7,0	14,0	-50%	100%	60,0	0,0	0,0	20,4
3-4-16 19:00	16,4	9,9	14,0	-30%	100%	60,0	0,0	0,0	16,4
3-4-16 20:00	14,9	19,8	14,0	41%	100%	60,0	0,0	15,0	29,9
3-4-16 21:00	11,6	25,0	14,0	79%	75%	45,0	0,0	15,0	26,6
3-4-16 22:00	3,4	24,3	14,0	74%	50%	30,0	0,0	15,0	18,4
3-4-16 23:00	5,4	20,9	14,0	49%	25%	15,0	0,0	9,0	14,4

En la columna de la derecha se puede observar la energía finalmente entregada a la red en cada momento del día, siendo ésta calculada como la suma de la energía generada por el parte eólico más el balance positivo/negativo de flujo de energía procedente de las baterías.

Una vez conocida la energía finalmente entregada a la red, se procede a calcular los nuevos ingresos provenientes de esta mejora en el precio capturado.

4.6.2.2 Diferencia en los ingresos al desplazar la energía en el tiempo. Beneficios económicos.

Para continuar con el dimensionamiento del sistema de almacenamiento es necesario conocer los beneficios de implementar las baterías y relacionar estos ingresos extra con la capacidad de almacenamiento. Esta herramienta permite cuantificar y hacer una comparación entre la energía que se hubiese vertido a la red sin el sistema de almacenamiento con la energía vertida tras el uso de las baterías para aumentar el precio capturado por el sistema. Para cuantificar estos ingresos netos la herramienta realiza la siguiente operación:

$$Ingresos\ netos = Ingresos\ Posteriores - Ingresos\ Previos$$

Ecuación 11 Ingresos netos relaciones con el sistema de almacenamiento

Los variable “Ingresos Previos” se refiere a la ganancia de vender la energía en el momento que ha sido generada. Mientras que los “Ingresos Posteriores” se refiere a la ganancia bruta obtenida al desplazar en el tiempo la energía vertida a la red por el parque eólico.

$$Ingresos\ Previos = \sum_0^n Precio\ Mercado\ (n) \cdot Energía\ Generada\ (n)$$

Ecuación 12 Cálculo ingresos previos a la implementación de la herramienta.

$$Ingresos\ Posteriores = \sum_0^n Precio\ Mercado\ (n) \cdot Energía\ Finalmente\ Entregada\ (n)$$

Ecuación 13 Cálculo de ingresos obtenidos tras la implementación del sistema de almacenamiento

Los ingresos de mercado vendrían marcados por la suma de las multiplicaciones del precio horario de una cierta hora del día y la generación de energía durante ese periodo.

Este cálculo de nuevos ingresos del sistema se realiza a nivel horario tal y como muestra la siguiente tabla, donde se pone como ejemplo el desglose de energía y ganancias de un día cualquiera de la simulación:

Tabla 18 Simulación de carga/descarga, incluyendo los nuevos ingresos de mercados, así como el ingreso neto total^{VII}

Date and Hour	Energy Generation (MWh)	Market Price (€/MWh)	Daily Market Price Average (€/MWh)	Desviation From Average (%)	State of Charge (Battery) (%)	Energy Storage in the Battery (MWh)	Extra Energy Added to the battery (MWh)	Extra Energy Delivered by the battery (MWh)	Final Energy Delivered to the grid (MWh)	New Market Revenues (€)	Won/lost due to Energy Shift (€)
3-4-16 0:00	13,6	19,6	14,0	40%	61%	36,4	0,0	15,0	27,1	532	264
3-4-16 1:00	11,4	18,1	14,0	29%	36%	21,4	0,0	15,0	24,9	450	244
3-4-16 2:00	12,0	15,0	14,0	7%	11%	6,4	0,0	0,0	12,0	180	0
3-4-16 3:00	14,7	12,1	14,0	-14%	11%	6,4	0,0	0,0	14,7	178	0
3-4-16 4:00	10,9	8,7	14,0	-38%	11%	6,4	10,9	0,0	0,0	0	-94
3-4-16 5:00	7,2	9,0	14,0	-36%	29%	17,2	7,2	0,0	0,0	0	-64
3-4-16 6:00	5,5	11,0	14,0	-21%	41%	24,4	5,5	0,0	0,0	0	-61
3-4-16 7:00	8,0	11,7	14,0	-16%	50%	29,9	0,0	0,0	8,0	94	0
3-4-16 8:00	11,0	12,1	14,0	-14%	50%	29,9	0,0	0,0	11,0	133	0
3-4-16 9:00	8,7	17,1	14,0	22%	50%	29,9	0,0	15,0	22,2	381	231
3-4-16 10:00	11,1	17,4	14,0	24%	25%	14,9	0,0	8,9	19,1	331	139
3-4-16 11:00	13,8	17,5	14,0	25%	10%	6,0	0,0	0,0	13,8	241	0
3-4-16 12:00	14,9	16,2	14,0	15%	10%	6,0	0,0	0,0	14,9	240	0
3-4-16 13:00	12,5	13,5	14,0	-8%	10%	6,0	0,0	0,0	12,5	169	0
3-4-16 14:00	15,5	9,2	14,0	-34%	10%	6,0	15,0	0,0	0,5	5	-138
3-4-16 15:00	25,1	7,6	14,0	-46%	35%	21,0	15,0	0,0	10,1	77	-114
3-4-16 16:00	28,7	6,0	14,0	-57%	60%	36,0	15,0	0,0	13,7	82	-90
3-4-16 17:00	26,0	6,0	14,0	-57%	85%	51,0	9,0	0,0	17,0	102	-54
3-4-16 18:00	20,4	7,0	14,0	-50%	100%	60,0	0,0	0,0	20,4	143	0
3-4-16 19:00	16,4	9,9	14,0	-30%	100%	60,0	0,0	0,0	16,4	162	0
3-4-16 20:00	14,9	19,8	14,0	41%	100%	60,0	0,0	15,0	28,1	554	267
3-4-16 21:00	11,6	25,0	14,0	79%	75%	45,0	0,0	15,0	25,1	629	338
3-4-16 22:00	3,4	24,3	14,0	74%	50%	30,0	0,0	15,0	16,9	410	328
3-4-16 23:00	5,4	20,9	14,0	49%	25%	15,0	0,0	9,0	13,5	281	169

En la columna derecha se aprecia ese ingreso/pérdida neta tras la implementación de las baterías. Aunque se deja de ganar dinero al almacenar energía en las horas “valle”, esa pérdida se compensa con el retorno extra que supone verter la energía a la red en las horas mejor pagadas.

A continuación, se muestra el resumen global a nivel mensual presentado por la herramienta. En él se pueden observar los ingresos obtenidos para cada mes del año.

^{VII} En el cálculo de la energía finalmente vertida al sistema se tiene en cuenta que se pierda el 10% de la energía en el ciclo de carga y descarga.

Tabla 19 Resumen mensual de los valores de la simulación

		Year Prices & Revenues Analysis								
		Average Pool Price	Average Inferior Desviation	Average Superior Desviation	Max Inferior Desviation	Max Superior Desviation	Sum of Energy Storage in the Battery (MWh)	Revenues for using Batteries to Shift Energy		
2016	4	abr-16	24,1	-19%	20%	-72%	176%	967	11.629,07 €	
	5	may-16	25,8	-20%	16%	-77%	190%	777	6.936,16 €	
	6	jun-16	38,9	-9%	7%	-35%	66%	221	2.296,68 €	
	7	jul-16	40,5	-11%	7%	-27%	40%	237	4.326,75 €	
	8	ago-16	41,2	-9%	6%	-31%	38%	135	77,84 €	
	9	sep-16	43,6	-10%	7%	-26%	37%	129	3.059,21 €	
	10	oct-16	52,8	-11%	8%	-39%	56%	266	4.018,10 €	
	11	nov-16	56,1	-14%	10%	-75%	53%	585	11.761,83 €	
	12	dic-16	60,5	-14%	9%	-31%	41%	287	5.474,81 €	
	2017	13	ene-17	71,5	-15%	10%	-40%	30%	452	10.100,60 €
		14	feb-17	51,8	-16%	12%	-73%	102%	733	14.069,98 €
		15	mar-17	43,2	-13%	10%	-63%	83%	568	7.006,45 €
16		abr-17	43,7	-13%	10%	-86%	115%	384	5.050,81 €	
17		may-17	47,1	-9%	8%	-34%	105%	118	1.727,41 €	
18		jun-17	50,2	-7%	5%	-20%	25%	1	12,03 €	
19		jul-17	48,6	-8%	6%	-21%	26%	5	62,40 €	
20		ago-17	47,5	-9%	6%	-33%	34%	145	10,63 €	
21		sep-17	49,2	-7%	6%	-23%	42%	76	2.290,02 €	
22		oct-17	56,8	-10%	9%	-56%	35%	169	3.524,41 €	
TOTAL		47,0	-0,1	0,1	-0,5	0,7	6255	93.258,26 €		

Se observa que los ingresos por mes dependen de las fluctuaciones de los precios diarios del mercado energético y se da la situación en ciertos meses donde la ganancia por el uso de baterías es prácticamente nula^{VIII}. Sin embargo, en los meses de máximas desviaciones como abril, mayo y noviembre de 2016, así como enero febrero y marzo de 2017, los ingresos por el uso del sistema de almacenamiento son de aproximadamente de 10.000€ mensuales. Estos valores son provisionales ya que aún falta por dimensionar el valor óptimo de capacidad del sistema.

^{VIII} Al final del estudio se propondrán mejoras que pueden incrementar el uso de las baterías en los meses donde las variaciones del mercado horario son tan suaves que impiden sacar beneficio de estas.

4.6.2.3 Iteración para hallar la capacidad óptima del sistema.

El objetivo es alcanzar los máximos beneficios con el menor coste de inversión posible. Con las simulaciones previas se ha podido obtener los beneficios totales por unidad de energía de almacenamiento instalada. La herramienta está programada de tal manera que realizará las iteraciones necesarias para alcanzar ese máximo, teniendo en cuenta a su vez las restricciones que se mencionaron previamente.^{IX}

Tabla 20 Variables en juego durante la iteración para obtener la capacidad óptima

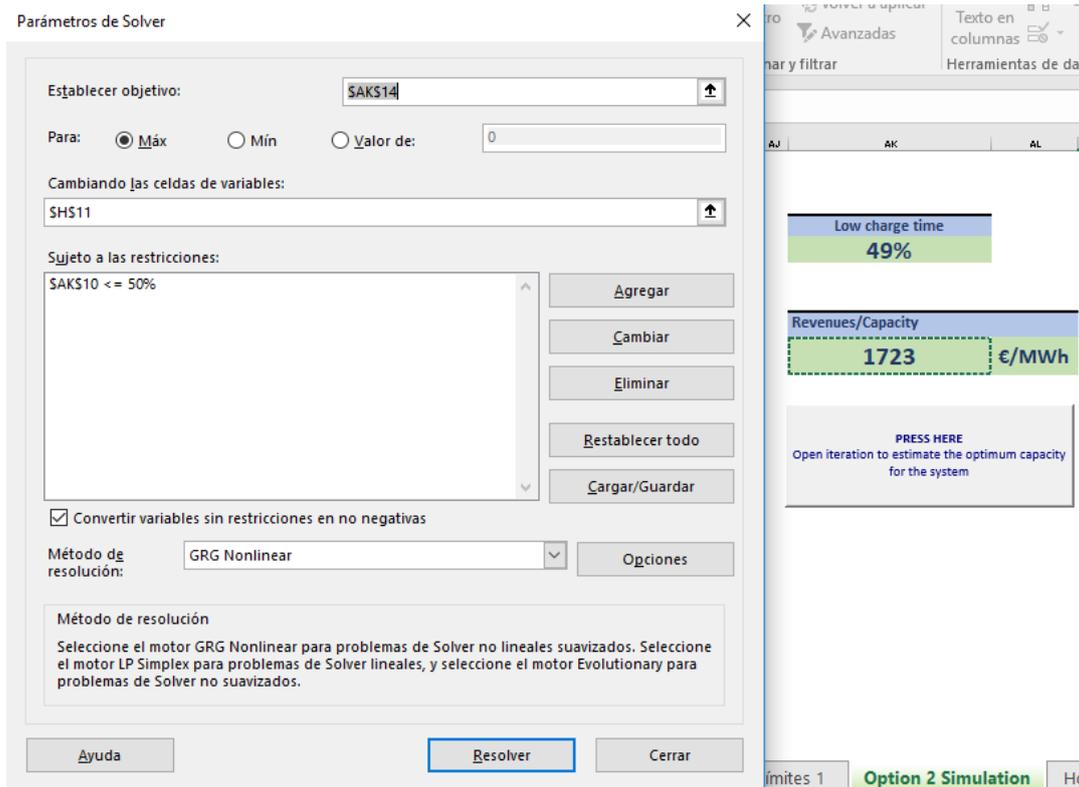
		Year Prices & Revenues Analysis						KEY PERFORMANCE INDICATORS		
		Average Pool Price	Average Inferior Deviation	Average Superior Deviation	Max Inferior Deviation	Max Superior Deviation	Sum of Energy Storage in the Battery (MWh)	Revenues for using Batteries to Shift Energy		
2016	abr-16	24,1	-19%	20%	-72%	176%	967	11.629,07 €	Low charge time 46%	
	may-16	25,8	-20%	16%	-77%	190%	777	6.936,16 €		
	jun-16	38,9	-9%	7%	-35%	166%	221	2.296,68 €	Revenues/Capacity 1554 €/MWh	
	jul-16	40,5	-11%	7%	-27%	40%	237	4.326,75 €		
	ago-16	41,2	-9%	6%	-31%	38%	135	77,84 €	PRESS HERE Open iteration to estimate the optimum capacity for the system	
	sep-16	43,6	-10%	7%	-26%	37%	129	3.059,21 €		
	oct-16	52,8	-11%	8%	-39%	56%	266	4.018,10 €		
	nov-16	56,1	-14%	10%	-75%	53%	585	11.761,83 €		
	dic-16	60,5	-14%	9%	-31%	41%	287	5.474,81 €		
	2017	ene-17	71,5	-15%	10%	-40%	30%	452	10.100,60 €	
		feb-17	51,8	-16%	12%	-73%	102%	733	14.069,98 €	
		mar-17	43,2	-13%	10%	-63%	83%	568	7.006,45 €	
abr-17		43,7	-13%	10%	-86%	115%	384	5.050,81 €		
may-17		47,1	-9%	8%	-34%	105%	118	1.727,41 €		
jun-17		50,2	-7%	5%	-20%	25%	1	12,03 €		
jul-17		48,6	-8%	6%	-21%	26%	5	62,40 €		
ago-17	47,5	-9%	6%	-33%	34%	145	10,63 €			
sep-17	49,2	-7%	6%	-23%	42%	76	2.290,02 €			
oct-17	56,8	-10%	9%	-56%	35%	169	3.524,41 €			
TOTAL		47,0	-0,1	0,1	-0,5	0,7	6255	93.258,26 €		

Como se puede comprobar, el programa empezó con los datos iniciales indicados en la tabla anterior, donde las horas de almacenamiento fueron establecidas en 4 horas, con la potencia nominal de 15 MW (La mitad de la potencia del parque).

El usuario, tras pulsar el botón de iteración, situado en la parte inferior izquierda, podrá comenzar el proceso iterativo según los parámetros y restricciones que el usuario desee, o utilizando las restricciones que propone el desarrollador. El cuadro de diálogo que aparece antes de que dé lugar la operación de iteración es el siguiente:

^{IX} El tiempo en el que la batería está en su carga mínima constituye la principal restricción.

Ilustración 42. Cuadro de diálogo que aparece al presionar el botón para realizar la iteración



Con las condiciones preestablecidas el usuario podría comenzar la iteración y el algoritmo maximizará los ingresos/capacidad variando el número de horas de almacenamiento disponibles.

Cuando el programa haya encontrado la solución óptima, el usuario podrá consultar los posteriores informes relativos a dicho proceso iterativo:

Ilustración 43 Ejemplo de informe de sensibilidad creado tras resolver el problema de dimensionamiento de capacidad planteado

Tiempo de la solución: 57,938 segundos.

Iteraciones: 14 Subproblemas: 0

Opciones de Solver

Tiempo máximo Ilimitado, Iteraciones Ilimitado, Precisión 0,000001, Usar escala automática

Convergencia 0,0001, Tamaño de población 100, Valor de inicialización aleatorio 0, Adelantada de derivados, Requerir límites

Máximo de subproblemas Ilimitado, Máximo de soluciones de enteros Ilimitado, Tolerancia de enteros 1%, Asumir no negativo

Celda objetivo (Máx)

Celda	Nombre	Valor original	Valor final
\$AK\$14	Minimum state of Charge Revenues/Capacity	1723	1884

Celdas de variables

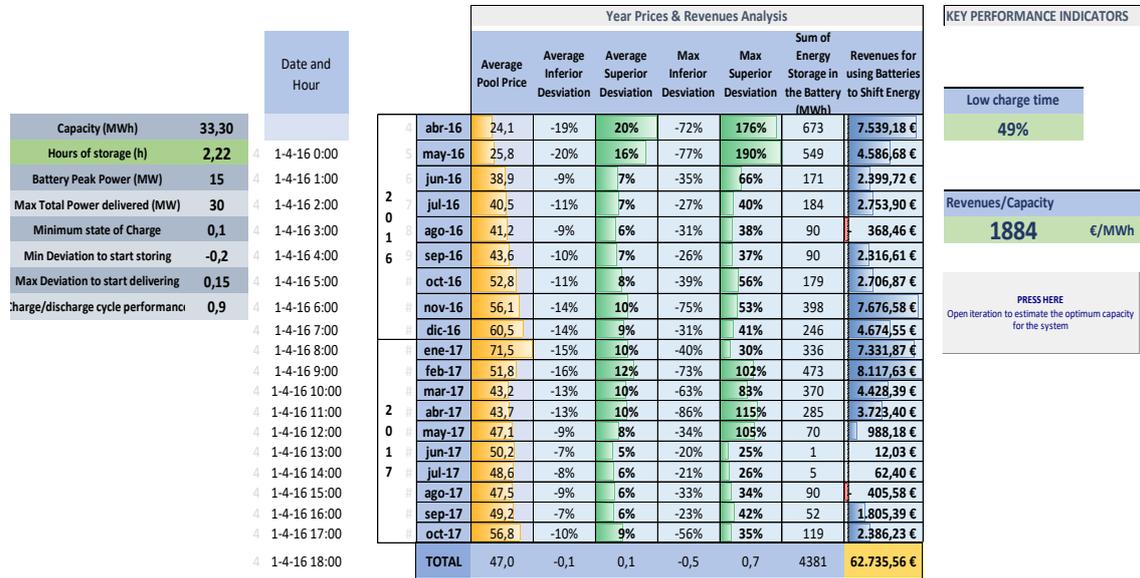
Celda	Nombre	Valor original	Valor final	Entero
\$H\$11	Hours of storage (h)	3,10	2,22	Continuar

Restricciones

Celda	Nombre	Valor de la celda	Fórmula	Estado	Demora
\$AK\$10	€ Low charge time	49%	\$AK\$10	No vinculante	0,011644886

Como resultado para este caso particular en el parque eólico Magaz, se puede observar cómo la solución óptima de dimensionamiento es emplear un sistema de almacenamiento con una capacidad de 33,3 MWh, con 15 MW de potencia máxima, es decir puede entregar/almacenar dicha potencia durante 2,22 horas.

Ilustración 44 Resultado del dimensionamiento de la capacidad óptima de almacenamiento



4.6.3 Análisis de indicadores fundamentales

Una vez se ha obtenido el resultado final, se procede a analizar los datos, la herramienta proporciona una serie de gráficos que el usuario puede consultar para examinar los resultados.

La comparación entre el precio medio mensual de mercado, las desviaciones medias y los ingresos al emplear el sistema de almacenamiento puede resultar ser una comparativa esclarecedora.

Ilustración 45 Relación entre precio medio del mercado mensual con los ingresos al emplear el sistema de almacenamiento

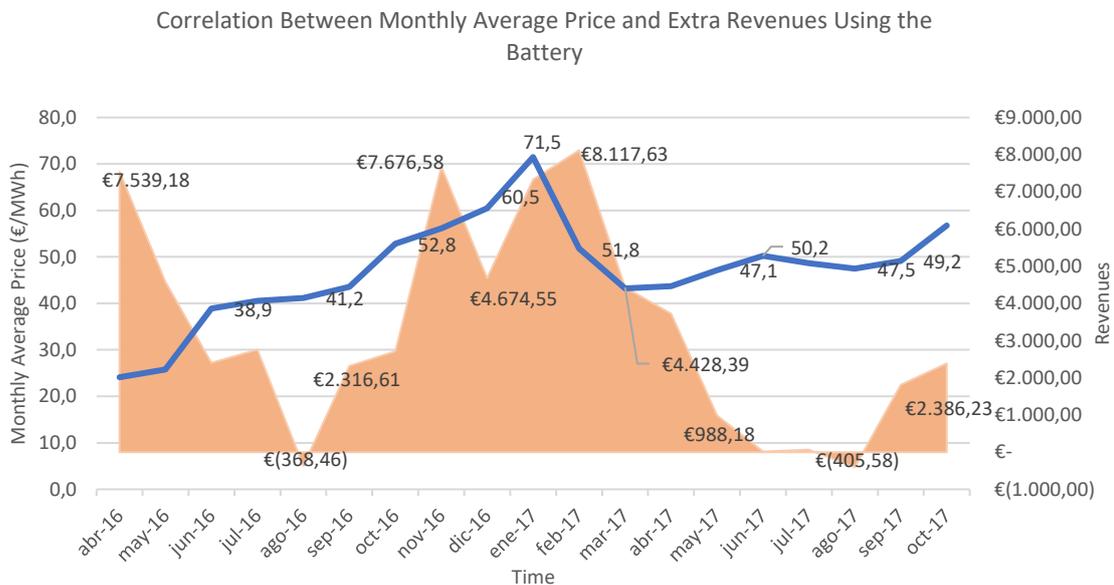
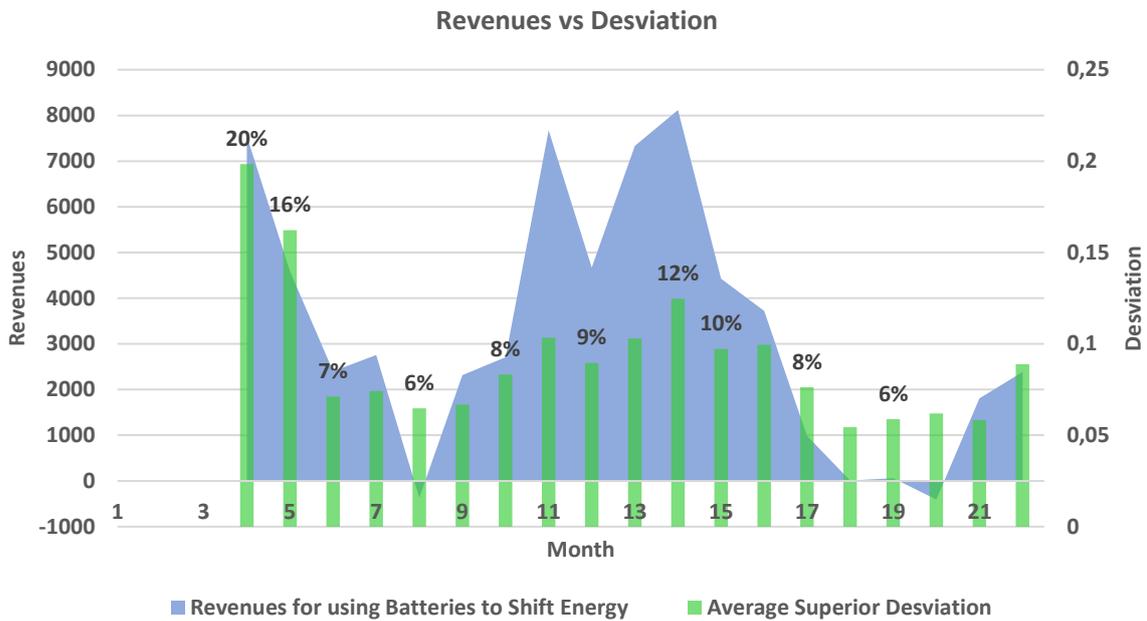


