

**EOI ESCUELA DE ORGANIZACIÓN INDUSTRIAL**

**MÁSTER EXECUTIVE ENERGÍAS RENOVABLES Y MERCADO  
ENERGÉTICO**

**UTILIZACIÓN DE SISTEMAS HÍBRIDOS DE ALMACENAMIENTO DE  
ENERGÍA PARA SUAVIZAR LA PRODUCCIÓN ENERGÉTICA  
UNDIMOTRIZ EN LAS ISLAS CANARIAS**

**MEMORIA DE PROYECTO FIN DE MÁSTER**

**Realizado por:**  
Belén Amunátegui Vallejo  
Alejandro Peña Méndez  
Jesús Seco Rubio

**Tutora:**  
Isabel Villalba Cabrera

## ÍNDICE

1	Introducción	4
2	Antecedentes y Objetos	7
2.1	Antecedentes	7
2.2	Objetivos	12
2.3	Legislación y Normativa	13
2.4	Recursos marinos	18
3	Metodología	19
3.1	Modelado del sistema de almacenamiento híbrido (HESS) con Matlab/Simulink	19
3.1.1	Antecedentes	19
3.1.2	Revisión de la literatura	20
3.1.3	Modelo del sistema de almacenamiento híbrido (HESS) con Matlab/Simulink	25
3.2	Análisis técnico del HESS para la integración de WECs en la red eléctrica	27
3.2.1	Generación del WEC	28
3.2.2	Resultados sin sistema de almacenamiento	29
3.2.3	Cálculo de la potencia del sistema de almacenamiento	30
3.2.4	Supercondensadores	32
3.2.5	Resultados con sistema de almacenamiento basado en supercondensadores	33
3.2.6	Dimensionamiento del sistema de almacenamiento híbrido	35
3.2.7	Baterías	36
3.2.8	Resultados con sistema de almacenamiento híbrido	37
3.2.9	Discusión de resultados	41
3.3	Desarrollo del cálculo del cable submarino	42
3.3.1	Layout	42
3.3.2	Diseño Eléctrico del Parque	44

3.3.3	Consideraciones tras resultados de simulaciones Matlab/Simulink	46
3.3.4	Resultados	47
3.4	Desarrollo del modelo de costes	49
3.4.1	Datos de partida: costes de un único WEC	49
3.4.2	Coste baterías de litio	51
3.4.3	Coste de supercondensadores	52
3.4.4	Coste cable submarino	54
3.4.5	CAPEX: Parque 50 WECS	55
3.4.6	OPEX: Parque 50 WECS	67
3.4.7	LCoE: Parque de 50 WECS	72
4	Líneas de trabajo futuro	80
5	Conclusiones	82
6	Bibliografía / Referencias	83
7	Anexos	85
7.1	Anexo 0 Layout Parque 50 WECS	85
7.2	Anexo 1 Estudio Térmico Cable Submarino	86
7.3	Anexo 2 Cálculo Cable Submarino	87

## 1 Introducción

La preocupación por la degradación medioambiental, la conveniencia de disminuir la dependencia de las importaciones energéticas y aumentar la seguridad de suministro son los factores que han contribuido decisivamente a desarrollar la investigación, desarrollo y aplicaciones de las energías renovables que pueden aportar mejores soluciones técnicas y económicas al problema del suministro energético. Dentro de este campo, la energía de las olas tiene un gran potencial, estimado en 3,7 TW por la Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos (ASME) [1]. Aunque es cierto que la energía de las olas está en fase de desarrollo a nivel mundial y ninguna tecnología se ha impuesto al resto debido a irregularidades en amplitud, fase y dirección de las olas. La Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA), en un informe reciente destaca que a pesar del gran potencial aún se carece de una tecnología robusta y económica [2]. Inconveniente objeto de estudio en el presente proyecto.

En noviembre de 2011, el Consejo de Ministros aprobó el Plan de Energías Renovables 2011-2020, estableciendo objetivos acordes con la Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables. El PER pretendía impulsar las energías renovables y la eficiencia energética imponiendo políticas económicas y medioambientales, así como seguridad en el suministro, para el fomento de las energías renovables. Así mismo, establecía una cuota mínima del 20% de energía procedente de fuentes renovables en el consumo bruto anual de energía para el año 2020.

No obstante, las líneas de actuación de los últimos años han sido muy distintas, en junio de 2018 se estableció por la Directiva Europea un objetivo vinculante del 32% de implantación de energías renovables para 2030 y una cláusula de revisión (al alza) en 2023. Este acuerdo ayudará a cumplir con los objetivos del Acuerdo de París para avanzar en los procesos de descarbonización y se traducirá en; un aumento del empleo, facturas energéticas más baratas y menos importaciones de energía.

Además del acuerdo mencionado, existen algunos signos que indican un cambio inminente en la política energética del país:

- La aprobación del Real Decreto 413/2014, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, estableciendo un marco regulatorio que garantice una rentabilidad razonable de los proyectos de esta tecnología, después de varios años de incertidumbre y falta de marco estable.

- La continua bajada de precios de las instalaciones en todo el mundo, que hacen más viable la rentabilidad de este tipo de inversiones sin primas estatales.
- Las subastas realizadas y proyectadas en los próximos años, orientadas a reconducir la situación y poder cumplir con el objetivo de energía de la UE en 2030.

En lo que respecta a la regulación comunitaria, en noviembre de 2016 la Comisión Europea publicó, bajo el título genérico de ‘Energía limpia para todos los europeos’, una nueva propuesta de desarrollo legislativo, a la que se ha denominado coloquialmente como ‘Winter Package’, que incluye, en lo que se refiere al sector eléctrico, una propuesta de nueva Directiva comunitaria, que sustituirá a la actualmente en vigor Directiva 2009/72/CE, y de sus correspondientes desarrollos reglamentarios.

El Winter Package se enmarca en el objetivo de la Unión Europea de liderar la transición hacia una energía limpia, para lo que en febrero de 2015 ya se dio el primer paso con la publicación del paquete no legislativo de la ‘Unión de la Energía’, que definió un nuevo marco estratégico para lograr los objetivos comunitarios de política energética en el horizonte 2030 (40% de reducción de emisiones respecto a 1990, 27% de cuota de renovables sobre el consumo final de energía (actualmente del 32%, en noviembre 2018), 27% de ahorro energético respecto a las previsiones de consumo y 15% de capacidad de interconexión entre países miembros).

De esta forma, el Winter Package, una vez que se apruebe tras un proceso de tramitación que puede prolongarse durante unos dos años, se convertirá en el espaldarazo normativo necesario para conseguir una transición hacia una energía limpia acorde con los principios de la política energética de la UE, incluyendo a tal efecto propuestas legislativas relativas a la eficiencia energética, las energías renovables, el diseño del mercado de la electricidad, la seguridad del abastecimiento de electricidad y las normas de gobernanza de la Unión de la Energía.

Con respecto a este último tema (Winter Package), dos textos se encuentran actualmente en etapas avanzadas de negociación y podrían afectar directamente a los ciudadanos y empresas de la UE:

- La Directiva sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad. COM (2016) 0864 (refundición de la Directiva 2009/72/CE).
- El Reglamento sobre el mercado interior de la electricidad. COM (2016) 0861 (refunde el Reglamento (CE) n.º 714/2009).

El 21 de febrero de 2018, el Parlamento Europeo votó sobre su posición al aprobar la mayor parte del contenido del informe del mercado interno de electricidad. Este informe contenía una serie de propuestas destinadas a ayudar a la UE a alcanzar sus objetivos energéticos y medioambientales para 2030. Esencialmente, las decisiones se tomaron en tres aspectos clave: desregulación del mercado energético, zonas de licitación y mecanismos de capacidad.

Por otro lado, y desde el punto de vista del sector eléctrico español actual, el informe del Sistema Eléctrico de 2017, publicado por REE pone de manifiesto varios puntos relevantes:

- La demanda en 2017 creció por tercer año consecutivo tras la crisis económica.
- Los programas de intercambio de energía de España con otros países registraron un aumento del 10,4% respecto al año anterior, suponiendo un saldo neto importador.
- La potencia instalada del parque generador de energía eléctrica en España descendió por segundo año consecutivo, debido principalmente al cierre de la central nuclear Santa María de Garoña.

Los puntos anteriores hacen que resulte conveniente incorporar al sistema eléctrico nueva potencia de generación con energía barata en el mercado, como es el caso de las energías renovables. Esto está en línea con las indicaciones europeas de objetivos de energías renovables más ambiciosos para la siguiente década.

Además, mientras que en 2016 el porcentaje de demanda cubierto con energías renovables aumentó respecto a años anteriores. En 2017 se produjo una reducción de las renovables al valor más bajo en los últimos cinco años (33,7 % frente al 40,3 % en 2016) provocado por un notable descenso de la producción hidráulica (un 49,1 % respecto al año anterior). Esta caída de las renovables fue reemplazada con una mayor aportación de energía no renovable, proveniente principalmente de las centrales de ciclo combinado y de carbón.

Todo lo anterior justifica por lo tanto el desarrollo de proyectos como el que es objeto de este documento y que se hace teniendo en cuenta la planificación de la infraestructura de la red de transporte de REE, fundamental para conseguir los objetivos de la Unión Europea, manteniendo en todo momento la calidad del servicio en los índices que REE está consiguiendo en los últimos años, como también se pone de manifiesto en el citado informe del año 2016.

Por todo lo anterior es necesario que se desarrollen proyectos de I+D+i que garanticen la viabilidad de las diferentes tecnologías renovables, con el objeto de diversificar la generación de energía limpia.

## 2 Antecedentes y Objetos

### 2.1 Antecedentes

Los Wave Energy Converters (WECs) son dispositivos mecánicos diseñados para el aprovechamiento de la energía de las olas. En la actualidad existen multitud de diseños de WECs, que han dado lugar a distintos criterios a la hora de clasificarlos, siendo los más comunes los siguientes [3]:

- Clasificación según ubicación: Clasificación en función de la distancia a la costa. Distingue entre dispositivos en costa (onshore), dispositivos cercanos a la costa (nearshore) y dispositivos lejanos a la costa (offshore).
- Clasificación según el principio de captación: Atendiendo a esta clasificación, podemos distinguir entre los siguientes tipos:

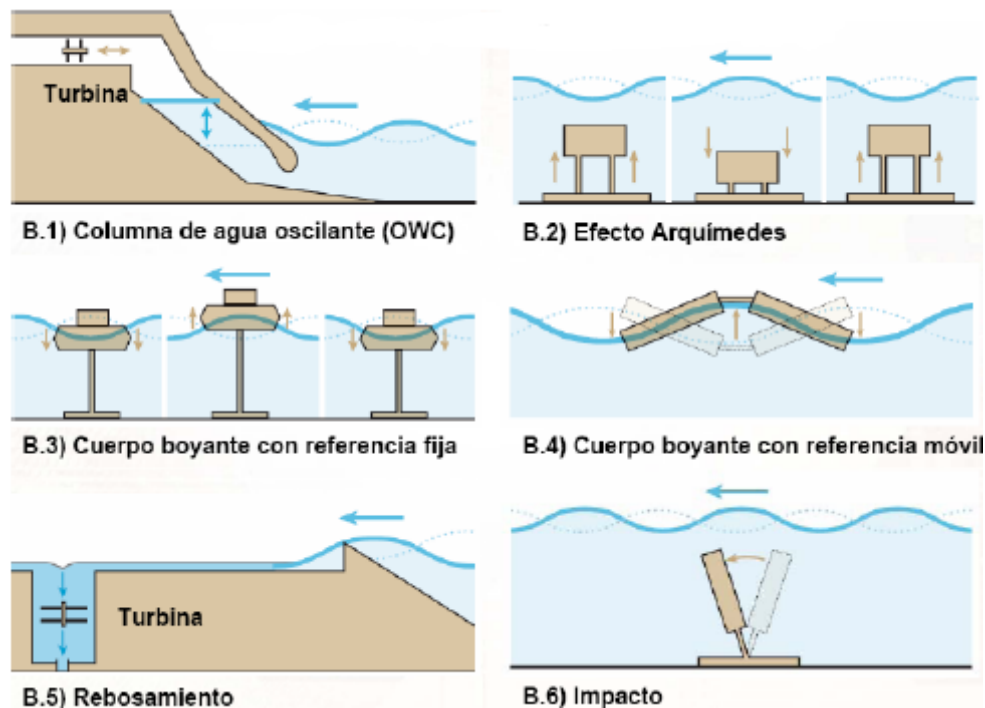


Figura 1- Clasificación según principio de captación.

- Clasificación según su comportamiento dinámico: Esta clasificación distingue entre dispositivos pasivos y activos dependiendo de si la estructura se fija o no.
- Clasificación según tamaño y orientación: Dentro de esta clasificación encontramos los siguientes tipos:



Figura 2 - Clasificación según el tipo de impacto.

El WEC de referencia utilizado en este proyecto está desarrollado por Wedge Global bajo el nombre de *W1*. Se trata de un WEC de tipo absorbedor puntual según las clasificaciones comentadas anteriormente. Los absorbedores puntuales, son indiferentes a la dirección de propagación de la ola. Son estructuras pequeñas en comparación con la ola incidente, suelen ser cilíndricas (simetría axial) y son capaces de captar no sólo la energía de la porción de la ola directamente incidente, sino también la de un entorno más o menos amplio.





*Figura 3 - WEC W1 de Wedge Global.*

El principio de funcionamiento del W1 de Wedge Global es el de un motor de reluctancia variable en el que un rotor dentado tiende a alinearse con los polos bobinados del estator, de tal forma que minimice la reluctancia rotor-estator, circunstancia que se da cuando el espacio libre entre polos del estator queda lo más ocupado posible por material del rotor, es decir, orientando los salientes o dientes hacia los polos energizados del estator.

En el caso del WEC W1 de Wedge Global, el movimiento es lineal en lugar de rotacional. Se trata de una boya cuyo cuerpo central tiene forma cilíndrica hueca en cuyo interior se encuentran los polos bobinados de lo que sería el estator. Por el interior de esta boya pasa un cilindro macizo dentado que hará de “rotor”.

Sin embargo, como ya se ha comentado, el movimiento de este “rotor” es lineal por lo que se le denomina eje traslacional. El eje traslacional subirá y bajará por el interior de la boya a medida que pasan las olas. Este movimiento está limitado por una placa amortiguadora que restringe a la mitad el movimiento relativo entre estator (boya) y eje traslacional. El dispositivo funciona al intentar alinear los polos salientes del rotor con los polos del estator excitados por la corriente continua en devanados concentrados. Los polos opuestos del estator se excitan mediante el uso de electrónica de potencia y un control de activación de sincronización optimizado. Cuando los polos del estator y el eje traslacional están alineados la fuerza de atracción entre ambos es máxima, que corresponde a su vez con la reluctancia mínima. Cuando los polos del eje traslacional se alejan de una posición alineada debido al movimiento de las olas, se vence la fuerza de atracción entre estos induciendo una corriente de acuerdo a la ley de Faraday.

La Figura 4 es una representación del interior del *W1*, en la que se muestran los polos del “rotor” y los polos devanados del estator para tres fases. Se aprecia cómo es el movimiento relativo del “rotor” y el estator con el movimiento del WEC producido por las olas.

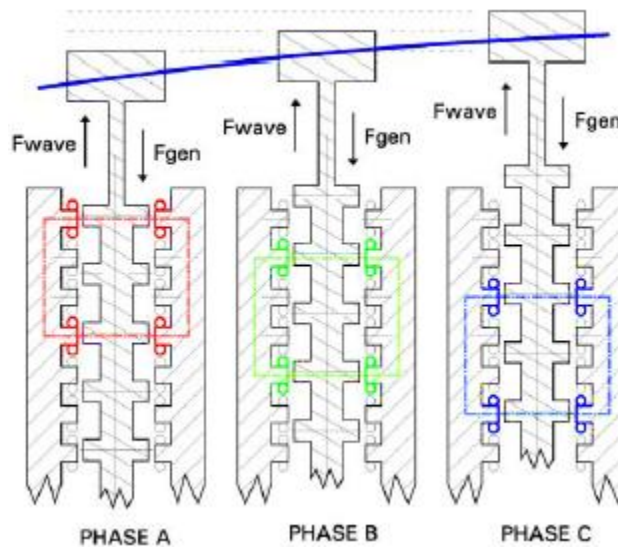


Figura 4 - Esquema del interior del *W1* de Wedge Global.

A diferencia de otras energías renovables como la eólica o fotovoltaica, la energía undimotriz aún no ha conseguido consolidarse como una fuente de energía segura y estable. En la actualidad, existen muchos obstáculos técnicos para obtener la potencial energía de las olas, tales como el acceso a la red eléctrica, los altos costes de instalación y la variedad de tecnologías existentes para extraer la energía de las olas sin que haya una predominante que destaque por encima de todas. Sin embargo, uno de los mayores desafíos actuales a los que se enfrenta esta industria es cómo proporcionar una señal de energía limpia y constante a la red eléctrica desde una fuente tan intermitente y tan poco manejable como las olas sin influir negativamente en la estabilidad de la red.

Este problema se ha abordado exitosamente durante las últimas décadas para otros tipos de energías renovables tales como la energía eólica y la energía solar. Sin embargo, la naturaleza de las olas requiere de una solución diferente. La característica singular y más desafiante de la energía generada a partir de

olas usando un generador lineal como el *W1* es la diferencia entre la potencia instantánea generada cuando una ola incide en el mismo y la potencia media generada a lo largo del tiempo. Los efectos de esto son dobles; en primer lugar, aumenta el coste del sistema como resultado del sobredimensionamiento del generador respecto a la potencia media de entrega y, en segundo lugar, las fluctuaciones de potencia entregada a la red son demasiado grandes haciendo que sean perjudiciales para la misma.

En la Figura 5 se puede apreciar lo comentado en el párrafo anterior. Se ve claramente la diferencia a lo largo del tiempo entre la potencia instantánea generada por el WEC ( $P_{wec}$ ) y la potencia media generada ( $P_{avg}$ ) así como las fluctuaciones de potencia de entrega a la red ( $P_{grid}$ ).

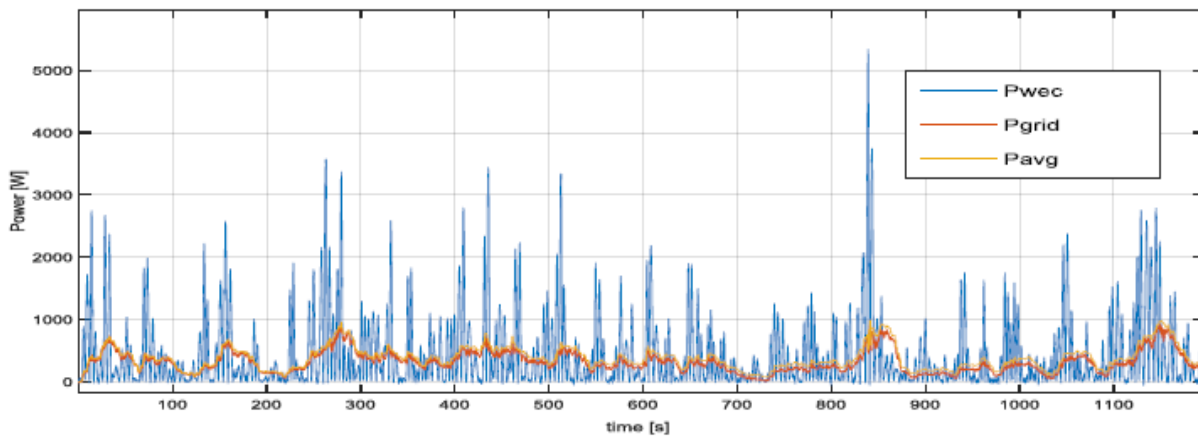


Figura 5 - Evolución temporal de Potencia Instantánea del WEC, potencia media generada y potencia entregada a la red.

Una manera de suavizar esta potencia de entrega con el objetivo de entregarla a la red es disponer de un sistema de almacenamiento de energía (supercondensadores, baterías o combinación de ambos) intermedio entre el generador y el punto de entrega a la red. De esta manera, se puede regular una potencia de salida y mantenerla constante en un valor óptimo proporcionando capacidad de almacenamiento temporal.

## 2.2 Objetivos

Este trabajo fin de máster toma como punto de partida la tesis realizada por Rory Van Weerdenburg [4]. En ella, su autor lleva a cabo un estudio utilizando supercondensadores como sistema de almacenamiento. Se concluye que cuando se opera en combinación con un sistema de almacenamiento de energía basado en supercondensadores, los WECs o parques de WECs alcanzan niveles de penetración en la red mucho más altos.

El objetivo de este trabajo es estudiar los beneficios extra que se podrían obtener al incorporar baterías al sistema de almacenamiento junto con los supercondensadores, pues de esta manera, se podrían regular las oscilaciones de potencia y conseguir verter a la red una mayor energía.

Los supercondensadores son dispositivos de almacenamiento con alta densidad de potencia, es decir, tienen mayor velocidad de carga y descarga que las baterías, pero menor densidad energética, o lo que es lo mismo, capacidad. Sin embargo, las baterías presentan mayor densidad energética, es decir, más capacidad de almacenamiento, aunque con menor velocidad de carga y descarga. Esta característica de las baterías nos lleva a pensar que pueden ser un complemento perfecto para el sistema de almacenamiento, pudiendo cubrir periodos largos de bajo oleaje en los que los supercondensadores se descargarían y ayudando a suavizar más aún la curva de potencia.

Por tanto, el primer objetivo de este proyecto es diseñar el sistema de almacenamiento (combinación de supercondensadores y baterías) que permitan disminuir las oscilaciones de la potencia entregada a la red eléctrica y su valor máximo. Para ello será necesario diseñar un modelo en MATLAB<sup>1</sup> que nos permita obtener el número óptimo de cada uno de ellos y las características requeridas de los mismos para un parque de 50 WECs ubicado en las Islas Canarias (España).

Una vez obtenidos estos resultados, se llevará a cabo un estudio del coste del sistema con y sin almacenamiento para ver si la ventaja de introducir el sistema de almacenamiento (entregar mayor

---

<sup>1</sup> MATLAB (abreviatura de MATrix LABoratory, "laboratorio de matrices") es una herramienta de software matemático que ofrece un entorno de desarrollo integrado (IDE) con un lenguaje de programación propio (lenguaje M).

energía a la red) compensa el coste adicional que éste implica. La bibliografía indica que el coste de introducir el sistema de almacenamiento se ve parcialmente compensado porque el tamaño de los equipos eléctricos requeridos aguas abajo del bus de conexión a corriente continua se ven reducidos en tamaño. Se confirmará o descartará también esta hipótesis.