Ilustración 46 Relación entre los ingresos mensuales con las desviaciones medias horarias para cada mes

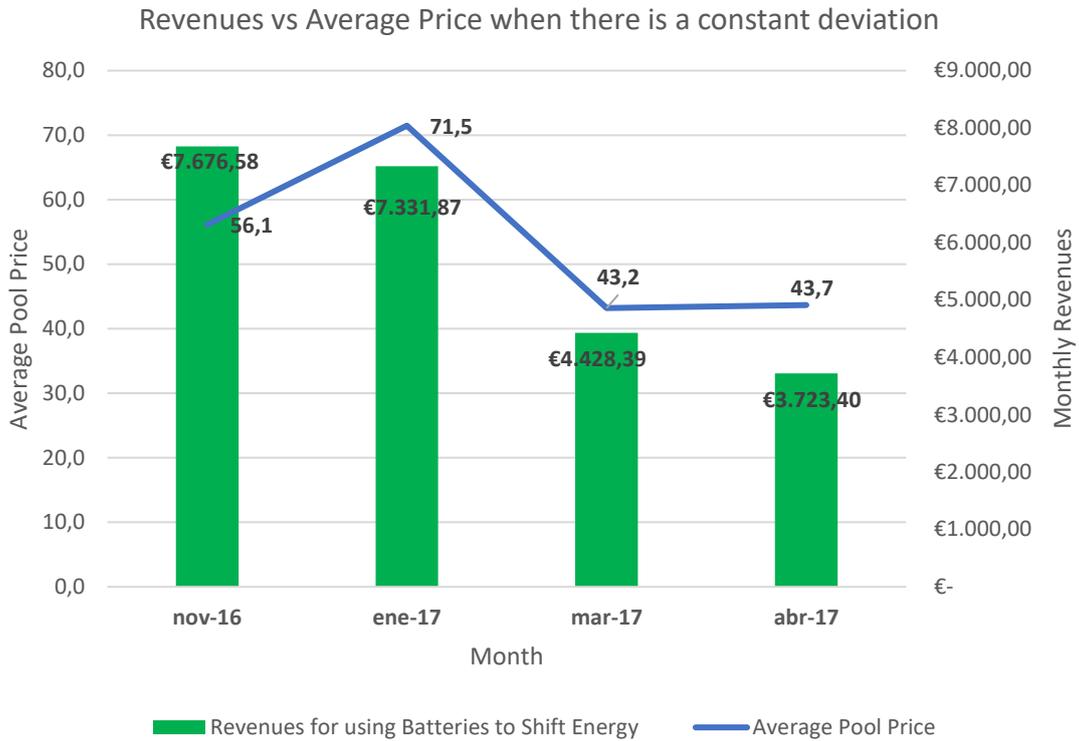


Observando la relación entre estas tres variables (precio medio, desviaciones e ingresos), se demuestra una vez más que con este algoritmo el sistema de almacenamiento saca provecho de las fluctuaciones de precio y que los ingresos aparentemente no siguen una relación directa con el precio medio del mercado. Aunque, por otro lado, si analizamos dos meses con desviaciones en los precios diarios similares, llegamos a la conclusión que los ingresos son más altos en el mes donde el precio medio fue superior.

Ilustración 47 Comparación entre ingresos y precio medio del mercado en los meses con una misma desviación

	Average Pool Price	Average Superior Deviation	Revenues for using Batteries to Shift Energy
abr-16	24,1	20%	7.539,18 €
may-16	25,8	16%	4.586,68 €
jun-16	38,9	7%	2.399,72 €
jul-16	40,5	7%	2.753,90 €
ago-16	41,2	6%	368,46 €
sep-16	43,6	7%	2.316,61 €
oct-16	52,8	8%	2.706,87 €
nov-16	56,1	10%	7.676,58 €
dic-16	60,5	9%	4.674,55 €
ene-17	71,5	10%	7.331,87 €
feb-17	51,8	12%	8.117,63 €
mar-17	43,2	10%	4.428,39 €
abr-17	43,7	10%	3.723,40 €
may-17	47,1	8%	988,18 €
jun-17	50,2	5%	12,03 €
jul-17	48,6	6%	62,40 €
ago-17	47,5	6%	405,58 €
sep-17	49,2	6%	1.805,39 €
oct-17	56,8	9%	2.386,23 €

Ilustración 48 Comparación gráfica entre ingresos y precio medio del mercado para los meses con misma desviación horaria en los precios de mercado



Como se apuntó previamente, al comparar los meses con igual desviación, se comprueba que el precio medio del mercado tiene una relación directa con las ganancias del sistema de almacenamiento de energía.

Según el escenario a futuro que ofrece “Pöyry” sobre el mercado eléctrico español, la tendencia de precios será creciente, a una media del 5 % anual, y también prevé una mayor penetración de las energías renovables en el sistema eléctrico, lo que incrementará las variaciones en la generación de energía eléctrica, lo que se traducirá en unas mayores desviaciones en los precios horarios de la energía.

Estos datos favorecen la implementación de este tipo de sistemas de almacenamiento, y deberán ser considerados en el análisis económico para cuantificar las ganancias en los años venideros de una inversión de estas características.

4.7 Mejoras en el algoritmo de carga y descarga para aumentar los ingresos al emplear el sistema de almacenamiento.

Después de haber analizado los resultados de la simulación de los últimos 19 meses en el mercado eléctrico español junto a los datos de generación del parque eólico Magaz, se llega a la conclusión de que el sistema no se puede centrar solamente en almacenar energía para verterla más tarde en función del precio de mercado, sino que deberá buscar otras maneras complementarias de ahorrar/obtener ingresos a partir del almacenamiento de energía.

Sabiendo esto se han analizado aquellos meses donde las desviaciones del precio horario fueron tan suaves que no se pudieron obtener beneficios del sistema de carga y descarga de energía.

Durante estos meses, las baterías no actuaron ya que su algoritmo estaba programado para actuar antes grandes desviaciones de precio de mercado. De hecho, la desviación mínima rentable se encuentra en torno al 5,3 %.

Tabla 21. Cálculo de la desviación mínima necesaria para obtener ganancias

Minimum Deviation to Start Gaining				
	Hourly Price	Deviation from Average	Energy Storage/ Delivered (MWh)	Market Revenues
CHARGE	22,00 €	-5,3%	10	220,0
DISCHARGE	24,45 €	5,3%	9	220,0
Average	23 €			

Charge and Discharge Performance	90%
----------------------------------	-----

Es decir, para un rendimiento de carga y descarga del 90%, la desviación del precio horario debe ser superior a 5,3% con respecto a la media horaria para así compensar esa pérdida de energía que se produce en la carga y descarga de las baterías.

En los meses donde las desviaciones son moderadas, el sistema de baterías estará inactivo, por lo que se plantean unas utilidades alternativas al desplazamiento de la generación de energía en el tiempo para sacar ventaja de las baterías y aumentar los beneficios.

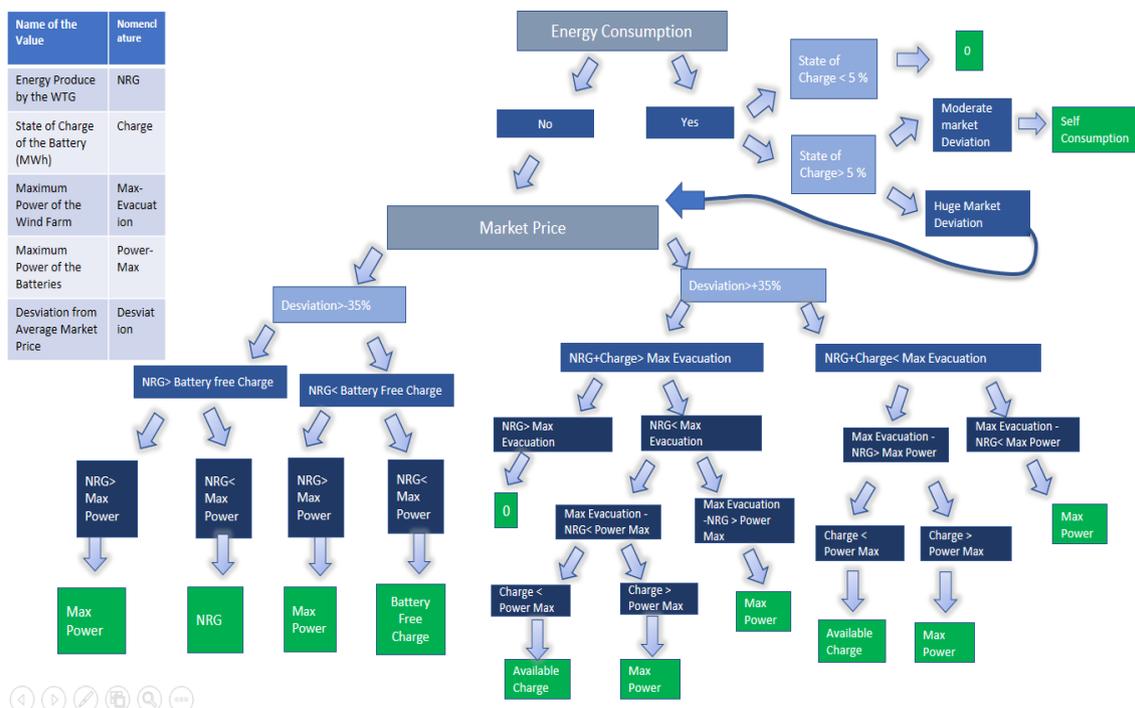
4.7.1 Autoconsumo como alternativa para los meses de moderadas desviaciones en el precio horario.

En este estudio ya se han presentado los beneficios que reporta tener un sistema de almacenamiento que permita al parque eólico suplir su demanda energética cuando el recurso eólico es bajo y los consumos de energía se disparan.

Una gran mejora dentro del sistema sería utilizar las baterías como sistema de almacenamiento para autoconsumo del parque eólico en los meses donde las desviaciones horarias del precio medio diario del mercado son escasas. Esto permitiría aumentar sustancialmente los ingresos del conjunto de baterías y parque eólico.

Se establece para ello un nuevo algoritmo que sirva de referencia a la herramienta de análisis para realizar la simulación a nivel horario de los 19 meses de datos.

Ecuación 14 Algoritmo para el uso de las baterías para autoconsumo y desplazamiento de la generación



El nuevo algoritmo incluye en la programación una nueva rama de posibilidades: si el estado de carga de la batería está por encima de un límite inferior del 5%, y además la desviación de mercado es moderada^x, la batería en lugar de permanecer inactiva proporcionará energía al parque eólico si detecta que hay un consumo eléctrico debido al bajo recurso eólico. Esto supondrá un ahorro en la factura eléctrica del parque, que en este caso como se analizó previamente supone un gasto anual de aproximadamente 45.000€.

^x Una desviación moderada del precio horario se dará cuando dicha desviación este entre los límites inferior y superior a partir de los cuales la batería carga y descarga energía para sacar ventaja del precio del mercado.

El hecho de dedicar parte de la energía generada en autoconsumo, el lugar de verterla a la red también provocará que los ingresos de mercado se disminuyan, esta disminución será compensada con el que supone no consumir energía de la red, ya que, el distribuidor impone unos precios en torno a 3-4 veces superiores de lo que la planta generadora cobra por verter esa energía.

A continuación, se presentan los resultados de la simulación histórica de generación del parque, consumo eléctrico ahorrado, energía desplazada en el tiempo para aumentar el precio capturado, etc.

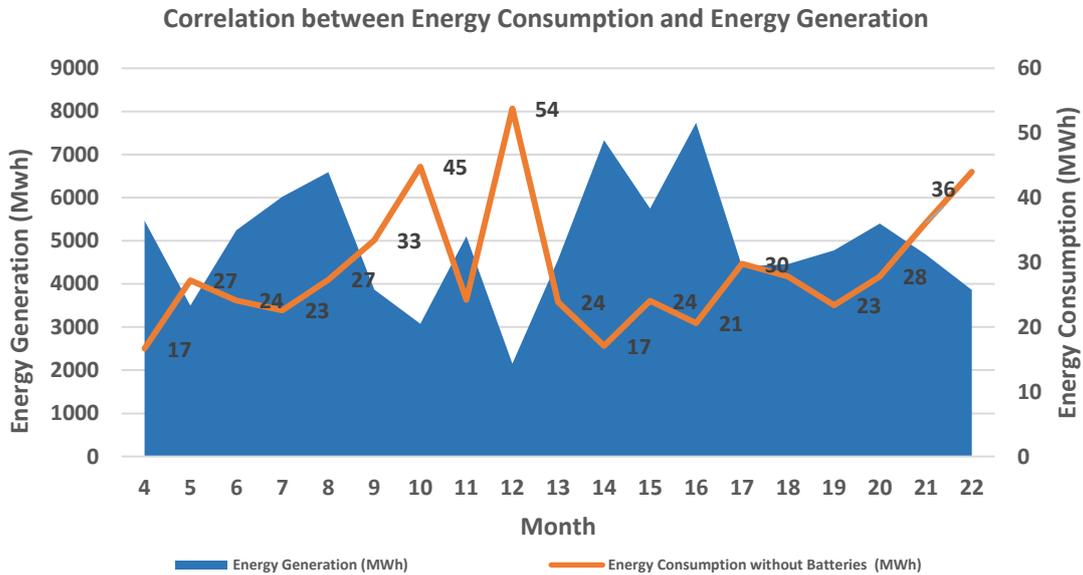
Tabla 22 Resultados de la simulación incluyendo el ahorro de energía por autoconsumo

Year Prices & Revenues Analysis												
		Average Pool Price	Average Inferior Desviation	Average Superior Desviation	Max Inferior Desviation	Max Superior Desviation	Sum of Energy Storage in the Battery (MWh)	Revenues for using Batteries to Shift Energy	Energy Generation (MWh)	Energy Consumption without Batteries (MWh)	Energy Consumption Using Batteries (MWh)	Energy Savings
2016	abr-16	24,1	-19%	20%	-72%	176%	650	6.877,24 €	5464	17	0	100%
	may-16	25,8	-20%	16%	-77%	190%	528	3.963,43 €	3500	27	3	89%
	jun-16	38,9	-9%	7%	-35%	66%	169	1.443,04 €	5241	24	0	100%
	jul-16	40,5	-11%	7%	-27%	40%	181	1.958,37 €	6023	23	6	74%
	ago-16	41,2	-9%	6%	-31%	38%	97	736,65 €	6590	27	14	48%
	sep-16	43,6	-10%	7%	-26%	37%	87	961,62 €	3865	33	6	82%
	oct-16	52,8	-11%	8%	-39%	56%	184	1.426,95 €	3079	45	15	67%
	nov-16	56,1	-14%	10%	-75%	53%	392	6.615,46 €	5107	24	11	53%
	dic-16	60,5	-14%	9%	-31%	41%	246	2.973,07 €	2149	54	20	63%
2017	ene-17	71,5	-15%	10%	-40%	30%	327	5.936,86 €	4565	24	8	68%
	feb-17	51,8	-16%	12%	-73%	102%	454	6.890,19 €	7332	17	0	100%
	mar-17	43,2	-13%	10%	-63%	83%	367	3.656,45 €	5749	24	6	77%
	abr-17	43,7	-13%	10%	-86%	115%	281	2.844,73 €	7734	21	2	89%
	may-17	47,1	-9%	8%	-34%	105%	70	418,33 €	4405	30	14	54%
	jun-17	50,2	-7%	5%	-20%	25%	1	47,06 €	4460	28	27	4%
	jul-17	48,6	-8%	6%	-21%	26%	5	169,64 €	4779	23	19	19%
	ago-17	47,5	-9%	6%	-33%	34%	90	942,62 €	5400	28	4	85%
	sep-17	49,2	-7%	6%	-23%	42%	55	526,71 €	4681	36	19	48%
oct-17	56,8	-10%	9%	-56%	35%	121	1.909,94 €	3861	44	37	17%	
TOTAL		47,0	-0,1	0,1	-0,5	0,7	4304	46.506,46 €	93982,6	548,6	209,8	65%

En la tabla anterior se muestran los resultados de la nueva simulación, como era de esperar, los ingresos por desplazar la energía en el tiempo han disminuido, las ganancias son de 46.506 € para el conjunto de los 19 meses, esto es debido a la energía que se ha dejado de vender en el mercado. Sin embargo, se ha conseguido ahorrar en términos de consumo eléctrico del parque eólico. El 65% de la energía consumida del parque ha sido suministrada por las baterías, el resto proviene de la red eléctrica.

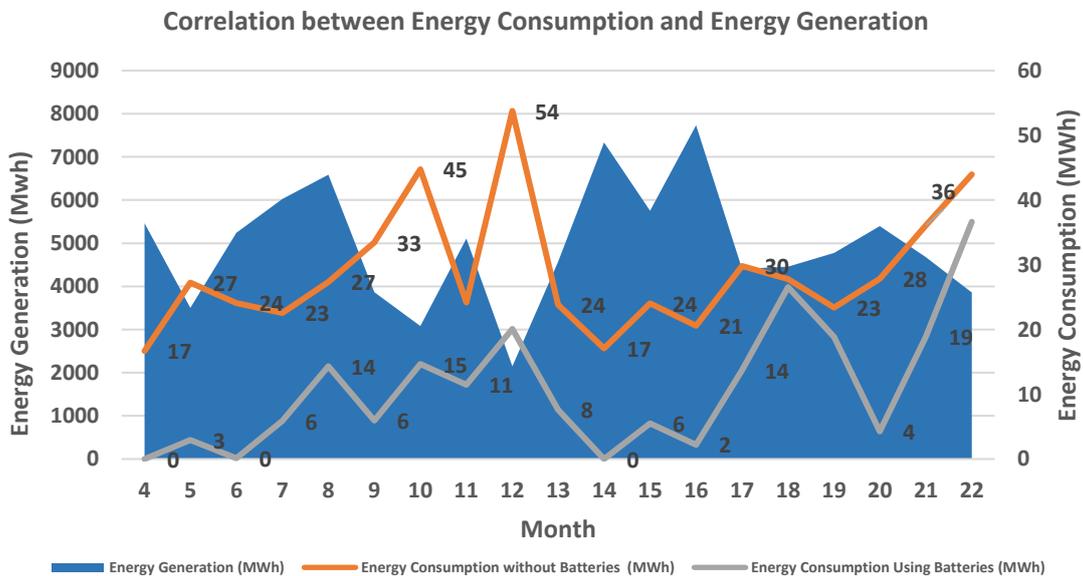
Se puede comprobar la relación entre bajo recurso eólico y el consumo de energía eólica y su respectivo ahorro:

Ilustración 49 Correlación entre energía consumida sin baterías y energía generada



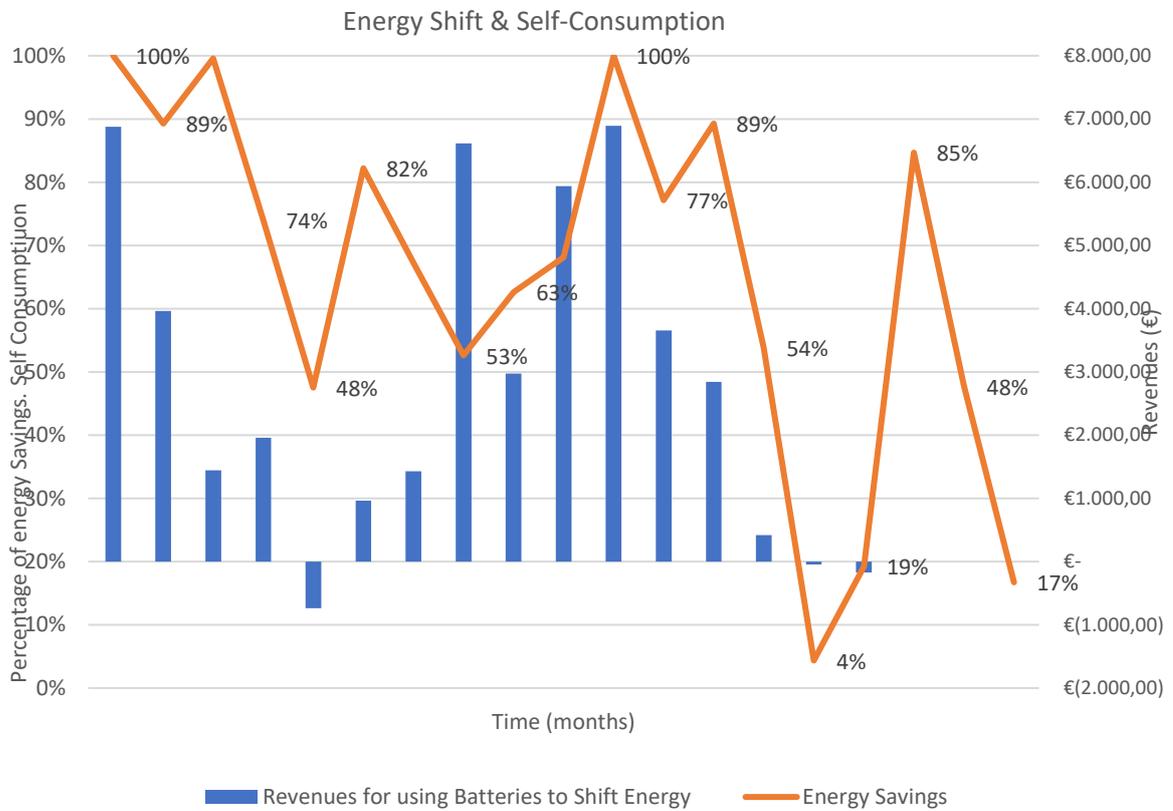
En los meses de menos generación el autoconsumo se dispara, esto ocasiona que durante esos meses se den las condiciones óptimas para cargar las baterías y autoabastecerse, en la siguiente gráfica también se aprecia esta diferencia en el ahorro en términos de energía según la generación de energía de cada mes:

Ilustración 50 Correlación entre energía consumida con y sin baterías, y energía generada.



La curva gris representa el consumo de energía tras implementar las baterías. Se concluye que los grandes consumos de energía no son cubiertos por las baterías ya que estos se dan cuando el recurso eólico es escaso, y las baterías están descargadas. Aun así, se es capaz de cubrir el 65% de la energía consumida anual.

Ilustración 51 Comparación entre los ingresos por desplazamientos de energía y el porcentaje de energía ahorrada por autoconsumo



Tanto la energía ahorrada por autoconsumo, como los ingresos por el desplazamiento de la generación de energía, están directamente ligados a la generación de energía eólica del mes, y del parque eólico en general.

4.8 Análisis económico del sistema de almacenamiento de energía.

4.8.1 Resumen de ingresos y costes del sistema.

En este apartado se evalúa la parte económica del sistema de almacenamiento que proporciona tanto un beneficio por el desplazamiento de energía en el tiempo, como un ahorro gracias al autoconsumo de la energía demandada por el parque eólico. Se sigue empleando Magaz como ejemplo para el análisis económico.

Tabla 23 Ahorros e ingresos del sistema

Revenues & Savings Summary	Capacity (MWh)	Power (kW)	Energy Shift Annual Revenues	Self-Consumption Extra Energy Savings	TOTAL Annual Savings (€)
	33,3	15	29.373 €	65%	56264 €

Conociendo los gastos en términos de facturas eléctricas y el porcentaje de ahorro por autoconsumo se calcula el ahorro anual de consumo de energía. A esto se le suma el ya calculado ahorro anual (aproximadamente 30.000 € por año).