### 2.3 Legislación y Normativa

Referente a la accesibilidad a la red eléctrica, uno de los inconvenientes a superar es conseguir proporcionar una señal de energía limpia y constante a la red desde una fuente tan intermitente e inmanejable como son las ondas producidas por el mar, sin influir negativamente en la estabilidad de la red. Reto al que han tenido que enfrentarse otras fuentes renovables, como la eólica o solar.

Para solucionar este problema y suavizar la energía generada con el objetivo de verterla a la red se optará por el uso de un sistema de almacenamiento de energía compuesto (supercondensadores + baterías) integrado en la parte de DC (continua) entre el convertidor AC/DC conectado al WEC y el convertidor DC/AC conectado a la salida con dirección a la red.

El proyecto en cuestión se desarrollará en Canarias, donde el sistema eléctrico es operado por Red Eléctrica España (REE) bajo “la regulación de sistemas eléctricos de territorios no peninsulares” y es un sistema diferente al sistema eléctrico peninsular de España. De esta manera REE establece una serie de regulaciones para conectarse a la red, con el objeto de proteger la red de generación.

Para el caso particular de la conexión de los WEC, convertidores de olas, por sus características de generación las principales limitaciones se encontrarán en el gradiente de potencia y en la frecuencia.

A continuación, se tratará la normativa de aplicación en cuanto al tipo de generación a desarrollar en este proyecto.

- El **Real Decreto 738/2015**, de 31 de julio, regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.
- El **Real Decreto 413/2014**, de 6 de junio, regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. Este real decreto establece que:

- Las instalaciones ubicadas en los territorios no peninsulares (TNP) estarán sujetas al procedimiento de despacho y liquidación de la generación en dichos territorios, establecido en la normativa que regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en estos sistemas.
  - Según el “Artículo 2. *Ámbito de aplicación*”, sitúa a las energías de las olas dentro de
    - b) Categoría b): Instalaciones que utilicen como energía primaria alguna de las energías renovables no fósiles:
      - 3. Grupo b.3 Instalaciones que únicamente utilicen como energía primaria la geotérmica, hidrotérmica, aerotérmica, la de las olas, la de las mareas, la de las rocas calientes y secas, la oceanotérmica y la energía de las corrientes marinas.
- **Resolución de 24 de julio de 2012, BOE 10/08/12**, establece los siguientes límites de operación y frecuencia de red:

- **P.O. 1: Funcionamiento de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.**

Según apartado “5. *Criterios de seguridad y de funcionamiento para la operación de los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares* “, puntos:

- 5.3.1.1 Frecuencia:

*La frecuencia asignada del sistema es 50 Hz. Se considerarán variaciones normales de la frecuencia aquellas comprendidas entre 49,85 y 50,15 Hz, aceptándose intervalos de duración inferior a cinco minutos con valores fuera del margen citado y comprendidos entre 49,75 y 50,25 Hz.*

- 5.3.1.2 Tensión, márgenes de tensión:

*Tabla 1 - Niveles y márgenes de tensión.*

	Mínimo	Máximo
Nivel de 220 kV . . . . .	210 kV (95 %)	245 kV (111%)
Nivel de 132 kV . . . . .	125 kV (95%)	145 kV (110%)
Nivel de 66 kV . . . . .	62 kV (94%)	72 kV (109 %)

- 5.3.1.4 Reservas de regulación de potencia activa. Según capítulo 8, punto 8.1 se establecen los requerimientos de reserva de regulación primaria:

*Para cada sistema de los SEIE, la reserva de regulación primaria en cada periodo de programación horario será como mínimo el 50 % de la mayor potencia neta asignada a un grupo generador entre los programados en dicho periodo horario. A este efecto, se considerarán como generadores individuales todos los integrantes de un ciclo combinado de múltiple eje con independencia del tipo de turbina (gas o vapor). También se considerará la reserva que aporten los enlaces eléctricos entre islas o con otros sistemas eléctricos ante contingencia N-1. La distribución de la reserva primaria entre los generadores se realizará de acuerdo con el Procedimiento de regulación primaria.*

- 5.3.1.5 Reserva de regulación de potencia reactiva.

*En cada sistema se deberá disponer de la reserva de potencia reactiva suficiente para hacer frente a las contingencias consideradas sin que se superen los límites establecidos en este apartado para las tensiones en los nudos y teniendo en cuenta las limitaciones estructurales de cada sistema existentes en cada instante.*

- **P.O.SEIE 7.1: Servicio complementario de regulación primaria.**

Según apartado “4. Requisitos de regulación primaria”:

*La regulación primaria<sup>2</sup> de los grupos generadores deberá permitir establecer un estatismo<sup>3</sup> en su regulador entre el 2 y el 5%. La insensibilidad de los reguladores de los grupos debe ser inferior a + 30 mHz y la banda muerta voluntaria nula.*

*No obstante, se admiten estatismos hasta el 7% y bandas muertas superiores a + 30 mHz en aquellos generadores que estando en servicio con anterioridad a la aplicación de este*

<sup>2</sup> La regulación primaria es un servicio complementario de carácter obligatorio y no retribuido aportado por los generadores acoplados. Tiene por objeto corregir automáticamente los desequilibrios instantáneos entre producción y consumo. Se aporta mediante la variación de potencia de los generadores acoplados de forma inmediata y autónoma por actuación de sus reguladores de velocidad como respuesta a las variaciones de la frecuencia. Dicha respuesta está caracterizada por el estatismo permanente y debe ser efectiva en menos de 30 segundos.

<sup>3</sup> El estatismo permanente es la relación entre una variación cuasi estacionaria relativa de frecuencia en la red y la variación relativa de potencia del generador provocada por dicha variación de frecuencia.  $R = -(\Delta f / f_n) / (\Delta P_g / P_n)$  donde:  $R$  = Estatismo (p.u.);  $f$  = frecuencia de la red;  $f_n$  = frecuencia nominal;  $P_g$  = Potencia generada;  $P_n$  = Potencia nominal del generador.

*procedimiento no tuvieran la capacidad técnica para ser adaptados para cumplir este requerimiento.*

- **Resolución de 11 de febrero de 2005, BOE 01/03/05**, establece un conjunto de procedimientos de carácter técnico e instrumental necesarios para realizar la adecuada gestión técnica del Sistema Eléctrico. En concreto establece los requisitos de calidad de onda (armónicos, flicker...) que es admisible inyectar en la red.
  - **P.O. 12.2 Instalaciones conectadas a la red de transporte: requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento y seguridad y puesta en servicio.**

Según apartado “3 Consideraciones generales”:

- **3.1 Condiciones de intercambio de la energía**

*El R.D. 1955/2000 establece en su artículo 23 que la transferencia de energía en los puntos frontera entre la red de transporte y los agentes conectados a la misma debe cumplir las condiciones de frecuencia y tensión en régimen permanente y las definidas para la potencia reactiva que se determinen en las Instrucciones Técnicas Complementarias a dicho R.D. y en los procedimientos de operación del sistema.*

*Las instalaciones de generación no se desconectarán como consecuencia de los huecos de tensión asociados a cortocircuitos correctamente despejados; se tomarán, por lo tanto, las medidas de diseño y/o control necesarias en éstas (y todos sus componentes) para que soporten sin desconexión huecos de tensión trifásicos, bifásicos o monofásicos, en el punto de conexión a la red de transporte, es decir que no se produzca desconexión en la zona gris de la fig. 3.1 siguiente:*



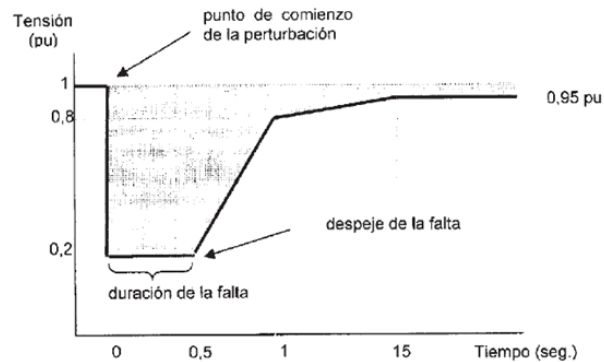


Figura 3.1 Curva tensión-tiempo admisible en el punto de conexión

Figura 6 - Curva tensión-tiempo admisible en el punto de conexión.

- 3.1.1 Desequilibrios.

Todas las unidades de generación deberán soportar en régimen permanente una componente de corriente inversa del 5% de la corriente nominal.

Los límites de emisión máximos de este tipo de perturbación no deberán sobrepasar los valores definidos en la normativa vigente sobre la calidad de producto en la red de transporte.

- 3.1.2 Continuidad del suministro.

La instalación deberá ser capaz de soportar sin daño los valores indicados en la normativa vigente sobre calidad de servicio en la red de transporte.

Los índices de calidad de las instalaciones de transporte serán establecidos en el R.D. 1955/2000 o norma que lo sustituya.

- 3.1.3 Potencia intercambiada.

La potencia intercambiada entre la red de transporte y las instalaciones de generación/consumo no debe ser superior a la establecida en su caso en el contrato técnico de acceso. Para ello, en caso necesario, se limitará mediante dispositivos físicos y/o procedimientos de funcionamiento para no sobrepasar los valores establecidos contractualmente.

*La definición de esta necesidad y, en su caso, el método para su ejecución, requiere aprobación del Operador del Sistema y Gestor de la Red de Transporte. En circunstancias en que la actuación de estos dispositivos, cuando existan, pueda potencialmente interferir con la seguridad del sistema, el Operador del Sistema y Gestor de la Red de Transporte podrá solicitar la desconexión programada de la instalación.*

- 3.2 Potencia de cortocircuito y coordinación de aislamiento.
- 3.2.1 Potencia de cortocircuito

*Los valores de diseño de las instalaciones conectadas a la red de transporte serán como mínimo de 50 kA en 400 kV y 40 kA en 220 kV.*

*Con el objeto de garantizar la efectividad de la aparamenta de corte de la subestación de transporte y la integridad del resto de los equipos de la misma, diseñados para un cierto valor de potencia de cortocircuito, la potencia nominal conectada más la aportada por la propia red simultáneamente en un punto no supondrá una intensidad de cortocircuito, ya sea por poder de corto o soportada, superior al 85% de lo admisible por el elemento más débil de la subestación de transporte existente o planificada.*

- 3.2.2 Coordinación de aislamiento

*Se seguirán los criterios establecidos en la norma UNE EN 60071.*

## 2.4 Recursos marinos

Para el desarrollo del proyecto, una vez establecido el punto de colocación de los WECs, es necesario conocer una serie de datos de dicho emplazamiento, como son:

- Altura máxima del oleaje.
- Tiempo o periodo del oleaje a máxima altura.

Estos datos permitirán obtener una curva de generación WEC y conocer el potencial de energía que se podrá inyectar a la red. Dichos datos serán obtenidos de la web del Organismo Público Puertos del Estado

(OPPE)<sup>4</sup>, que se dedica al desarrollo de sistemas de medida y previsión del medio marino ofreciendo datos océano-meteorológicos.

### 3 Metodología

#### 3.1 Modelado del sistema de almacenamiento híbrido (HESS) con Matlab/Simulink

##### 3.1.1 Antecedentes

Como se ha indicado anteriormente, el punto de partida del presente proyecto es el modelo de Matlab/Simulink desarrollado por R. Weerdenburg [4] en la que se plantea el modelo indicado en la Figura 7. El modelo está dividido en varias partes:

- Generación (WEC Representation), cuyos inputs son el perfil de generación del convertidor de olas ( $P_{wec}$ ) y el voltaje del bus de corriente continua (VDC-link), fijado en 500 V. El output de esta sección es la corriente de entrada al DC-link.
- El inversor (VSC) tiene la misión de convertir la corriente DC en AC. De manera que el WEC genera en AC, es necesario convertirla a DC para realizar el control/almacenamiento de energía, y volver a convertirla en AC para inyectarla a la RED.
- El convertidor DC/DC permite el flujo bidireccional de corriente entre el DC-link y el sistema de almacenamiento. El control del convertidor DC/DC está basado en el cumplimiento de dos condiciones: mantener el voltaje del DC-link e inyectar/extraer corriente del sistema de almacenamiento ( $I_{sc}$ ) de forma que la potencia inyectada a la red no supere una potencia media, de manera que inyecte energía a la RED a bajas potencias y almacene energía en supercondensador a altas potencias. Esta potencia media ( $P_{ave}$ ) se define como la potencia media de la generación en un determinado lapso de tiempo.
- El sistema de almacenamiento (ESS), formado por 94 supercondensadores en serie de 350F cada uno.
- La red (Grid) representa las características en la red en las Islas Canarias.

<sup>4</sup> <http://www.puertos.es/es-es/oceanografia/Paginas/portus.aspx>

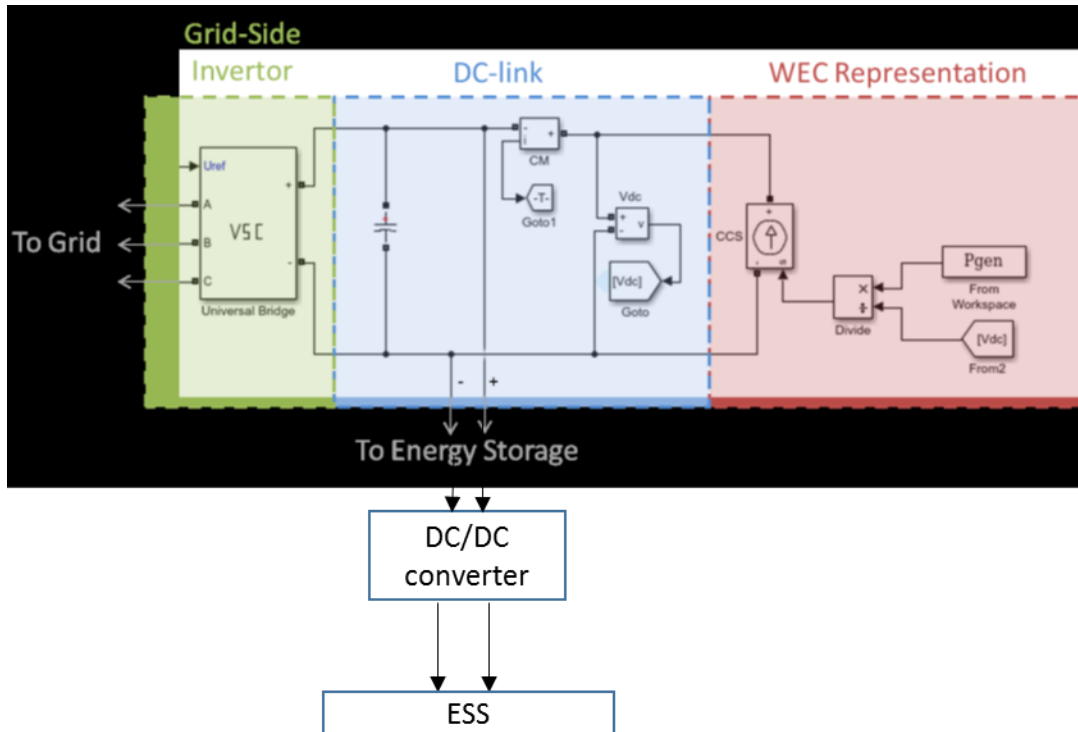


Figura 7 - Modelo del sistema de almacenamiento propuesto en (Weerdenburg, 2017).

Para una explicación más detallada del modelo implementado en Matlab/Simulink consultar el apartado 3.1.33.1.3 de este documento.

### 3.1.2 Revisión de la literatura

A la hora de diseñar el sistema híbrido, lo primero que se debe decidir es la topología del sistema. Cheng et al [5] analizan ventajas e inconvenientes de las diferentes topologías posibles de sistemas híbridos para motores de vehículos ligeros y sus conclusiones son aplicables al caso que nos ocupa.

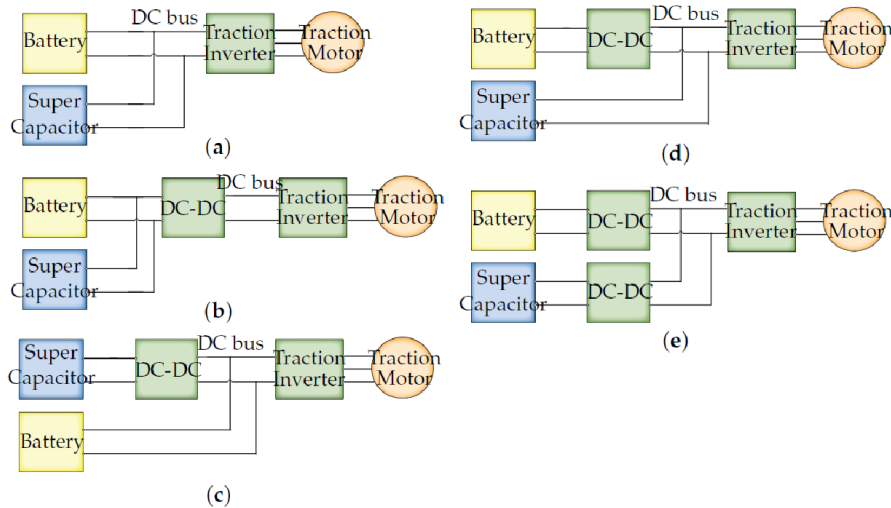


Figura 8 - Topologías de un sistema híbrido:

- a) Sistema pasivo batería/SC. b) Sistema pasivo en cascada batería/SC. c) Sistema activo en cascada SC/batería. d) Sistema activo en cascada batería/SC. e) Varios convertidores DC/DC. Fuente: [5]

Referido a la Figura 8, en las configuraciones a) y b) los supercondensadores y las baterías están conectados en paralelo directamente conectados al bus DC (a) o a través de un convertidor DC/DC (b). Esta es la configuración más sencilla que se puede tener, pero con ella puede haber flujos de corriente descontrolados entre los SC y las baterías.

Una configuración más extendida es la c). El convertidor DC/DC permite que los SC sean utilizados en todo su rango de voltaje y la batería está directamente conectada al bus DC, manteniendo así un voltaje constante. La desventaja de este sistema es que el convertidor debe gestionar la alta potencia pero intermitente de los supercondensadores mientras que la batería debe soportar picos de corriente de alta frecuencia.

La configuración d) es similar a la anterior pero las posiciones de las baterías y los SC están invertidas. En este caso el convertidor DC/DC puede ser más pequeño (porque la batería tiene una potencia menor y un voltaje más constante) pero el voltaje del bus DC fluctuaría ampliamente debido al descontrolado rango de voltaje de los supercondensadores.

Para entender mejor lo dicho en el párrafo anterior, se debe tener en cuenta que las baterías tienen un voltaje constante tanto en carga como en descarga en un rango muy amplio (20-80% SoC), mientras que el voltaje de los SC cae a la mitad al 50% del SoC. Por otro lado, los picos de corriente de alta frecuencia tendrían un impacto directo negativo en la vida útil de la batería.

En la configuración e) hay dos convertidores DC/DC y, de esta forma, la corriente hacia los SC, hacia las baterías y el voltaje del bus DC se puede controlar.

La principal desventaja del sistema es que hacen falta dos convertidores y esto conlleva un incremento de tamaño y de coste.

C.Raga et al [6] describen diferentes estrategias de control para convertidores DC/DC en sistemas híbridos e indican que dos elementos no pueden imponer un voltaje a un mismo punto eléctrico, de forma que, si un convertidor DC/DC controla el voltaje de un punto, el otro convertidor debe tener un control de corriente.

Para este proyecto se utilizará la configuración con dos convertidores bidireccionales DC/DC, dejando para el futuro la posible investigación de las topologías c) y d). Inicialmente se utilizará el convertidor DC/DC de los supercondensadores para mantener el voltaje en el bus DC y el controlador DC/DC de las baterías se controlará en corriente, de forma que la batería se cargará o descargará en función de si la potencia generada es superior a la potencia que se quiere entregar a la red o viceversa.

Nie et al [7] describen el sistema de control de un sistema híbrido de SC y baterías para regular la generación de un convertidor de olas lineal. El modelo se muestra en la Figura 9 y se explica en los siguientes párrafos.

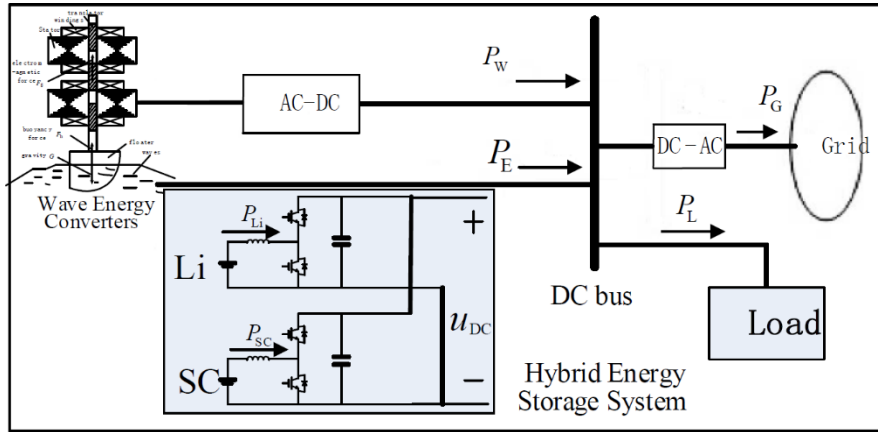


Figura 9 - Modelo propuesto en (Nie, y otros, 2017)

Utilizan dos convertidores bidireccionales DC/DC buck-boost (reductor-elevador) que permiten subir y bajar el voltaje con respecto al voltaje de entrada (en este caso, el voltaje del bus DC). Uno de los convertidores va acoplado a las baterías y otro a los supercondensadores.

El control de los supercondensadores se realiza para mantener el voltaje del bus DC según el esquema mostrado en la Figura 10: si la diferencia entre el voltaje medido en el bus DC ( $U_{dc}$ ) y el voltaje objetivo ( $U_{ref}$ ) es positiva, el controlador opera en buck-mode para que los SC absorban el exceso de potencia ( $I_L > 0$ ) y aumentar el voltaje de los supercondensadores ( $V_{sc}$ ) y así evitar el ascenso del voltaje del bus DC. Cuando ocurre lo contrario, el convertidor opera en boost-mode para inyectar energía y mantener el voltaje del bus.

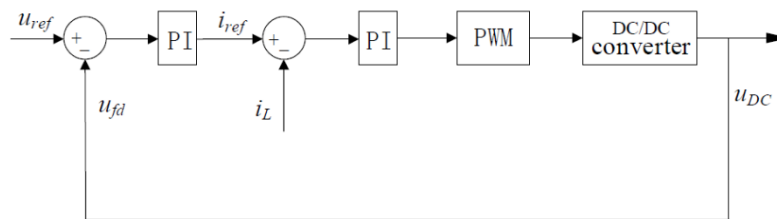


Figura 10 - Control del circuito de supercondensadores (Nie, y otros, 2017).

El control de las baterías (Figura 11) se realiza para inyectar una potencia lo más constante posible a la red ( $P_g$ ), de forma que las baterías absorben el exceso de potencia cuando  $P_{wec}$  es mayor que  $P_g$  (el

controlador funciona en buck-mode), y a la inversa las baterías liberan energía (el controlador funciona en boost-mode).

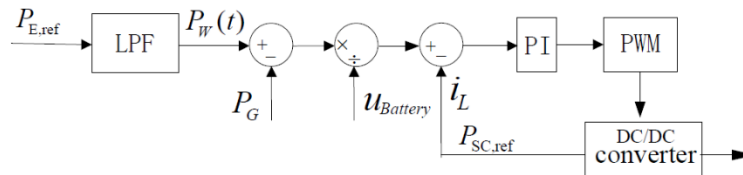


Figura 11 - Control del circuito de baterías [7].

La Figura 12 muestra de manera gráfica cómo este sistema de almacenamiento de energía es controlado para suavizar las fluctuaciones de potencia procedentes del WEC y cumplir con el requisito de flujo de potencia constante. Los procesos de carga y descarga de los supercondensadores (verde) son mucho más frecuentes que los de las baterías (rojo). Así, los supercondensadores para cubrir fluctuaciones rápidas de mayor potencia y las baterías para cubrir fluctuaciones más lentas de menor potencia; de esta forma se aprovecha que las baterías tienen mayor densidad energética pero limitada vida útil cuando se ven sometidas a ciclos muy rápidos.



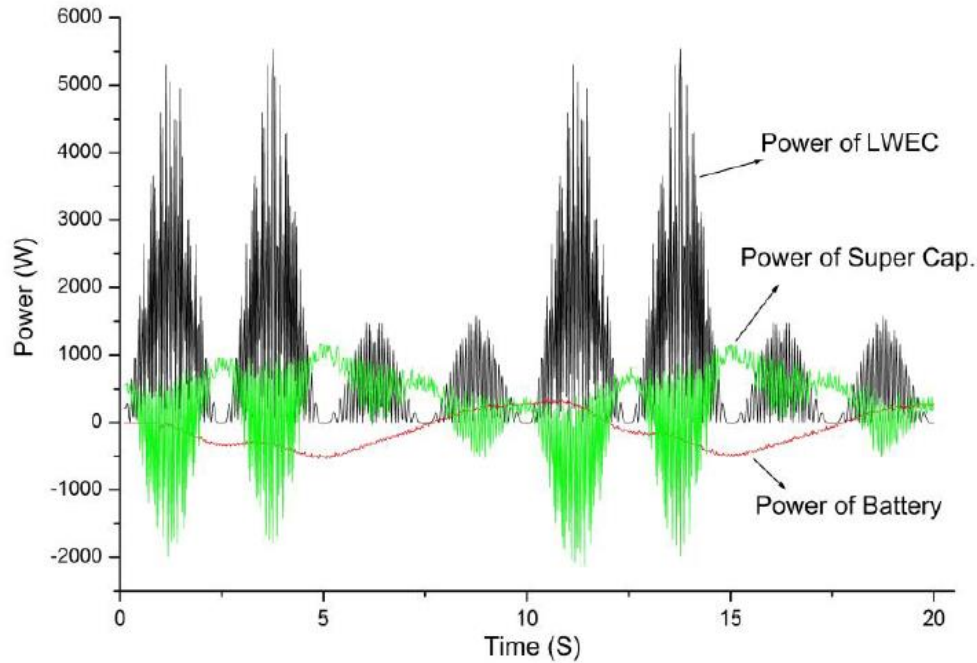


Figura 12 - La potencia de la batería (rojo) y el supercondensador (verde) responden a la variación de potencia de un WEC. [7]

### 3.1.3 Modelo del sistema de almacenamiento híbrido (HESS) con Matlab/Simulink

La Figura 13 representa de forma gráfica el modelo elegido siguiendo lo que se ha explicado en los párrafos anteriores.

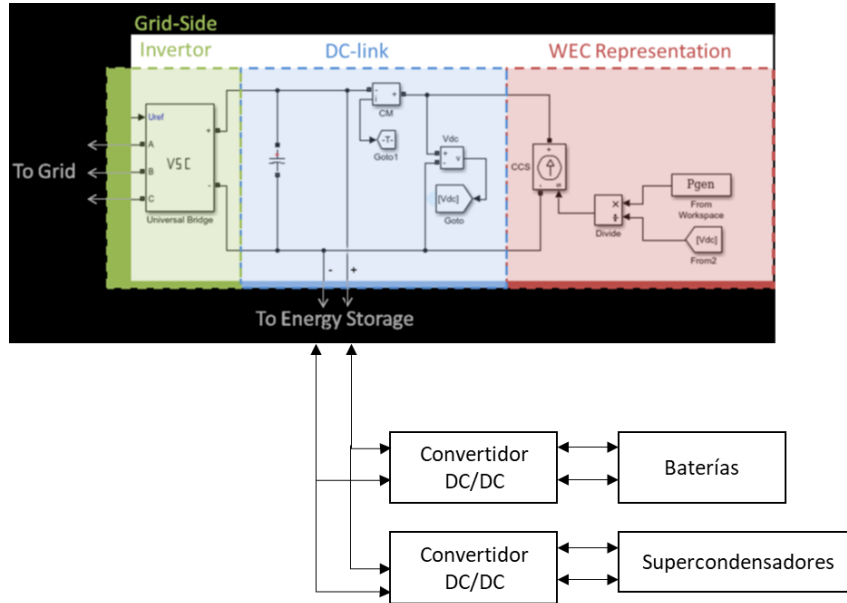


Figura 13 - Modelo del sistema de almacenamiento híbrido

Una vez decidida la topología, el siguiente paso es decidir la estrategia para distribuir la potencia que se debe almacenar ( $P_{ess}$ ) entre las baterías ( $P_{bat}$ ) y los supercondensadores ( $P_{sc}$ ). Ésta se explica de forma gráfica en la Figura 14: un *rate limiter* (limitador de la primera derivada de la señal de entrada) limita la variación máxima que admite la potencia que se almacena en las baterías. El resto de la potencia no consumida/generada por las baterías es consumida/generada por los supercondensadores.

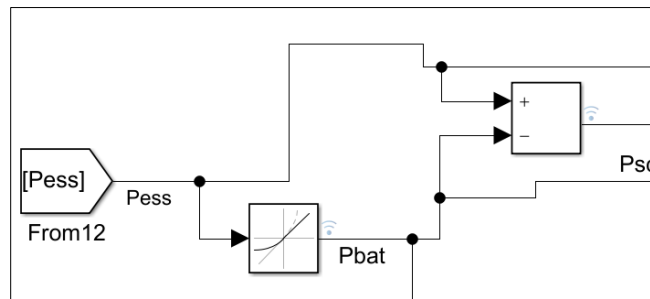


Figura 14: Estrategia de control de las baterías y los supercondensadores [25]

Por último, se debe definir la estrategia de control de los convertidores bidireccionales. Se ha elegido para las baterías el mismo tipo de control que tienen los supercondensadores en el modelo de partida: el parámetro  $D$  que define el ciclo del controlador (*duty cycle*) es el cociente entre el voltaje de las baterías ( $V_{bat}$ ) y el voltaje del DC-link.

Las baterías se diseñan para que su voltaje nominal sea 250 V (la mitad del voltaje del DC-link, que es 500) y el controlador opere cerca de su punto de máxima eficiencia; así,  $D$  oscila en torno a 0,5 y se controla la corriente que entra o sale cambiando el voltaje. En la Figura 15 se muestra el controlador de los convertidores DC/DC.

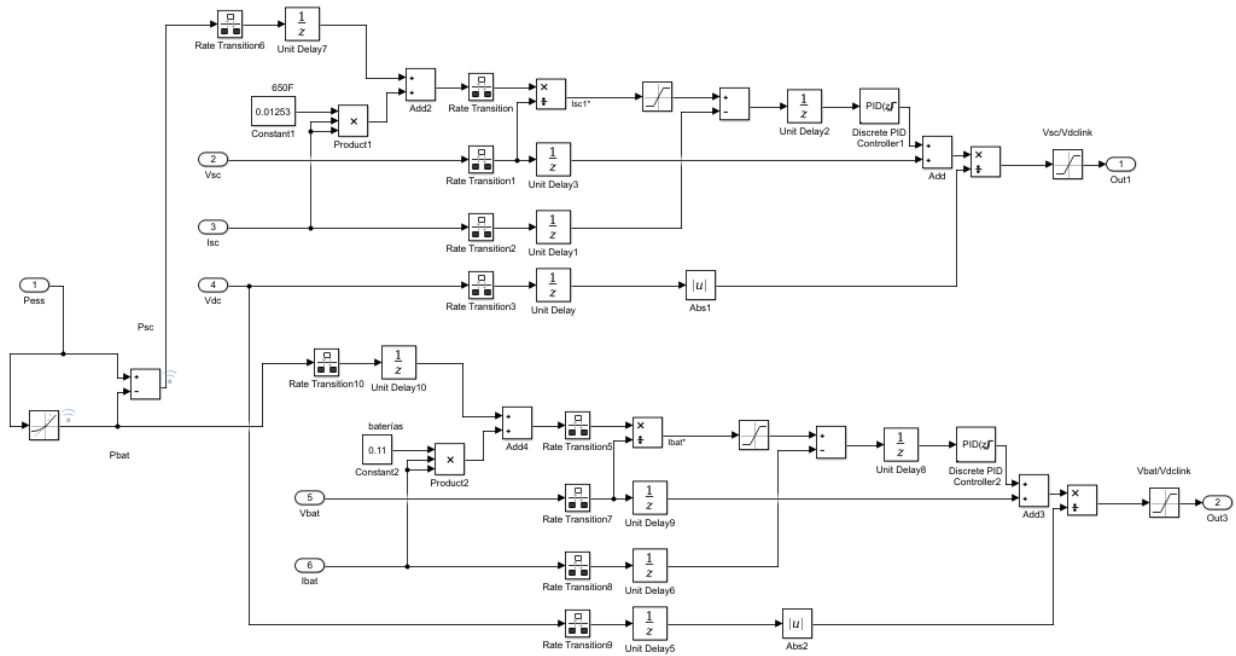


Figura 15: Controlador de los convertidores DC/DC

### 3.2 Análisis técnico del HESS para la integración de WECs en la red eléctrica

Como ya se ha dicho anteriormente, el primer objetivo del sistema de almacenamiento es disminuir las oscilaciones de la potencia entregada a la red eléctrica ( $P_{grid}$ ) y su valor máximo.

En segundo lugar, anticipándonos a una posible regulación del control de rampas (máximo  $\Delta P_{grid}/min$  permitido por REE para fuentes de generación renovables), se va a evaluar el % de energía entregada a la red cuando se pone un límite del 10% de  $P_{grid}/min$ . Esto, trasladado a la generación del WEC es igual a  $0,1 \cdot 200 \text{ kW}/60 \text{ seg} = 333 \text{ W/s}$ .

A continuación, se evalúa el grado de cumplimiento de los dos objetivos anteriores (en adelante, objetivo 1 y objetivo 2) del sistema sin almacenamiento, de un sistema de almacenamiento basado únicamente en supercondensadores y del sistema de almacenamiento híbrido.

### 3.2.1 Generación del WEC

La potencia nominal del W1 es 200 kW. Los valores de generación que se han utilizado están sacados de modelo numérico con WEC-Sim<sup>5</sup> y corresponden a un WEC con las mismas características técnicas, en dimensiones y especificaciones, que el desarrollado por Wedge Global.

La Figura 16 muestra los datos de generación durante 36.000 segundos<sup>6</sup> y la Figura 17 muestra el detalle de los primeros 1.000 segundos. Se ha elegido realizar la simulación con 1.000 segundos para alcanzar un compromiso entre representatividad de la serie global y tiempo de simulación. La potencia máxima que se alcanza es 111,50 kW.

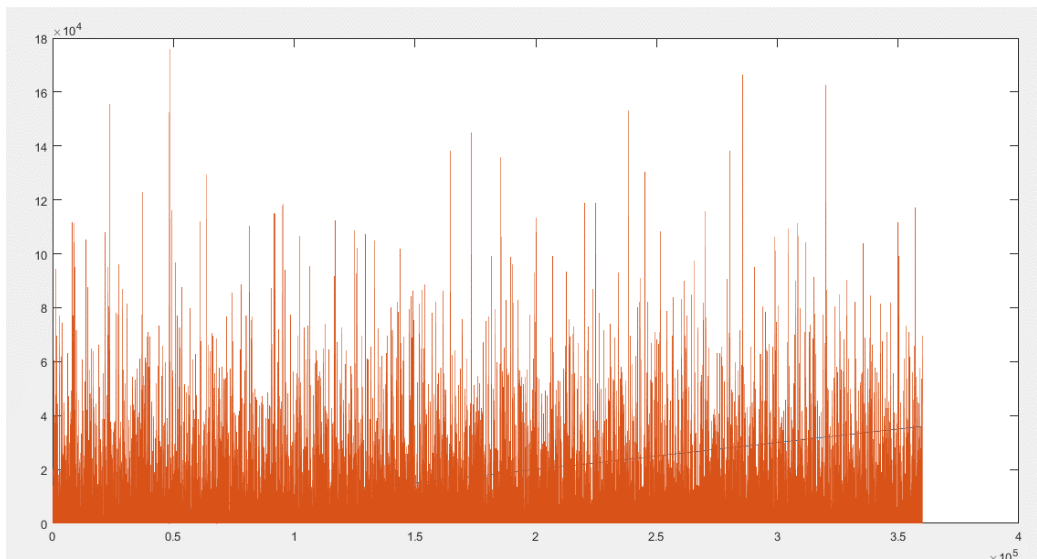


Figura 16 - Datos de generación del WEC<sup>6</sup>

<sup>5</sup> WEC-Sim (Wave Energy Converter SIMulator) <https://wec-sim.github.io/WEC-Sim/>

<sup>6</sup> Las unidades del eje x están en décimas de segundo.

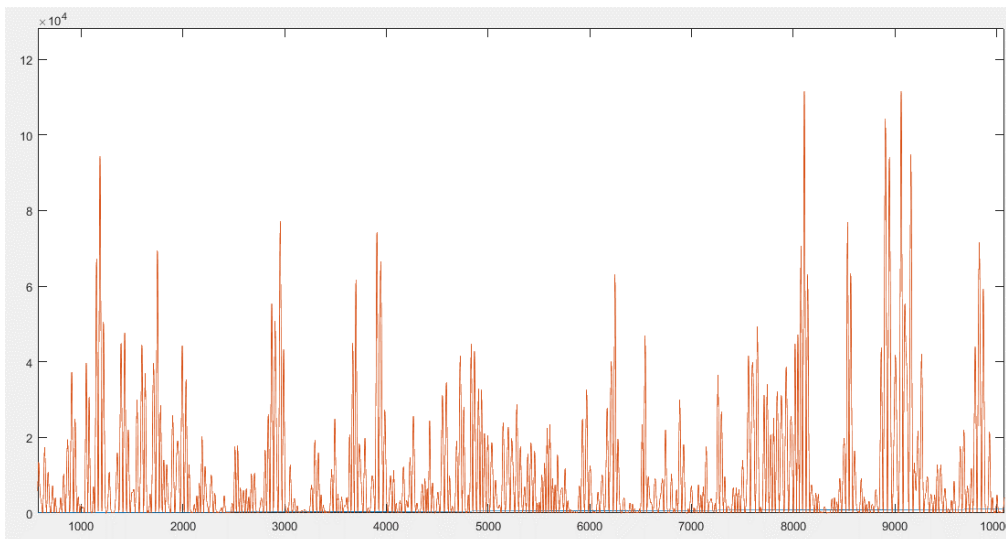


Figura 17 - 1.000 primeros segundos de generación del WEC

### 3.2.2 Resultados sin sistema de almacenamiento

Como se ha explicado en el apartado anterior, la potencia máxima de generación es 111,50 kW y la potencia mínima es 0. En este caso, la potencia inyectada a la red sería igual a la generación, de forma que la variación de la potencia entregada a la red (suponiendo que se admitieran estos niveles de oscilación) sería de 111,5 kW (Tabla 2).

Por otro lado, para un hipotético control de rampas del 10%, sólo el 44% de la energía generada por el WEC se podría inyectar a la red (Tabla 3) y la máxima potencia sería de 11,4 kW (Figura 18, potencia entregada).

Tabla 2: Objetivo 1 - variación de la potencia inyectada a la red en el caso sin almacenamiento.

Potencia máxima	111,5	kW
Potencia mínima	0	kW
Variación de potencia	111,5	kW

Tabla 3: Objetivo 2- % de energía entregada a la red con control de rampas sin almacenamiento.

Energía total	2,79	kWh
Energía entregada	1,24	kWh
Energía no entregada	1,56	kWh
% energía entregada	44%	

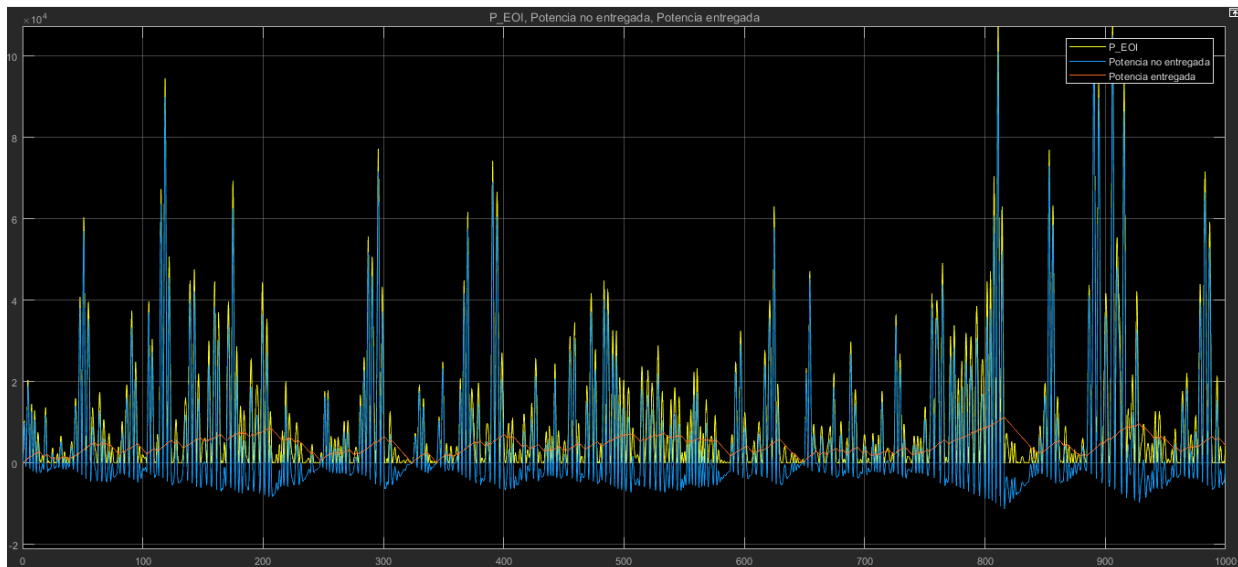


Figura 18 - Generación (amarillo), Potencia no entregada (azul) y Potencia entregada (naranja)

### 3.2.3 Cálculo de la potencia del sistema de almacenamiento

El dimensionado del sistema de almacenamiento parte del cálculo de la potencia instantánea que se debe almacenar ( $P_{ess}$ ). Ésta se calcula como la diferencia entre la potencia de generación y una media móvil ( $P_{average}$ ) que resulta de la media de la generación durante 4 segundos (media móvil). En la Figura 19 se pueden ver las tres series de datos y en la Tabla 4 sus valores máximos.

Además, se calcula la integral de  $P_{ess}$  para averiguar la capacidad que debe tener el sistema de almacenamiento. Según la Figura 20, esta capacidad debe ser superior a 0,04 kWh (140.000 Ws), que es el valor máximo que toma la integral de  $P_{ess}$ .

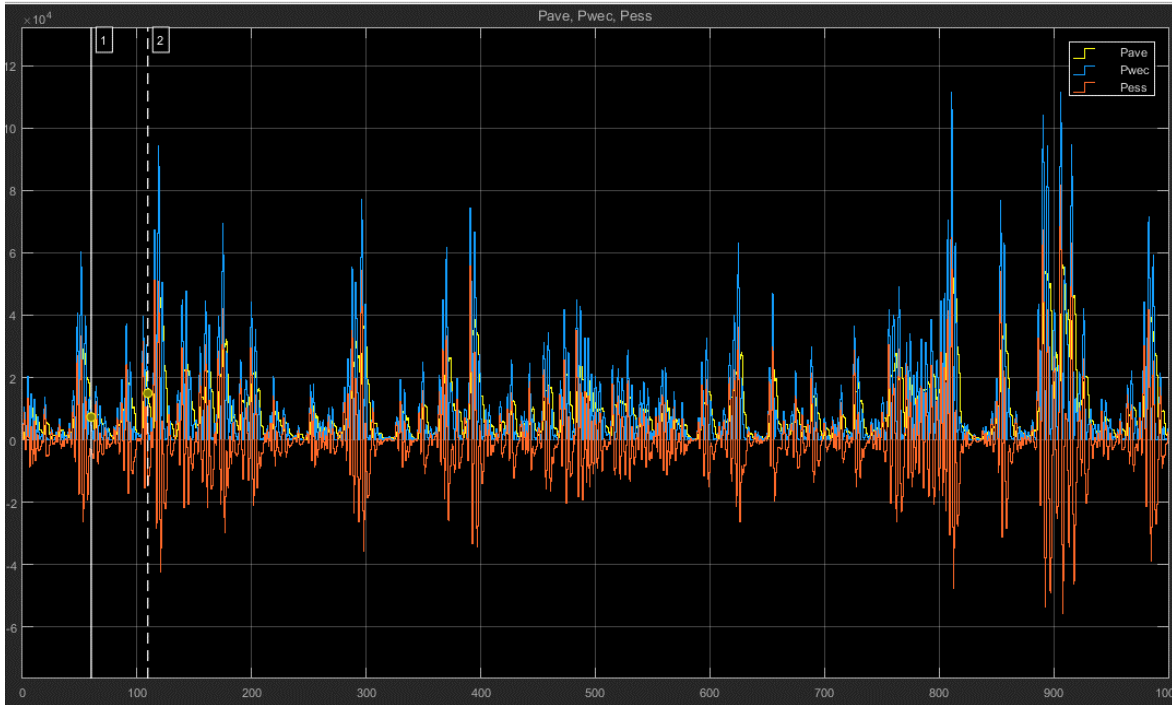


Figura 19 - Generación (azul), Potencia media (amarillo) y Potencia del sistema de almacenamiento (naranja)

Tabla 4: Potencias máximas de generación, media y almacenamiento

Generación	111,5	kW
Media	56,07	kW
Almacenamiento	80	kW

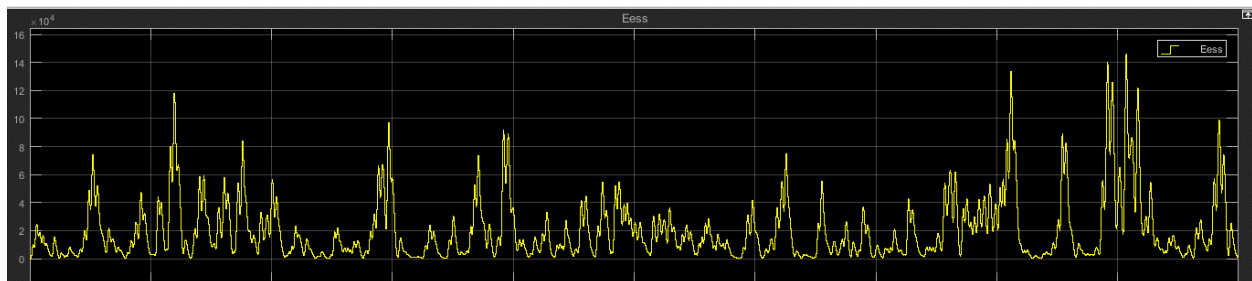


Figura 20 - Integral de Pess

### 3.2.4 Supercondensadores

Se han evaluado supercondensadores de entre 1000 y 3400 F. En la Tabla 5 se encuentran las especificaciones de los supercondensadores proporcionadas por el fabricante Maxwell Technologies. Como se ha visto en el apartado anterior, la potencia del sistema de almacenamiento tiene que ser 80 kW y tener una capacidad superior a 0,04 kWh; además, el voltaje debe estar en torno a 250 V<sup>7</sup>. Por esta razón se han evaluado diferentes configuraciones de número de supercondensadores en serie y paralelo para cumplir estos dos requisitos (Tabla 6).