Por otro lado, el coste del sistema de almacenamiento de esas características en el año 2017 es el siguiente:

Tabla 24. Costes sistema de almacenamiento en 2017.

Costs Summary	Battery System Cost	Tesla Annual Maintenance fee
2017	5.920.000 €	13.000 €

Dado el gran coste de las baterías hoy en día, y sabiendo que este precio va a disminuir en los próximos años^{XI}, se ha planteado el análisis económico teniendo en cuenta esa bajada de precios que pronostica IRENA y la IEA.

Tabla 25 Costes sistema de almacenamiento en 2017, 2022 y 2030.

Costs Summary	Battery System Cost	Tesla Annual Maintenance fee
2017	5.920.000 €	13.000 €
2022	4.144.000 €	10.400 €
2030	1.953.600 €	8.320 €

Con estos datos el usuario va a poder plantear 3 escenarios diferentes, uno será con una inversión en 2017-2018, otro será con la implementación del sistema de almacenamiento para 2022, y en el último escenario, el usuario podrá analizar los resultados económicos de implementar este tipo de almacenamiento para el año 2030.

^{XI} IRENA (“*International Renewable Energy Agency*”) estima que para el año 2030 el precio de almacenamiento de energía sea un 66% menor que el precio de 2017. Con este dato se ha podido estimar el precio de 2022 y de 2030.

4.8.2 Análisis económico de la inversión para la implementación del sistema de almacenamiento.

Conocidos las ganancias y costes del sistema se procede a analizar el flujo de caja de la inversión durante 25 años desde la fecha de implementación. Se tiene en cuenta las variaciones del precio del mercado pronosticadas por POYRY^{XII} y la pérdida eficiencia del sistema durante el periodo de su vida útil. Como se mencionó previamente, se comparan los resultados económicos según la fecha de implementación, dando así tres posibles fechas de comienzo del proyecto^{XIII}.

Tabla 26 Flujo de caja con tres escenarios según fecha de implementación

		Year 1	Year 2	Year 3	Year 4	Year 5	Year 6	
		2018	2019	2020	2021	2022	2023	
Scenario A	Annual Savings (€)	56264						
	Investment (€)	5920000						
	Annual Interest	6%						
	Final Investment	110%						
	UpFront	30%						
	Maintenance Cost (€)	13.000 €						
	IRR	-13,0%						
PayBack Period (years)	46							
VAN	-2.333.242 €							
Starting in 2018								
		Annual Savings	58.796	61.442	64.206	67.096	70.115	73.270
		Maintenance fee	-13000	-13000	-13000	-13000	-13000	-13000
		Debt	-2166720	-355200	-355200	-355200	-355200	-355200
		Cash Flow	-2.120.924	-306.758	-303.994	-301.104	-298.085	-294.930
		Accumulative Cashflow	-2120924,217	-2.427.683	-2.731.676	-3032780,405	-3330865,34	-3625795,098
		Accumulative Debt	5.564.800	5.209.600	4.854.400	4.499.200	4.144.000	3.788.800

		Year 1	Year 2	Year 3	Year 4	Year 5	Year 6	
		2023	2024	2025	2026	2027	2028	
Scenario B	Annual Savings (€)	56264						
	Investment (€)	4.144.000 €						
	Annual Interest	6%						
	Final Investment	110%						
	UpFront	30%						
	Maintenance Cost (€)	10.400 €						
	IRR	-1,8%						
PayBack Period (years)	35							
VAN	-1.471.142 €							
Starting in 2023								
		Annual Savings	73.270	76.567	80.013	83.614	87.376	91.308
		Maintenance fee	- 10.400 €	- 10.400 €	- 10.400 €	- 10.400 €	- 10.400 €	- 10.400 €
		Debt	-1516704	-248640	-355200	-355200	-355200	-355200
		Cash Flow	-1.453.834	-182.473	-285.587	-281.986	-278.224	-274.292
		Accumulative Cashflow	-1.453.834	-1.636.306	-1.921.893	-2.203.879,9	-2.482.103,773	-2.756.395,72
		Accumulative Debt	3.895.360	3.646.720	3.291.520	2.936.320	2.581.120	2.225.920

		Year 1	Year 2	Year 3	Year 4	Year 5	Year 6	
		2028	2029	2030	2031	2032	2033	
Scenario B	Annual Savings (€)	56264						
	Investment (€)	1.953.600 €						
	Annual Interest	6%						
	Final Investment	110%						
	UpFront	30%						
	Maintenance Cost (€)	8.320 €						
	IRR	9,2%						
PayBack Period (years)	18							
VAN	189.750 €							
Starting in 2031								
		Annual Savings	104.198	108.887	113.786	118.907	124.258	129.849
		Maintenance fee	- 8.320 €	- 8.320 €	- 8.320 €	- 8.320 €	- 8.320 €	- 8.320 €
		Debt	-715017,6	-117216	-117216	-117216	-117216	-117216
		Cash Flow	-619.140	-16.649	-11.750	-6.629	-1.278	4.313
		Accumulative Cashflow	-619.140	-635.789	-647.539	-654168,1109	-655446,4675	-651133,2301
		Accumulative Debt	1.836.384	1.719.168	1.601.952	1.484.736	1.367.520	1.250.304

Como se puede comprobar en la tabla anterior, el hecho de retrasar la implementación del proyecto hace que éste sea económicamente viable partir de 2031, donde los precios del mercado eléctricos hayan subido un entre un 80 y un 89% desde 2017, y a su vez, los costes relacionados con la implementación de los sistemas de almacenamiento hayan bajado alrededor del 66%.

Se ha tenido en cuenta un incremento anual del precio del mercado del 6%, así como una pérdida de eficiencia del sistema del 1%, unos costes de mantenimiento variables según la fecha de

^{XII} Se considera un incremento anual del precio de mercado del 5%. Lo cual afectará positivamente a los ingresos de la inversión. Ver Anexo para mayores detalles de la evolución del precio de mercado en el sistema eléctrico español

^{XIII} Ver flujos de caja completos en el Anexo

implementación, y finalmente una mejora del sistema recomendada por el fabricante al cambiar las baterías en el año 15 después de la implementación, que supondrá un desembolso del 15% del coste inicial de la inversión.

Ilustración 52 gráfico comparativo del flujo de caja según fecha de implementación del proyecto

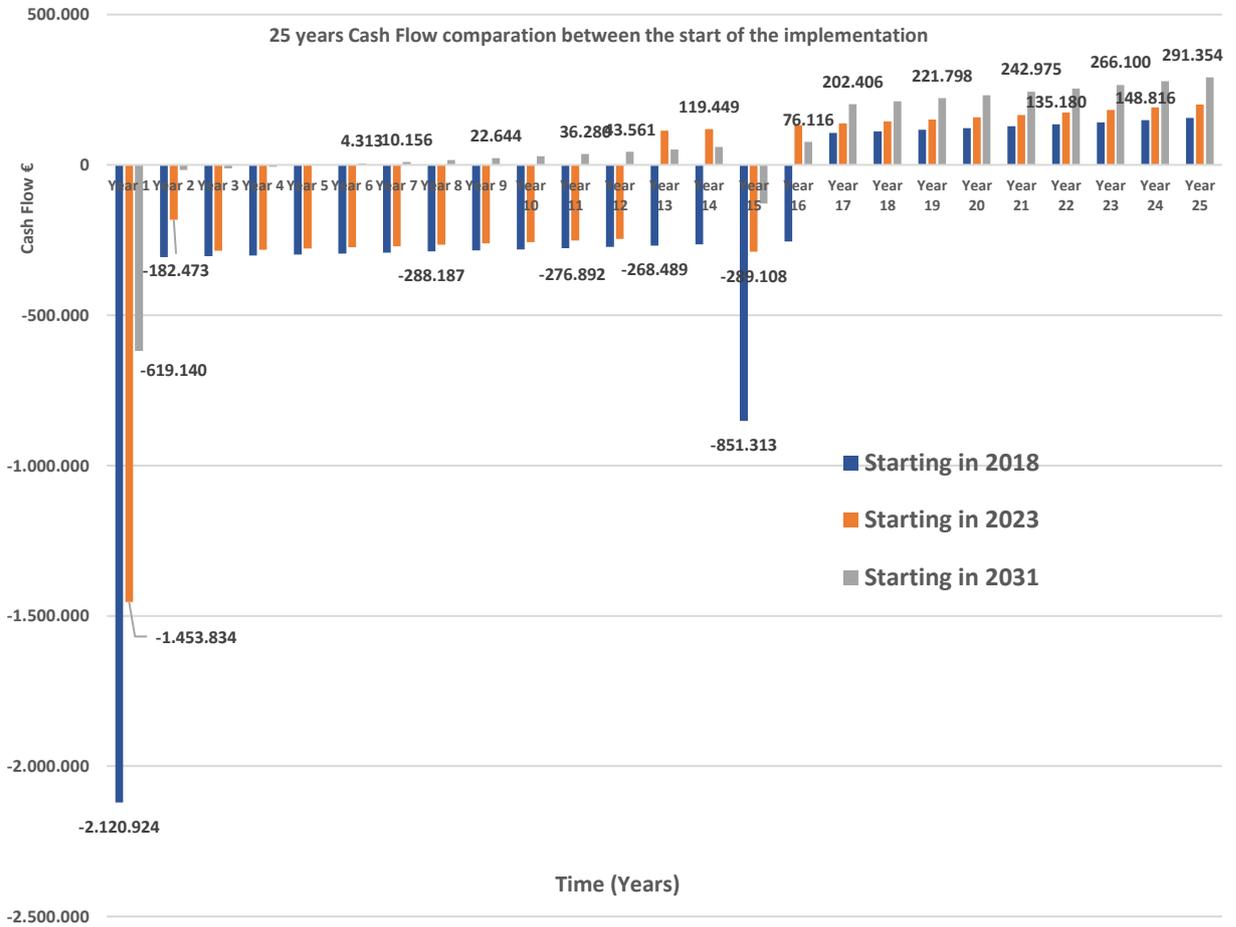


Tabla 27 Variación anual del precio del mercado eléctrico con respecto a 2018. Fuente: POYRY

Pool Price Estimations	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Variations in energy market price compared to 2018 price																		
Poyry Nominal Values (High Scenario, May 2015)	0%	8%	16%	24%	30%	35%	43%	52%	60%	66%	73%	78%	82%	86%	91%	95%	102%	108%
Poyry Nominal Values (Central Scenario, May 2015)	0%	6%	11%	13%	18%	28%	40%	49%	57%	63%	71%	78%	84%	89%	93%	98%	108%	114%
Poyry Nominal Values (Low Scenario, May 2015)	0%	6%	9%	4%	3%	6%	17%	32%	37%	41%	48%	57%	60%	66%	73%	78%	86%	94%

Capítulo 5. Estudio de casos particulares. Comparativa de 4 parques eólicos

5.1 Introducción al estudio de casos particulares

En este capítulo se va a llevar a cabo el análisis comparativo de 4 parques eólicos en total.

Se analizarán y se compararán por un lado dos parques eólicos de tamaño medio: **Magaz** (15 aerogeneradores) y **Sesnández** (10 aerogeneradores) con el propósito único de instalar un sistema de almacenamiento para cubrir parte del autoconsumo del parque eólico.

Por otro lado, para completar el estudio, juntos a Magaz y Sesnández, se analizarán parques de mayor tamaño localizados en Burgos, España, con el fin de hacer comparaciones de los datos extraídos mediante la herramienta diseñada a lo largo de este estudio. Estos serán el parque eólico **Marmellar** que cuenta con 33 aerogeneradores junto al parque eólico **Perul** que tiene un total de 31 máquinas de potencia similar y distinta tecnología que su vecino Marmellar.

5.2 Estudio y análisis parques tamaño mediano para el autoconsumo. Magaz y Sesnández.

El parque eólico **Magaz** ha sido expuesto durante todo el estudio como ejemplo y modelo para el desarrollo de la herramienta. En este capítulo se hace hincapié en los resultados obtenidos del análisis tanto de autoconsumo como del desplazamiento en el tiempo de la energía generada mediante el uso de baterías. También se darán ciertas características y detalles de este parque eólico. Por otro lado, se analiza el parque eólico **Sesnández**, se llevará a cabo el estudio con el uso de datos 15 minutales de generación y consumo de los últimos 19 meses. Al igual que con el parque eólico Magaz, se detallarán los resultados obtenidos al introducir estos datos en la herramienta desarrollada durante este estudio. Finalmente se realizará un análisis comparativo entre ambas plantas de generación de energía.

5.2.1 Magaz, características técnicas del parque eólico, de sus aerogeneradores y de la localización.

5.2.1.1 Emplazamiento y distribución del parque eólico Magaz. Datos generales de los aerogeneradores, y la conexión entre ellos.

El parque Eólico Magaz, gestionado por Exus Management Partners está situado en Palencia, España.
Latitud: 41,99; Longitud: -4,47

Ilustración 53 Ubicación del parque eólico Magaz dentro de España

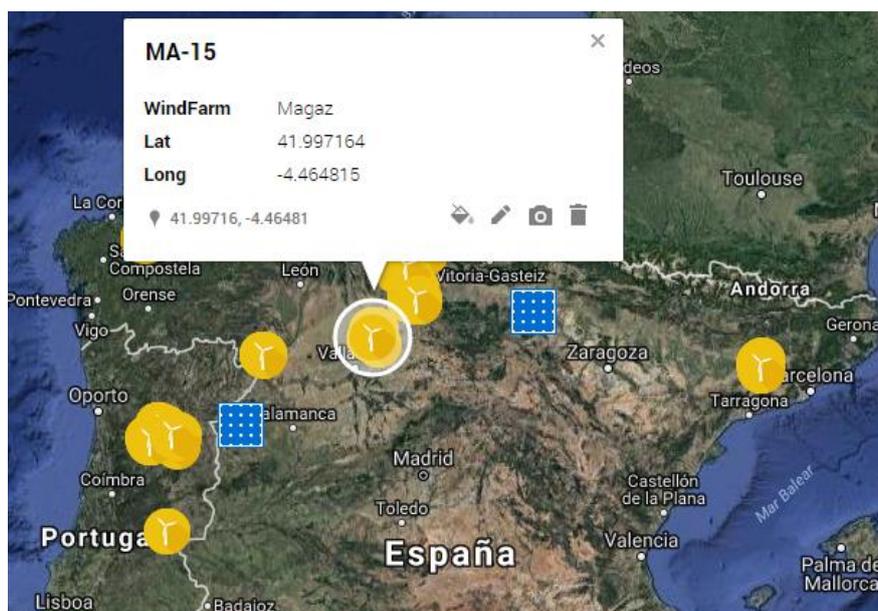


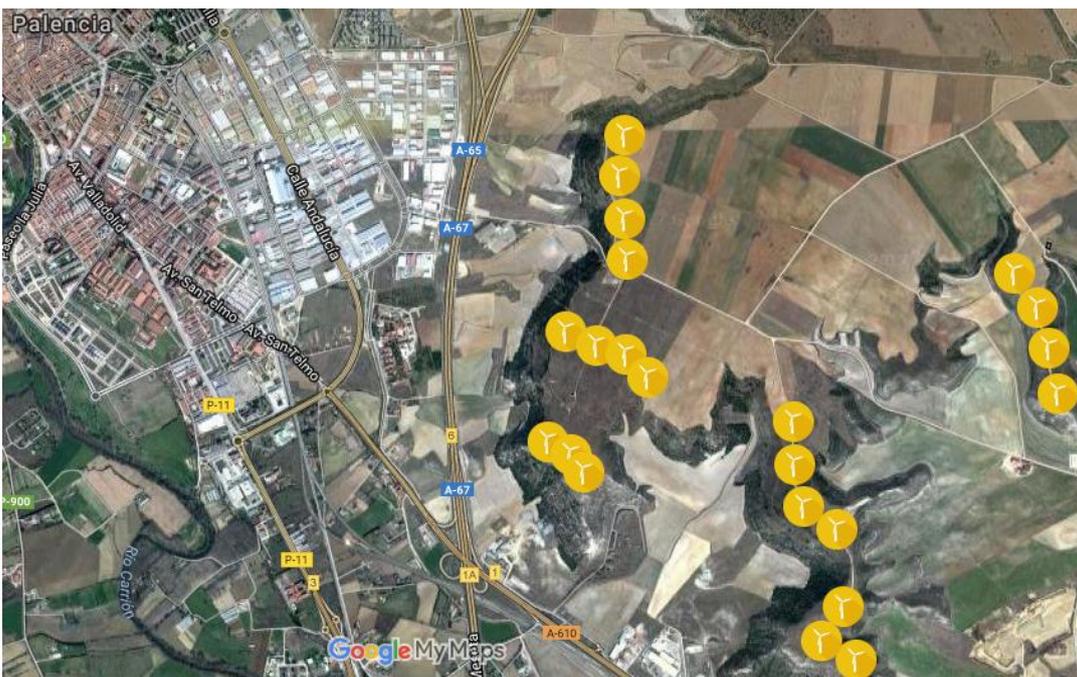
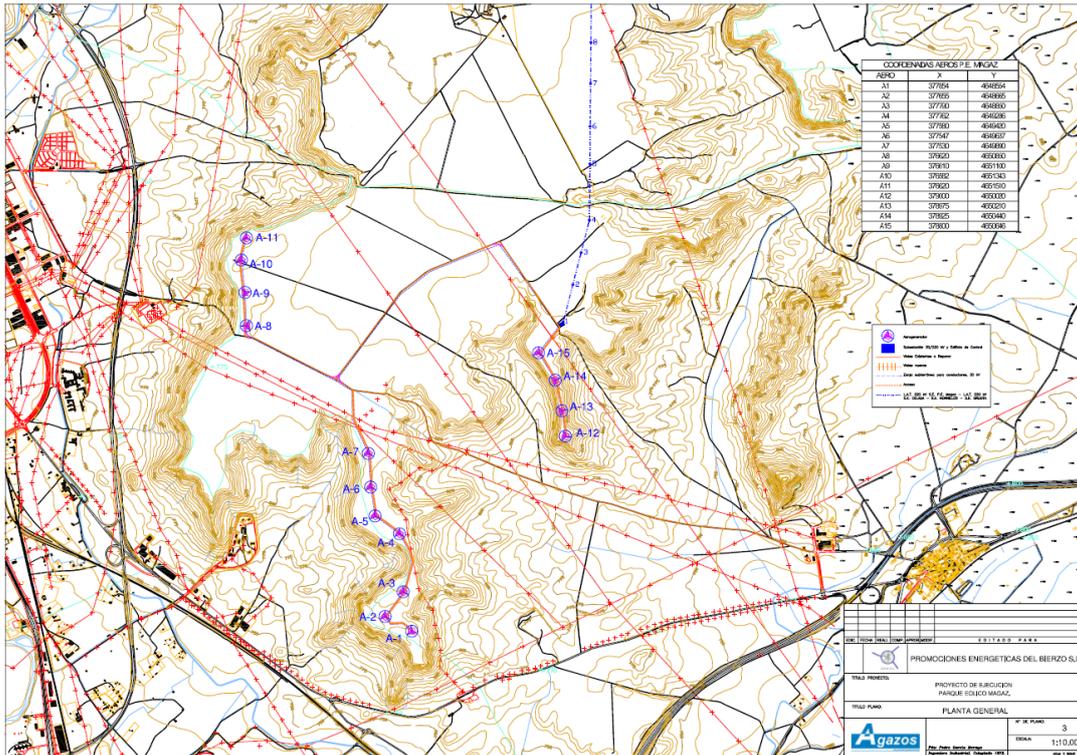
Ilustración 54 Tabla de Características del Parque Eólico Magaz. Características Eólicas del emplazamiento. Fuente: Proyecto Construcción Parque Eólico Magaz

<i>Parque Eólico Magaz</i>	
<i>Características Eólicas del emplazamiento</i> <i>(51.630 Registros Eólicos)</i>	
Velocidad media del emplazamiento (m/s) a 55 m. de altura	5,7
Parámetros de forma de la distribución de Weibull (m/s)	6,83
Parámetros de escala de la distribución de Weibull	2,052
Densidad de Energía (W/m ²)	247
<i>Características del parque eólico</i> <i>15 aerogeneradores de 2.000 kW de potencia unitaria</i>	
Nº de aerogeneradores	15
Potencia total instalada (MW)	30
Producción media anual bruta (MWh/año)	83.000
Producción media anual neta (MWh/año)	74.120
Producción media anual neta unitaria (MWh/año)	2.471

El parque eólico, de 30 MW de potencia eléctrica bruta, está integrado por 15 aerogeneradores tripala de velocidad fija y regulación activa de potencia por pérdida aerodinámica, de 2.000 KW de potencia nominal unitaria, convenientemente distribuidos.

Cada aeroturbina genera energía a 690 V, la cual se eleva a 30 kV en el transformador de 2.100 kVA de potencia aparente que lleva incorporado a pie de torre. Los aerogeneradores están conectados entre sí a través de los correspondientes conductores enterrados y cabinas de entrada-salida de línea de forma que se constituirán dos líneas de generación en 30 kV (Ver esquema unifilar):

Ilustración 55 Esquema unifilar parque Eólico Magaz, Palencia, España.



El aerogenerador V90 – 2.0 MW de Vestas es un aerogenerador de rotor tripala a barlovento, regulado por sistema de cambio de paso y con sistema de orientación activo. Tiene un rotor de 90 m de diámetro y utiliza el sistema de control OptiSpeed capaz de adaptar el aerogenerador para operar en grandes intervalos de velocidad de rotor.