*Tabla 5: Especificaciones de los supercondensadores dadas por el fabricante (Maxwell Technologies)*

Capacitancia (F)	ESR (ohm)	Voltaje nominal (V)	Energía (Wh)	Máxima corriente en continuo (A)
100	0,015	2,7	0,101	6,7
350	0,0032	2,7	0,350	21
650	0,0008	2,7	0,66	54
1500	0,00047	2,7	1,52	84
3400	0,00028	2,7	3,84	131

*Tabla 6: Configuraciones serie-paralelo de supercondensadores*

Capacitancia individual (F)	nº en serie	nº en paralelo	Capacitancia total (F)	ESR (ohm)	Energía (kWh)	Potencia (kW)
100	94	48	51,06	0,02938	0,456	81,62
350	94	16	59,57	0,01880	0,526	85,28
<b>650</b>	<b>94</b>	<b>6</b>	<b>41,49</b>	<b>0,01253</b>	<b>0,372</b>	<b>82,23</b>
1500	94	4	63,83	0,01105	0,572	85,28
3400	94	3	108,51	0,00877	1,083	99,74

El coste del kWh en supercondensadores es muy caro (ver apartado 3.4.3) y, por esa razón se elige el sistema con menor capacidad.

<sup>7</sup> Para que el convertidor DC/DC opere cerca del punto de máxima eficiencia, el voltaje de entrada debe estar en torno a la mitad del voltaje de salida que, en este caso, son 500 V.



Así se concluye que el sistema de almacenamiento en supercondensadores estará formado por 5 strings de 94 supercondensadores en serie de 650F.

### 3.2.5 Resultados con sistema de almacenamiento basado en supercondensadores

Como se ha explicado en el apartado 3.2.3, la potencia máxima inyectada a la red sería igual a la potencia media, de forma que la variación de la potencia entregada a la red sería de 56,07 kW (Tabla 7).

Por otro lado, para un hipotético control de rampas del 10%, el 76 % de la energía generada por el WEC se podría inyectar a la red (Tabla 8) y la máxima potencia sería de 20,0 kW (Figura 21, potencia entregada).

*Tabla 7: Objetivo 1 - variación de la potencia inyectada a la red en el caso de almacenamiento en supercondensadores.*

Potencia máxima	56,07	kW
Potencia mínima	0	kW
Variación de potencia	56,07	kW

*Tabla 8: Objetivo 2- % de energía entregada a la red con control de rampas con almacenamiento en supercondensadores.*

Energía total	2,79	kWh
Energía entregada	2,08	kWh
Energía no entregada	0,67	kWh
% energía entregada	76%	

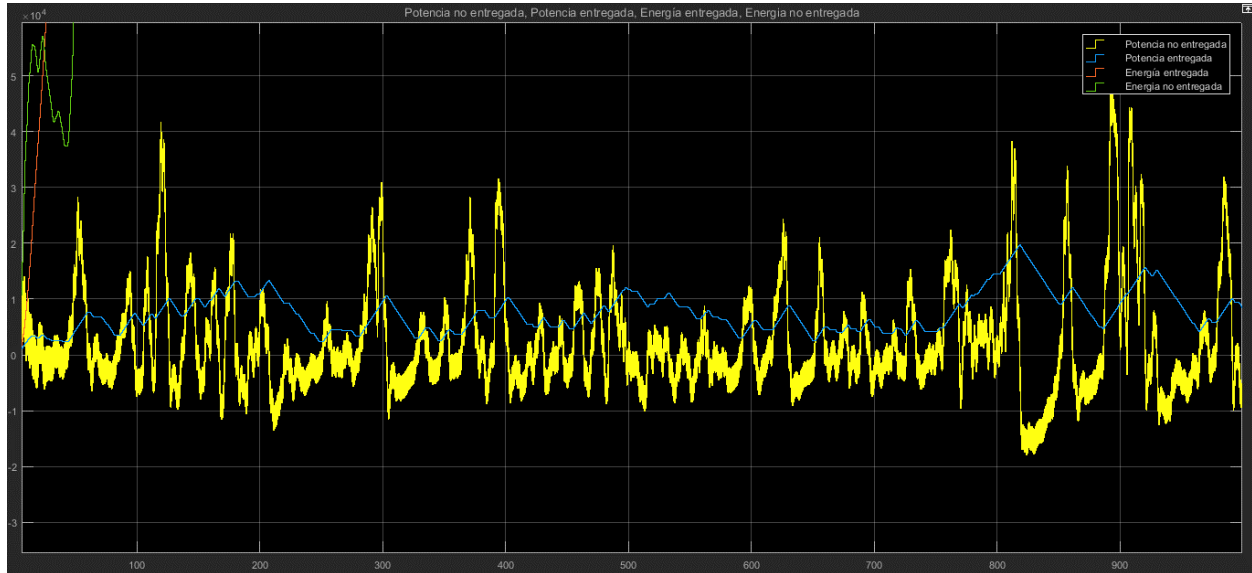


Figura 21 -Potencia entregada (azul) y Potencia no entregada (amarillo)

De cara al cálculo del OPEX del sistema es importante cuantificar el número de ciclos que realizan los supercondensadores. En la Figura 22 se muestra la corriente que entra y sale de los supercondensadores y contando las veces que esta señal pasa por cero se puede concluir que hacen 500 ciclos en 1000 segundos.

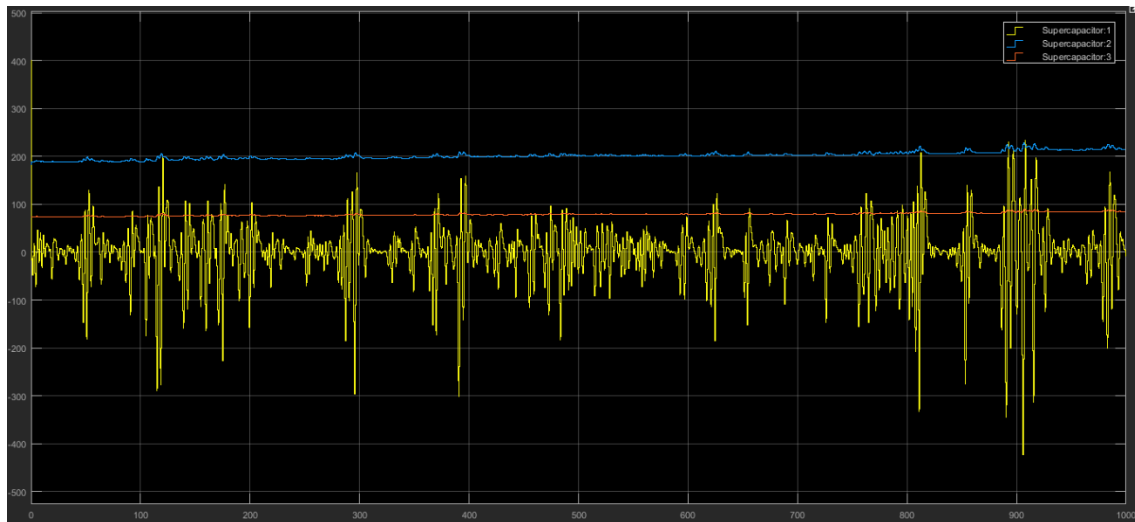


Figura 22 -Voltaje (azul), corriente (amarillo) y estado de carga (naranja) de los supercondensadores en el caso de solo supercondensadores

Sin embargo, en esta misma imagen se ve que el estado de carga (naranja) se mantiene casi constante a lo largo de los 1000 segundos. La razón de esto es que la capacidad que debe tener el sistema de almacenamiento (0,04 kWh) corresponde al 10% de la capacidad del sistema (0,372 kWh), de forma que el máximo DoD<sup>8</sup> para esta aplicación es del 90% y, de media, el DoD de los ciclos es del 3% (en la Figura 20 se ve que la media de la energía ciclada es en torno a 1/3 de la energía máxima).

De cara al cálculo de la vida útil y del OPEX del sistema se puede considerar que los supercondensadores realizan 1 ciclo (entre el 100 y el 90% de capacidad) cada 1000 segundos.

### 3.2.6 Dimensionamiento del sistema de almacenamiento híbrido

Para determinar el valor óptimo del *rate limiter* se han realizado varias simulaciones con distintos valores entre 5000 y 100000. En la Tabla 9 se encuentran, para cada uno de los valores, la potencia de los sistemas de almacenamiento y el coste teórico que tendrían.

La Tabla 10 muestra los valores de los sistemas de almacenamiento que se han usado en este proyecto (en los apartados 3.4.2 y 3.4.3 se explica más en detalle el origen de estos valores). Así, como el objetivo es minimizar el coste, se elige un *rate limiter* de 5000.

La Figura 23 muestra la gráfica de potencia para los supercondensadores y baterías para este valor de *rate limiter*. Se ve que la potencia máxima de los supercondensadores es 80 kW y la de las baterías, 14,12 kW.

*Tabla 9: Características del sistema de almacenamiento y coste para distintos valores de rate limiter.*

rate limiter	30000	10000	80000	60000	100000	5000
Pbat max/min (kW)	60	25	80	80	80	14,12
Psc max/min (kW)	-70	80	-18	-40	-4	80
Coste baterías	8.615,38 €	28.589,74 €	91.487,18 €	91.487,18 €	91.487,18 €	16.147,49 €
Coste supercondensadores	717,95 €	820,51 €	184,62 €	410,26 €	41,03 €	820,51 €
<b>Coste total</b>	<b>69.333,33 €</b>	<b>29.410,26 €</b>	<b>91.671,79 €</b>	<b>91.897,44 €</b>	<b>91.528,21 €</b>	<b>16.968,00 €</b>

<sup>8</sup> Deep of discharge o profundidad de descarga es el % de la energía contenida en el sistema de almacenamiento que se descarga.

Tabla 10: Coste de baterías y supercondensadores

€/kWh batería	286
€/kW batería	1144
€/kWh supercondensador	13675
€/kW supercondensador	10

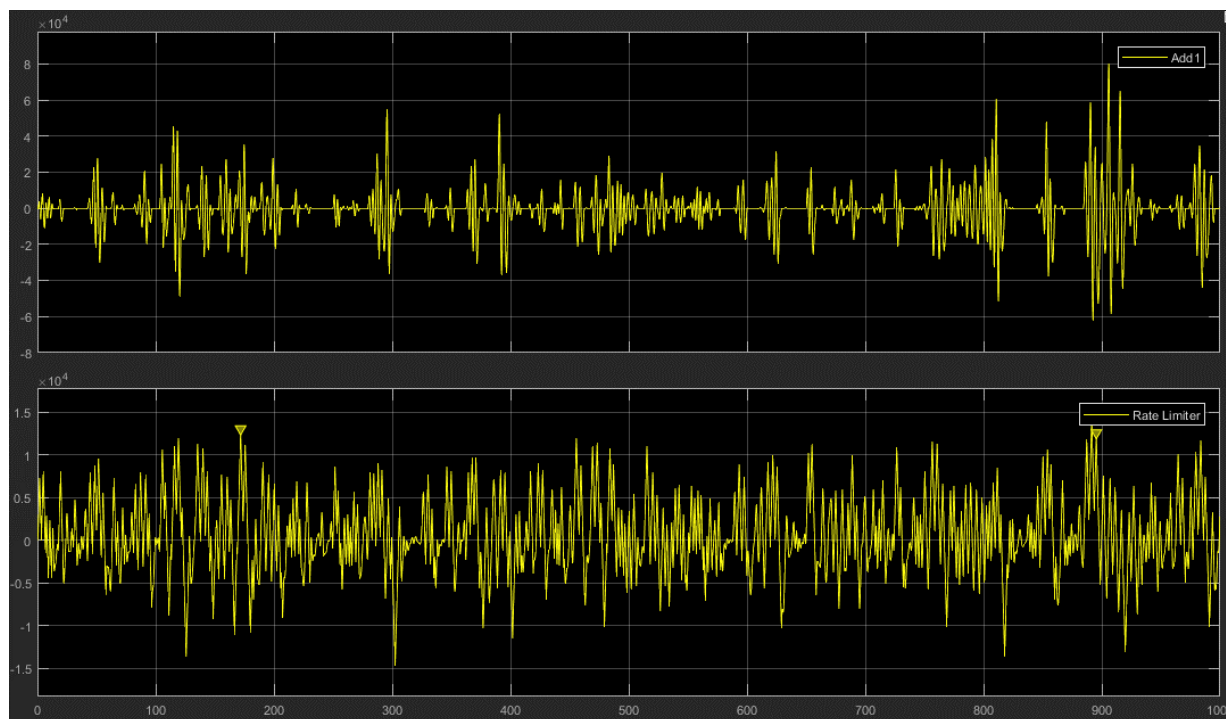


Figura 23 - Potencia de los supercondensadores (arriba) y de las baterías (abajo)

### 3.2.7 Baterías

Se han evaluado modelos de baterías de LG y Toshiba, dos de los principales exponentes del mercado actual. En la Tabla 11 se encuentran sus especificaciones. Como se ha visto en el apartado anterior, la potencia de las baterías tiene que ser 14,12 kW; además, el voltaje debe estar en torno a 250 V<sup>9</sup>. Por esta razón se han evaluado diferentes configuraciones de número de baterías en serie y paralelo para cumplir estos dos requisitos (Tabla 12).

<sup>9</sup> Para que el convertidor DC/DC opere cerca del punto de máxima eficiencia, el voltaje de entrada debe estar en torno a la mitad del voltaje de salida que, en este caso, son 500 V.

Tabla 11: Especificaciones de las baterías dadas por LG y Toshiba

Modelo	Fabricante	Energía (kWh)	Capacidad (Ah)	Voltaje nominal (V)	Intensidad nominal (A)
Módulo M4863P3B	LG	3,3	63	51,8	42
Módulo M48189P3B	LG	9,8	189	51,8	126
23 Ah cell	Toshiba	0,0529	23	2,3	69
10 Ah cell	Toshiba	0,023	10	2,3	30
10 Ah cell - high power	Toshiba	0,024	10	2,4	50
2,9 Ah cell - high power	Toshiba	0,00696	2,9	2,4	29

Tabla 12: Especificaciones de las baterías dadas por LG y Toshiba

Modelo	n° en serie	n° en paralelo	Voltaje (V)	Intensidad (A)	Capacidad (Ah)	Energía (kWh)	Potencia (kW)
Módulo M4863P3B	5	2	259	84	126	33,0	22,00
Módulo M48189P3B	5	1	259	126	189	49,0	32,67
23 Ah cell	100	1	230	69	23,00	5,3	15,87
10 Ah cell	100	2	230	60	20,00	4,6	13,80
10 Ah cell - high power	110	1	264	50	10,00	2,6	13,20
<b>2,9 Ah cell- high power</b>	<b>110</b>	<b>2</b>	<b>264</b>	<b>58,00</b>	<b>5,80</b>	<b>1,5</b>	<b>15,31</b>

Se elige poner 2 strings de 110 celdas de alta potencia de 2,9 Ah en serie porque se alcanza la potencia requerida con la menor capacidad.

### 3.2.8 Resultados con sistema de almacenamiento híbrido

Como se ha explicado en el apartado 3.2.3, la potencia máxima inyectada a la red sería igual a la potencia media, de forma que la variación de la potencia entregada a la red sería de 56,07 kW (Tabla 13).

Por otro lado, para un hipotético control de rampas del 10%, el 76 % de la energía generada por el WEC se podría inyectar a la red (Tabla 14) y la máxima potencia sería de 20,0 kW (Figura 24, potencia entregada).

Tabla 13: Objetivo 1 - variación de la potencia inyectada a la red en el caso de almacenamiento híbrido

Potencia máxima	56,07	kW
Potencia mínima	0	kW
Variación de potencia	56,07	kW

Tabla 14: Objetivo 2- % de energía entregada a la red con control de rampas con almacenamiento híbrido.

Energía total	2,79	kWh
Energía entregada	2,15	kWh
Energía no entregada	0,64	kWh
% energía entregada	77%	

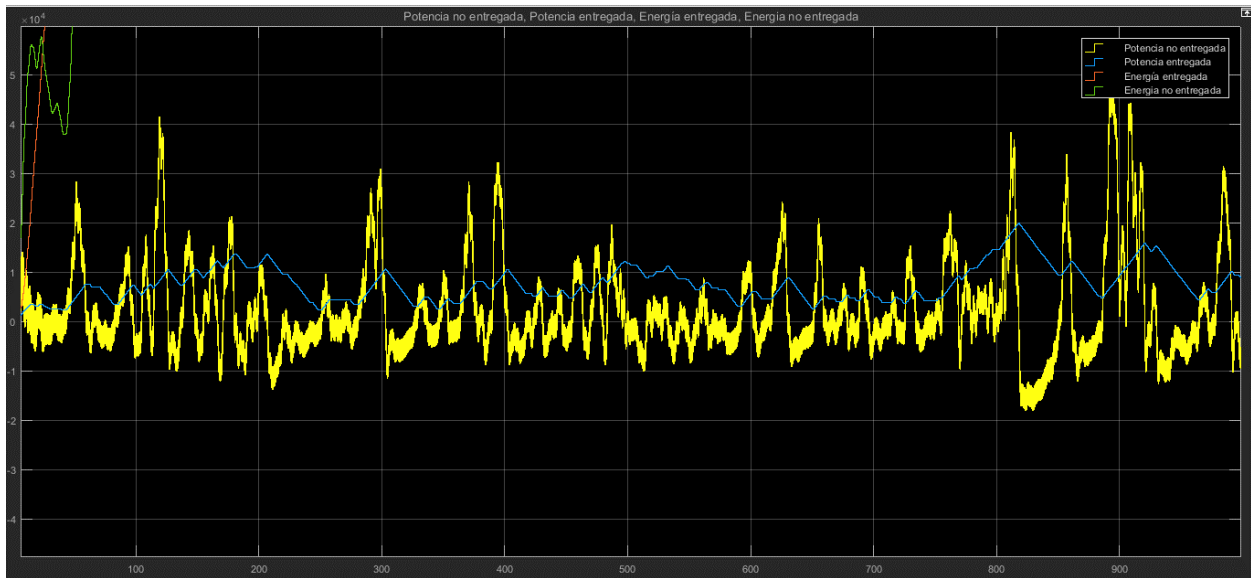


Figura 24 -Potencia entregada (azul) y Potencia no entregada (amarillo)

También en este caso se debe cuantificar el número de ciclos que realizan los supercondensadores y las baterías.

### 3.2.8.1 Número de ciclos realizado por los supercondensadores

En la Figura 25 se muestra la corriente que entra y sale de los supercondensadores (amarillo) y contando las veces que esta señal pasa por cero se puede concluir que hacen 250 ciclos en 1000 segundos.

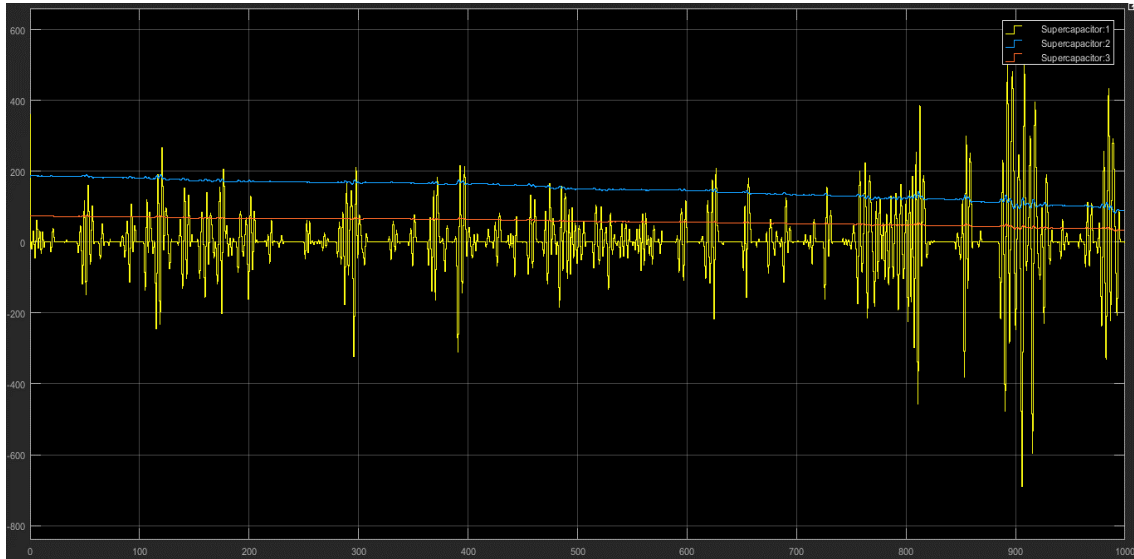


Figura 25 -Voltaje (azul), corriente (amarillo) y estado de carga (naranja) de los supercondensadores en el caso híbrido

Además, en la imagen anterior se ve que el estado de carga (naranja) baja aproximadamente de un 70% a un 30% a lo largo de los 1000 segundos y en la Figura 26 se ve que, al final del ciclo, los supercondensadores se han descargado 0,15 kWh (550.000 Ws), que es justamente el 40% de su capacidad. El motivo de que en este caso la energía consumida por los supercondensadores sea mayor que en el caso “sólo supercondensadores” es que la generación del WEC es asimétrica; es decir, se producen mayores rampas en la descarga - que son asumidas en gran medida por los supercondensadores - y menores rampas en la carga - que son asumidas por las baterías.