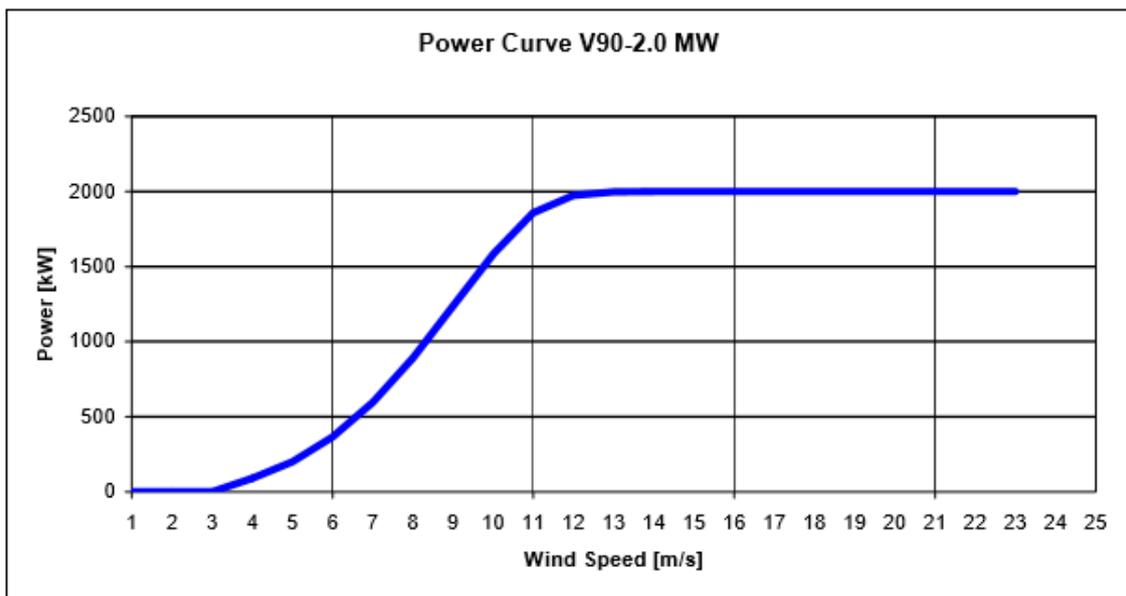
5.2.1.2 Grupo Hidráulico y Curva de Potencia. Magaz

El grupo hidráulico, el elemento que genera el principal consumo eléctrico, tiene las siguientes características:

- Capacidad de la bomba (l/min) 44
- Presión máxima (bar) 200
- Presión de frenado (bar) 35
- Contenido de aceite (l) 160
- Motor (kW) **18.5 kW**

La curva de potencia teórica proporcionada por el fabricante es la siguiente:

Ilustración 56 Curva de Potencia V90-2 MW. Fuente: VESTAS

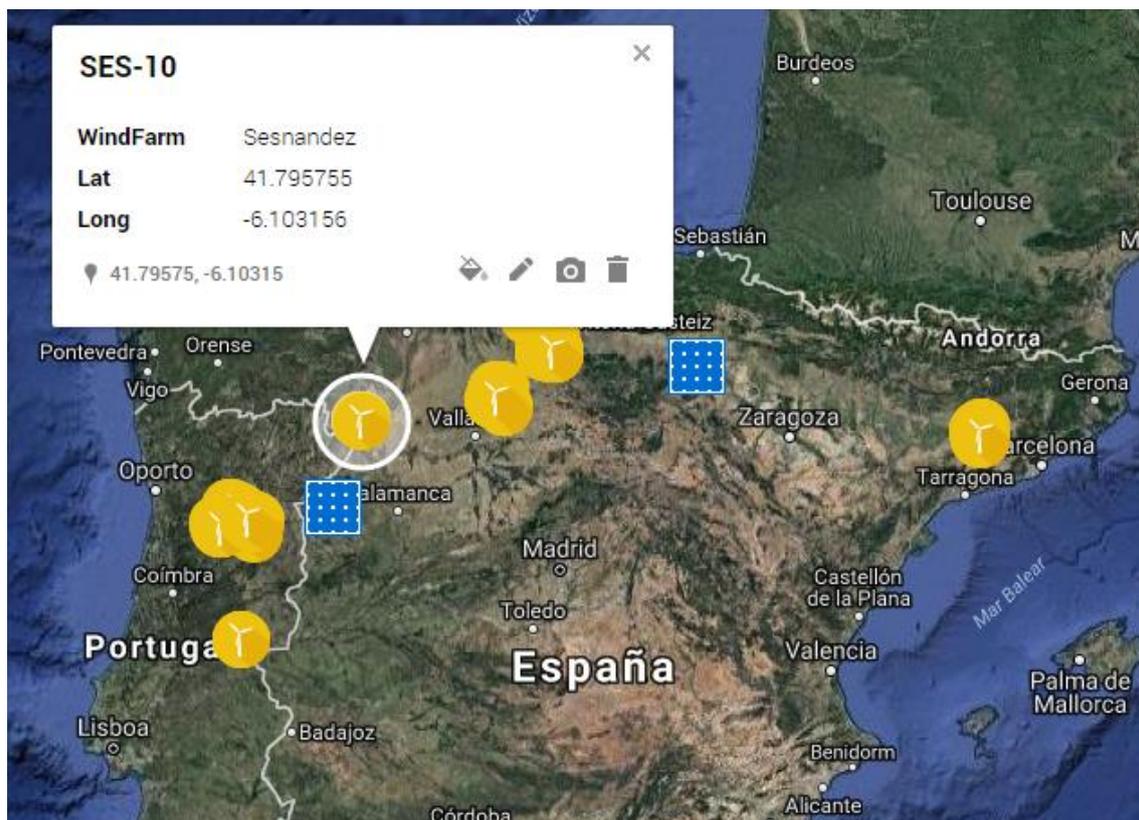


5.2.2 Sesnández, características técnicas del parque eólico, de sus aerogeneradores y de la localización.

5.2.2.1 Emplazamiento y distribución del parque eólico Sesnández. Datos generales de los aerogeneradores, y la conexión entre ellos.

El parque Eólico Sesnández, gestionado por Exus Management Partners está situado en la provincia de Zamora, España. **Latitud: 41,79; Longitud: -6,10**

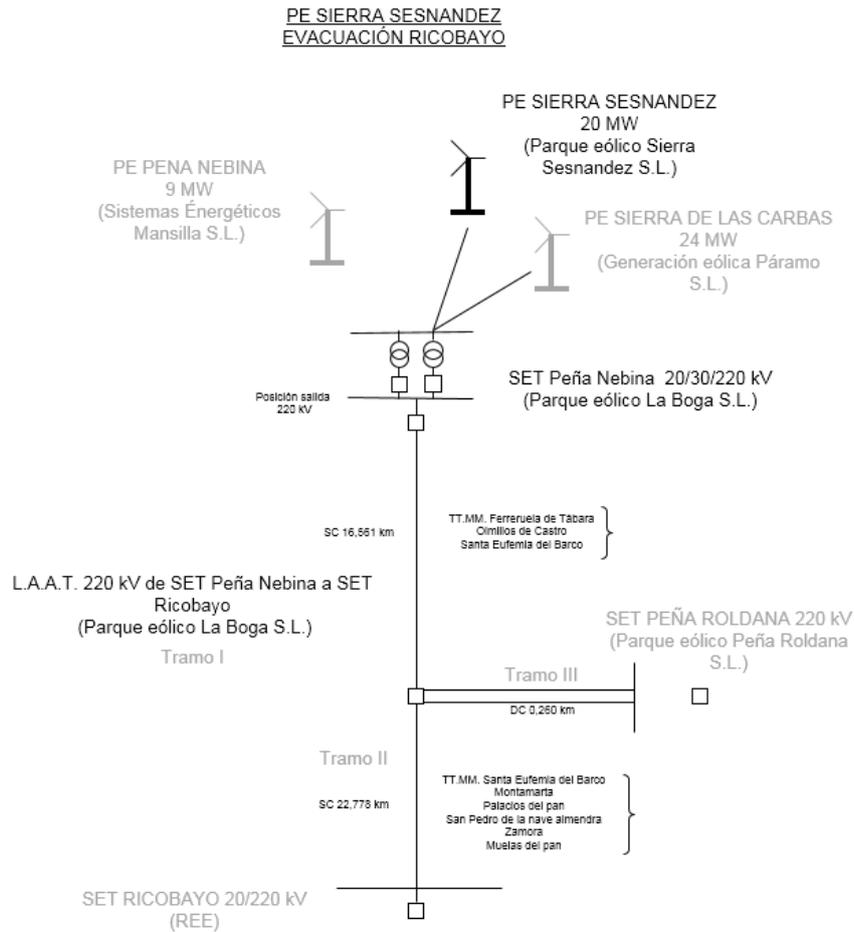
Ilustración 57 ubicación del parque eólico Sesnández dentro de España



Sesnández tiene un tamaño menor que Magaz, el parque eólico zamorano tiene 20 MW de potencia eléctrica bruta, está integrado por 10 aerogeneradores tripala de velocidad fija y regulación activa de potencia por pérdida aerodinámica, de 2.000 KW de potencia nominal unitaria, convenientemente distribuidos.

De nuevo, cada aeroturbina genera energía a 690 V, la cual se eleva a 30 kV en el transformador de 2.100 kVA de potencia aparente que lleva incorporado a pie de torre. Los aerogeneradores están conectados entre sí a través de los correspondientes conductores enterrados y cabinas de entrada-salida de línea de forma que se constituirán dos líneas de generación en 30 kV.

Ilustración 58 Esquema evacuación parque eólico Sesnández a través de la Set de Peña Nebina



Como se puede ver en el esquema anterior, el parque eólico Sesnández comparte SET de evacuación con otros parques eólicos de la zona, esto dificultaría un posible incremento de la limitación de potencia de evacuación, situado en los 20 MW.

Ilustración 59 Esquema distribución parque eólico Sesnández



Se puede apreciar que la distribución de turbinas en la Sierra de Sesnández es más uniforme que en Magaz, esto afectará en el índice de correlación entre turbinas.^{XIV}

Sesnández, al igual que el parque eólico de Magaz, incorpora aerogeneradores V90 – 2.0 MW de Vestas es un aerogenerador de rotor tripala a barlovento, regulado por sistema de cambio de paso y con sistema de orientación activo. Tiene un rotor de 90 m de diámetro y utiliza el sistema de control OptiSpeed capaz de adaptar el aerogenerador para operar en grandes intervalos de velocidad de rotor.

5.2.1.2 Grupo Hidráulico y Curva de Potencia Sesnández

El parque Eólico de Sesnández es de la misma tecnología y potencia que el parque de Magaz, además las características de viento del emplazamiento y la fecha construcción del parque son también similares, con lo que se entiende que el grupo hidráulico de Sesnández, el elemento que genera el principal consumo eléctrico tiene las siguientes características extraídas del proyecto de construcción del parque eólico de Magaz:

- Capacidad de la bomba (l/min) 44
- Presión máxima (bar) 200
- Presión de frenado (bar) 35
- Contenido de aceite (l) 160
- Motor (kW) **18.5 kW**

La curva de potencia teórica proporcionada por el fabricante para el aerogenerador es idéntica tanto en Sesnández como en Magaz, la cual ya fue expuesta en el apartado anterior.

^{XIV} El hecho de que los aerogeneradores estén alineados y distribuidos en una sola fila hace que la correlación entre ellos sea mayor, el viento incidente será similar en el total de los 10 aerogeneradores de Sesnández, mientras que en Magaz, la distribución de los aerogeneradores es dispersa y está dividida en varias zonas bien diferenciadas.

5.2.3 Resultados y conclusiones tras el análisis de Autoconsumo. Comparativa entre Magaz y Sesnández.

A continuación, se exponen los resultados de la simulación 15 minutal para los parques eólicos Magaz y Sesnández. Algunos de los resultados para Magaz ya fueron presentados previamente como ejemplo para el desarrollo de la herramienta de análisis, esta vez se agrupan todos los datos y tablas extraídos de las simulaciones con el fin de concluir la viabilidad del proyecto y realizar la comparativa con un parque homólogo, en este caso Sesnández.

5.2.3.1 Análisis comparativo de los resultados de dimensionamiento de la capacidad del sistema de almacenamiento y de los resultados obtenidos de la simulación de ahorro energético.

Para Magaz se estimó un escenario central de capacidad de 800 kWh, sobre el cual se plantearon otros dos escenarios superior e inferior de 1000 kWh y 600 kWh respectivamente. Mientras que para Sesnández, la herramienta propuso un escenario central de 550 kWh, siendo los otros dos escenarios de 400 kWh y 700 kWh. Esa diferencia está marcada por la diferencia de aerogeneradores, por otro lado. el índice de correlación se decidió mantener en 0,3 para el caso de Sesnández de esta forma este parámetro experimental se mantiene igual en ambos parques (este índice interviene directamente en las dimensiones de la capacidad propuesta por la herramienta tal y como se detalló en el capítulo 3).

Tabla 28 Parámetros fundamentales de la simulación de autoconsumo del parque eólico Magaz

SCENARIO	Useful Storage Capacity (kWh)	Energy Saving (%)	Energy Savings (MWh)/ Capacity (kWh)	Low charge time	Full charge time	Charging and Discharging time	
A)	800	66,2%	0,23	10,1%	69,4%	20,5%	
	Energy consumed without battery (MWh)						274,2
	Energy consumed with battery (MWh)						92,8
	Savings (MWh)						181,5
B)	600	57,5%	0,26	12,6%	69,7%	17,7%	
	Energy consumed without battery (MWh)						274,2
	Energy consumed with battery (MWh)						116,6
	Savings (MWh)						157,6
C)	1000	72,3%	0,20	8,3%	69,2%	22,5%	
	Energy consumed without battery (MWh)						274,2
	Energy consumed with battery (MWh)						75,9
	Savings (MWh)						198,3

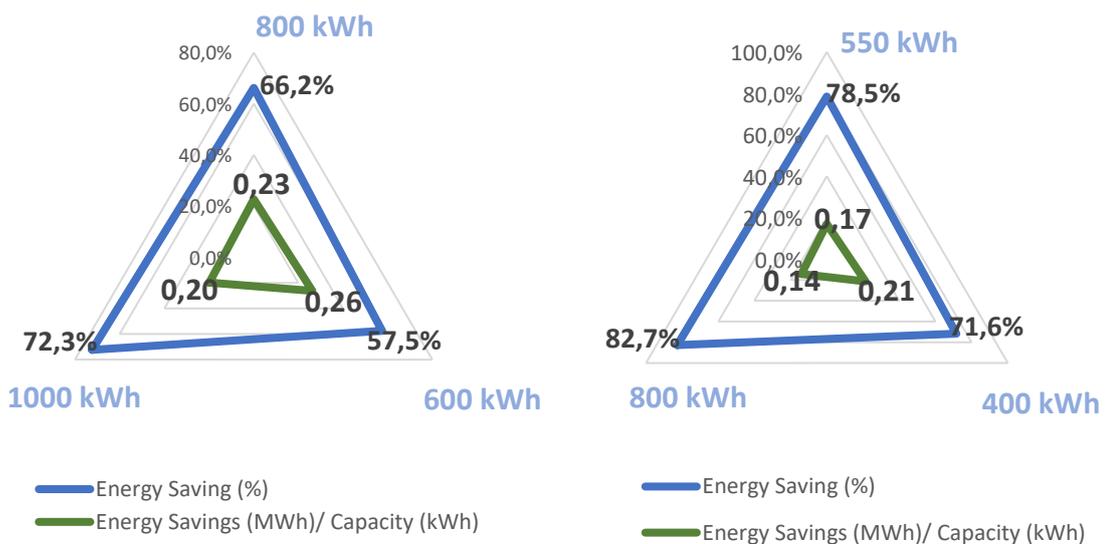
Tabla 29 Parámetros fundamentales de la simulación de autoconsumo del parque eólico Sesnández

SCENARIO	Useful Storage Capacity (kWh)	Energy Saving (%)	Energy Savings (MWh)/ Capacity (kWh)	Low charge time	Full charge time	Charging and Discharging time	
A)	550	78,5%	0,17	7,8%	63,8%	28,4%	
	Energy consumed without battery (MWh)						119,3
	Energy consumed with battery (MWh)						25,6
	Savings (MWh)						93,7
B)	400	71,6%	0,21	10,0%	64,1%	25,9%	
	Energy consumed without battery (MWh)						119,3
	Energy consumed with battery (MWh)						33,9
	Savings (MWh)						85,4
C)	700	82,7%	0,14	6,4%	63,7%	29,9%	
	Energy consumed without battery (MWh)						119,3
	Energy consumed with battery (MWh)						20,6
	Savings (MWh)						98,7

Analizando los resultados de la simulación energética de autoconsumo hay que tener en cuenta que, a mayor capacidad instalada, mayores serán los ahorros en términos de energía, pero el coste de implementación de este será más elevado, es por ello que, como se comentó en el capítulo 3, se añade el parámetro de energía ahorrada por unidad de capacidad instalada durante un periodo concreto. En el parque Eólico Magaz el escenario que obtuvo mayor puntuación en este parámetro fue el de 600 kWh de capacidad instalada, con 0,26 MWh ahorrados de energía por cada kWh de potencia instalada durante el periodo de simulación. Por otro lado, consiguió ahorrar un 57,5% de la energía demandada por el parque eólico durante ese periodo, aunque fue el menor porcentaje, se aproxima al porcentaje de energía ahorrada por el escenario central (800kWh) que fue de un 66,2 %.

En los resultados de Sesnández se aprecia una relación similar entre los 3 escenarios: el de menor capacidad (400 kWh) obtiene menor energía ahorrado porcentualmente (71,6%), pero un mejor ratio de energía ahorra por unidad de capacidad instalada. (0,21)

Ilustración 60 Gráfico Radial para comparar los 3 escenarios en función del ahorro de energía ponderado sobre la capacidad instalada. Magaz y Sesnández.



En los gráficos radiales anteriores se muestra la ventaja económica de la solución de menos capacidad (esquina inferior derecha del triángulo) para ambos parques eólicos. Destaca las diferencias en el porcentaje de energía ahorrada en ambos parques. Esto puede ser deberse a dos razones: la primera sería un síntoma que indique que las baterías del parque eólico Magaz puedan estar subdimensionadas o bien que sean los escenarios de capacidad de Sesnández los que estén sobredimensionados; la segunda causa estaría ligada a la cantidad de energía demandada por el parque en cada caso, ésta última razón es la más razonable ya que como se mencionó previamente el dimensionamiento de la capacidad se realizó de igual manera para Sesnández y Magaz.

Se puede comprobar en la tabla de resultado que la energía consumida sin el uso de las baterías para ambos parques durante el mismo periodo es de 274 MWh para Magaz y 119 MWh en el parque eólico de Sesnández. Es decir que, aunque Magaz sea un tan sólo un 33% mayor que Sesnández el

consumo de energía es 56% más elevado. Si hacemos el ratio energía consumida por potencia instalada de ambas instalaciones es resultado sería el siguiente.

Tabla 30 Comparativa de consumo energéticos antes de implementar el sistema de almacenamiento

	Energía Consumida (MWh)	Potencia Instalada (MW)	Ratio Energía Consumida/Potencia
Sesnández	119	20	6,0
Magaz	274	30	9,1

5.2.3.2 Análisis de los costes relaciones con el consumo energético. Facturas eléctricas Magaz y Sesnández.

Ilustración 61 Facturas eléctricas de un año tipo para estimar el gasto anual del parque eólico Magaz y Sesnández en términos de consumo de energía eléctrica.

Electricity Bills

MONTH	Cost Without taxes	Excess Penalties	Contract Power term	Variable Cost (Energy)
1	3.001 €	0 €	948 €	2.053 €
2	3.509 €	0 €	948 €	2.561 €
3	3.417 €	0 €	948 €	2.469 €
4	3.443 €	0 €	948 €	2.495 €
5	3.130 €	0 €	948 €	2.182 €
6	3.011 €	0 €	948 €	2.063 €
7	3.026 €	0 €	948 €	2.078 €
8	2.843 €	0 €	948 €	1.895 €
9	3.539 €	0 €	948 €	2.591 €
10	4.331 €	0 €	948 €	3.383 €
11	2.786 €	0 €	948 €	1.838 €
12	5.300 €	0 €	948 €	4.352 €
	0 €	11.376 €	29.960 €	

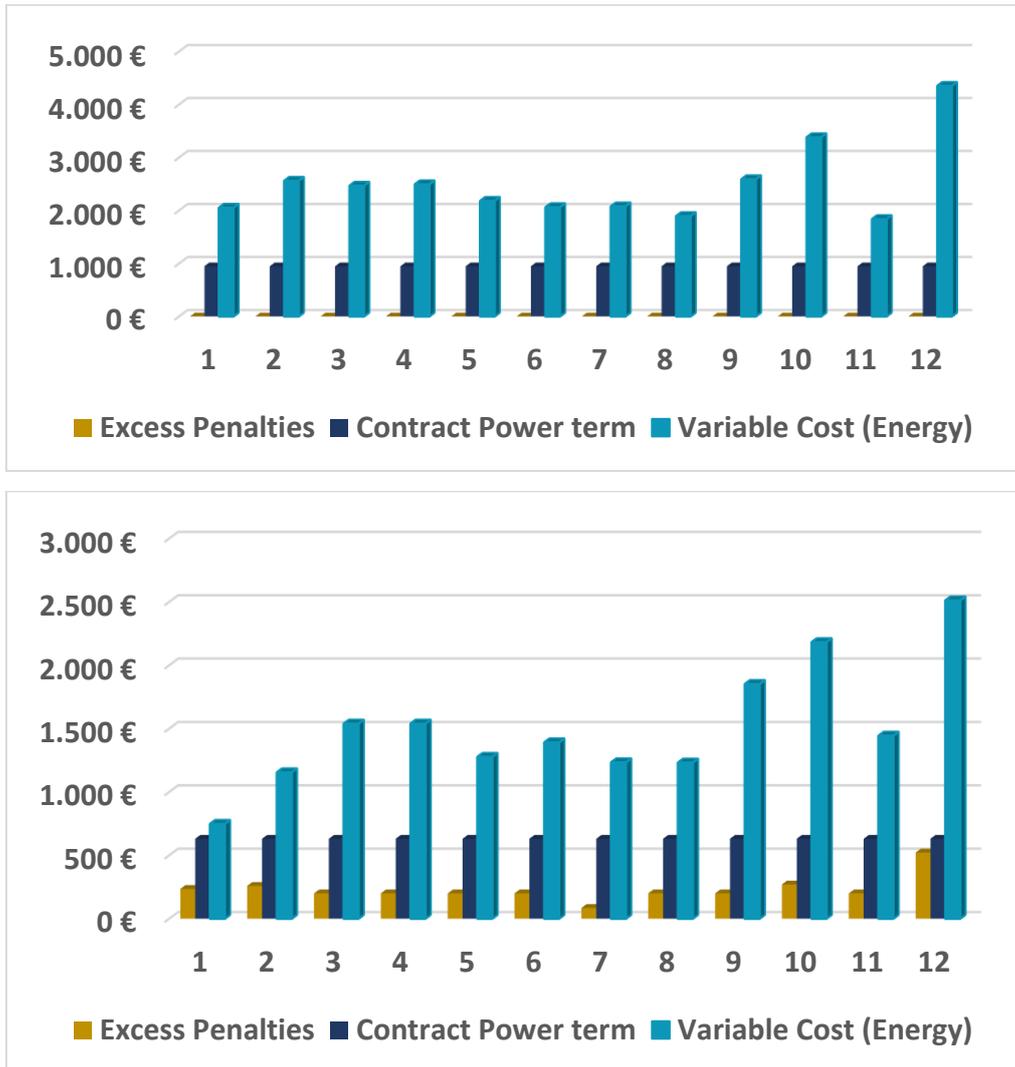
Total Annual Cost	41.336 €
Bill Cost /NºWTG	2.756 €

Electricity Bills

MONTH	Cost Without taxes	Excess Penalties	Contract Power term	Variable Cost (Energy)
1	3.001 €	235 €	631 €	748 €
2	3.509 €	259 €	631 €	1.155 €
3	3.417 €	200 €	631 €	1.540 €
4	3.443 €	200 €	631 €	1.540 €
5	3.130 €	200 €	631 €	1.277 €
6	3.011 €	200 €	631 €	1.391 €
7	3.026 €	85 €	631 €	1.234 €
8	2.843 €	200 €	631 €	1.232 €
9	3.539 €	200 €	631 €	1.852 €
10	4.331 €	270 €	631 €	2.182 €
11	2.786 €	200 €	631 €	1.444 €
12	5.300 €	522 €	631 €	2.512 €
	2.771 €	7.572 €	18.107 €	

Total Annual Cost	28.450 €
Bill Cost /NºWTG	2.845 €

Ilustración 62. Ejemplo de gráfica comparativa de los costes de energía en términos de potencia, energía consumida, y excesos de potencia a lo largo de 12 meses para el parque Eólico Magaz y Sesnández.



Analizando las facturas eléctricas para ambos parques se observa que el coste energético anual total por aerogenerador es similar en ambos parques: 2756 €/Aerogenerador en el caso de Magaz, y 2843 €/aerogenerador en el caso de Sesnández, es decir, el efecto escala^{xv} en los costes de las facturas eléctricas en el parque eólico Magaz no se ha hecho notar debido a su gran consumo relativo: 9,1 MWh por cada MW instalado en el periodo estudiado.

También destacan las penalizaciones en excesos de potencia dadas en el parque de Sesnández, dichos excesos están justificados ya que se trata de una estrategia de optimización de las tarifas llevada a cabo por el gestor del parque eólico, Exus Management Partners.

^{xv} En posteriores análisis, se verá que para parques eólicos con un número de aerogeneradores mayor o igual a 30, el coste de consumo de energía por cada aerogenerador está en torno a los 1200-2000 €/Aerogenerador. Mientras que, en los mini-parques de 2 a 10 máquinas, los costes unitarios se aproximan a 4000 €/MWh.

Tabla 31 Resumen de ahorros anuales en términos económicos al incorporar el sistema de almacenamiento de energía. Extraído de la herramienta análisis de autoconsumo.