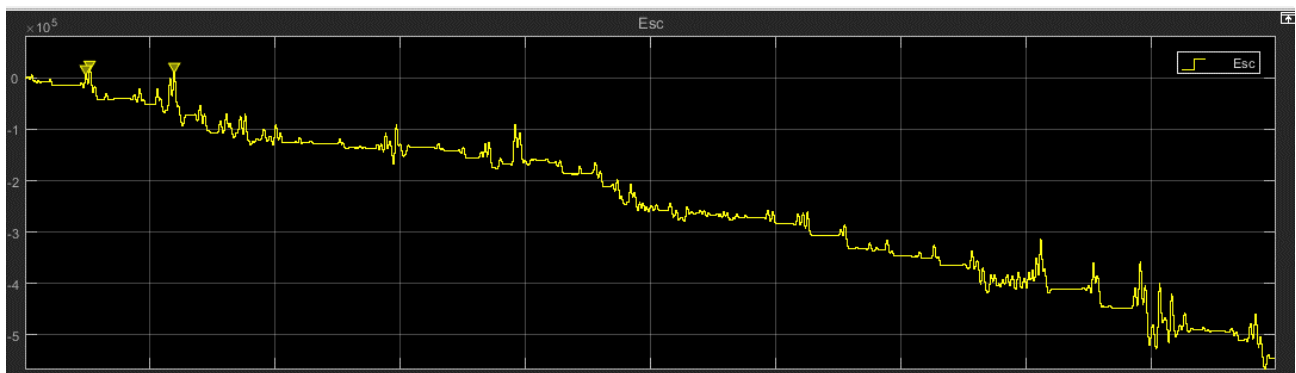


Figura 26: Integral de Psc en el caso de almacenamiento híbrido

Siguiendo la misma lógica que en el caso anterior, se puede considerar que los supercondensadores en este caso realizan 4 ciclos cada 1000 segundos.

### 3.2.8.2 Número de ciclos realizado por las baterías

En la Figura 27 se muestra la corriente que entra y sale de las baterías (azul) y contando las veces que esta señal pasa por cero se puede concluir que hacen 500 ciclos en 1000 segundos.

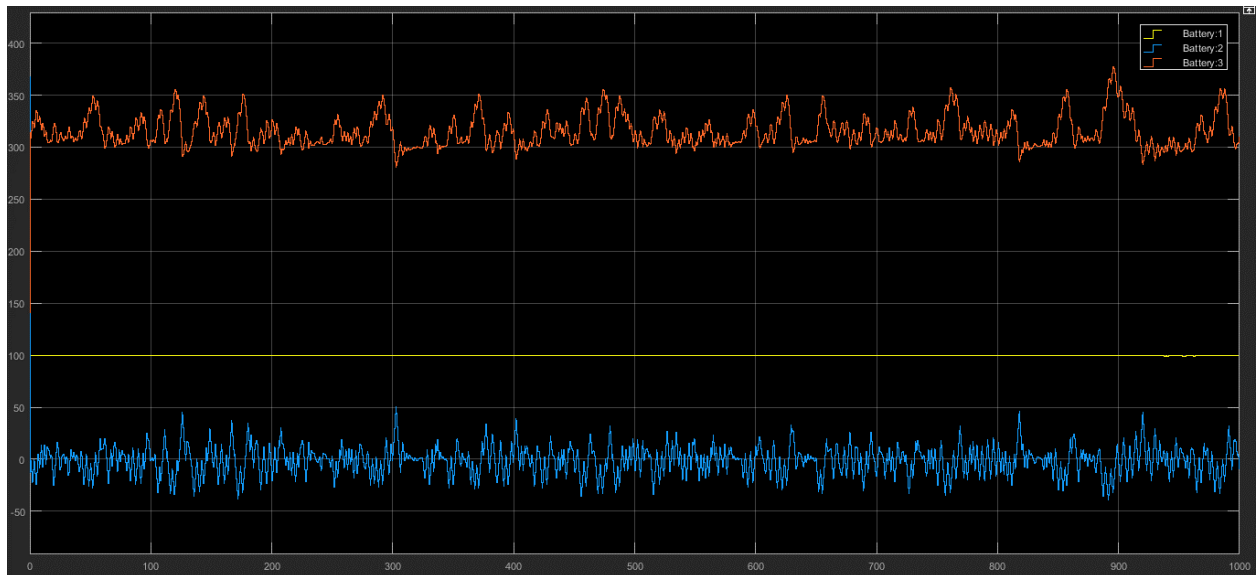


Figura 27 -Voltaje (naranja), corriente (azul) y estado de carga (amarillo) de las baterías en el caso híbrido

Además, en la imagen anterior se ve que el estado de carga (amarillo) se mantiene casi constante a lo largo de los 1000 segundos. La razón de esto es que la capacidad que ciclada (0,15 kWh según Figura 28) corresponde al 10% de la capacidad del sistema (1,5 kWh), de forma que el máximo DoD<sup>10</sup> para esta aplicación es del 90% y, de media, el DoD de los ciclos es del 1%.

<sup>10</sup> Deep of discharge o profundidad de descarga es el % de la energía contenida en el sistema de almacenamiento que se descarga.



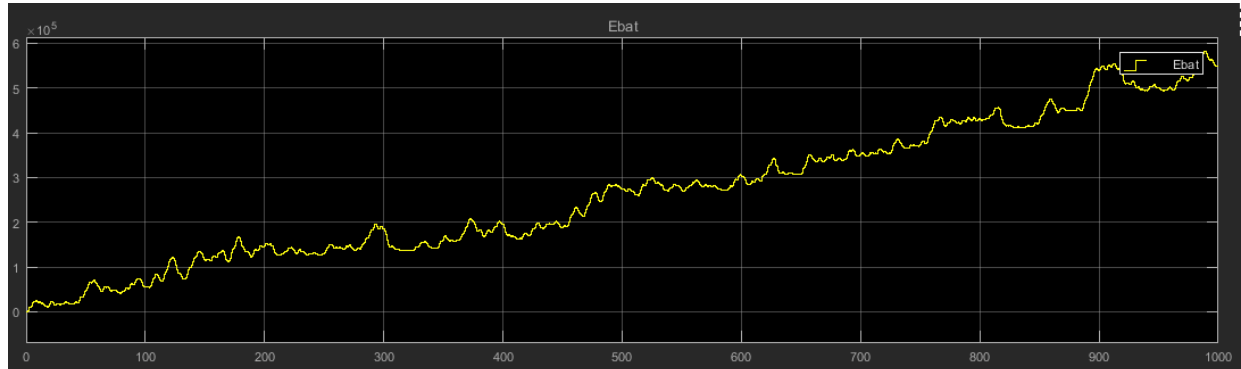


Figura 28: Integral de Pbat en el caso de almacenamiento híbrido

De cara al cálculo de la vida útil y del OPEX del sistema se puede considerar que las baterías realizan 1 ciclo (entre el 100 y el 90% de capacidad) cada 1000 segundos.

### 3.2.9 Discusión de resultados

Como se ha podido observar, los resultados - a nivel de los objetivos que se habían marcado - son iguales para el caso de almacenamiento sólo con supercondensadores o híbrido.

La explicación de esto es la siguiente: la potencia y la energía del sistema de almacenamiento deben ser 80 kW/0,04 kWh según el apartado 3.2.3. Por otro lado, la capacidad y la potencia de los supercondensadores no es independiente y, según lo explicado en el apartado 3.2.4, un pack de supercondensadores de 80 kW tiene una capacidad de 0,372 kWh, que es suficiente para cubrir las necesidades de almacenamiento de este sistema.

La diferencia entre ambos sistemas es el funcionamiento que se le da a cada sistema de almacenamiento y, por lo tanto, su número de ciclos. En este caso los resultados son mucho mejores para el caso de almacenamiento sólo con supercondensadores, ya que la profundidad de los ciclos que se realizan es menor y, por lo tanto, su durabilidad será mayor.

### 3.3 Desarrollo del cálculo del cable submarino

En este apartado se realizará un análisis del diseño de cálculo de los cables submarinos para la distribución de la energía producida por los WECs que componen el parque, previo a ello es necesario tener definidos el diseño del layout y el diseño eléctrico del parque de WECs. Además, se comentarán algunas consideraciones de diseño como resultado de las simulaciones con Matlab/Simulink.

#### 3.3.1 Layout

El diseño del layout del parque de WECs, tanto la localización como la orientación de los WECs que componen dicho parque debe realizarse considerando la dirección de la ola dominante, con el objetivo de conseguir la mejor calidad en la producción de potencia.

Los picos de potencia de mayor amplitud se alcanzan con la orientación lateral más que con la orientación frontal. En consecuencia, la orientación lateral induce mayores desviaciones de voltaje del valor nominal en comparación con el caso donde se usa la orientación frontal, además en términos de pérdidas de potencia entre la orientación lateral y frontal pueden suponer una diferencia entre un 45 % y 177% [8], siendo la orientación lateral la que representa los peores valores.

Así las diferentes orientaciones de los dispositivos WEC que componen el parque, y en menor medida las diferentes disposiciones de dichos dispositivos, puede ser significativa para el cumplimiento de los requisitos de los límites de voltaje permitidos y de las pérdidas obtenidas.

Por lo tanto, además de la optimización de la captura de energía, que suele ser el único aspecto considerado en las primeras etapas de diseño, debe tenerse en cuenta la influencia en los niveles de voltaje y en las pérdidas de potencia. Lo cual también tendrá efecto en las etapas posteriores para el óptimo dimensionado de los equipos y cables eléctricos.

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores se ha optado por un layout compuesto por 50 WECs en orientación frontal y ubicados en 2 filas con una separación de 600 metros entre cada WECs, tanto en vertical como en horizontal. Ver Figura 30, donde se aprecia como todos los WECs que componen el parque se unen en la plataforma offshore, desde la cual se realizará la evacuación del parque a la subestación onshore.

El parque estará compuesto por 4 Líneas de Arrays de MT, a una tensión de 10 kV:

- **Array 1:** Unión de 12 WECs.
- **Array 2:** Unión de 12 WECs.
- **Array 3:** Unión de 13 WECs.
- **Array 4:** Unión de 13 WECs.

Las 4 líneas de MT que unen cada uno de los WECs hasta la plataforma se irán uniendo cada 2 tramos mediante JBs (Junction Boxes).

- **JB:** 46 unidades en total, las JB serán de 2 entradas y 1 salida.

Para mayor detalle de la disposición de los WECs y JBs en el parque consultar; *Anexo 0 Layout Parque 50 WECs* del proyecto.

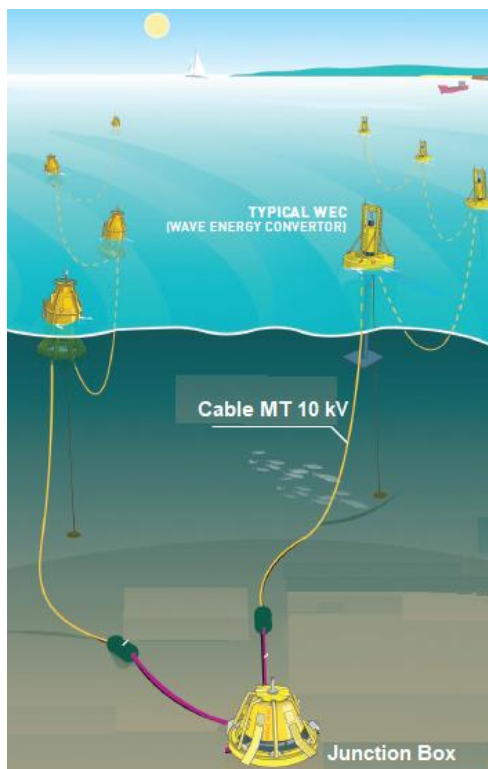


Figura 29 - Junction Box + WECs.

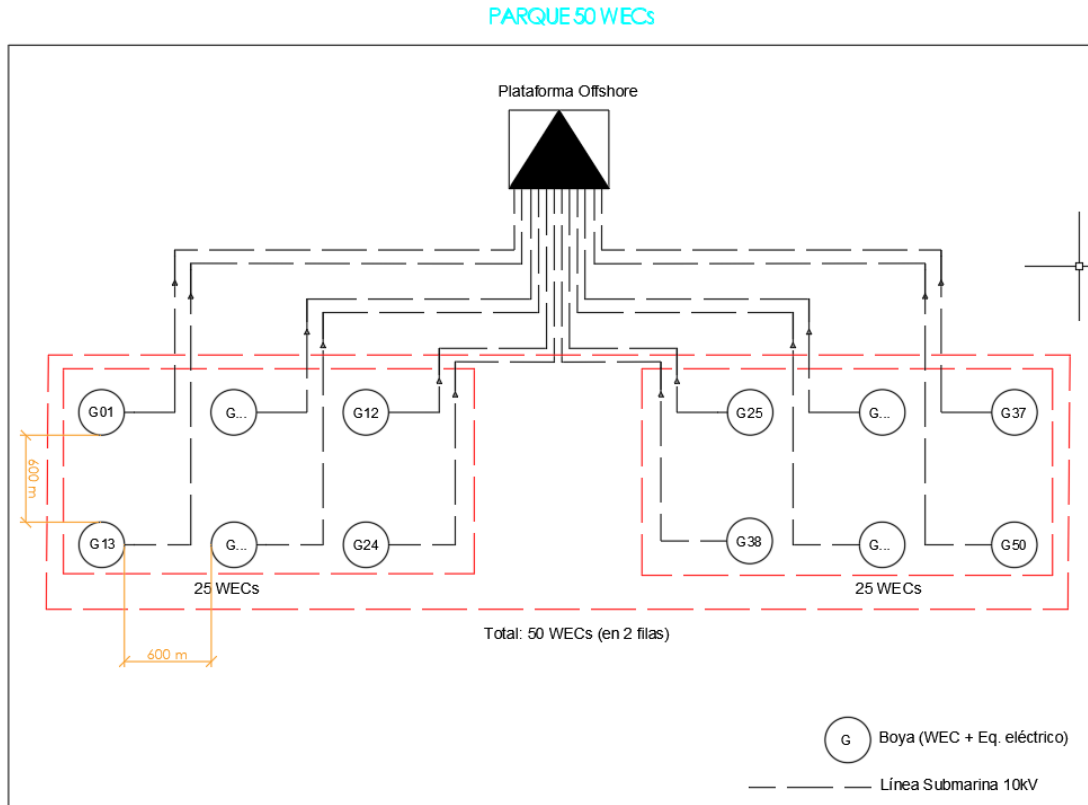


Figura 30 - Esquema general Parque 50 WECs

### 3.3.2 Diseño Eléctrico del Parque

El diseño eléctrico del parque de WECs debe optimizarse de manera que se maximicen los ingresos y se minimice el gasto. Para ello es fundamental seleccionar los equipos adecuados. El diseño eléctrico debe enfocarse en mantener la regulación de voltaje y las fluctuaciones, minimizando las pérdidas de potencia y evitando sobrecostes de los componentes del parque.

En el presente proyecto se analizará, para los diferentes escenarios; sin y con sistema de almacenamiento (supercondensadores + baterías), el dimensionado de uno de los elementos eléctricos que mayor coste pueden suponer, como son los cables submarinos, para posteriormente estudiar su influencia a nivel técnico - económico en el CAPEX total del parque.

### Criterios de cálculo del cable submarino

El diseño eléctrico de los cables de alimentación submarinos sigue los mismos principios de diseño que los cables subterráneos. Como los cables submarinos a menudo son más remotos y menos accesibles para su reparación, se debe considerar que aumentan los márgenes de seguridad [9]. Es por ello por lo que previo al cálculo de la sección de los cables se realizará un análisis térmico de los mismos.

Los cables submarinos, que conforman las líneas de MT uniendo cada boya (WEC + equipamiento eléctrico y electrónico) con la plataforma offshore, serán analizados en términos de intensidad admisible, y se definirá el nivel de corriente para el cual los elementos del parque operen de forma segura, sin exceder la temperatura máxima permisible. También se tendrá en cuenta para cada tramo la caída de tensión, pudiendo suponer el criterio limitante para definir la sección de los cables submarinos dado las grandes longitudes existentes entre cada WECs y la plataforma offshore.

La mínima sección requerida por el criterio de intensidad admisible de los cables submarinos se obtendrá del análisis centrado en su carga térmica. Es importante tener en cuenta que la corriente nominal del cable se determina desde la temperatura máxima a la que pueden operar de forma segura sus diferentes componentes. Por lo tanto, la naturaleza transitoria de la temperatura del cable debe tenerse en cuenta en el estudio general del sistema de energía del parque.

Aunque el método convencional para el cálculo de cables se basa en un análisis en régimen permanente (por lo tanto, suponiendo una corriente constante) [10]; este tipo de cálculo no es representativo ni relevante para las aplicaciones de energía de las olas, considerando las rápidas fluctuaciones de corriente generadas por un parque de WECs en comparación con la lenta respuesta térmica dinámica de un cable submarino, que oscila entre 2 minutos y 30 minutos [11], [12], [13]. En consecuencia, se espera que una capacidad de corriente adecuada, desde una perspectiva de carga térmica, sea mucho menor que la corriente instantánea máxima que transportan los cables, lo que podría conducir a ahorros significativos en términos del costo total.

### Influencia del sistema de almacenamiento

Diferentes estudios, [14], para el caso de parques eólicos marinos y otros centrados en la energía de las olas han determinado que el aprovechamiento de toda la energía de las olas disponibles en un sitio

determinado, incluyendo los periodos donde se presentan las condiciones más extremas, puede ser perjudicial desde una perspectiva económica. Además, existen estudios que lo apoyan resaltando que la contribución de energía en los periodos de alto oleaje a la producción anual de electricidad puede ser relativamente insignificante [15].

En el presente proyecto esos picos de energía producidos durante las condiciones de mayor oleaje serán regulados gracias al sistema de almacenamiento (supercondensadores + baterías). Resultando una manera de disminuir el gasto total del parque de WEC mediante la disminución de la sección de los cables, así como de ciertos componentes eléctricos, ya que el costo de estos elementos depende en gran medida de la sección o tamaño de estos.

### 3.3.3 Consideraciones tras resultados de simulaciones Matlab/Simulink

Después de los resultados obtenidos en las simulaciones con el software Matlab/Simulink, se han obtenido unas potencias máximas para los 2 escenarios de;

- Sin sistema de almacenamiento, una potencia máxima de 111,5 kW.
- Con sistema de almacenamiento\*, una potencia máxima de 56 kW.

(\* ) La potencia máxima obtenida de los sistemas de almacenamiento con supercondensadores o híbrido es prácticamente la misma, de esta manera se toma un único valor para el cálculo.

Para mayor detalle ver apartado 3.2 del presente documento.

Tal como se venía anticipando en el apartado anterior, sobre la influencia del sistema de almacenamiento, se observa como al introducir en cada WEC este sistema de almacenamiento los picos de potencia se reducen.

De esta manera se ha realizado el cálculo de los cables submarinos, para los 2 escenarios, considerando las siguientes potencias nominales (o de diseño);

- Sin sistema de almacenamiento, para una potencia de 200 kW.
- Con sistema de almacenamiento, para una potencia de 100 kW.

### 3.3.4 Resultados

#### 3.3.4.1 Estudio Térmico del Cable Submarino

Del estudio térmico del cable se han obtenido las intensidades máximas para cada una de las secciones de cables considerados:

- Nexans 2XS(FL)2YRAA 6/10(12) kV, 3x35/16 mm<sup>2</sup>:  $I = 161,7 A$
- Nexans 2XS(FL)2YRAA 6/10(12) kV, 3x50/16 mm<sup>2</sup>:  $I = 191,5 A$

En el Anexo 1 Estudio Térmico Cable Submarino del presente proyecto puede consultarse la metodología seguida para el cálculo, basado en la norma IEC 60287, así como los resultados de las características eléctricas y constructivas de los cables.

#### 3.3.4.2 Cálculo Cable Submarino

Tras el estudio térmico de los cables, y tomando el resultado como dato de entrada, se podrá proceder al cálculo de los cables de MT subterráneos del parque, basados en la norma IEC 60502. Del mismo se han obtenido las siguientes secciones:

- 3x35 mm<sup>2</sup>: para la unión de los primeros WECs situados al inicio de su correspondiente Array.
- 3x50 mm<sup>2</sup>: para los últimos tramos del Array, aumentando la sección de 35 a 50 mm<sup>2</sup> como consecuencia del aumento de carga.

Hay que señalar que para el caso de WEC + *Sistema de almacenamiento* se han conseguido reducir las secciones en los tramos donde sin sistema de almacenamiento eran de 3x50 mm<sup>2</sup>, así todas las secciones resultan de 3x35 mm<sup>2</sup>.

Para consultar los resultados del cálculo ver Anexo 2 Cálculo Cable Submarino del proyecto.

### 3.3.4.3 Pérdidas de Potencia

En el cálculo del cable submarino también se han incluido las pérdidas de potencia que dichos cables pueden tener en la contribución de las pérdidas totales de los equipos eléctricos.

Analizando los resultados de las pérdidas obtenidos, para el escenario con sistema de almacenamiento, se puede concluir que son asumibles, alrededor del 3,5% tal como se muestra en la Tabla 159. Considerando que las pérdidas de los cables submarinos suponen alrededor del 80% del total de los equipos (sumado a la línea aérea de evacuación y los transformadores, sobre 20%), [8], y que el porcentaje de las pérdidas de transmisión y distribución de energía eléctrica en España es igual al 9,6%, de acuerdo a informe técnico encontrado en bibliografía [16].

Respecto a la comparación de las pérdidas obtenidas con y sistema de almacenamiento los resultados de la Tabla 159 confirman que las pérdidas se reducen incluyendo sistema de almacenamiento en el diseño del parque.

*Tabla 15 Resumen Costes Pérdidas de Potencia en Líneas MT*

PÉRDIDAS LÍNEAS MT				
Array	Nº WECs (en línea)	Longitud Total Línea (m)	Pérdidas	
			Sin Sistema Almacenamiento (Pwec=200kW)	Con Sistema Almacenamiento (Pwec=100kW)
Array 01	12	6.900	5,77%	3,20%
Array 02	12	6.900	5,77%	3,20%
Array 03	13	7.500	6,20%	3,75%
Array 04	13	7.500	6,20%	3,75%

Para mayor detalle consultar los resultados del cálculo en el Anexo 2 Cálculo Cable Submarino del proyecto.