	Scenario	Capacity (kWh)	Power (kW)	Energy Savings	Contract Power reduction	Exceed Power Penalty Reduction	Total Annual Savings (€)
MAGAZ	A	800	200	66%	16%	0%	21676
	B	600	150	57%	12%	0%	18550
	C	1000	250	72%	21%	0%	24082
SESNADEZ	A	550	137,5	79%	10%	0%	14974
	B	400	100	72%	10%	0%	13717
	C	700	175	83%	10%	0%	15737

Cruzando los datos de ahorro de energía con el coste de esta se pueden extraer los datos económicos de la tabla anterior, que indican el ahorro total anual para ambos parques según los distintos escenarios de capacidad.

5.2.3.3 Análisis del flujo de caja y viabilidad de la inversión Magaz y Sesnández.

Para proceder con el análisis económico de la inversión para la implementación de un sistema de estas características se introducen en la herramienta los parámetros financieros necesarios para realizar los cálculos del flujo de caja mediante el uso de la herramienta. Tanto para el modelo económico de Magaz como para el de Sesnández se han empleado los mismos criterios financieros para una mejor comparación de los resultados que se obtendrán.

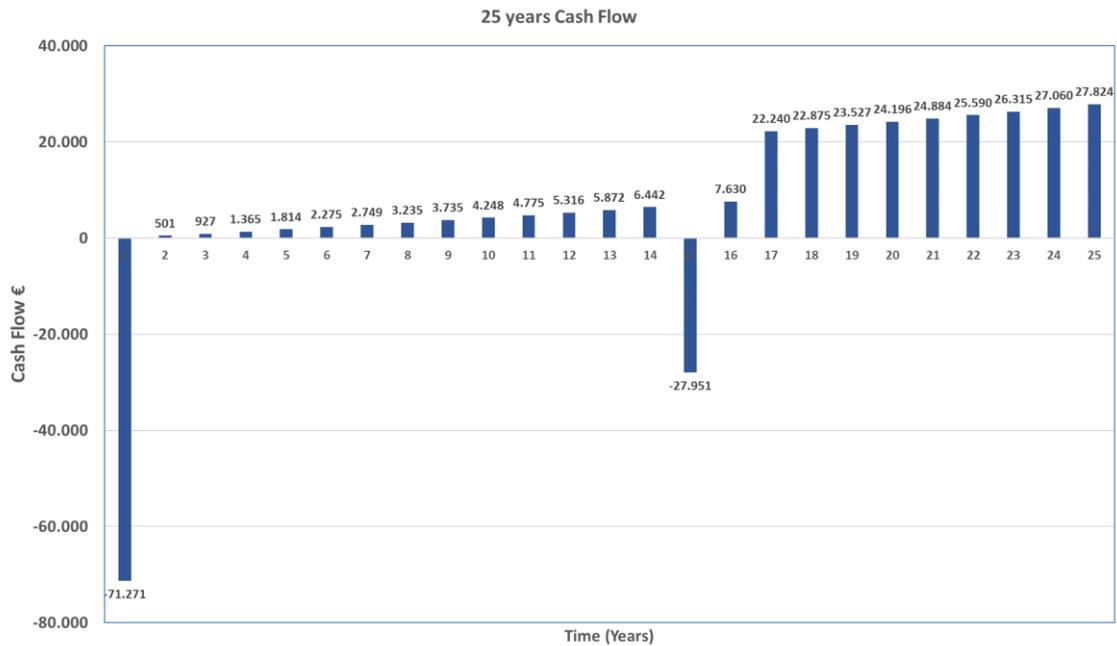
Ilustración 63 Datos iniciales necesarios para realizar el flujo de caja y resultados de la TIR (IRR) y el tiempo de retorno de la inversión (Payback Period). Para los parques eólicos Magaz y Sesnández respectivamente

Scenario A 800kWh	Annual Savings (€)	21676
	Investment (€)	310400
	Annual Interest	6%
	Final Investment	110%
	UpFront	30%
	Maintenance Cost (€)	1300
	IRR	5%
PayBack Period (years)	16	
Scenario A 550kWh	Annual Savings (€)	14974
	Investment (€)	233193
	Annual Interest	6%
	Final Investment	110%
	UpFront	30%
	Maintenance Cost (€)	1300
	IRR	7,2%
PayBack Period (years)	18	

Tabla 32 Extracto del flujo de caja realizada por la herramienta de análisis para el parque Eólico Magaz y Sesnández respectivamente. (Flujos de caja completos en el Anexo)

			Revenues Cash Flow										
			Year 1	Year 2	Year 3	Year 4	Year 5	Year 6	Year 7	Year 8	Year 9		
			2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026		
Scenario A	Annual Savings (€)	20963											
	Investment (€)	310400											
	Annual Interest	6%											
	Final Investment	110%											
	UpFront	30%											
	Maintenance Cost (€)	1300											
	IRR	8,7%											
	PayBack Period (years)	17											
	800kWh												
			93120	93.854,93 €									
Scenario B	Annual Savings (€)	18356											
	Investment (€)	191.217 €											
	Annual Interest	6%											
	Final Investment	110%											
	UpFront	30%											
	Maintenance Cost (€)	1300											
	IRR	14%											
	PayBack Period (years)	11											
	600kWh												
Scenario C	Annual Savings (€)	22808											
	Investment (€)	336229,4											
	Annual Interest	6%											
	Final Investment	110%											
	UpFront	30%											
	Maintenance Cost (€)	1800											
	IRR	9%											
	PayBack Period (years)	16											
	1000kWh												
Scenario A	Annual Savings (€)	14974											
	Investment (€)	233193											
	Annual Interest	6%											
	Final Investment	110%											
	UpFront	30%											
	Maintenance Cost (€)	1300											
	IRR	7,2%											
	PayBack Period (years)	18											
	550kWh												
			69957,9	57.173,35 €									
Scenario B	Annual Savings (€)	13717											
	Investment (€)	188.298 €											
	Annual Interest	6%											
	Final Investment	110%											
	UpFront	30%											
	Maintenance Cost (€)	1300											
	IRR	9%											
	PayBack Period (years)	16											
	400kWh												
Scenario C	Annual Savings (€)	15737											
	Investment (€)	296451											
	Annual Interest	6%											
	Final Investment	110%											
	UpFront	30%											
	Maintenance Cost (€)	1300											
	IRR	4%											
	PayBack Period (years)	21											
	700kWh												

Ilustración 64 Flujo de caja a 25 años del parque eólico Sesnández



Una vez agrupados todos los resultados tanto técnicos como económicos se pueden extraer varias conclusiones acerca de la implementación del sistema de almacenamiento para el autoconsumo para ambos parques:

El efecto escala en términos de coste^{XVI} entre las diferentes capacidades dentro de un mismo parque no fue suficiente en los escenarios de mayor capacidad como para compensar esa ventaja del escenario de 600 kWh y 400 kWh que lograron el mejor ratio entre energía ahorrada y capacidad instalada en los parques eólicos de Magaz y Sesnández.

Por esta razón, en los análisis de flujo de caja a 25 años bajo las mismas condiciones, los datos económicos del sistema de almacenamiento de los escenarios inferiores: 600 kWh y 400 kWh, son más atractivos de cara al inversor, la tasa de retorno de la inversión es claramente superior (entre un 9% y un 14%) a la del resto de escenarios para ambas instalaciones (4% y 8%).

Para finalizar con el análisis de autoconsumo del parque eólico Magaz, cabe mencionar que estos resultados podrían darse la vuelta totalmente en un escenario futuro donde el precio de la energía ofrecido por el suministrador se eleve hasta tal punto que, favorecido por un descenso en el precio del almacenamiento, el escenario de capacidad que consiga ahorrar una mayor ahorro bruto en la factura de electricidad sería el que posiblemente presente los mejores resultados económicos, estos serían los escenarios de mayor capacidad, que ofrecen un porcentaje mayor de ahorro de energía.

^{XVI} Menor coste unitario a mayor capacidad de almacenamiento

5.3 Resultados y conclusiones tras el análisis del desplazamiento de la generación de energía en el tiempo mediante el uso de baterías. Magaz, Sesnández, Perul y Marmellar.

En este apartado se analizarán dos nuevos parques juntos a los ya conocidos Magaz y Sesnández. Estas dos plantas generadoras, Perul y Marmellar, cuenta con más de doble de aerogeneradores que los anteriores parques analizados. En estos dos parques se descarta el sistema de almacenamiento con el único propósito de autoconsumo, ya que éste fue diseño para parques de pequeño tamaño (hasta 15 aerogeneradores) debido a las grandes facturas que estos mini-parques presentaban a causa de la gran correlación entre turbinas.

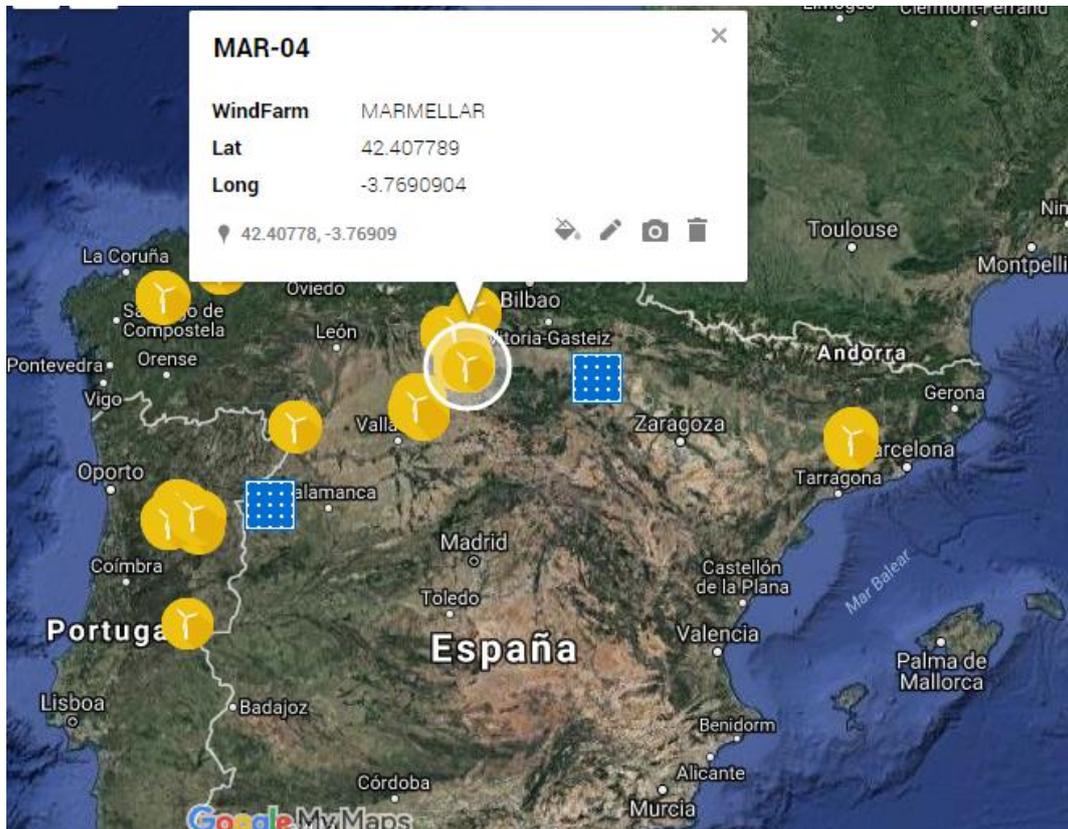
Primeramente, se hará una presentación y descripción de la localización y características técnicas de Perul y Marmellar, seguido de la simulación de carga y descarga para el desplazamiento de energía en el tiempo de ambos parques. Estos resultados serán expuestos junto con los resultados de las simulaciones para Sesnández y Magaz.

Finalmente se expondrán las conclusiones extraídas tanto del análisis de los resultados de las simulaciones de carga y descarga, como del análisis económico de la inversión de estas características para cada uno de los 4 parques.

5.3.1 Emplazamiento y distribución de los parques eólicos Perul y Marmellar. Datos generales del conjunto de aerogeneradores.

El parque Eólico Marmellar, gestionado por Exus Management Partners está situado en la provincia de Burgos, España. **Latitud: 42,4078; Longitud: -3,7691**

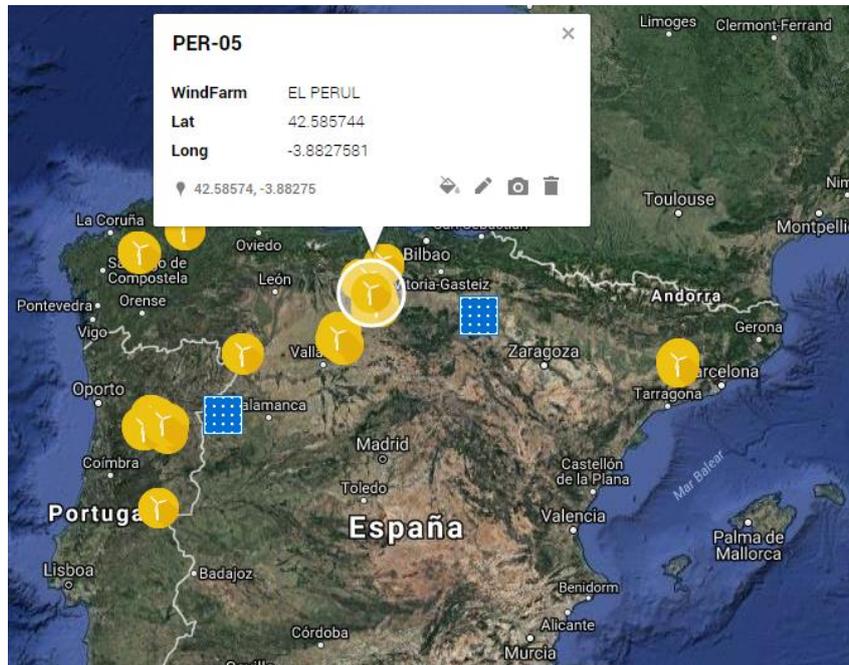
Ilustración 65 ubicación del parque eólico Marmellar dentro de España



Este parque situado entre las localidades de Marmellar de abajo y Marmellar de Arriba tiene 49,5 MW de potencia eléctrica bruta, está integrado por 33 aerogeneradores tripala de velocidad fija y regulación activa de potencia por pérdida aerodinámica, de 1.500 KW de potencia nominal unitaria de la tecnología General Electric.

El parque **Eólico Perul**, gestionado por Exus Management Partners está situado en el norte de la provincia de Burgos, España. **Latitud: 42,58574; Longitud: -3,882276**

Ilustración 68 ubicación del parque eólico Perul dentro de España



Este parque está formado por un total de 31 aerogeneradores que juntos suman un total 50 MW de potencia eléctrica bruta, las aeroturbinas son del tipo tripala de velocidad fija y regulación activa de potencia por pérdida aerodinámica, de 1.610 KW de potencia nominal unitaria y de la tecnología ALSTOM.

Ilustración 69 Esquema unifilar parque eólico Perul. Fuente: Proyecto Construcción Parque Eólico, Eyra

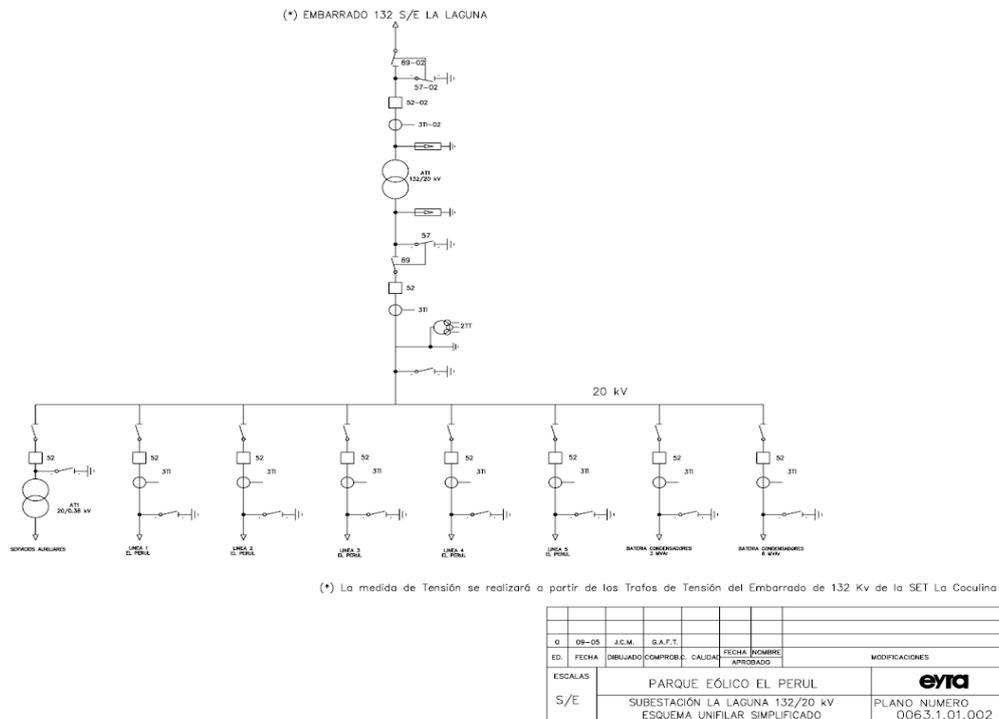
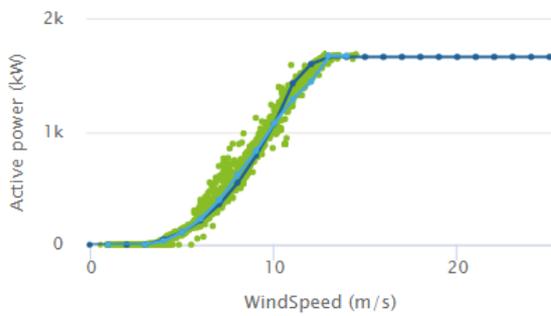


Ilustración 70 Esquema distribución parque eólico Perul



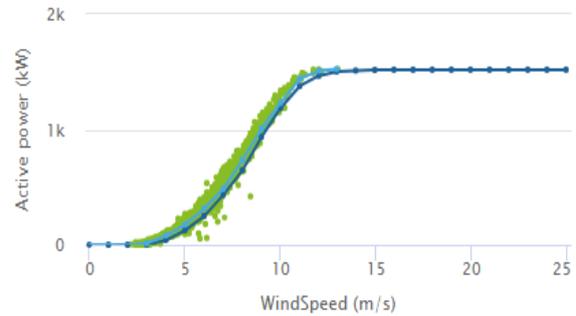
A continuación, se pueden comparar, para ambos parques, las curvas de potencia teóricas proporcionadas por el fabricante frente a datos reales de generación en función de la velocidad del viento obtenidos a través del SCADA^{XVII} de cada parque:

Ilustración 72 Curva de Potencia teórica y real Perul



- powerCurve_10min.PER.01.MeterPER.AEGPER26
- powerCurve.Target10min.PER.01.MeterPER.AEGPE...
- powerCurve.Avg10min.PER.01.MeterPER.AEGPER26

Ilustración 71 Curva de Potencia teórica y real Marmellar



- powerCurve_10min.MA.01.MeterMA.AEGMA01
- powerCurve.Target10min.MA.01.MeterMA.AEGMA01
- powerCurve.Avg10min.MA.01.MeterMA.AEGMA01

^{XVII} Sistema de gestión por control remoto y recopilación de datos de un parque eólico.

5.3.2 Resultados y conclusiones de la simulación y análisis del desplazamiento de la generación en el tiempo mediante el uso de baterías. Magaz, Sesnández, Perul y Marmellar.

5.3.2.1 Datos iniciales y procedimiento. Precios de Mercado.

Para el análisis de los 4 parques se ha tomado el mismo periodo, éste comprende un total de 19 meses desde abril 2016 hasta octubre 2017 donde se extraen los datos horarios de generación de energía eléctrica, de consumo de energía y de precio de mercado. La magnitud de datos que se analiza en este apartado es de la suma de los datos horarios del precio de mercado más los datos 15 minutales de generación y consumo.

- Datos de precio de mercado: 19 meses a una media de 30 días por mes, 24 horas cada día se obtiene un total de **13.680** datos de precios de mercado.
- Datos de generación y consumo: 19 meses a una media de 30 días por mes, 24 horas cada día, 4 periodos de 15 minutos cada hora y dos variables cada 15 minutos. Todo ello son **109.440** datos

En total se analizarán **123.120 datos** mediante el uso de la herramienta desarrollada en este estudio. También se tienen tres tecnologías diferentes dentro del análisis de los cuatro parques. (Vestas, Alstom y General Electric).

Los datos y resultados del análisis del mercado eléctrico son comunes a los cuatro parques al estar operando bajo el mismo marco regulatorio español. Estos datos de mercado fueron ya estudiados en el capítulo anterior, obteniéndose los siguientes resultados por mes:

Tabla 33 Resultado tras el análisis mensual del mercado eléctrico español.

		Average Pool Price	Average Inferior Desviation	Average Superior Desviation	Max Inferior Desviation	Max Superior Desviation
2016	4 abr-16	24,1	-19%	20%	-72%	176%
	5 may-16	25,8	-20%	16%	-77%	190%
	6 jun-16	38,9	-9%	7%	-35%	66%
	7 jul-16	40,5	-11%	7%	-27%	40%
	8 ago-16	41,2	-9%	6%	-31%	38%
	9 sep-16	43,6	-10%	7%	-26%	37%
	# oct-16	52,8	-11%	8%	-39%	56%
	# nov-16	56,1	-14%	10%	-75%	53%
	# dic-16	60,5	-14%	9%	-31%	41%
	2017	# ene-17	71,5	-15%	10%	-40%
# feb-17		51,8	-16%	12%	-73%	102%
# mar-17		43,2	-13%	10%	-63%	83%
# abr-17		43,7	-13%	10%	-86%	115%
# may-17		47,1	-9%	8%	-34%	105%
# jun-17		50,2	-7%	5%	-20%	25%
# jul-17		48,6	-8%	6%	-21%	26%
# ago-17		47,5	-9%	6%	-33%	34%
# sep-17		49,2	-7%	6%	-23%	42%
# oct-17		56,8	-10%	9%	-56%	35%
Promedio		47,0	-12%	9%	-46%	68%

En la tabla anterior se puede observar el promedio del precio para cada mes, así como las medias mensuales de las desviaciones horarias con respecto a la media para cada día y las desviaciones horarias máximas y mínimas alcanzadas en cada periodo del año.

Una vez conocidos los datos de mercado se procede a introducir en la herramienta de análisis los datos de generación y consumo eléctrico para los cuatro parques.

5.3.2.2 Resultado del dimensionamiento del sistema de almacenamiento por el método de iteración.

Como se explicó en el capítulo anterior, la herramienta tiene la opción de buscar la capacidad óptima para cada parque según su potencia máxima de evacuación, potencia del parque, potencia máxima de las baterías, límites inferior y superior para la carga y descarga, eficiencia de un ciclo completo de la batería, y finalmente el límite inferior de estado de carga de las baterías reservado para el autoconsumo junto con la carga mínima admisible de las baterías. Todo ello para maximizar los ingresos obtenidos por unidad de capacidad de almacenamiento instalada mediante el método iterativo desarrollado en el capítulo anterior. Siguiendo todos los pasos marcados por la herramienta se llega a los siguientes resultados:

Tabla 34 Datos iniciales para la simulación y capacidad optimizada mediante el método iterativo.

	Sesnandez	Magaz	Perul	Marmellar
Capacidad (MWh)	13,34	33,30	52,28	40,16
Horas de almacenamiento (h)	1,33	2,22	2,09	1,61
Pico de Potencia Baterías (MW)	10	15	25	25
Max Potencia de Evacuación (MW)	20	30	50	50
Mínimo estado de carga para desplazar energía en el tiempo	0,1	0,15	0,1	0,1
Min desviación para almacenar energía	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2
Max desviación para empezar a entregar energía	0,15	0,15	0,15	0,15
Eficiencia del ciclo de carga y descarga	0,9	0,9	0,9	0,9
Límite inferior estado de carga para autoconsumo	5%	5%	5%	5%

Siendo la capacidad de almacenamiento óptima obtenida de **13,34**; **33,3**; **52,28** y **40,16** MWh para Sesnández, Magaz, Perul y Marmellar respectivamente.

Los datos mensuales de los valores más relevantes para cada parque se muestran en la herramienta del siguiente modo:

Tabla 35 Resultados Mensuales de la simulación de carga y descarga y autoconsumo de Marmellar

		Average Pool Price	Average Inferior Desviation	Average Superior Desviation	Max Inferior Desviation	Max Superior Desviation	Sum of Energy Storage in the	Revenues for using Batteries to Shift Energy	Energy Generation (MWh)	Energy Consumption without Batteries	Energy Consumption Using Batteries	Energy Savings	
2016	4 abr-16	24,1	-19%	20%	-72%	176%	541	6.283,98 €	6043	38	10	74%	
	5 may-16	25,8	-20%	16%	-77%	190%	699	4.354,72 €	9901	26	1	95%	
	6 jun-16	38,9	-9%	7%	-35%	66%	181	2.525,23 €	8261	25	3	89%	
	7 jul-16	40,5	-11%	7%	-27%	40%	272	3.024,54 €	10502	14	4	69%	
	8 ago-16	41,2	-9%	6%	-31%	38%	116	703,10 €	10052	24	14	42%	
	9 sep-16	43,6	-10%	7%	-26%	37%	127	1.845,01 €	6069	31	4	88%	
	10 oct-16	52,8	-11%	8%	-39%	56%	242	2.457,54 €	5095	48	20	58%	
	11 nov-16	56,1	-14%	10%	-75%	53%	386	5.907,78 €	6907	45	24	47%	
	12 dic-16	60,5	-14%	9%	-31%	41%	212	1.578,11 €	2394	95	50	47%	
	2017	1 ene-17	71,5	-15%	10%	-40%	30%	506	8.709,73 €	7897	38	6	84%
		2 feb-17	51,8	-16%	12%	-73%	102%	541	7.793,55 €	10688	30	13	57%
		3 mar-17	43,2	-13%	10%	-63%	83%	437	4.782,81 €	8457	32	15	54%
4 abr-17		43,7	-13%	10%	-86%	115%	361	4.178,83 €	10228	21	4	81%	
5 may-17		47,1	-9%	8%	-34%	105%	86	688,56 €	6312	39	26	33%	
6 jun-17		50,2	-7%	5%	-20%	25%	0	7,63 €	8263	29	29	0%	
7 jul-17		48,6	-8%	6%	-21%	26%	13	87,61 €	10072	17	11	31%	
8 ago-17		47,5	-9%	6%	-33%	34%	111	879,45 €	9231	23	5	79%	
9 sep-17		49,2	-7%	6%	-23%	42%	62	1.375,50 €	5413	38	27	27%	
10 oct-17		56,8	-10%	9%	-56%	35%	165	2.829,31 €	5464	48	39	18%	
Promedio		47,0	-12%	9%	-46%	68%	5057	56.657,42 €	147248,3	660,5	306,7	56%	

Tabla 36 Resultados Mensuales de la simulación de carga y descarga y autoconsumo de Perul

		Average Pool Price	Average Inferior Desviation	Average Superior Desviation	Max Inferior Desviation	Max Superior Desviation	Sum of Energy Storage in the Battery (MWh)	Revenues for using Batteries to Shift Energy	Energy Generation (MWh)	Energy Consumption without Batteries (MWh)	Energy Consumption Using Batteries (MWh)	Energy Savings	
2016	4 abr-16	24,1	-19%	20%	-72%	176%	1029	11.794,29 €	10532	16	0	100%	
	5 may-16	25,8	-20%	16%	-77%	190%	580	4.707,40 €	7232	26	1	95%	
	6 jun-16	38,9	-9%	7%	-35%	66%	329	2.826,44 €	9279	21	0	99%	
	7 jul-16	40,5	-11%	7%	-27%	40%	325	4.021,85 €	11130	16	3	80%	
	8 ago-16	41,2	-9%	6%	-31%	38%	147	767,72 €	11379	25	15	39%	
	9 sep-16	43,6	-10%	7%	-26%	37%	174	3.102,44 €	7210	20	0	100%	
	10 oct-16	52,8	-11%	8%	-39%	56%	300	3.439,94 €	5748	42	16	62%	
	11 nov-16	56,1	-14%	10%	-75%	53%	536	8.817,34 €	10259	28	11	60%	
	12 dic-16	60,5	-14%	9%	-31%	41%	427	5.332,78 €	4522	56	17	71%	
	2017	1 ene-17	71,5	-15%	10%	-40%	30%	734	14.636,53 €	12377	15	1	93%
		2 feb-17	51,8	-16%	12%	-73%	102%	814	12.440,80 €	12239	23	1	96%
		3 mar-17	43,2	-13%	10%	-63%	83%	598	6.880,80 €	11122	13	0	100%
4 abr-17		43,7	-13%	10%	-86%	115%	456	5.794,79 €	11529	18	4	76%	
5 may-17		47,1	-9%	8%	-34%	105%	102	996,17 €	7894	32	18	43%	
6 jun-17		50,2	-7%	5%	-20%	25%	5	198,14 €	8519	16	12	27%	
7 jul-17		48,6	-8%	6%	-21%	26%	12	86,78 €	10746	14	9	36%	
8 ago-17		47,5	-9%	6%	-33%	34%	145	1.008,95 €	10210	17	5	69%	
9 sep-17		49,2	-7%	6%	-23%	42%	81	1.995,89 €	6656	25	9	65%	
10 oct-17		56,8	-10%	9%	-56%	35%	241	3.925,77 €	7558	31	25	20%	
Promedio		47,0	-12%	9%	-46%	68%	7035	88.651,64 €	176141,0	453,3	148,4	70%	

Tabla 37 Resultados Mensuales de la simulación de carga y descarga y autoconsumo de Magaz

		Average Pool Price	Average Inferior Desviation	Average Superior Desviation	Max Inferior Desviation	Max Superior Desviation	Sum of Energy Storage in the	Revenues for using Batteries to Shift Energy	Energy Generation (MWh)	Energy Consumption without	Energy Consumption Using	Energy Savings		
2016	4	abr-16	24,1	-19%	20%	-72%	176%	650	6.877,24 €	5464	17	0	100%	
	5	may-16	25,8	-20%	16%	-77%	190%	528	3.963,43 €	3500	27	3	89%	
	6	jun-16	38,9	-9%	7%	-35%	66%	169	1.443,04 €	5241	24	0	100%	
	7	jul-16	40,5	-11%	7%	-27%	40%	181	1.958,37 €	6023	23	6	74%	
	8	ago-16	41,2	-9%	6%	-31%	38%	97	736,65 €	6590	27	14	48%	
	9	sep-16	43,6	-10%	7%	-26%	37%	87	961,62 €	3865	33	6	82%	
	10	oct-16	52,8	-11%	8%	-39%	56%	184	1.426,95 €	3079	45	15	67%	
	11	nov-16	56,1	-14%	10%	-75%	53%	392	6.615,46 €	5107	24	11	53%	
	12	dic-16	60,5	-14%	9%	-31%	41%	246	2.973,07 €	2149	54	20	63%	
	2017	1	ene-17	71,5	-15%	10%	-40%	30%	327	5.936,86 €	4565	24	8	68%
		2	feb-17	51,8	-16%	12%	-73%	102%	454	6.890,19 €	7332	17	0	100%
		3	mar-17	43,2	-13%	10%	-63%	83%	367	3.656,45 €	5749	24	6	77%
4		abr-17	43,7	-13%	10%	-86%	115%	281	2.844,73 €	7734	21	2	89%	
5		may-17	47,1	-9%	8%	-34%	105%	70	418,33 €	4405	30	14	54%	
6		jun-17	50,2	-7%	5%	-20%	25%	1	47,06 €	4460	28	27	4%	
7		jul-17	48,6	-8%	6%	-21%	26%	5	169,64 €	4779	23	19	19%	
8		ago-17	47,5	-9%	6%	-33%	34%	90	942,62 €	5400	28	4	85%	
9		sep-17	49,2	-7%	6%	-23%	42%	55	526,71 €	4681	36	19	48%	
10		oct-17	56,8	-10%	9%	-56%	35%	121	1.909,94 €	3861	44	37	17%	
		Promedio	47,0	-12%	9%	-46%	68%	4304	46.506,46 €	93982,6	548,6	209,8	65%	

Tabla 38 Resultados Mensuales de la simulación de carga y descarga y autoconsumo de Sesnández

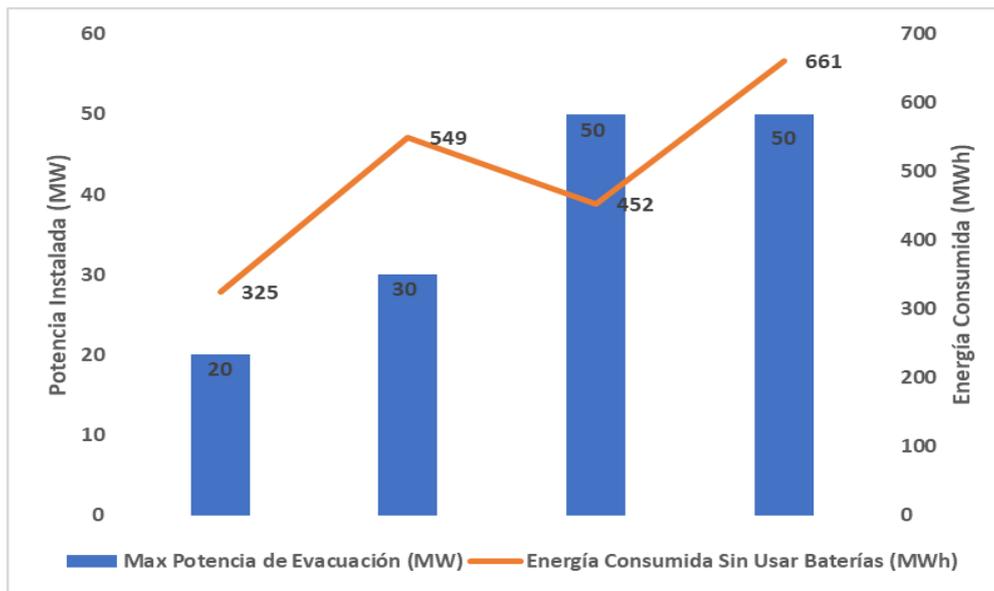
		Average Pool Price	Average Inferior Desviation	Average Superior Desviation	Max Inferior Desviation	Max Superior Desviation	Sum of Energy Storage in the Battery	Revenues for using Batteries to Shift Energy	Energy Generation (MWh)	Energy Consumption without Batteries	Energy Consumption Using Batteries (MWh)	Energy Savings		
2016	4	abr-16	24,1	-19%	20%	-72%	176%	208	2.066,66 €	1235	8	0	100%	
	5	may-16	25,8	-20%	16%	-77%	190%	184	1.468,83 €	886	13	2	84%	
	6	jun-16	38,9	-9%	7%	-35%	66%	60	439,89 €	1191	12	3	73%	
	7	jul-16	40,5	-11%	7%	-27%	40%	73	557,51 €	1320	10	3	69%	
	8	ago-16	41,2	-9%	6%	-31%	38%	39	264,88 €	1515	13	10	22%	
	9	sep-16	43,6	-10%	7%	-26%	37%	29	445,22 €	777	15	5	65%	
	10	oct-16	52,8	-11%	8%	-39%	56%	70	533,70 €	750	18	8	57%	
	11	nov-16	56,1	-14%	10%	-75%	53%	126	2.140,49 €	1030	10	6	44%	
	12	dic-16	60,5	-14%	9%	-31%	41%	59	554,29 €	537	21	10	52%	
	2017	1	ene-17	71,5	-15%	10%	-40%	30%	201	3.635,01 €	4187	17	6	65%
		2	feb-17	51,8	-16%	12%	-73%	102%	231	3.428,44 €	6252	10	2	81%
		3	mar-17	43,2	-13%	10%	-63%	83%	170	1.704,63 €	5440	17	10	45%
4		abr-17	43,7	-13%	10%	-86%	115%	125	1.090,43 €	5815	16	4	74%	
5		may-17	47,1	-9%	8%	-34%	105%	34	259,40 €	3963	22	17	25%	
6		jun-17	50,2	-7%	5%	-20%	25%	4	183,42 €	3671	25	21	17%	
7		jul-17	48,6	-8%	6%	-21%	26%	10	32,27 €	3845	20	17	17%	
8		ago-17	47,5	-9%	6%	-33%	34%	39	446,53 €	4075	20	7	65%	
9		sep-17	49,2	-7%	6%	-23%	42%	28	65,78 €	3139	26	16	38%	
10		oct-17	56,8	-10%	9%	-56%	35%	62	919,33 €	3364	32	29	8%	
		Promedio	47,0	-12%	9%	-46%	68%	1754	18.382,50 €	52990,4	324,7	175,1	53%	

Tabla 39 Resumen de total/promedio de los indicadores fundamentales tras la simulación de 19 meses para los cuatro parques

	Sesnandez	Magaz	Perul	Marmellar
Capacidad (MWh)	13,34	33,30	52,28	40,16
Horas de almacenamiento (h)	1,33	2,22	2,09	1,61
Pico de Potencia Baterías (MW)	10	15	25	25
Max Potencia de Evacuación (MW)	20	30	50	50
Energía Generada (MWh)	52990	93983	176141	147248
Factor de Capacidad	0,19	0,23	0,26	0,22
Suma de Energía total almacenada/ vertida (MWh)	1754	4304	7035	5057
Ingresos relaciones con el desplazamiento de energía en el tiempo (€)	18.383 €	46.506 €	88.652 €	56.657 €
Energía Consumida Sin Usar Baterías (MWh)	325	549	453	661
Energía Consumida Usando Baterías (MWh)	175,08	209,75	148,368	306,726
Ahorro de Energía Consumida	53%	65%	70%	56%
Ingresos anuales/ Capacidad Almacenamiento (€/MWh)	1378	1397	1696	1411
Tiempo con Batería en Mín Estado de carga	22%	18%	26%	25%

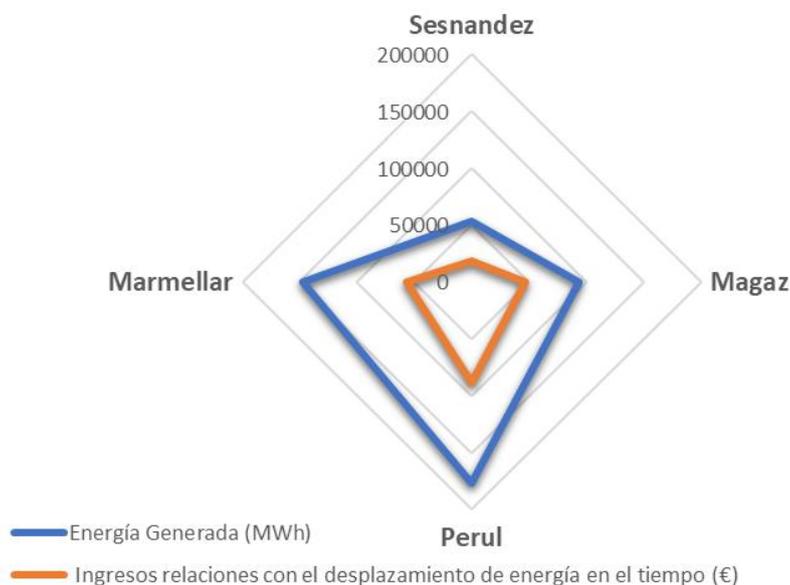
De esta tabla resumen de los indicadores fundamentales del análisis, se pueden extraer varias conclusiones, una de ellas es que la energía consumida se comprueba de nuevo que depende principalmente de la correlación entre los aerogeneradores, el factor de capacidad, la tecnología, etc.:

Ilustración 73 Comparación entre energía consumida y potencia instalada en el siguiente orden: Sesnández, Magaz, Perul y Marmellar



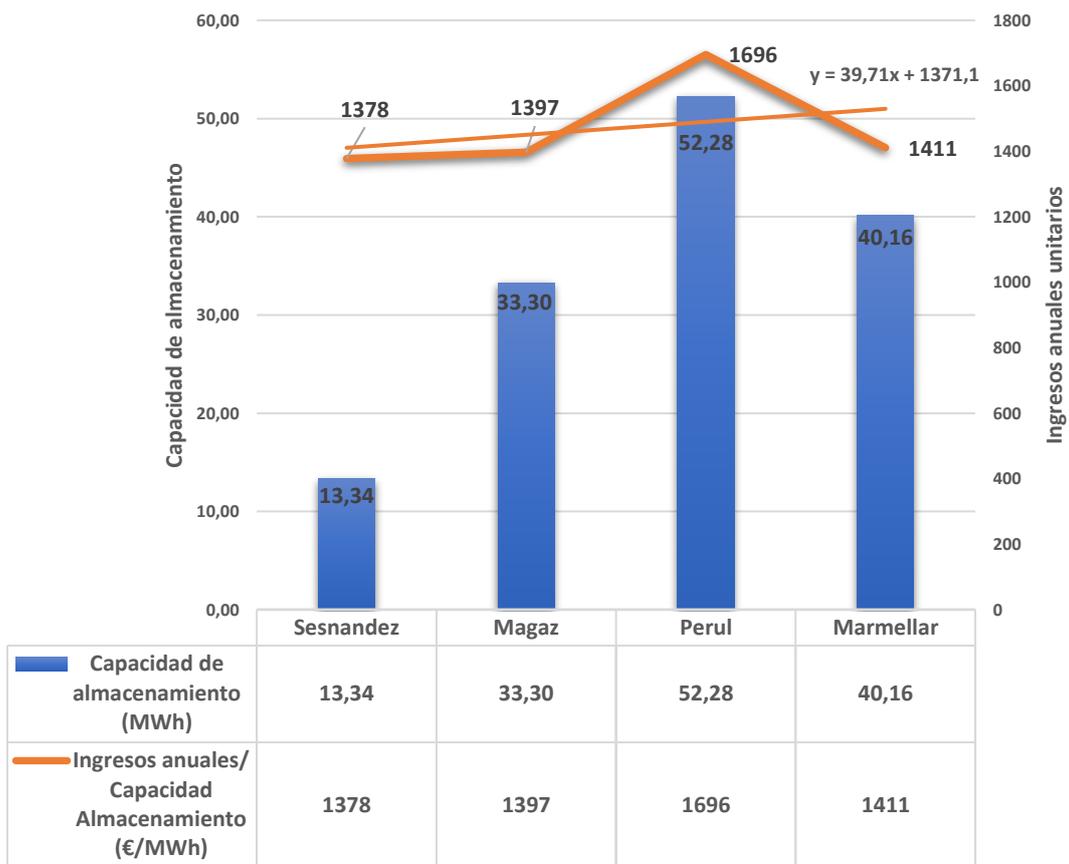
El consumo eléctrico de Perul, tecnología Alstom, es menor que el consumo de Magaz, Tecnología Vestas, a pesar de que Perul tiene el doble de aerogeneradores que el parque de Palencia.

Ilustración 74 Relación entre energía generada e ingresos obtenidos por el desplazamiento de la generación de energía en el tiempo según el mercado diario



Otra de las conclusiones se extrae de la gráfica anterior, se demuestra la relación directa entre ingresos y generación de energía por el uso de las baterías. Los parques eólicos que tenga mayor recurso eólico a lo largo del año serán capaces de sacar un mayor provecho al sistema de almacenamiento para almacenar y verter energía según el precio de mercado.

Ilustración 75 Gráfico-Tabla que muestra la relación esta capacidad instalada e ingresos unitarios



En la gráfica anterior se puede comprobar que el sistema de optimización de Ingresos por unidad de capacidad instalada funciona. Se aprecia que, para distintas capacidades, el parámetro de ingresos unitarios se mantiene entorno a los 1400€/MWh.

Destaca el parque eólico de Perul, el cual presenta unos ingresos por capacidad instalada de **1696 €/MWh**

5.3.2.3 Resultado de los flujos de caja.

Tabla 40 Flujo de Caja Sesnández

			Year 1	Year 2	Year 3	Year 4	Year 5	Year 6	Year 7	Year 8	Year 9
			2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Scenario A	Annual Savings (€)	26609									
	Investment (€)	5320000									
	Annual Interest	6%									
	Final Investment	110%									
	UpFront	10%									
	Maintenance Cost (€)	13.000 €									
	IRR	-8,0%									
Starting in 2018	PayBack Period (years)	47									
	VAN	-2.490.751 €									
			Year 1	Year 2	Year 3	Year 4	Year 5	Year 6	Year 7	Year 8	Year 9
			2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Scenario B	Annual Savings (€)	26609									
	Investment (€)	3.724.000 €									
	Annual Interest	6%									
	Final Investment	110%									
	UpFront	30%									
	Maintenance Cost (€)	10.400 €									
	IRR	-6,3%									
Starting in 2023	PayBack Period (years)	47									
	VAN	-1.807.174 €									
			Year 1	Year 2	Year 3	Year 4	Year 5	Year 6	Year 7	Year 8	Year 9
			2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Scenario B	Annual Savings (€)	26609									
	Investment (€)	1.755.600 €									
	Annual Interest	6%									
	Final Investment	110%									
	UpFront	30%									
	Maintenance Cost (€)	8.320 €									
	IRR	1,7%									
Starting in 2031	PayBack Period (years)	27									
	VAN	- 256.284 €									

Tabla 41 Flujo de Caja Magaz

			Year 1	Year 2	Year 3	Year 4	Year 5	Year 6
			2018	2019	2020	2021	2022	2023
Scenario A	Annual Savings (€)	56264						
	Investment (€)	5920000						
	Annual Interest	6%						
	Final Investment	110%						
	UpFront	30%						
	Maintenance Cost (€)	13.000 €						
	IRR	-13,0%						
Starting in 2018	PayBack Period (years)	46						
	VAN	-2.333.242 €						
			Year 1	Year 2	Year 3	Year 4	Year 5	Year 6
			2023	2024	2025	2026	2027	2028
Scenario B	Annual Savings (€)	56264						
	Investment (€)	4.144.000 €						
	Annual Interest	6%						
	Final Investment	110%						
	UpFront	30%						
	Maintenance Cost (€)	10.400 €						
	IRR	-1,8%						
Starting in 2023	PayBack Period (years)	35						
	VAN	-1.471.142 €						
			Year 1	Year 2	Year 3	Year 4	Year 5	Year 6
			2028	2029	2030	2031	2032	2033
Scenario B	Annual Savings (€)	56264						
	Investment (€)	1.953.600 €						
	Annual Interest	6%						
	Final Investment	110%						
	UpFront	30%						
	Maintenance Cost (€)	8.320 €						
	IRR	9,2%						
Starting in 2031	PayBack Period (years)	18						
	VAN	189.750 €						

Tabla 42 Flujo de Caja Marmellar

		Year 1	Year 2	Year 3	Year 4	Year 5	Year 6	Year 7	Year 8	Year 9
		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Scenario A	Annual Savings (€)	51854								
	Investment (€)	5320000								
	Annual Interest	6%								
	Final Investment	110%								
	UpFront	30%								
	Maintenance Cost (€)	13.000 €								
Starting in 2018	IRR	-12,9%								
	PayBack Period (years)	45								
	VAN	-2.089.314 €								