#### 3.3.4.4 Conclusiones

Las principales conclusiones, a nivel del diseño del cable submarino, comparando los 2 escenarios (con y sin sistema de almacenamiento) son que al añadir el sistema de almacenamiento:

- Se pueden reducir las secciones de los cables\*.
- Se reducen las pérdidas.
- Como consecuencia de los 2 puntos anteriores, se disminuye el coste total de esta partida.

(\* ) Hay que indicar que para cálculo del cable en los dos escenarios (sin y con sistema de almacenamiento) se ha mantenido la sección mínima y los niveles de tensión, con el objeto de obtener resultados más representativos a la hora de comparar de dichos escenarios.

### 3.4 Desarrollo del modelo de costes

#### 3.4.1 Datos de partida: costes de un único WEC

Los datos de partida son los costes del WEC W1 proporcionados por Wedge Global en base a su experiencia con el proyecto a escala piloto llevado a cabo en las islas Canarias. Cabe recordar que dicho proyecto constaba de un solo WEC de 200 kW de capacidad mientras que el presente proyecto analiza un parque de 50 WECs de la misma capacidad (10 MW en total) por lo que muchos de estos costes nos servirán como precio unitario para poder escalar los costes de nuestro parque.

Los costes están divididos en siete grandes partidas: *Generador+PTO, Estructura de Acero, Anclaje y Amarres a Fondo Marino, Cable, Ingeniería, Instalación y Logística.*

Tabla 16 - Costes WEC W1 por Wedge Global.

<b>Generador + PTO</b>	500.000 €	33,33%
<b>Estructura acero</b>	500.000 €	33,33%
<b>Anclaje y amarres a fondo marino</b>	200.000 €	13,33%
<b>Cable</b>	70.000 €	4,67%
<b>Evaluación del proyecto</b>		
Estudios medioambientales	1.403 €	0,09%
Inspección y evaluación de la zona (site surveys)	1.366 €	0,09%
Estimación del recurso (Met-mast)	12.564 €	0,84%
Estudios de conexión a red	468 €	0,03%
Permisos y Licencias	468 €	0,03%
Plan de mantenimiento	599 €	0,04%
<b>Instalación</b>		
Estructura, WEC y cableado	109.404 €	7,29%
Línea de transmisión aérea / cableado	30.000 €	2,00%
Obra civil "onshore"	1.871 €	0,12%
<b>Logística</b>		
WEC	44.911 €	2,99%
Cable	8.982 €	0,60%
Transporte por carretera	8.982 €	0,60%
Grúas / izamiento	8.982 €	0,60%
<b>TOTAL</b>	<b>1.500.000 €</b>	<b>100%</b>

En la Tabla 16 anterior se observa que la mayor parte de los costes (66,6%) corresponden solamente al WEC en sí (Generador+PTO y estructura de acero) seguido de los costes derivados de anclajes y amarres (13,33%). Se espera que estos porcentajes se vean modificados para el caso de análisis de nuestro proyecto debido a que tendremos nuevos ítems que no existen para el caso de un solo WEC, tales como las subestaciones y la plataforma marítima para ubicar convertidores y sistema de almacenamiento. Además, se tendrán en cuenta los costes referentes al desarrollo de los servicios de ingeniería. Por otro lado, los metros de cable por WEC se verán incrementados notablemente debido a la distancia de 600 m que hay que dejar entre WECs para evitar interferencias hidrodinámicas entre los mismos.

### 3.4.2 Coste baterías de litio

#### 3.4.2.1 CAPEX

El coste de las baterías de litio oscila mucho en función de la escala (kWh, MWh) y en función del estudio o fuente que se consulte. Esto sucede porque es una tecnología muy nueva y con un mercado en expansión todavía por definir; además, los fabricantes no ofrecen públicamente sus precios. Tesla es la única que muestra en la web el precio de su modelo Powerwall. Sin embargo, el precio de la batería de Tesla no nos sirve como referencia porque su mercado es diferente (residencial vs generación), así que se han tomado tres estudios de suficiente fiabilidad para determinar los costes de las baterías que se van a utilizar en este proyecto.

El New Energy Outlook 2018 [17] indica que el precio actual de las baterías de litio está en 200 USD/kWh con una proyección de llegar hasta 70 USD/kWh en 2030.

El informe Electricity Storage and Renewables [18] es menos optimista y sitúa los costes actuales entre 200 y 1260 USD/kWh y los costes en 2030 entre 77 y 574 USD/kWh.

Por último, el documento Lazard's Levelized Cost of Storage Analysis [19] indica que el coste actual de las baterías de litio se sitúa en 335 USD/kWh y 1338 USD/kWh.

Se toman los valores de este último estudio como referencia para el cálculo de costes de este proyecto y, convertidos a euro<sup>11</sup>, resultan en 286 €/kWh y 1144 €/kWh.

Según lo indicado en el apartado 3.2.7, se utilizan 2 strings de 110 celdas de 2,9Ah de Toshiba y el coste total del sistema de baterías es 17.510 €.

*Tabla 17 - Coste del sistema de baterías*

Potencia (kW)	15,31
Energía (kWh)	1,531
Coste	17.510,65 €

<sup>11</sup> 1\$=1,17€

### 3.4.2.2 OPEX

Para estimar cada cuánto tiempo habrá que reemplazar las baterías, se recurre a la hoja de datos de las baterías seleccionadas, la cual indica un ciclo de vida estimado de 15.000 ciclos de carga y descarga. Por otro lado, con los ciclos de carga y descarga ejecutados en el periodo de 1000 segundos analizado en MATLAB/SIMULINK, podemos concluir cuántos ciclos de carga y descarga se llevan a cabo anualmente de la siguiente manera:

$$N^{\circ} \text{ Ciclos}_{\text{Baterías}}(\text{ciclos/año}) = \frac{N^{\circ} \text{ ciclos}}{1.000 \text{ s}} \cdot 60 \text{ s/min} \cdot 60 \text{ min/h} \cdot 24 \text{ h/día} \cdot 365 \text{ día/año}$$

Por tanto, el periodo de reemplazo de las baterías vendrá dado por la siguiente expresión:

$$\text{Reemplazo}_{\text{Baterías}}(\text{años}) = \frac{\text{Vida útil (ciclos)}}{N^{\circ} \text{ Ciclos}_{\text{Baterías}}(\text{ciclos/año})}$$

### 3.4.3 Coste de supercondensadores

#### 3.4.3.1 CAPEX

MAXWELL, uno de los principales fabricantes de supercondensadores en la actualidad, establecía un coste de 16.000 USD/kWh y de 12 USD/kW en un artículo publicado en 2016 [20].

Por otro lado, es frecuente hablar del precio de los supercondensadores en términos de céntimos de USD por Faraday (¢/F). La razón es que el coste de los supercondensadores depende de los materiales y de los costes de producción. El material principal que podemos encontrar en los supercondensadores es el carbón activo de grado estándar que proporciona una capacitancia de 100 F/g y cuesta alrededor de 28\$/kg. Así, de acuerdo a otros artículos encontrados en bibliografía especializada [21], se espera que los precios de las celdas disminuyan constantemente, y los avances significativos se traducirán en un precio de 0.0082 \$/F en 2018, en parte debido a las mejoras graduales en el rendimiento y las mejoras en la eficiencia de fabricación.

Para la evaluación de costes de este proyecto se toman los valores de MAXWELL como referencia para el cálculo de costes de este proyecto y, convertidos a euro<sup>12</sup>, resultan en 13675 €/kWh y 10 €/kW.

Según lo indicado en el apartado 3.2.4, se utilizan 5 strings de 94 supercondensadores de 650F de Maxwell y el coste total del sistema de supercondensadores es 5.090 € (Tabla 18).

*Tabla 18 - Coste del sistema de supercondensadores*

Potencia (kW)	82,23
Energía (kWh)	0,372
Coste	5.090,46 €

### 3.4.3.2 OPEX

Para estimar cada cuánto tiempo habrá que remplazar los supercondensadores, se recurre a la hoja de datos de los supercondensadores seleccionados, la cual indica una vida útil estimada de 1 millón de ciclos de carga y descarga u 80.000 h a 25°C y 2,7V. Los fabricantes establecen como fin de la vida útil de un supercondensador como el momento en el que la capacitancia del mismo disminuye un 20 % y/o la resistencia aumenta un 200%. Sin embargo, la vida de los supercondensadores se reduce en un 75% (de 88.000 a 22.000 horas) si alcanzan una temperatura de 45°C. La frecuencia de ciclado al que se ven sometidos los supercondensadores en esta aplicación (duración media de ciclo igual a 2 segundos) es superior a la recomendada (10 segundos) y, por esa razón, se pueden alcanzar temperaturas elevadas<sup>13</sup>. Por esta razón, se estima que la vida útil de los supercondensadores es 250.000 ciclos.

Por otro lado, con los ciclos de carga y descarga ejecutados en el periodo de 1000 segundos analizado en Matlab/Simulink, podemos concluir cuántos ciclos de carga y descarga se llevan a cabo anualmente de la siguiente manera:

<sup>12</sup> 1\$=1,17€

<sup>13</sup> MAXWELL.(s.f.). [http://www.maxwell.com/images/documents/PG\\_boostcap\\_product\\_guide.pdf](http://www.maxwell.com/images/documents/PG_boostcap_product_guide.pdf).

Maxwell Technologies. (s.f.). Obtenido de

<https://www.maxwell.com/images/documents/ProductMatrix.pdf>

$$N^{\circ} \text{ Ciclos}_{SC}(\text{ciclos/año}) = \frac{N^{\circ} \text{ ciclos}}{1.000 \text{ s}} \cdot 60 \text{ s/min} \cdot 60 \text{ min/h} \cdot 24 \text{ h/día} \cdot 365 \text{ día/año}$$

Por tanto, al igual que se explicó para las baterías en el punto 3.4.2.2, el periodo de reemplazo de los supercondensadores vendrá dado por la siguiente expresión:

$$\text{Reemplazo}_{SC}(\text{años}) = \frac{\text{Vida útil (ciclos)}}{N^{\circ} \text{ Ciclos}_{SC}(\text{ciclos/año})}$$

### 3.4.4 Coste cable submarino

En este apartado realizaremos un análisis del coste de los cables submarinos para la distribución de la energía producida por los WECs para los 2 escenarios objeto de estudio.

*Tabla 19 Resumen Costes Cableado Eléctrico (Sistema sin Almacenamiento)*

<b>COSTES sin SISTEMA ALMACENAMIENTO (Pwec=200kW)</b>	<b>COSTES CABLES</b>			
	Tipo cable	Coste Unitario (€/km)	Longitud (km)	Coste Total (€)
	3x35 6/10kV	65.087	19,480	1.267.898
	3x50 6/10kV	68.601	9,780	670.917
				1.938.815
	<b>COSTES JBs</b>			
	Tipo cable	Coste Unitario (€/km)	UNIDADES	Coste Total (€)
	3x35 6/10kV	40.334	28	1.129.356
	3x50 6/10kV	45.334	18	816.015
				1.945.371
<b>TOTAL=</b>			<b>3.884.186</b>	

Tabla 20 Resumen Costes Cableado Eléctrico (Sistema con Almacenamiento)

COSTES con SISTEMA ALMACEMIENTO (Pwec=100kW)	COSTES CABLES			
	Tipo cable	Coste Unitario (€/km)	Longitud (km)	Coste Total (€)
	3x35 6/10kV	65.087	29,260	1.904.451
	3x50 6/10kV	68.601	0,0	-
				1.904.451
	COSTES JBs			
	Tipo cable	Coste Unitario (€/km)	UNIDADES	Coste Total (€)
	3x35 6/10kV	40.334	46	1.855.371
	3x50 6/10kV	45.334	0	-
				1.855.371
TOTAL=			3.759.822	

### 3.4.5 CAPEX: Parque 50 WECS

Recordemos que los resultados obtenidos en el apartado 27 planteaban dos posibles escenarios:

- Sin sistema de almacenamiento, una potencia máxima de 111,5 kW.
- Con sistema de almacenamiento, una potencia máxima de 56,07 kW.

Con estos resultados, se llevará a cabo un estudio económico para tres posibles escenarios:

- Sin sistema de almacenamiento, para una potencia de 200 kW/WEC.
- Con sistema de almacenamiento formado únicamente por supercondensadores, para una potencia de 100 kW/WEC.

- Con sistema híbrido de almacenamiento formado por baterías y supercondensadores, para una potencia de 100 kW/WEC.

#### 3.4.5.1 CAPEX: Parque 50 WECs sin Almacenamiento

A continuación, se muestra la tabla con el resumen de costes para la construcción del parque de 10 MW constituido por 50 WECs de 0,2MW cada uno. Como la máxima potencia que se da en este caso es de 111,5 kW/WEC, se dimensiona todo el sistema a 200 kW/WEC.

Se han mantenido los costes para un solo WEC para comparar el incremento de cada partida. Además, se han añadido los siguientes nuevos costes que no existían para el caso de un solo WEC: subestación onshore, subestación offshore y plataforma, servicios de desarrollo y conexión a red.



Tabla 21 - Resumen Costes Proyecto 50 WECs sin almacenamiento.

	1 WEC		PARQUE 50 WECs		INCREMENTO
<b>Generador + PTO</b>	500.000 €	33,33%	25.000.000 €	28,05%	50
<b>Estructura acero</b>	500.000 €	33,33%	25.000.000 €	28,05%	50
<b>Anclaje y amarres a fondo marino</b>	200.000 €	13,33%	10.000.000 €	11,22%	50
<b>Cable</b>	70.000 €	4,67%	1.938.815 €	2,18%	28
<b>Junction Boxes</b>	-	-	1.945.371 €	2,18%	-
<b>Subestación Onshore</b>	-	-	906.667 €	1,02%	-
<b>Plataforma/Subestación Offshore</b>	-	-	2.162.667 €	2,43%	-
<b>Supercondensadores</b>	-	-	-	-	-
<b>Baterías</b>	-	-	-	-	-
<b>Evaluación del proyecto</b>					
Estudio medioambiental	1.403 €	0,09%	136.000 €	0,15%	97
Inspección y evaluación de la zona (site surveys)	1.366 €	0,09%	1.044.000 €	1,17%	764
Estimación del recurso (MetMast)	12.564 €	0,84%	136.000 €	0,15%	11
Estudios de conexión a red	468 €	0,03%	-	-	-
Permisos y Licencias	468 €	0,03%	316.239 €	0,35%	676
Plan de mantenimiento	599 €	0,04%	-	-	-
<b>Servicios de desarrollo</b>					
Ingeniería	-	-	973.333 €	1,09%	-
Otros	-	-	2.053.333 €	2,30%	-
<b>Instalación</b>					
WEC	109.404 €	7,29%	5.824.000 €	6,53%	53
Línea de transmisión aérea / cableado	30.000 €	2,00%	6.220.800 €	6,98%	207
Subestación offshore	-	-	320.000 €	0,36%	-
Obra civil "onshore"	1.871 €	0,12%	320.000 €	0,36%	171
<b>Conexión a Red</b>	-	-	1.230.000 €	1,38%	-
<b>Logística</b>					
WEC	44.911 €	2,99%	2.245.571 €	2,52%	50
Cable	8.982 €	0,60%	449.114 €	0,50%	50
Transporte por carretera	8.982 €	0,60%	449.114 €	0,50%	50
Grúas / izamiento	8.982 €	0,60%	449.114 €	0,50%	50
<b>TOTAL</b>	<b>1.500.000 €</b>	<b>100%</b>	<b>89.120.138 €</b>	<b>100%</b>	<b>59</b>

A continuación, se explica detalladamente cómo se ha estimado cada uno de los costes para nuestro parque de 50 WECs. En primer lugar, se debe indicar que debido a que la energía undimotriz aún se encuentra en la etapa inicial de investigación y desarrollo, la mayor parte de los costes están simplificados. La falta de experiencia acumulada y la propia naturaleza de la fuente de energía en la que esta tecnología está basada hacen que algunos costes sean difíciles de estimar con demasiada precisión. Este hecho, como es obvio, genera inseguridad en los posibles inversores.

- **Generador + PTO:** El coste unitario fue facilitado por Wedge Global, por lo que simplemente se ha multiplicado éste por el número total de WECs. Se ha intentado buscar en bibliografía especializada métodos de estimación para esta partida, pero no se ha encontrado debido a que se trata de un coste fuertemente dependiente de la tecnología empleada por los distintos tipos de WECs. Probablemente este coste se podría disminuir, ya que el coste de fabricar el primer prototipo no es nunca igual al coste unitario de una instalación comercial de una tecnología ya madura. Sin embargo, y puesto que a esta tecnología le queda bastante tiempo de desarrollo, se ha decidido mantener el coste del prototipo.
- **Estructura de acero:** Al igual que en el caso anterior, se ha empleado el coste unitario proporcionado por Wedge Global multiplicado por el número total de WECs porque el coste de esta partida se debe fundamentalmente al coste del acero, que no tiene economía de escala.
- **Anclaje y amarres a fondo marino:** Se trata de otro valor escalado al número total de WECs a partir del coste unitario, ya que, cada WEC necesitará de manera individual un sistema de anclaje y amarre a fondo marino idéntico al empleado para el proyecto piloto. En este coste se incluye la instalación de estos, la cual puede suponer la mitad o algo más de la mitad del coste ( $\geq 100.000\text{€}/\text{WEC}$ ) [22].
- **Cables:** El dimensionamiento de los cables para ambos escenarios se lleva a cabo en el apartado 3.3 y el coste total obtenido para el layout de nuestro parque se recoge en la Tabla 192 del apartado 3.4.4.
- **Junction Boxes:** Al igual que en el caso de los cables, el coste de junction boxes para el escenario de 50 WECs sin almacenamiento y el layout planteado se recogía en la Tabla 192 del apartado 3.4.4.
- **Subestación Onshore:** Esta subestación no era necesaria en el proyecto piloto pero sí para un parque de WECs. En el *Handbook of Ocean Wave Energy* [22], se indica un coste unitario (€/WEC) para esta

subestación de 68.000€/WEC para WECs de 0.75 MW de capacidad. Este coste lo atribuye a la parte eléctrica de la subestación y añade otro coste de 24.000€/WEC como *Otros* costes de la subestación que atribuiremos a la obra civil de la misma. Por tanto:

$$Coste_{Subest.Onshore} = 68.000 \text{ €/WEC} \cdot \left( \frac{0,2MW}{0,75MW} \right) \cdot 50 \text{ WECs} = 906.667 \text{ €}$$

- **Plataforma/Subestación Offshore:** Al igual que en el caso anterior, se trata de un nuevo coste que no existía para el caso del proyecto piloto por lo que se ha debido recurrir a bibliografía especializada para encontrar información acerca de cómo estimar de manera aproximada este coste. Así, el *Handbook of Ocean Wave Energy* [22], establece los siguientes costes unitarios (€/WEC) para esta subestación en base a WECs de 0.75 MW de capacidad: 270.000€/WEC para la parte eléctrica y 47.000€/WEC como *Otros* (atribuibles a la plataforma). Así, este coste se ha estimado de la siguiente manera:

$$Coste_{Plat.Subest.Offshore} = (270.000 \text{ €/WEC} \cdot 0,43 + 47.000 \text{ €/WEC}) \cdot \left( \frac{0,2MW}{0,75MW} \right) \cdot 50 \text{ WECs} = 2.162.667 \text{ €}$$

Como se puede observar, el coste unitario referente a la parte eléctrica de la subestación se ha corregido por un factor de 0,43. La razón es que los autores del *Handbook* indican un factor de corrección de 1/3 para WECs de 0,75MW con respecto a WECs de 3.6MW de capacidad. Ese factor de corrección llevado a nuestro caso (WECs de 0,2MW) es de 0,43 respecto a WECs de 0,75MW.

- **Evaluación del proyecto:** En esta partida se incluyen todos los costes relativos a estudios previos antes de llevar a cabo el proyecto. Encontramos los siguientes costes:
  - *Estudio medioambiental:* No se ha considerado partir del valor proporcionado para el proyecto piloto por considerarlo poco representativo y escalable a un parque de WECs. Por ello, una vez más, se ha recurrido al *Handbook* mencionado anteriormente. El coste unitario para WECs de 0.75MW es de 10.200€/WEC. De manera similar a la procedida para otros costes:

$$Coste_{Est.Medioambiental} = 10.200 \text{ €/WEC} \cdot \left( \frac{0,2MW}{0,75MW} \right) \cdot 50 \text{ WECs} = 136.000 \text{ €}$$

- **Inspección y evaluación de la zona:** Engloba los estudios geofísicos y geotécnicos de la zona donde se quieren implantar los WECs. Al igual que en el estudio medioambiental, se ha decidido recurrir a la bibliografía para estimar el coste de estas inspecciones. Consideramos que no se puede multiplicar el coste proporcionado para el proyecto de un solo WEC por cincuenta dado que teniendo en cuenta las distancias de 600 m que hay que dejar entre WECs para evitar las interferencias hidrodinámicas, la zona a evaluar es mucho más extensa. El *Handbook of Ocean Wave Energy* [22] utiliza un coste unitario para WECs de 0.75MW de 3.300 €/WEC para el estudio geofísico y de 20.000 €/WEC para el estudio geotécnico. El estudio geofísico es proporcional a la capacidad del WEC mientras que el estudio geotécnico es independiente. Por tanto:

$$Coste_{Insp.} = \left( \left( 3.300 \text{ €/WEC} \cdot \left( \frac{0.2MW}{0.75MW} \right) \right) + 20.000 \text{ €/WEC} \right) \cdot 50 = 1.044.000\text{€}$$

- **Estimación del recurso (MetMast):** Coste referente al alquiler de torres de medición. Como es lógico, no se necesitarán 50 torres de medición para estimar el recurso, sino que serán unas cuantas menos, razón por la cual también decidimos estimar este coste a partir del coste unitario facilitado por el *Handbook* [22]. Este coste es de 10.200 €/WEC para WECs de 0,75MW. Por tanto:

$$Coste_{MetMast} = 10.200 \text{ €/WEC} \cdot \left( \frac{0,2MW}{0,75MW} \right) \cdot 50 = 136.000\text{€}$$

- **Estudio de Conexión a Red:** Este coste decidimos considerarlo incluido en el coste de conexión a red.
- **Permisos y Licencias:** Se estima que el coste en permisos y licencias es de 0,037\$ por cada W instalado [23]. Utilizando un cambio de 1,17\$/€:

$$Coste_{Perm/Licencias} = 0,037 \text{ \$/W} \cdot 10.000.000W \cdot \left( \frac{1\text{€}}{1,17\$} \right) = 316.239\text{€}$$

- **Plan de Mantenimiento:** Este coste se considera como parte del OPEX.