		Year 1	Year 2	Year 3	Year 4	Year 5	Year 6	Year 7	Year 8	Year 9
		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Annual Savings		54.187	56.626	59.174	61.837	64.619	67.527	70.566	73.741	77.060
Maintenance fee		-13000	-13000	-13000	-13000	-13000	-13000	-13000	-13000	-13000
Debt		-1947120	-319200	-319200	-319200	-319200	-319200	-319200	-319200	-319200
Cash Flow		-1.905.933	-275.574	-273.026	-270.363	-267.581	-264.673	-261.634	-258.459	-255.140
Accumulative Cashflow		-1905932,774	-2.181.507	-2.454.533	-2.724896,69	-2992477,414	-3257150,272	-3518784,408	-3777243,08	-4032383,392
Accumulative Debt		5.000.800	4.681.600	4.362.400	4.043.200	3.724.000	3.404.800	3.085.600	2.766.400	2.447.200

		Year 1	Year 2	Year 3	Year 4	Year 5	Year 6	Year 7	Year 8	Year 9
		2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Annual Savings		67.527	70.566	73.741	77.060	80.527	84.151	87.938	91.895	96.030
Maintenance fee		- 10.400 €	- 10.400 €	- 10.400 €	- 10.400 €	- 10.400 €	- 10.400 €	- 10.400 €	- 10.400 €	- 10.400 €
Debt		-1362984	-223440	-319200	-319200	-319200	-319200	-319200	-319200	-319200
Cash Flow		-1.305.857	-163.274	-255.859	-252.540	-249.073	-245.449	-241.662	-237.705	-233.570
Accumulative Cashflow		-1.305.857	-1.469.131	-1.724.990	-1.977529,978	-2.226602,604	-2.472051,499	-2.713713,594	-2.951418,483	-3.184988,092
Accumulative Debt		3.500.560	3.277.120	2.957.920	2.638.720	2.319.520	2.000.320	1.681.120	1.361.920	1.042.720

		Year 1	Year 2	Year 3	Year 4	Year 5	Year 6	Year 7	Year 8	Year 9
		2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Annual Savings		96.030	100.352	104.868	109.587	114.518	119.671	125.057	130.684	136.565
Maintenance fee		- 8.320 €	- 8.320 €	- 8.320 €	- 8.320 €	- 8.320 €	- 8.320 €	- 8.320 €	- 8.320 €	- 8.320 €
Debt		-642549,6	-105336	-105336	-105336	-105336	-105336	-105336	-105336	-105336
Cash Flow		-554.839	-13.304	-8.788	-4.069	862	6.015	11.401	17.028	22.909
Accumulative Cashflow		-554.839	-568.143	-576.932	-581001,234	-580139,2067	-574123,8681	-562723,3193	-545695,2258	-522786,3481
Accumulative Debt		1.650.264	1.544.928	1.439.592	1.334.256	1.228.920	1.123.584	1.018.248	912.912	807.576

Tabla 43 Flujo de Caja Perul

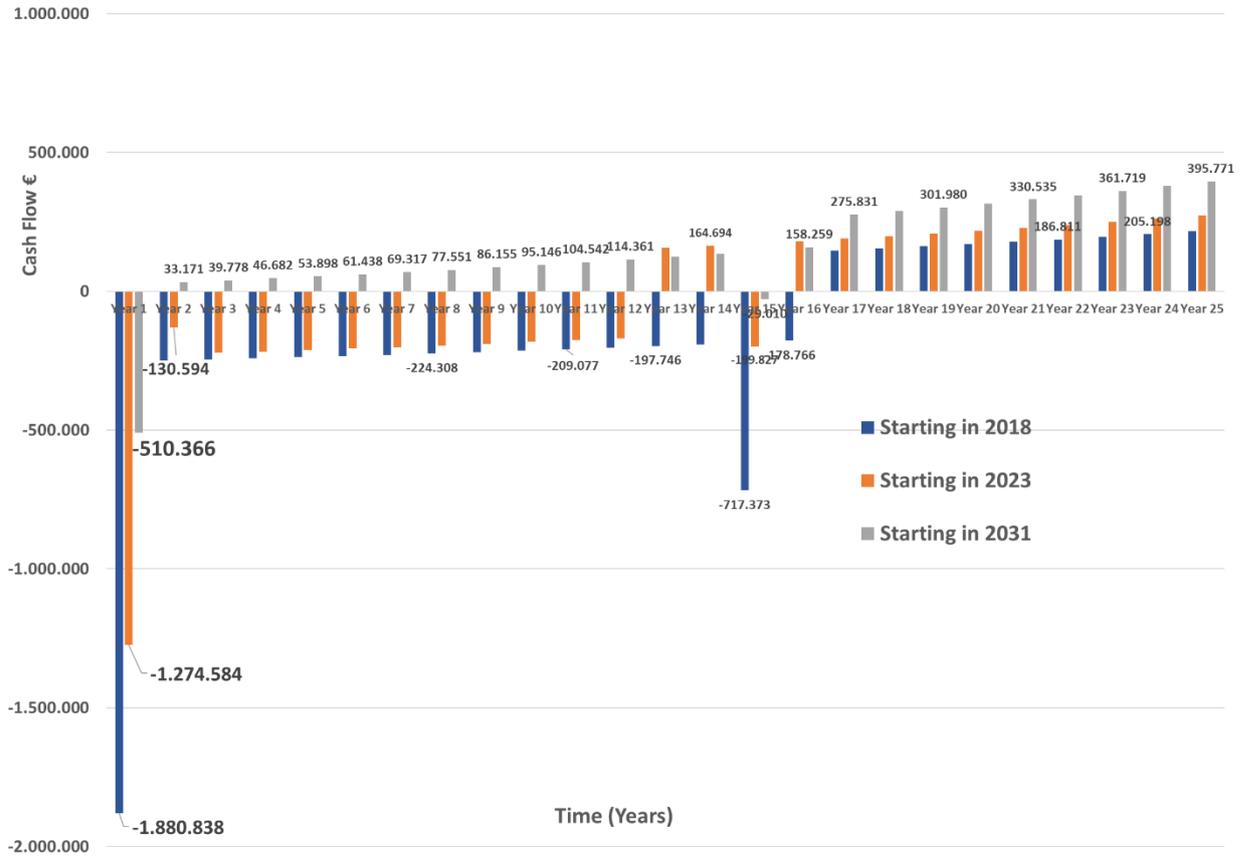
		Year 1	Year 2	Year 3	Year 4	Year 5	Year 6	Year 7	Year 8	Year 9
		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Scenario A	Annual Savings (€)	75868								
	Investment (€)	5320000								
	Annual Interest	6%								
	Final Investment	110%								
	UpFront	30%								
	Maintenance Cost (€)	13.000 €								
Starting in 2018	IRR	-8,9%								
	PayBack Period (years)	38								
	VAN	-1.707.437 €								

		Year 1	Year 2	Year 3	Year 4	Year 5	Year 6	Year 7	Year 8	Year 9
		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Annual Savings		79.282	82.850	86.578	90.474	94.546	98.800	103.246	107.892	112.748
Maintenance fee		-13000	-13000	-13000	-13000	-13000	-13000	-13000	-13000	-13000
Debt		-1947120	-319200	-319200	-319200	-319200	-319200	-319200	-319200	-319200
Cash Flow		-1.880.838	-249.350	-245.622	-241.726	-237.654	-233.400	-228.954	-224.308	-219.452
Accumulative Cashflow		-1880837,578	-2.130.187	-2.375.809	-2.617534,644	-2.855188,881	-3.088588,558	-3.317542,221	-3.541849,799	-3.761302,217
Accumulative Debt		5.000.800	4.681.600	4.362.400	4.043.200	3.724.000	3.404.800	3.085.600	2.766.400	2.447.200

		Year 1	Year 2	Year 3	Year 4	Year 5	Year 6	Year 7	Year 8	Year 9
		2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Annual Savings		98.800	103.246	107.892	112.748	117.821	123.123	128.664	134.454	140.504
Maintenance fee		- 10.400 €	- 10.400 €	- 10.400 €	- 10.400 €	- 10.400 €	- 10.400 €	- 10.400 €	- 10.400 €	- 10.400 €
Debt		-1362984	-223440	-319200	-319200	-319200	-319200	-319200	-319200	-319200
Cash Flow		-1.274.584	-130.594	-221.708	-216.852	-211.779	-206.477	-200.936	-195.146	-189.096
Accumulative Cashflow		-1.274.584	-1.405.177	-1.626.885	-1.843737,336	-2.055516,114	-2.261992,936	-2.462929,216	-2.658075,628	-2.847171,628
Accumulative Debt		3.500.560	3.277.120	2.957.920	2.638.720	2.319.520	2.000.320	1.681.120	1.361.920	1.042.720

		Year 1	Year 2	Year 3	Year 4	Year 5	Year 6	Year 7	Year 8	Year 9
		2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Annual Savings		140.504	146.827	153.434	160.338	167.554	175.094	182.973	191.207	199.811
Maintenance fee		- 8.320 €	- 8.320 €	- 8.320 €	- 8.320 €	- 8.320 €	- 8.320 €	- 8.320 €	- 8.320 €	- 8.320 €
Debt		-642549,6	-105336	-105336	-105336	-105336	-105336	-105336	-105336	-105336
Cash Flow		-510.366	33.171	39.778	46.682	53.898	61.438	69.317	77.551	86.155
Accumulative Cashflow		-510.366	-477.195	-437.417	-390734,6365	-336837,0036	-275399,4573	-206082,7014	-128532,1715	-42377,3478
Accumulative Debt		1.650.264	1.544.928	1.439.592	1.334.256	1.228.920	1.123.584	1.018.248	912.912	807.576

Ilustración 76 Flujo de Caja Perul según año de implementación



Perul presenta unos resultados económicos prometedores para el futuro, este tipo de parques con un mayor factor de capacidad que el resto y pequeño índice de correlación entre turbinas, permiten incrementar los ingresos obtenidos por el uso de sistemas de almacenamiento de las características que se han ido exponiendo a lo largo de este estudio. De este modo, los grandes agentes del mercado de energía renovable deben de tener en cuenta las condiciones cambiantes de los precios cada año. Si se cumplen las expectativas de los precios del mercado eléctrico, junto con la reducción del coste de almacenamiento, detalladas en anteriores capítulos, una solución de baterías puede ser una buena inversión para tener en cuenta a la hora de construir nuevos parques eólicos.

Capítulo 6. Conclusiones de las herramientas desarrolladas. Limitaciones. Análisis del futuro del almacenamiento de energía a gran escala.

Tras realizar el análisis de las expectativas de crecimiento de las energías renovables y sistemas de almacenamiento, así como al finalizar el desarrollo de las herramientas y ponerlas en prácticas con casos reales de datos históricos de parque eólicos, se llega a las siguientes conclusiones:

Las energías renovables acabarán copando la mayoría de mercados eléctricos del mundo, esta transición energética puede verse favorecida si va de la mano de los sistemas del almacenamiento de energía, los cuales, en combinación con las fuentes de energías renovables, eliminan la intermitencia de estas en cuanto a la generación de energía se refiere.

Así como las centrales hidráulicas de bombeo han servido para el progreso de la energía hidroeléctrica, de igual modo ayudarán las baterías electroquímicas con la energía solar y eólica a seguir mejorando y ofreciendo cada vez sistemas combinados más competitivos y económicos.

Con las herramientas desarrolladas y los análisis de las simulaciones llevadas a cabo, se puede demostrar que ya es rentable el almacenamiento de energía a pequeña escala en aquellos Parques Eólicos que tengan antecedentes de un gran consumo eléctrico. Sin embargo, también se llega a la conclusión de que el almacenamiento de energía eléctrica a gran escala sigue teniendo un coste elevado, de tal modo que impide que sea viable implementar sistemas de almacenamiento de energía que estén basados únicamente en los ingresos adicionales procedentes del ahorro en autoconsumo y el incremento del precio capturado por el desplazamiento temporal de la energía vertida a la red.

Ello conlleva que, por el momento, haya que buscar otro tipo de incentivos económicos como pueden ser ayudadas del operador del sistema para la mejora del sistema eléctrico mediante el uso de baterías de gran escala distribuidas a lo largo del territorio nacional, o una disminución en las penalizaciones de REE por las desviaciones de la energía vertida por un parque eólico respecto a la estipulada según las previsiones de viento.^{xviii}

Aun así, tras haber obtenido una visión general de las tendencias en costes de los sistemas de almacenamiento, así como las expectativas de encarecimiento de la energía en el mercado eléctrico español, se concluye que los sistemas de almacenamiento a gran escala serán económicamente viables a partir de 2025-2030, por ello esta herramienta ha cumplido sus objetivos al ser diseñada de tal forma que permite contemplar tanto los escenarios presentes como futuros, para que las empresas de gestión e inversión de energías renovables puedan analizar el siempre cambiante mercado de la energía.

^{xviii} Este tipo de penalizaciones puede suponer un alto coste para pequeños parques donde una pequeña desviación del recurso eólico real con respecto a las previsiones de viento hace que la energía generada estimada se aleje de la energía vertida a la red. (Ver Anexo Penalizaciones REE para Sesnández)

ANEXO I. POYRY, precios mercado eléctrico a futuro

Pool Price Estimations	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Variations in energy market price compared to 2018 price										
Pöyry Nominal Values (High Scenario, May 2015)	0%	8%	16%	24%	30%	35%	43%	52%	60%	66%
Pöyry Nominal Values (Central Scenario, May 2015)	0%	6%	11%	13%	18%	28%	40%	49%	57%	63%
Pöyry Nominal Values (Low Scenario, May 2015)	0%	6%	9%	4%	3%	6%	17%	32%	37%	41%
Yearly Increase in Central scenario	0%	6%	5%	1%	5%	11%	12%	9%	7%	7%

2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
73%	78%	82%	86%	91%	95%	102%	108%	114%	122%	125%	129%	131%
71%	78%	84%	89%	93%	98%	108%	114%	117%	124%	131%	135%	138%
48%	57%	60%	66%	73%	78%	86%	94%	100%	105%	109%	114%	120%
8%	7%	6%	5%	4%	5%	10%	6%	3%	7%	7%	4%	3%

ANEXO II. Índice de Correlación entre turbinas.

Índice de Correlación

1
0,9
0,8
0,7
0,6
0,5
0,4
0,3
0,2
0,1
0

Valor 1 del índice de Correlación:

Durante periodos de bajo recurso eólico toda la energía consumida por el parque eólico proviene de la red eléctrica

Valor 0 del índice de Correlación:

Durante periodos de bajo recurso eólico toda la energía consumida por el parque eólico proviene del autoconsumo entre aerogeneradores

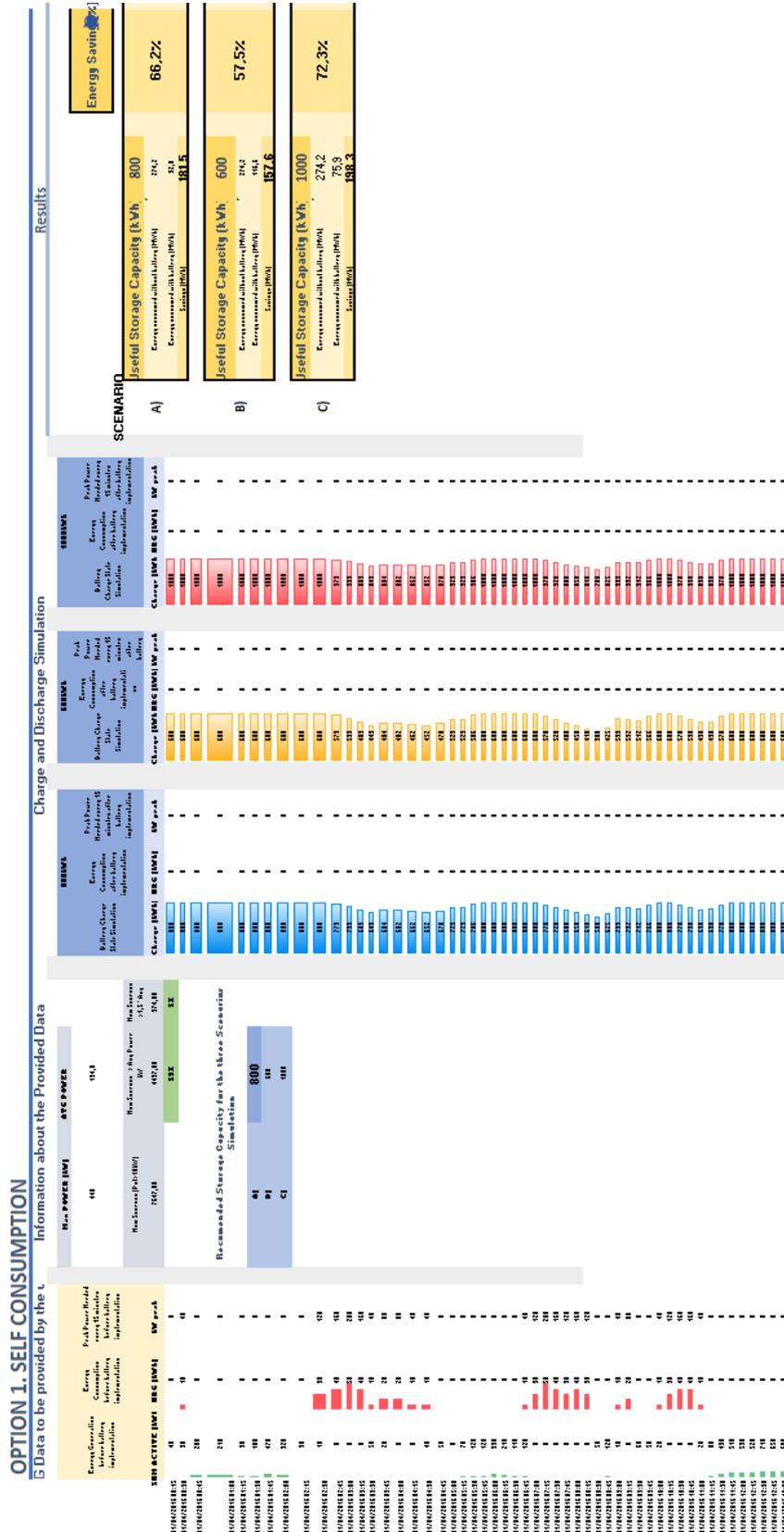
ANEXO III. Flujo de caja completo. Parque eólico Magaz. Autoconsumo.

		Year 1	Year 2	Year 3	Year 4	Year 5	Year 6	Year 7	Year 8	Year 9					
		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026					
Scenario A	Annual Savings (€)	20963													
	Investment (€)	310400													
	Annual Interest	6%													
	Final Investment	110%													
	UpFront	30%													
	Maintenance Cost (€)	1300													
800kWh	IRR	8,7%													
	PayBack Period (years)	17													
		93120	93.854,93 €												
Scenario B	Annual Savings (€)	18356													
	Investment (€)	191.217 €													
	Annual Interest	6%													
	Final Investment	110%													
	UpFront	30%													
	Maintenance Cost (€)	1300													
600kWh	IRR	14%													
	PayBack Period (years)	11													
Scenario C	Annual Savings (€)	22808													
	Investment (€)	336229,4													
	Annual Interest	6%													
	Final Investment	110%													
	UpFront	30%													
	Maintenance Cost (€)	1800													
1000kWh	IRR	9%													
	PayBack Period (years)	16													
		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026					
Annual Savings		21.528	22.108	22.705	23.317	23.946	24.591	25.255	25.936	26.635					
Maintenance fee		-1300	-1300	-1300	-1300	-1300	-1300	-1300	-1300	-1300					
Debt		-113606,4	-18624	-18624	-18624	-18624	-18624	-18624	-18624	-18624					
Cash Flow		-93.379	2.184	2.781	3.393	4.022	4.667	5.331	6.012	6.711					
Accumulative Cashflow		-93378,52165	-91194,1027	-88.413	-85020,5993	-80998,9262	-76331,512	-71000,9431	-64989,3362	-58278,32592					
Accumulative Debt		291.776	273.152	254.528	235.904	217.280	198.656	180.032	161.408	142.784					
		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026					
Annual Savings		18.851	19.359	19.881	20.417	20.968	21.533	22.114	22.711	23.323					
Maintenance fee		-1300	-1300	-1300	-1300	-1300	-1300	-1300	-1300	-1300					
Debt		-69985,422	-18624	-18624	-18624	-18624	-18624	-18624	-18624	-18624					
Cash Flow		-52.435	-565	-43	493	1.044	1.609	2.190	2.787	3.399					
Accumulative Cashflow		-52434,51625	-52999,2596	-53.042	-52548,4894	-51504,4395	-49894,9459	-47704,7603	-44918,2231	-41519,25276					
Accumulative Debt		179.744	161.120	142.496	123.872	105.248	86.624	68.000	49.376	30.752					
		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026					
Annual Savings		23.423	24.054	24.703	25.369	26.053	26.756	27.477	28.218	28.979					
Maintenance fee		-1800	-1800	-1800	-1800	-1800	-1800	-1800	-1800	-1800					
Debt		-123059,9604	-18624	-18624	-18624	-18624	-18624	-18624	-18624	-18624					
Cash Flow		-101.437	3.630	4.279	4.945	5.629	6.332	7.053	7.794	8.555					
Accumulative Cashflow		-101437,2863	-97806,9749	-93.528	-88582,8472	-82953,5739	-76621,7241	-69568,3514	-61773,9986	-53218,68375					
Accumulative Debt		317.605	298.981	280.357	261.733	243.109	224.485	205.861	187.237	168.613					
Year 10	Year 11	Year 12	Year 13	Year 14	Year 15	Year 16	Year 17	Year 18	Year 19	Year 20	Year 21	Year 22	Year 23	Year 24	Year 25
2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
27.353	28.091	28.848	29.626	30.425	31.246	32.088	32.954	33.842	34.755	35.692	36.655	37.643	38.658	39.701	40.771
-1300	-1300	-1300	-1300	-1300	-47860	-1300	-1300	-1300	-1300	-1300	-1300	-1300	-1300	-1300	-1300
-18624	-18624	-18624	-18624	-18624	-18624	-18624	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7.429	8.167	8.924	9.702	10.501	-35.238	12.164	31.654	32.542	33.455	34.392	35.355	36.343	37.358	38.401	39.471
-50849,0514	-42682,1433	-33757,70991	-24055,32311	-13554,0039	-48792,20752	-36627,80823	-4974,083623	27568,30145	61023,31144	95415,55701	130770,3125	167113,5339	204471,8771	242872,7167	282344,166
124.160	105.536	86.912	68.288	49.664	31.040	12.416	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
23.952	24.598	25.261	25.942	26.642	27.360	28.098	28.856	29.634	30.433	31.254	32.097	32.962	33.851	34.764	35.702
-1300	-1300	-1300	-1300	-1300	-29982,55	-1300	-1300	-1300	-1300	-1300	-1300	-1300	-1300	-1300	-1300
-18624	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4.028	23.298	23.961	24.642	25.342	-2.622	26.798	27.556	28.334	29.133	29.954	30.797	31.662	32.551	33.464	34.402
-37491,33369	-14193,50513	9767,651126	34410,02297	59751,9807	57129,83998	83928,07525	111484,0334	139818,1479	168951,4031	198905,3496	229702,1188	261364,4389	293915,6514	327379,7268	361781,282
12.128	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
29.761	30.563	31.388	32.234	33.103	33.996	34.913	35.854	36.821	37.814	38.834	39.881	40.956	42.061	43.195	44.360
-1800	-1800	-1800	-1800	-1800	-52234,41	-1800	-1800	-1800	-1800	-1800	-1800	-1800	-1800	-1800	-1800
-18624	-18624	-18624	-18624	-18624	-18624	-18624	-18624	-18624	0	0	0	0	0	0	0
9.337	10.139	10.964	11.810	12.679	-36.862	14.489	15.430	16.397	36.014	37.034	38.081	39.156	40.261	41.395	42.560
-43881,88598	-33742,53115	-22778,97676	-10968,99668	1710,234581	-35152,25195	-20663,56312	-5233,386588	11163,66668	47177,67036	84211,40128	122292,3583	161448,782	201709,6742	243104,8193	285664,804
149.989	131.365	112.741	94.117	75.493	56.869	38.245	19.621	997	0	0	0	0	0	0	0

ANEXO IV Flujo de caja completo. Parque eólico SESNANDEZ. Autoconsumo.