- **Servicios de Desarrollo:** Son los costes relacionados con el desarrollo de la ingeniería. Estos costes engloban mayoritariamente los salarios de los ingenieros involucrados en el desarrollo del proyecto. El *Handbook* [22] consultado establece un coste unitario de 73.000€/WEC para un parque de 120

WECs de 0.75 MW. Por tanto, se debe corregir este valor para nuestro número de WECs. Además, se indica un factor de corrección de 0,5 para WECs de 0,75MW con respecto a WECs de 3.6MW de capacidad. Ese factor de corrección llevado a nuestro caso (WECs de 0,2MW) es de 0,64 respecto a WECs de 0,75MW. Teniendo en cuenta esto, se estiman los costes referentes al desarrollo de la ingeniería.

$$Coste_{Ingeniería} = 73.000 \text{ €/WEC} \cdot \left( \frac{50 \text{ WECs}}{120 \text{ WECs}} \right) \cdot 0,64 \cdot 50 = 973.333\text{€}$$

Además, dentro de los costes de *Servicios de Desarrollo*, se indican *Otros* costes de mayor cuantía incluso. No se ha conseguido recabar información detallada acerca de estos otros costes, pero se ha decidido tenerlos en cuenta pues habrá gastos derivados de viajes (para reuniones con autoridades locales, inspecciones de fabricación en talleres, desplazamientos de personal a obra...), alojamientos, manutención, alquiler de oficinas en *site* durante fase de construcción... que no están contemplados en ningún otro sitio. Este coste se estima de la siguiente manera.

$$Coste_{Otros} = 154.000 \text{ €/WEC} \cdot \left( \frac{50 \text{ WECs}}{120 \text{ WECs}} \right) \cdot 0,64 \cdot 50 = 2.053.333\text{€}$$

- **Instalación:** Los costes de instalación se han dividido de la siguiente manera:

- **WEC:** Este coste, engloba mayoritariamente los costes relacionados del alquiler de los equipos necesarios para implantar los WECs. La bibliografía consultada sugiere que el coste unitario por WEC es el mismo para WECs pequeños como el nuestro, independientemente de su capacidad, por lo que se toma como coste unitario el recogido en el *handbook* para WECs de 0,75MW (182.000€/WEC). No obstante, como el coste unitario para WECs grandes (3,6MW) es de 365.000€ (dos veces el coste de WECs pequeños), se decide aplicar el factor de 0,64 aplicado anteriormente en otros costes.

$$Coste_{Inst.WEC} = 182.000 \text{ €/WEC} \cdot 50 \text{ WECs} \cdot 0,64 = 5.824.000\text{€}$$

Como se observa, el coste obtenido es 53 veces el proporcionado por Wedge Global, por lo que se puede tomar como una buena estimación.

- **Línea de Transmisión Aérea / Cableado:** Se considera que este coste no es escalable a partir del dato proporcionado por Wedge Global debido a las evidentes diferencias entre ambos proyectos. Por esta razón, se recurre a bibliografía [22] para estimar este coste.

$$Coste_{Inst.Cable} = 729.000 \text{ €/WEC} \cdot \left(\frac{0,2MW}{0,75MW}\right) \cdot 0,64 \cdot 50 = 6.220.800\text{€}$$

- **Subestación Offshore:** La instalación de esta subestación tiene un coste de 24.000 €/WEC para WECs de 0,75MW.

$$Coste_{Inst.Subest.Offshore} = 24.000 \text{ €/WEC} \cdot \left(\frac{0,2MW}{0,75MW}\right) \cdot 50 = 320.000\text{€}$$

- **Obra Civil Onshore:** Este coste es idéntico al anterior según el Handbook de consulta. Por tanto,

$$Coste_{Obra\ civil\ onshore} = 24.000 \text{ €/WEC} \cdot \left(\frac{0,2MW}{0,75MW}\right) \cdot 50 = 320.000\text{€}$$

- **Conexión a red:** Para los costes relativos a la conexión a red, se ha utilizado como referencia el coste medio estipulado para la energía eólica en 2010 de 123.000€/MW [24].

$$Coste_{Conex.Red} = 123.000 \text{ €/MW} \cdot 10MW = 1.230.000\text{€}$$

- **Logística:** Para los costes de logística, se han tomado los costes de partida facilitados por Wedge Global y se han multiplicado por 50.

El CAPEX total final para el escenario sin almacenamiento es de 89.120.138€, lo que arroja un coste de inversión por WEC de 1.782.403€/WEC. El coste unitario de referencia encontrado en bibliografía [22] es de 2.000.000€/WEC para WECs de baja capacidad como el nuestro, por lo que se puede dar por buena la estimación llevada a cabo.

### 3.4.5.2 CAPEX: Parque 50 WECs con Sistema de Almacenamiento (Supercondensadores)

Como ya se ha indicado, con sistema de almacenamiento la potencia máxima es de 56,07 kW/WEC por lo que se dimensionará el sistema para 100 kW/WEC. De esta manera, se analizará si el incremento de coste al añadir un sistema de almacenamiento formado sólo por supercondensadores es compensado por la reducción de costes que se espera en partidas que dependen de la potencia máxima generada por cada WEC (cableado, junction boxes, subestaciones, evaluación del proyecto...).

Se procede de la misma manera que en el escenario anterior, teniendo en cuenta en este caso los costes correspondientes a los supercondensadores y al correspondiente convertidor DC/DC. Para ello, se utilizan los costes recogidos en la Tabla 18 - Coste del sistema de supercondensadores, correspondientes al coste de los supercondensadores. Estos costes son unitarios (€/WEC), por lo que simplemente se trata de multiplicar esos valores por 50 unidades.

Para los convertidores DC/DC asociados a los supercondensadores cabe indicar que habrá uno por WEC y que el coste unitario para los mismos es de 80 €/kW. Por tanto, el coste de cada convertidor DC/DC, será el resultado de multiplicar este coste unitario por la potencia de supercondensadores requerida, que recordemos que era de 82,23 kW/WEC.

Además, es importante destacar que la potencia total instalada en este caso será de 5MW, por lo que la partida de permisos y licencias, dependiente de este valor, también se verá reducida a la mitad.

Los resultados se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 22 - Resumen Costes Proyecto 50 WECs con Sistema de Almacenamiento de Supercondensadores.

	1 WEC		PARQUE 50 WECs + SC		INCREMENTO
<b>Generador + PTO</b>	500.000 €	33,33%	25.000.000 €	32,33%	50
<b>Estructura acero</b>	500.000 €	33,33%	25.000.000 €	32,33%	50
<b>Anclaje y amarres a fondo marino</b>	200.000 €	13,33%	10.000.000 €	12,93%	50
<b>Cable</b>	70.000 €	4,67%	1.904.451 €	2,46%	27
<b>Junction Boxes</b>	-	-	1.855.371 €	2,40%	
<b>Subestación Onshore</b>	-	-	453.333 €	0,59%	-
<b>Plataforma/Subestación Offshore</b>	-	-	697.333 €	0,90%	-
<b>Supercondensadores</b>	-	-	254.523 €	0,33%	-
<b>Convertidor DC/DC supercondensadores</b>	-	-	328.920 €	0,43%	-
<b>Evaluación del proyecto</b>					
Estudio medioambiental	1.403 €	0,09%	68.000 €	0,09%	48
Inspección y evaluación de la zona (site surveys)	1.366 €	0,09%	1.022.000 €	1,32%	748
Estimación del recurso (MetMast)	12.564 €	0,84%	68.000 €	0,09%	5
Estudios de conexión a red	468 €	0,03%	-	-	-
Permisos y Licencias	468 €	0,03%	158.120 €	0,20%	338
Plan de mantenimiento	599 €	0,04%	-	-	-
<b>Servicios de desarrollo</b>					
Ingeniería	-	-	486.667 €	0,63%	-
Otros	-	-	1.026.667 €	1,33%	-
<b>Instalación</b>					
WEC	109.404 €	7,29%	2.912.000 €	3,77%	27
Línea de transmisión aérea / cableado	30.000 €	2,00%	1.555.200 €	2,01%	52
Subestación offshore	-	-	160.000 €	0,21%	-
Obra civil "onshore"	1.871 €	0,12%	160.000 €	0,21%	86
<b>Conexión a Red</b>	-	-	615.000 €	0,80%	-
<b>Logística</b>					
WEC	44.911 €	2,99%	2.245.571 €	2,90%	50
Cable	8.982 €	0,60%	449.114 €	0,58%	50
Transporte por carretera	8.982 €	0,60%	449.114 €	0,58%	50
Grúas / izamiento	8.982 €	0,60%	449.114 €	0,58%	50
<b>TOTAL</b>	<b>1.500.000 €</b>	<b>100%</b>	<b>77.318.498 €</b>	<b>100%</b>	<b>52</b>



Como se observa, el sistema de almacenamiento con supercondensadores ofrece una reducción de costes de 11.801.641 € (13,24%) con respecto al sistema sin almacenamiento, por lo que queda claramente reflejado el beneficio de incorporar los supercondensadores a nuestro sistema desde el punto de vista de la inversión inicial, a falta de analizar la diferencia entre un escenario y otro en cuanto al OPEX.

#### 3.4.5.3 CAPEX: Parque 50 WECs con Sistema Almacenamiento Híbrido (Supercondensadores + Baterías)

Este análisis económico es exactamente igual al anterior, añadiendo la partida de las baterías y sus correspondientes convertidores DC/DC. Por tanto, esta alternativa tendrá un coste ligeramente superior al obtenido en el escenario anterior.

Recordemos que el coste unitario (€/WEC) para las baterías ya se indicó en la Tabla 17 - Coste del sistema de baterías, por lo que, al igual que con los supercondensadores, simplemente se trata de multiplicar ese valor por 50 unidades.

Para el convertidor DC/DC asociado al sistema de baterías, se vuelve a considerar un coste unitario de 80 €/kW y la potencia de baterías requerida (15,31 kW/WEC).

Los resultados se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 23 - Resumen Costes Proyecto 50 WECs con Sistema Híbrido de Almacenamiento.

	1 WEC		PARQUE 50 WECs + SC + BATERÍAS		INCREMENTO
<b>Generador + PTO</b>	500.000 €	33,33%	25.000.000 €	31,95%	50
<b>Estructura acero</b>	500.000 €	33,33%	25.000.000 €	31,95%	50
<b>Anclaje y amarres a fondo marino</b>	200.000 €	13,33%	10.000.000 €	12,78%	50
<b>Cable</b>	70.000 €	4,67%	1.904.451 €	2,43%	27
<b>Junction Boxes</b>	-	-	1.855.371 €	2,37%	
<b>Subestación Onshore</b>	-	-	453.333 €	0,58%	-
<b>Plataforma/Subestación Offshore</b>	-	-	697.333 €	0,89%	-
<b>Supercondensadores</b>	-	-	254.523 €	0,33%	-
<b>Convertidor DC/DC Supercondensadores</b>	-	-	328.920 €	0,42%	-
<b>Baterías</b>	-	-	875.533 €	1,12%	-
<b>Convertidor DC/DC Baterías</b>	-	-	61.240 €	0,08%	-
<b>Evaluación del proyecto</b>					
Estudio medioambiental	1.403 €	0,09%	68.000 €	0,09%	48
Inspección y evaluación de la zona (site surveys)	1.366 €	0,09%	1.022.000 €	1,31%	748
Estimación del recurso (MetMast)	12.564 €	0,84%	68.000 €	0,09%	5
Estudios de conexión a red	468 €	0,03%	-	-	-
Permisos y Licencias	468 €	0,03%	158.120 €	0,20%	338
Plan de mantenimiento	599 €	0,04%	-	-	-
<b>Servicios de desarrollo</b>					
Ingeniería	-	-	486.667 €	0,62%	-
Otros	-	-	1.026.667 €	1,31%	-
<b>Instalación</b>					
WEC	109.404 €	7,29%	2.912.000 €	3,72%	27
Línea de transmisión aérea / cableado	30.000 €	2,00%	1.555.200 €	1,99%	52
Subestación offshore	-	-	160.000 €	0,20%	-
Obra civil "onshore"	1.871 €	0,12%	160.000 €	0,20%	86
<b>Conexión a Red</b>	-	-	615.000 €	0,79%	-
<b>Logística</b>					
WEC	44.911 €	2,99%	2.245.571 €	2,87%	50
Cable	8.982 €	0,60%	449.114 €	0,57%	50
Transporte por carretera	8.982 €	0,60%	449.114 €	0,57%	50
Grúas / izamiento	8.982 €	0,60%	449.114 €	0,57%	50
<b>TOTAL</b>	<b>1.500.000 €</b>	<b>100%</b>	<b>78.255.270 €</b>	<b>100%</b>	<b>52</b>

Como se observa, el sistema de almacenamiento híbrido formado por baterías y supercondensadores ofrece una reducción de costes de 10.864.868 € (12,19%) con respecto al sistema sin almacenamiento. Sin embargo, el ahorro es inferior al obtenido con un sistema de almacenamiento formado sólo por supercondensadores.

### 3.4.6 OPEX: Parque 50 WECs

Se llevará a cabo un estudio de costes de operación de nuestro parque para los mismos escenarios analizados en el CAPEX.

#### 3.4.6.1 OPEX: Parque 50 WECs sin Almacenamiento

A continuación, se analizarán los distintos costes de funcionamiento para el escenario de 50 WECs sin almacenamiento. Para ello, al igual que hicimos a la hora de estimar el CAPEX, hemos recurrido a bibliografía especializada y lo más actualizada posible. El *Handbook of Ocean Wave Energy* [22] vuelve a ser una vez más una buena referencia. De esta manera, el OPEX de nuestro parque de 50 WECs estaría compuesto por los costes que se muestran en la siguiente tabla:

*Tabla 24 - Resumen OPEX para parque de 50 WECs sin almacenamiento.*

OPEX	MODO REMOTO		MODO LOCAL	
OPERACIÓN	864.000	17,42%	864.000	10,27%
MANTENIMIENTO	1.344.000	27,10%	3.072.000	36,50%
ACTIVIDADES PORTUARIAS	928.000	18,71%	2.656.000	31,56%
LICENCIAS	448.000	9,03%	448.000	5,32%
OTROS	1.376.000	27,74%	1.376.000	16,35%
<b>TOTAL (€/año)</b>	<b>4.960.000</b>	<b>100,00%</b>	<b>8.416.000</b>	<b>100,00%</b>

Como se observa, se analizan dos escenarios: remoto y local. El motivo es que la referencia utilizada señala la diferencia de costes referentes al mantenimiento y las actividades portuarias dependiendo de si estas se llevan a cabo in situ (local), es decir, en el lugar donde se encuentran los WECs o en el puerto (remoto). A diferencia de los parques eólicos offshore, los parques de energía undimotriz permiten

transportar los WECs a puerto para llevar a cabo las operaciones de mantenimiento, lo cual como es lógico supone una reducción de costes bastante importante.

A continuación, se detallan los cálculos de cada uno de los costes.

- **Operación:** La referencia bibliográfica consultada establece un coste unitario de 54.000 €/WEC·año para WECs de 3,6 MW de capacidad y de 27.000€/WEC·año para WECs de 0,75MW de capacidad. Como se puede ver, para una reducción de capacidad de 0,75/3,6, se aplica un factor de reducción de coste de 0,5. Si se compara nuestro WEC con el de 0,75 MW de capacidad de referencia, la relación es de 0,2/0,75, que se traduce en un factor de reducción de coste unitario de 0,64. Por tanto:

$$Coste_{Operación} = 27.000 \text{ €/WEC} \cdot \text{año} \cdot 0,64 \cdot 50 \text{ WECs} = 864.000 \text{ €/año}$$

- **Mantenimiento:** Como ya se ha indicado, el mantenimiento en el caso de la energía undimotriz presenta la ventaja de ser una tarea que se puede realizar remotamente, en el puerto, por ejemplo, facilitando la labor al personal encargado de llevar a cabo la misma. Los WECs, debido a su capacidad para flotar, se pueden desamarrar y remolcar a puerto a diferencia de lo que sucede con las turbinas eólicas offshore que deben ser reparadas localmente en el punto de implantación. El coste unitario para el caso de mantenimiento remoto es de 42.000€/WEC·año para WECs de 0,75MW y de 84.000€/WEC·año para WECs de 3,6 MW. Para el caso de mantenimiento local, los costes unitarios de referencia son de 96.000€/WEC·año y 192.000€/WEC·año, respectivamente. Por tanto, aplicando el mismo factor de reducción de coste que para el caso anterior:

$$Coste_{Mant.Remoto} = 42.000 \text{ €/WEC} \cdot \text{año} \cdot 0,64 \cdot 50 \text{ WECs} = 1.344.000 \text{ €/año}$$

$$Coste_{Mant.Local} = 96.000 \text{ €/WEC} \cdot \text{año} \cdot 0,64 \cdot 50 \text{ WECs} = 3.072.000 \text{ €/año}$$

- **Actividades Portuarias:** Las actividades portuarias también tendrán un coste distinto dependiendo del lugar donde se lleven a cabo las labores de mantenimiento de los WECs. El coste unitario para el caso de mantenimiento remoto es de 29.000€/WEC·año para WECs de 0,75MW y de 58.000€/WEC·año para WECs de 3,6 MW. Para el caso de mantenimiento local, los costes unitarios

de referencia son de 83.000€/WEC·año y 166.000€/WEC·año, respectivamente. El factor de reducción de coste aplicado en bibliografía una vez más vuelve a ser de 0,5 por lo que seguiremos aplicando nuestro factor de 0,64:

$$Coste_{Act.Portuarias-Remoto} = 29.000 \text{ €/WEC} \cdot \text{año} \cdot 0,64 \cdot 50 \text{ WECs} = 928.000 \text{ €/año}$$

$$Coste_{Act.Portuarias-Local} = 83.000 \text{ €/WEC} \cdot \text{año} \cdot 0,64 \cdot 50 \text{ WECs} = 2.656.000 \text{ €/año}$$

- **Licencias:** En la referencia consultada establece un coste unitario para licencias de 14.000 €/WEC·año para WECs de 0,75 MW y de 27.000 €/WEC·año para WECs de 3,6 MW. Por tanto, procediendo de la misma manera que en los apartados anteriores:

$$Coste_{Licencias} = 14.000 \text{ €/WEC} \cdot \text{año} \cdot 0,64 \cdot 50 \text{ WECs} = 448.000 \text{ €/año}$$

- **Otros costes:** Por último, dentro de los costes de funcionamiento del parque se dedica un apartado relativo a otros costes que engloba entre otros los costes relacionados con los seguros. En este caso el coste unitario es de 43.000 €/WEC·año para WECs de 0,75 MW y de 86.000 €/WEC·año para WECs de 3,6 MW. Por tanto:

$$Coste_{Otros} = 43.000 \text{ €/WEC} \cdot \text{año} \cdot 0,64 \cdot 50 \text{ WECs} = 1.376.000 \text{ €/año}$$

### 3.4.6.2 OPEX: Parque 50 WECs con Sistema de Almacenamiento (Supercondensadores)

El análisis de los costes de operación del parque para el escenario con sistema de almacenamiento formado sólo por supercondensadores será exactamente igual, teniendo en cuenta que, a los costes de operación considerados anteriormente habrá que añadir los costes correspondientes a la sustitución de los supercondensadores cuando estos hayan llegado al fin de su vida útil.

Con los ciclos de carga y descarga ejecutados en el periodo de 1000 segundos analizado en Matlab/Simulink, podemos concluir cuántos ciclos de carga y descarga se llevan a cabo anualmente. Recordemos que en el apartado 3.2.5 se obtuvo que el número de ciclos de carga y descarga ejecutados por los supercondensadores en este periodo de tiempo y para este escenario fue de 1 ciclo/1000

segundos. Por tanto, con este dato, calculamos el número de ciclos ejecutados anualmente de la manera que se expuso en el punto 3.4.3.2:

$$N^{\circ} \text{ Ciclos}_{SC} = \frac{1 \text{ ciclo}}{1.000 \text{ s}} \cdot 60 \text{ s}/\text{min} \cdot 60 \text{ min}/\text{h} \cdot 24 \text{ h}/\text{día} \cdot 365 \text{ día}/\text{año} = 31.536 \text{ ciclo}/\text{año}$$

Es decir, según este número de ciclos/año, habría que reemplazar los supercondensadores cada 8 años.

$$\text{Periodo Reemplazo} = \frac{250.000 \text{ ciclos}}{31.536 \text{ ciclos/año}} \approx 8 \text{ años}$$

Por tanto, el coste anual de mantenimiento de los supercondensadores será el resultado de dividir el número de ciclos obtenido por la vida útil de los mismos y multiplicado por el coste estimado para los supercondensadores en el apartado 3.4.5.2. Es decir, se considera que el coste de los supercondensadores se amortiza anualmente a un ritmo de:

$$OPEX_{\text{Supercondensadores}} (\text{€/año}) = \frac{254.523\text{€} \cdot 31.536 \text{ ciclos}/\text{año}}{250.000 \text{ ciclos}} = 32.107 \text{ €/año}$$

Este OPEX es independiente del modo de operación considerado, por lo que será igual en modo remoto o modo local. Además, el convertidor DC/DC asociado a los supercondensadores no es susceptible de reemplazo, por lo que no es considerado en el OPEX.

Los resultados se recogen en la siguiente tabla:

*Tabla 25 - OPEX para parque de 50 WECs con sistema de almacenamiento basado en supercondensadores.*

OPEX	MODO REMOTO		MODO LOCAL	
OPERACIÓN	864.000	17,31%	864.000	10,23%
MANTENIMIENTO	1.344.000	26,92%	3.072.000	36,36%
MANTENIMIENTO SC	32.107	0,64%	32.107	0,38%
ACTIVIDADES PORTUARIAS	928.000	18,59%	2.656.000	31,44%
LICENCIAS	448.000	8,97%	448.000	5,30%
OTROS	1.376.000	27,56%	1.376.000	16,29%
<b>TOTAL (€/año)</b>	<b>4.992.107</b>	<b>100,00%</b>	<b>8.448.107</b>	<b>100,00%</b>

### 3.4.6.3 OPEX: Parque 50 WECs con Sistema Almacenamiento Híbrido (Supercondensadores + Baterías)

El análisis de los costes de operación del parque para el escenario con sistema de almacenamiento híbrido será exactamente igual al del sistema sin almacenamiento añadiendo los costes correspondientes a la sustitución de los supercondensadores y las baterías cuando éstos hayan llegado al fin de su vida útil.