			Year 1	Year 2	Year 3	Year 4	Year 5	Year 6	Year 7	Year 8	Year 9				
			2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026				
Scenario A	Annual Savings (€)	14974													
	Investment (€)	233193													
	Annual Interest	6%													
	Final Investment	110%													
	UpFront	30%													
	Maintenance Cost (€)	1300													
	IRR	7,2%													
	PayBack Period (years)	18													
	69957,9		57.173,35 €												
				Annual Savings	15.378	15.793	16.219	16.656	17.105	17.567	18.040	18.527	19.026		
			Maintenance fee	-1300	-1300	-1300	-1300	-1300	-1300	-1300	-1300	-1300			
			Debt	-85348,638	-13991,58	-13991,58	-13991,58	-13991,58	-13991,58	-13991,58	-13991,58	-13991,58			
			Cash Flow	-71.271	501	927	1.365	1.814	2.275	2.749	3.235	3.735			
			Accumulative Cashflow	-71270,51065	-70769,2626	-69.842	-68477,6298	-66663,9658	-64389,0261	-61640,3715	-58405,2273	-54670,47433			
			Accumulative Debt	219.201	205.210	191.218	177.227	163.235	149.244	135.252	121.260	107.269			
Scenario B	Annual Savings (€)	13717													
	Investment (€)	188.298 €													
	Annual Interest	6%													
	Final Investment	110%													
	UpFront	30%													
	Maintenance Cost (€)	1300													
	IRR	9%													
	PayBack Period (years)	16													
				Annual Savings	14.086	14.466	14.856	15.257	15.669	16.091	16.525	16.971	17.428		
				Maintenance fee	-1300	-1300	-1300	-1300	-1300	-1300	-1300	-1300	-1300		
			Debt	-68917,068	-13991,58	-13991,58	-13991,58	-13991,58	-13991,58	-13991,58	-13991,58	-13991,58			
			Cash Flow	-56.131	-825	-435	-35	377	799	1.233	1.679	2.137			
			Accumulative Cashflow	-56130,61459	-56955,8729	-57.391	-57425,533	-57048,6108	-56249,1573	-55015,7783	-53336,7719	-51200,12117			
			Accumulative Debt	177.000	163.009	149.017	135.025	121.034	107.042	93.051	79.059	65.067			
Scenario C	Annual Savings (€)	15737													
	Investment (€)	296451													
	Annual Interest	6%													
	Final Investment	110%													
	UpFront	30%													
	Maintenance Cost (€)	1300													
	IRR	4%													
	PayBack Period (years)	21													
				Annual Savings	16.161	16.597	17.045	17.504	17.976	18.461	18.959	19.470	19.995		
				Maintenance fee	-1300	-1300	-1300	-1300	-1300	-1300	-1300	-1300	-1300		
			Debt	-108501,066	-13991,58	-13991,58	-13991,58	-13991,58	-13991,58	-13991,58	-13991,58	-13991,58			
			Cash Flow	-93.640	1.305	1.753	2.213	2.685	3.169	3.667	4.179	4.704			
			Accumulative Cashflow	-93639,82489	-92334,3449	-90.581	-88368,6004	-85683,8712	-82514,3764	-78847,0431	-74668,4464	-69964,79898			
			Accumulative Debt	282.459	268.468	254.476	240.485	226.493	212.502	198.510	184.518	170.527			
Year 10	Year 11	Year 12	Year 13	Year 14	Year 15	Year 16	Year 17	Year 18	Year 19	Year 20	Year 21	Year 22	Year 23	Year 24	Year 25
2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
19.539	20.066	20.607	21.163	21.734	22.320	22.922	23.540	24.175	24.827	25.496	26.184	26.890	27.615	28.360	29.124
-1300	-1300	-1300	-1300	-1300	-36278,95	-1300	-1300	-1300	-1300	-1300	-1300	-1300	-1300	-1300	-1300
-13991,58	-13991,58	-13991,58	-13991,58	-13991,58	-13991,58	-13991,58	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4.248	4.775	5.316	5.872	6.442	-27.951	7.630	22.240	22.875	23.527	24.196	24.884	25.590	26.315	27.060	27.824
-50422,6398	-45647,88743	-40332,00788	-34460,40859	-28018,10354	-59668,65253	-48338,35036	-26098,33563	-3223,519184	20303,21761	44499,45505	69383,24749	94973,13619	121288,1624	148347,8808	176172,373
93.277	79.286	65.294	51.302	37.311	23.319	9.328	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
17.898	18.381	18.877	19.386	19.908	20.445	20.997	21.563	22.144	22.741	23.355	23.985	24.631	25.296	25.978	26.678
-1300	-1300	-1300	-1300	-1300	-29544,7	-1300	-1300	-1300	-1300	-1300	-1300	-1300	-1300	-1300	-1300
-13991,58	-13991,58	-13991,58	-13991,58	-13991,58	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.607	3.089	3.585	4.094	4.608	-9.099	19.697	20.263	20.844	21.441	22.055	22.685	23.331	23.996	24.678	25.378
-48593,48468	-45504,18841	-41919,21651	-37825,20213	-33725,20213	-28316,30654	-8619,730178	11643,05919	32487,33059	53928,76479	75983,46545	98667,97046	121999,2637	145994,7871	170672,4528	196050,656
51.076	37.084	23.093	9.101	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
20.534	21.088	21.657	22.241	22.841	23.457	24.089	24.739	25.406	26.091	26.795	27.517	28.259	29.021	29.804	30.608
-1300	-1300	-1300	-1300	-1300	-45767,65	-1300	-1300	-1300	-1300	-1300	-1300	-1300	-1300	-1300	-1300
-13991,58	-13991,58	-13991,58	-13991,58	-13991,58	-13991,58	-13991,58	-13991,58	-13991,58	-13991,58	-13991,58	-13991,58	-13991,58	0	0	0
5.243	5.797	6.365	6.949	7.549	-36.303	8.798	9.447	10.114	10.799	11.503	12.226	26.959	27.721	28.504	29.308
-64721,94184	-58925,33416	-52560,043	-45610,73272	-38061,65412	-74364,28329	-65566,71018	-56119,52678	-46005,21512	-35205,7848	-23702,76027	-11477,16778	15482,05812	43203,34832	71707,25334	101014,878
156.535	142.544	128.552	114.560	100.569	86.577	72.586	58.594	44.603	30.611	16.619	2.628	0	0	0	0

ANEXO V Aspecto general de las herramientas



1. Storage Analysis Tool Magaz - Excel

OPTION 1. SELF CONSUMPTION ECONOMIC ANALYSIS

Scenario	Capacity (kW)	Power (kW)	Energy Savings	Contract Power reduction	Excess Power Penalty Reduction	TOTAL Annual Savings (€)
A	800	200	662	10%	0%	20963
B	600	150	572	10%	0%	18356
C	1000	250	722	10%	0%	22808

Scenario	Battery System Cost	Trade Annual Maintenance fee
A	310400	1800
B	19217	1800
C	336229.4	1800

Scenario	Repaying after 15 years (15% of the initial investment)
A	45560
B	28663
C	50434

Yearly increase in Energy Savings due to Inflation (Payoff Inflation)

5%

Trade Annual Maintenance Fee

2.02

Electricity Bills

JTAL

MONTH	Cost Without taxes	Excess Penalties	Contract Power term	Variable Cost (Energy)
1	3.0011	01	9481	2.0531
2	3.5091	01	9481	2.5611
3	3.4171	01	9481	2.4691
4	3.4431	01	9481	2.4951
5	3.1301	01	9481	2.1821
6	3.0111	01	9481	2.0631
7	3.0261	01	9481	2.0781
8	2.8431	01	9481	1.8951
9	3.5391	01	9481	2.5911
10	4.3311	01	9481	3.3831
11	2.7661	01	9481	1.8381
12	5.3001	01	9481	4.3521
TOTAL	11.3761	01	11.3761	29.9601



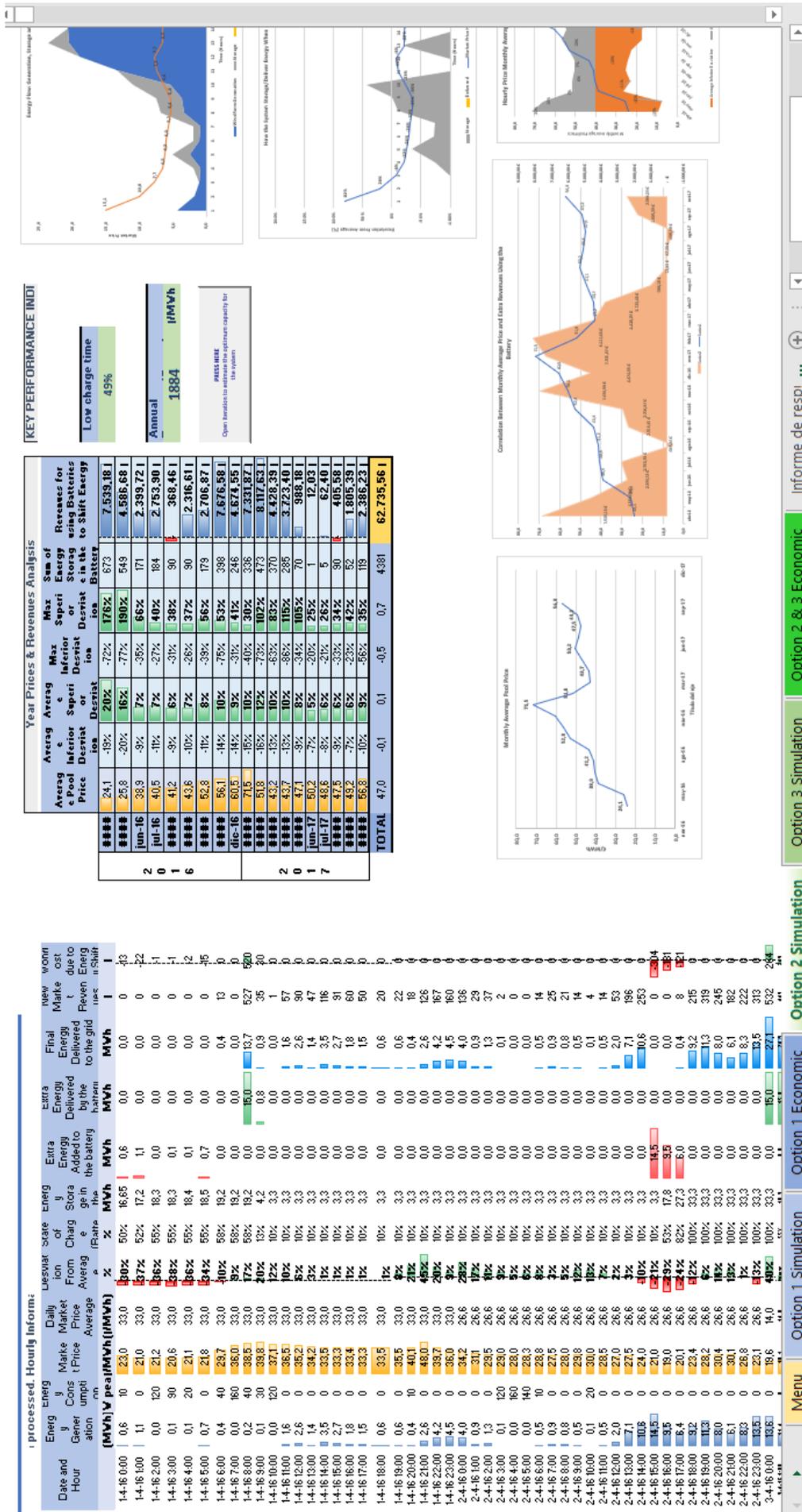
Revenues Cash Flow

	Year 1	Year 2	Year 3	Year 4	Year 5
	2018	2019	2020	2021	2022
Annual Savings	21628	22108	22705	23317	23946
Maintenance fee	-1300	-1300	-1300	-1300	-1300
Debt	-183606.4	-18624	-18624	-18624	-18624
Cash Flow	-93.379	2.184	2.781	3.393	4.022
Accumulative Cashflow	-93378.522	-9194.1	-88413	-85020.6	-80986.9
Accumulative Debt	291776	273162	254528	236304	217280
Annual Savings	18.851	19.359	19.881	20.417	20.969
Maintenance fee	-1300	-1300	-1300	-1300	-1300
Debt	-63985.422	-18624	-18624	-18624	-18624
Cash Flow	-52.435	-565	-43	493	1.044
Accumulative Cashflow	-52434.516	-52999.3	-53042	-52548.5	-51504.4
Accumulative Debt	173744	161120	142496	123872	105248
Annual Savings	23.423	24.054	24.703	25.369	26.053
Maintenance fee	-1800	-1800	-1800	-1800	-1800
Debt	-1800	-1800	-1800	-1800	-1800
Cash Flow	23.423	24.054	24.703	25.369	26.053
Accumulative Cashflow	23423	47477.4	72180.7	97550.1	123585.4
Accumulative Debt	-1800	-3600	-5400	-7200	-9000

Scenario A	Annual Savings (€)	Investment (€)	Annual Interest	Final Investment	UpFront	Maintenance Cost (€)	IRR	PayBack Period (years)
Scenario A	20963	310400	62	1102	302	1300	8,7%	17
800kWh	18356	192171	62	1102	302	1300	14%	11

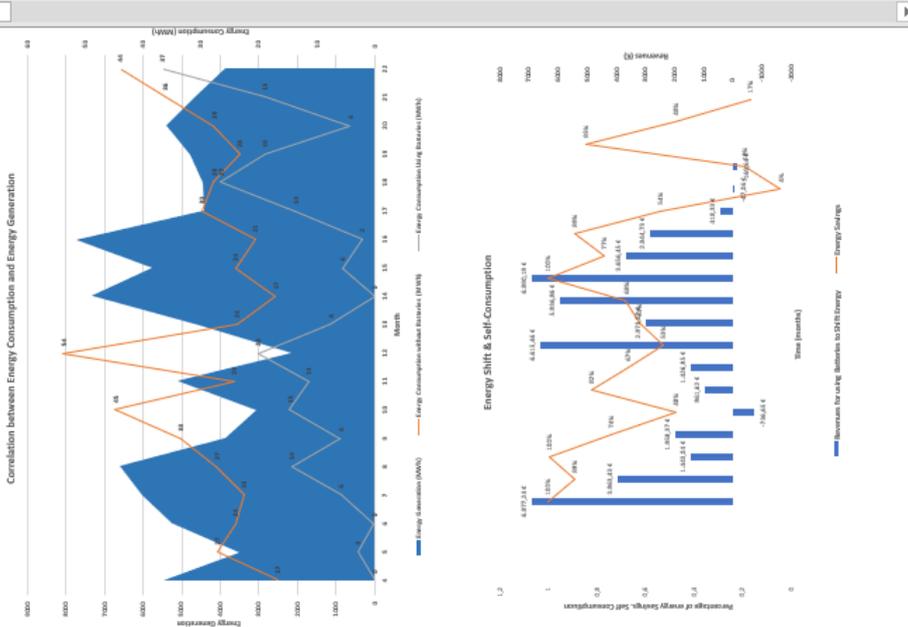
Scenario B	Annual Savings (€)	Investment (€)	Annual Interest	Final Investment	UpFront	Maintenance Cost (€)	IRR	PayBack Period (years)
Scenario B	18356	192171	62	1102	302	1300	14%	11
600kWh	22808	336229	62	1102	302	1300	14%	11

Scenario C	Annual Savings (€)	Investment (€)	Annual Interest	Final Investment	UpFront	Maintenance Cost (€)	IRR	PayBack Period (years)
Scenario C	22808	336229	62	1102	302	1300	14%	11



Year Prices & Revenues Analysis

Average Superior Deviation	Max Inferior Deviation	Max Superior Deviation	Sum of Energy Storage in the Battery (MWh)	Revenues for using Batteries to Shift Energy (MWh)	Energy Generation on (MWh)	Energy Consumption without Batteries (MWh)	Energy Consumption Using Batteries (MWh)	Energy Savings
20%	-72%	176%	650	6.877,24 €	5464	17	0	100%
16%	-77%	190%	528	3.963,43 €	3500	27	3	89%
7%	-35%	66%	169	1.443,04 €	5241	24	0	100%
7%	-27%	40%	181	1.958,37 €	6023	23	6	74%
6%	-31%	38%	97	736,65 €	6590	27	14	48%
7%	-26%	37%	87	961,62 €	3865	33	6	82%
8%	-39%	56%	184	1.426,95 €	3079	45	15	67%
10%	-75%	53%	392	6.615,46 €	5107	24	11	53%
9%	-31%	41%	246	2.973,07 €	2149	54	20	63%
10%	-40%	30%	327	5.936,86 €	4565	24	8	68%
12%	-75%	102%	454	6.890,19 €	7332	17	0	100%
10%	-63%	89%	367	3.656,45 €	5749	24	6	77%
10%	-86%	115%	281	2.844,73 €	7734	21	2	89%
8%	-34%	105%	70	418,33 €	4405	30	14	54%
5%	-20%	25%	1	47,06 €	4460	28	27	4%
6%	-21%	26%	5	169,64 €	4779	23	19	19%
6%	-33%	34%	90	942,62 €	5400	28	4	85%
6%	-23%	42%	55	526,71 €	4681	36	19	48%
9%	-56%	35%	121	1.909,94 €	3861	44	37	17%
0,1	-0,5	0,7	4304	46.506,46 €	93982,6	548,6	209,8	65%



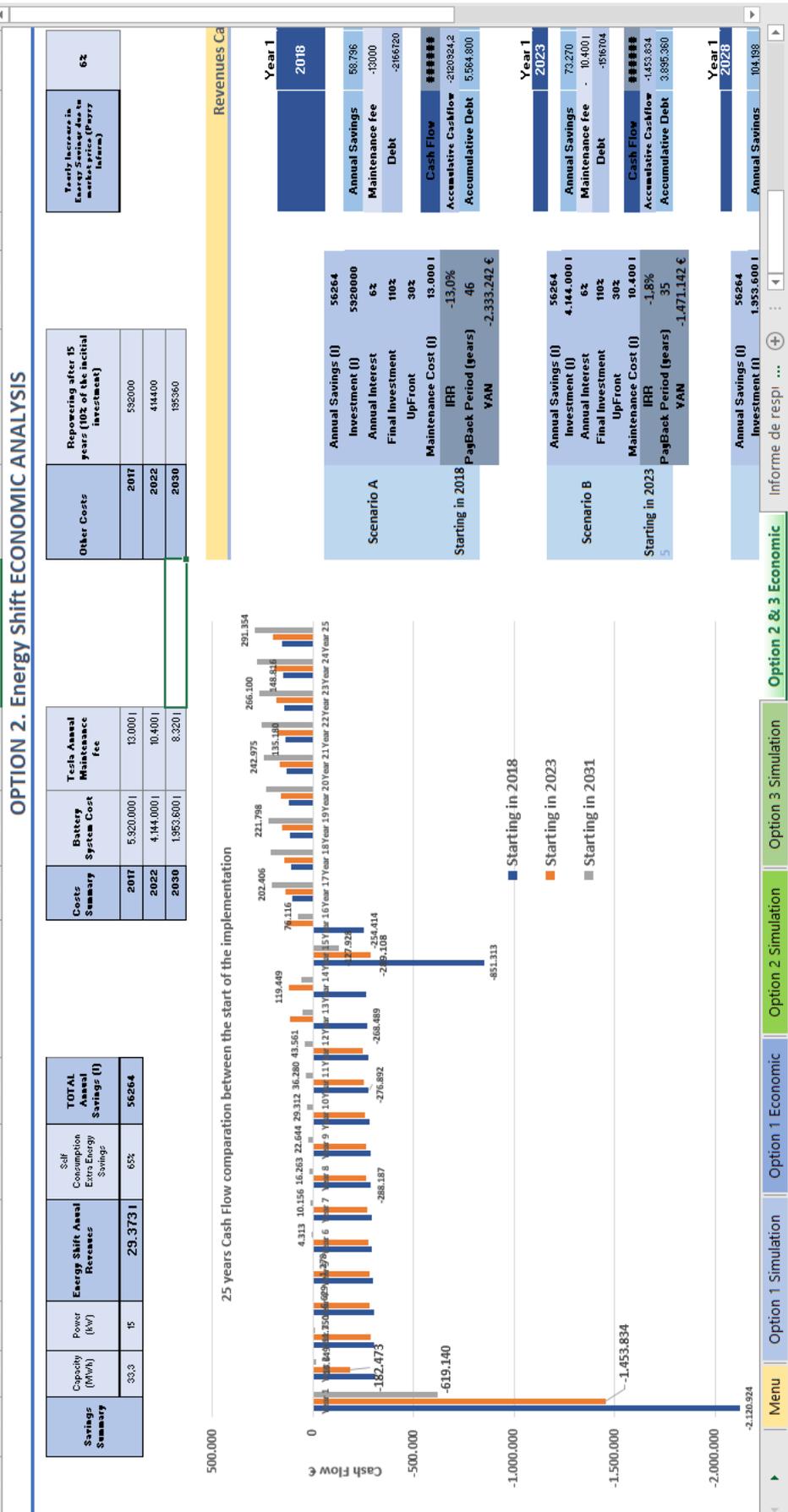
KEY PERFORMANCE INDICATORS

Low charge time **18%**

Annual Revenues/Capacity **1397 €/MWh**

PRESS HERE
Open iteration to estimate the optimum capacity for the system

Savings in Energy Consumption **65,1%**



Anexo VI Penalizaciones de REE: un posible ahorro gracias a las baterías.

Costes mensuales por desviación. Sesnández
3.991 €
5.134 €
4.881 €
7.031 €
5.970 €
3.413 €
2.732 €
2.882 €
1.351 €
886 €
1.940 €
1.346 €
41.556 €

Bibliografía

Artículos

Comisión Europea

“Facilitating energy storage to allow high penetration of intermittent renewable energy, stoRE, 2014”

<https://ec.europa.eu/energy/intelligent/projects/en/projects/store>

IRENA

“Electricity storage and renewables: costs and markets to 2030, IRENA, 2017”

<http://www.irena.org/publications/2017/Oct/Electricity-storage-and-renewables-costs-and-markets>

PÖYRY

“Market prices analysis”

<http://www.poyry.com/services/management-consulting/poyry-market-reports>

REE; Red Eléctrica Española

Demanda del mercado eléctrico español

<http://www.ree.es/>

IEA; “International Energy Agency”

“Informes expectativas crecimiento energía renovables a nivel mundial”

<https://www.iea.org/>

BOE; Boletín Oficial del Estado

“Real Decreto 900_2015_9 Oct AUTOCONSUMO”

http://boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2015-10927

Creara.

“Informe Energético 2017”

<http://www.creara.ws/>

Entidades colaboradoras

INSTITUTO TECNOLÓGICO DE BUENOS AIRES

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS INDUSTRIALES. UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE MADRID

TESLA EUROPA

BYD EUROPA

VESTAS MANTENIMIENTO

EXUS MANAGEMENT PARTNERS

- *Proyecto de Construcción Parque Eólico Magaz.*
- *Proyecto de Construcción Parque Eólico Sesnández.*
- *Proyecto de Construcción Parque Eólico Marmellar.*
- *Proyecto de Construcción Parque Eólico Perul.*
- *Generación y consumos históricos Magaz*
- *Generación y consumos históricos Sesnández*
- *Generación y consumos históricos Marmellar*
- *Generación y consumos históricos Perul*
- *Facturas eléctricas Parque Eólico Magaz. **Iberdrola***
- *Facturas eléctricas Parque Eólico Sesnández. **Iberdrola***
- *Facturas eléctricas Parque Eólico Marmellar. **Endesa***
- *Facturas eléctricas Parque Eólico Perul. **Endesa***