Recordemos que en el apartado 3.2.8.1 se obtuvo que el número de ciclos de carga y descarga ejecutados por los supercondensadores en este periodo de tiempo para este escenario fue de 4 ciclos/1000 segundos mientras que el número de ciclos de carga y descarga llevados a cabo por las baterías se obtuvo en el apartado 3.2.8.2 y fue de 1 ciclo/1000 segundos. De esta manera, tal como se indica en los puntos 3.4.3.2 y 3.4.2.2 se obtiene el número de ciclos anuales llevados a cabo por los supercondensadores y las baterías.

$$N^{\circ} \text{ Ciclos}_{SC} = \frac{4 \text{ ciclos}}{1.000 \text{ s}} \cdot 60 \text{ s}/\text{min} \cdot 60 \text{ min}/\text{h} \cdot 24 \text{ h}/\text{día} \cdot 365 \text{ día}/\text{año} = 126.144 \text{ ciclos}/\text{año}$$

$$N^{\circ} \text{ Ciclos}_{Baterías} = \frac{1 \text{ ciclo}}{1.000 \text{ s}} \cdot 60 \text{ s}/\text{min} \cdot 60 \text{ min}/\text{h} \cdot 24 \text{ h}/\text{día} \cdot 365 \text{ día}/\text{año} = 31.536 \text{ ciclo}/\text{año}$$

Es decir, según este número de ciclos/año, habría que reemplazar los supercondensadores cada 2 años y las baterías cada medio año.

$$\text{Periodo Reemplazo}_{SC} = \frac{250.000 \text{ ciclos}}{126.144 \text{ ciclos}/\text{año}} \approx 2 \text{ años}$$

$$\text{Periodo Reemplazo}_{Baterías} = \frac{15.000 \text{ ciclos}}{31.536 \text{ ciclos}/\text{año}} \approx 0,5 \text{ años}$$

Por tanto, para este escenario de operación con sistema de almacenamiento híbrido, se considera que el coste de los supercondensadores se amortiza anualmente a un ritmo de:

$$OPEX_{\text{Supercondensadores}} (\text{€/año}) = \frac{254.523\text{€} \cdot 126.144 \text{ ciclos}/\text{año}}{250.000 \text{ ciclos}} = 128.426 \text{ €/año}$$

Del mismo modo, las baterías se amortizarán a un ritmo de:

$$OPEX_{Baterías}(\text{€/año}) = \frac{875.533\text{€} \cdot 31.536 \text{ ciclos/año}}{15.000 \text{ ciclos}} = 1.840.720 \text{ €/año}$$

Al igual que se indicó en el OPEX del escenario anterior, el OPEX del sistema de almacenamiento es independiente del modo de operación considerado, por lo que será el mismo para modo remoto y para modo local. Además, el convertidor DC/DC asociado a los supercondensadores no es susceptible de reemplazo, por lo que no es considerado en el OPEX.

Con estos datos, se procede de la misma manera que en el apartado anterior, obteniendo los siguientes resultados:

*Tabla 26 - OPEX para parque de 50 WECs con sistema de almacenamiento híbrido.*

OPEX	MODO REMOTO		MODO LOCAL	
OPERACIÓN	864.000	12,47%	864.000	8,32%
MANTENIMIENTO	1.344.000	19,40%	3.072.000	29,58%
MANTENIMIENTO SC	128.426	1,85%	128.426	1,24%
MANTENIMIENTO BATERÍAS	1.840.720	26,56%	1.840.720	17,72%
ACTIVIDADES PORTUARIAS	928.000	13,39%	2.656.000	25,57%
LICENCIAS	448.000	6,47%	448.000	4,31%
OTROS	1.376.000	19,86%	1.376.000	13,25%
<b>TOTAL (€/año)</b>	<b>6.929.146</b>	<b>100,00%</b>	<b>10.385.146</b>	<b>100,00%</b>

### 3.4.7 LCoE: Parque de 50 WECs

Para evitar el desperdicio de grandes cantidades de recursos en el desarrollo de una tecnología, su potencial de producir electricidad a precios de mercado debe evaluarse continuamente. Por esta razón, se decide llevar a cabo un estudio de LCoE (*Levelized Cost of Electricity*) para cada uno de los tres escenarios expuestos anteriormente. El estudio LCoE consiste en calcular el coste de producción de cada MWh. Por tanto, los datos necesarios para estimar este coste en cada escenario son: CAPEX (€), OPEX (€) y energía producida (MWh). El estudio se realiza para 25 años, por lo que se ha de tener en cuenta el



OPEX acumulado y la energía total producida a lo largo de ese periodo de tiempo. Es decir, el LCoE para cada escenario, de manera simplificada, vendrá dado por la siguiente expresión:

$$LCoE = \frac{CAPEX + \sum_1^{25} OPEX}{\sum_1^{25} MWh_{gen.}}$$

Como se ha comentado, la expresión anterior está simplificada pues consideraremos, además, los siguientes factores:

- Para la energía total producida se considera un factor de 0,9 para tener en cuenta que la planta no estará funcionando a pleno rendimiento la totalidad del año debido a las posibles paradas programadas o que puedan surgir de manera imprevista.
- El OPEX para el primer año será el obtenido en los apartados 3.4.6.1 a 3.4.6.3, respectivamente para cada escenario. Sin embargo, consideramos que el OPEX tendrá un aumento del 3% anual a partir del segundo año. Recordemos que para escenario se estimó el OPEX en dos modos: local y remoto. Escogeremos los OPEX en modo remoto por ser significativamente menores.
- La energía generada el primer año se corresponde con la energía entregada obtenida de las simulaciones llevadas a cabo en Matlab/Simulink para cada caso. Sin embargo, no podemos suponer esta energía generada constante a lo largo de los años, sino que supondremos que irá disminuyendo a un ritmo del 0,5% anual.

#### 3.4.7.1 LCoE para parque de 50 WECs sin almacenamiento

Recordemos cuáles son los datos de partida para estimar el LCoE en este escenario:

*Tabla 27 - Energía generada, CAPEX y OPEX para escenario sin sistema de almacenamiento.*

		1 WEC/1000 seg	1 WEC/año	50 WECs/año
Energía total	kWh	2,79	79.187	3.959.345
Energía entregada	kWh	1,24	35.194	<b>1.759.709</b>
Energía no entregada	kWh	1,56	44.277	2.213.827
% energía entregada	%	44%		
CAPEX	€	89.120.138		
OPEX	€	4.960.000		

A partir de los mismos y de la manera expuesta en el apartado 3.4.7, se obtienen los siguientes resultados:

Tabla 28 - Producción y OPEX anual para operación sin sistema de almacenamiento.

Año	Producción (MWh)	CAPEX (€)	OPEX (€)
0		89.120.138 €	
1	1.760		4.960.000 €
2	1.751		5.108.800 €
3	1.742		5.262.064 €
4	1.733		5.419.926 €
5	1.725		5.582.524 €
6	1.716		5.749.999 €
7	1.708		5.922.499 €
8	1.699		6.100.174 €
9	1.691		6.283.180 €
10	1.682		6.471.675 €
11	1.674		6.665.825 €
12	1.665		6.865.800 €
13	1.657		7.071.774 €
14	1.649		7.283.927 €
15	1.640		7.502.445 €
16	1.632		7.727.518 €
17	1.624		7.959.344 €
18	1.616		8.198.124 €
19	1.608		8.444.068 €
20	1.600		8.697.390 €
21	1.592		8.958.312 €
22	1.584		9.227.061 €
23	1.576		9.503.873 €
24	1.568		9.788.989 €
25	1.560		10.082.659 €
<b>Total</b>	<b>41.452</b>	<b>89.120.138 €</b>	<b>180.837.951 €</b>

Por tanto, el LCoE para este escenario será de:

$$LCoE \left( \frac{\text{€}}{MWh} \right) = \frac{89.120.138\text{€} + 180.837.951\text{€}}{41.452 MWh} = 6.513 \text{ €}/MWh$$

### 3.4.7.2 LCoE para parque de 50 WECs con sistema de almacenamiento formado por supercondensadores

En la siguiente tabla se muestran los datos de partida para este escenario:

*Tabla 29 - Energía generada, CAPEX y OPEX para escenario con sistema de almacenamiento constituido por supercondensadores.*

		1 WEC/1000 seg	1 WEC/año	50 WECs/año
Energía total	kWh	2,79	79.187	3.959.345
Energía entregada	kWh	2,08	59.130	2.956.500
Energía no entregada	kWh	0,67	18.922	946.080
% energía entregada	%	75%		
CAPEX	€	77.318.498		
OPEX	€	4.992.107		

Los resultados para este escenario son los siguientes:

Tabla 30 - Producción y OPEX anual para operación con sistema de almacenamiento constituido por supercondensadores.

Año	Producción (MWh)	CAPEX (€)	OPEX (€)
0		77.318.498 €	
1	2.957		4.992.107 €
2	2.942		5.141.870 €
3	2.927		5.296.126 €
4	2.912		5.455.010 €
5	2.898		5.618.660 €
6	2.883		5.787.220 €
7	2.869		5.960.837 €
8	2.855		6.139.662 €
9	2.840		6.323.852 €
10	2.826		6.513.567 €
11	2.812		6.708.974 €
12	2.798		6.910.244 €
13	2.784		7.117.551 €
14	2.770		7.331.077 €
15	2.756		7.551.010 €
16	2.742		7.777.540 €
17	2.729		8.010.866 €
18	2.715		8.251.192 €
19	2.701		8.498.728 €
20	2.688		8.753.690 €
21	2.674		9.016.301 €
22	2.661		9.286.790 €
23	2.648		9.565.393 €
24	2.635		9.852.355 €
25	2.621		10.147.926 €
<b>Total</b>	<b>69.643</b>	<b>77.318.498 €</b>	<b>182.008.549 €</b>

Por tanto, el LCoE para este escenario será de:

$$LCoE \left( \frac{\text{€}}{MWh} \right) = \frac{77.318.498\text{€} + 182.008.549\text{€}}{69.643 MWh} = 3.724 \text{ €}/MWh$$

3.4.7.3 LCoE para parque de 50 WECs con sistema de almacenamiento híbrido (baterías + supercondensadores)

En la siguiente tabla se muestran los datos de partida para este escenario:

*Tabla 31 - Energía generada, CAPEX y OPEX para escenario con sistema de almacenamiento híbrido.*

		1 WEC/1000 seg	1 WEC/año	50 WECs/año
Energía total	kWh	2,79	79.187	3.959.345
Energía entregada	kWh	2,15	60.974	3.048.695
Energía no entregada	kWh	0,64	18.213	910.649
% energía entregada	%	77%		
CAPEX	€	78.255.270		
OPEX	€	6.929.146		

Los resultados para este escenario son los siguientes:

Tabla 32 - Producción y OPEX anual para operación con sistema de almacenamiento híbrido.

Año	Producción (MWh)	CAPEX (€)	OPEX (€)
0		78.255.270 €	
1	3.049		6.929.146 €
2	3.033		7.137.020 €
3	3.018		7.351.131 €
4	3.003		7.571.665 €
5	2.988		7.798.815 €
6	2.973		8.032.779 €
7	2.958		8.273.763 €
8	2.944		8.521.976 €
9	2.929		8.777.635 €
10	2.914		9.040.964 €
11	2.900		9.312.193 €
12	2.885		9.591.559 €
13	2.871		9.879.305 €
14	2.856		10.175.685 €
15	2.842		10.480.955 €
16	2.828		10.795.384 €
17	2.814		11.119.245 €
18	2.800		11.452.823 €
19	2.786		11.796.407 €
20	2.772		12.150.299 €
21	2.758		12.514.808 €
22	2.744		12.890.253 €
23	2.730		13.276.960 €
24	2.717		13.675.269 €
25	2.703		14.085.527 €
<b>Total</b>	<b>71.815</b>	<b>78.255.270 €</b>	<b>252.631.566 €</b>

Por tanto, el LCoE para este escenario será de:

$$LCoE \left( \frac{\text{€}}{MWh} \right) = \frac{78.255.270\text{€} + 252.631.566\text{€}}{71.815 MWh} = 4.607 \text{ €}/MWh$$

#### 4 Líneas de trabajo futuro

La impresión recibida al realizar el estudio que se acaba de presentar es que - aunque el uso de supercondensadores mejora notablemente el LCoE del sistema - se está usando un sistema de almacenamiento de gran potencia (y, por lo tanto, muy costoso) para almacenar muy poca energía. Por otro lado, como se ha visto al evaluar su vida útil, la frecuencia recomendada para el funcionamiento de los supercondensadores es 10 segundos y en esta aplicación su frecuencia media es 2 segundos.

Se plantea aquí como línea de trabajo futuro la investigación de un filtro que permita realizar lo que se muestra en la Figura 31. El *rate limiter* sería el filtro que “filtra” la señal generada cuando la velocidad o la pendiente es superior a un determinado valor en W/s. De esta forma, se reduciría la potencia máxima perdiendo sólo un % pequeño de la energía generada. De esta forma, se reducirían mucho los costes de la parte eléctrica sin necesidad de meter almacenamiento.

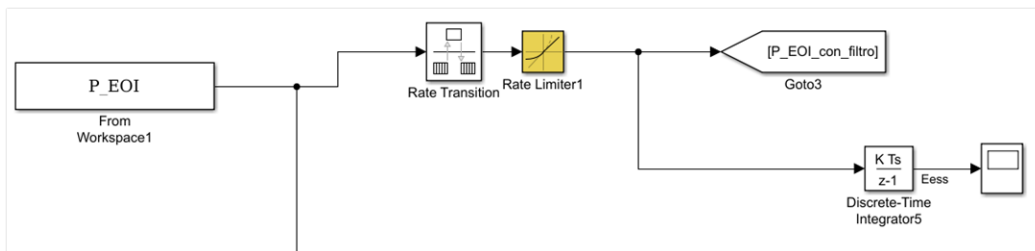


Figura 31: Filtro a la señal generada por el WEC

Para verificar de manera preliminar esta hipótesis se ha evaluado la potencia máxima y la energía contenida en la señal generada cuando se aplica un filtro a la señal generada originalmente por el WEC (antes de la inclusión de cualquier sistema de almacenamiento). Así, la Tabla 33 muestra que aplicando un filtro de 5000 W/s se consigue disminuir la potencia máxima generada a 38,43 kW y la frecuencia de las oscilaciones (Figura 32) perdiendo sólo el 20% de la energía contenida en la señal generada. Evidentemente estos resultados están condicionados por la ventana temporal de la generación (1000 segundos) y habría que ampliar el horizonte temporal para la completa confirmación de esta hipótesis.



Tabla 33 - Energía generada, CAPEX y OPEX para escenario con sistema de almacenamiento híbrido.

rate limiter (W/s)	0	333	1000	5000
Potencia máxima de generación (kW)	111,05	11,43	19,28	38,43
Energía generación (kWh)	2,78	1,22	1,52	2,23
Energía filtrada (kWh)	0	1,56	1,26	0,55
% energía filtrada sobre total	0	56%	45%	20%

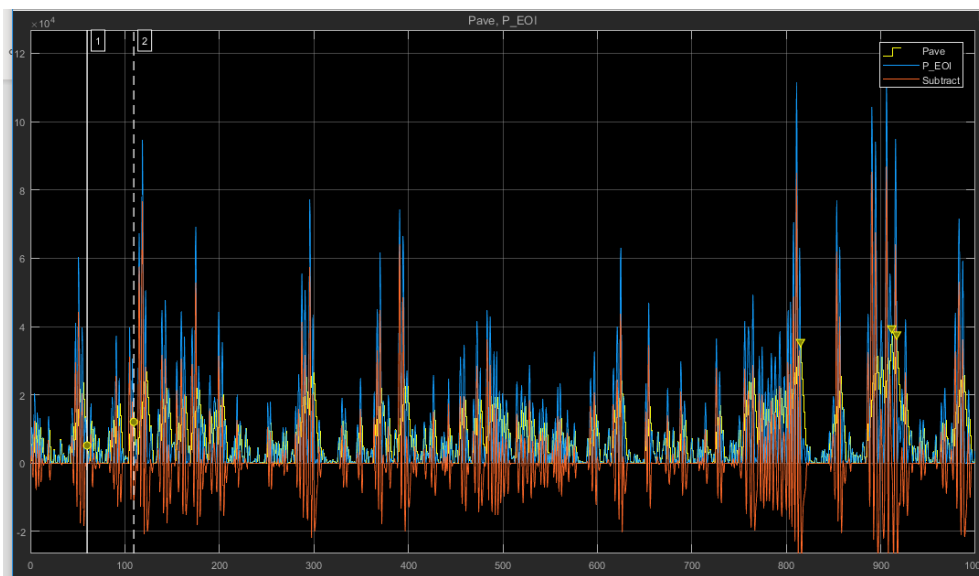


Figura 32: Generación sin filtrar (azul) y generación filtrada (amarillo). Se ve que la frecuencia de las oscilaciones de la generación filtrada es menor.

## 5 Conclusiones

Las principales conclusiones del estudio realizado son las siguientes:

- Los supercondensadores aportan las siguientes mejoras respecto al sistema sin almacenamiento: aumentan la energía entregada a la red (76% frente al 44%), disminuyen la potencia máxima de la señal que sale de cada WEC (56 kW frente a 111 kW) y, por tanto, permiten disminuir la sección de los cables (y, por lo tanto, su coste).
- Las baterías no aportan valor al sistema: encarecen el coste y no suponen ninguna mejora respecto al sistema de sólo supercondensadores.
- El LCoE baja desde 6.513 €/MWh del sistema sin almacenamiento hasta 3.724 €/MWh del sistema con supercondensadores.
- Sin embargo, sería conveniente investigar otros sistemas para reducir las oscilaciones que de forma más efectiva y económica que los supercondensadores.

## 6 Bibliografía / Referencias

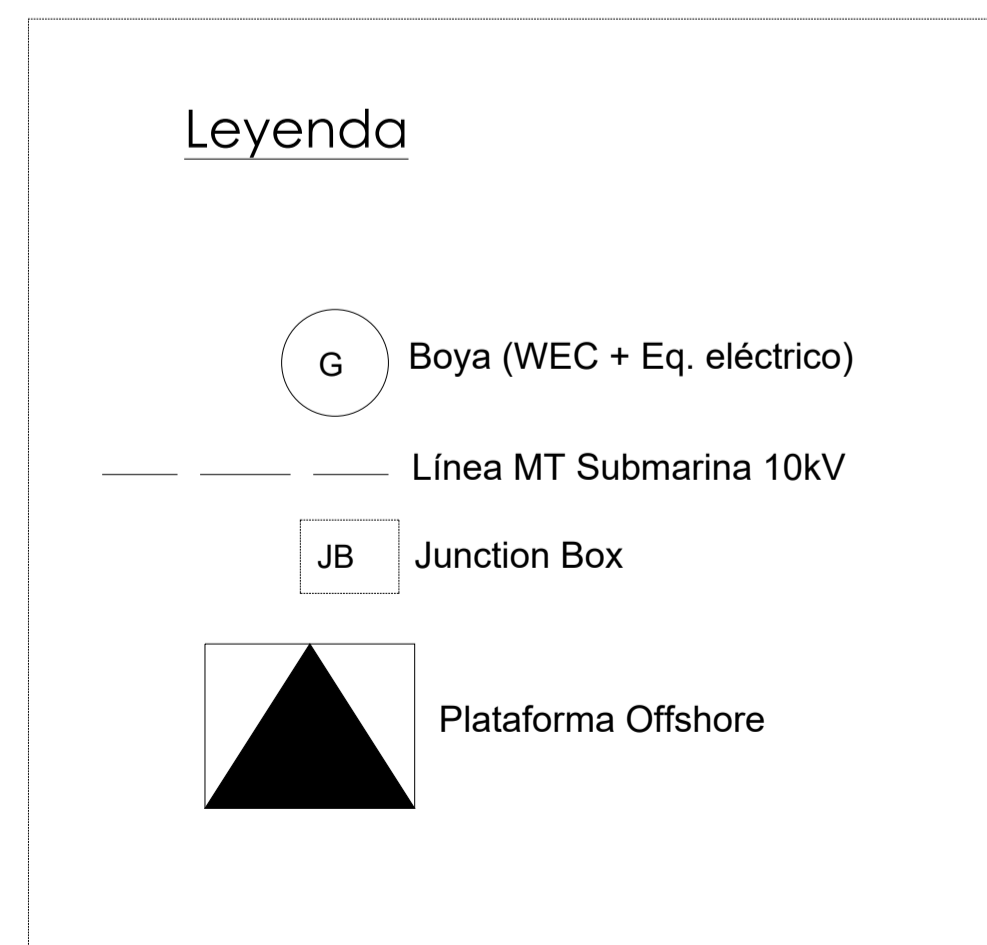
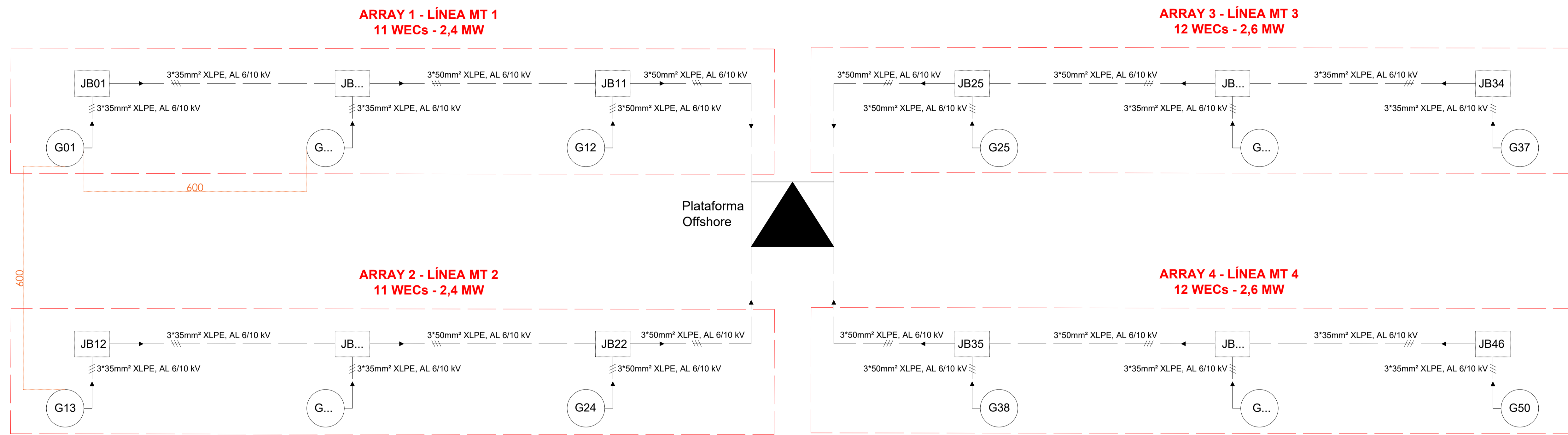
- [1] American Society of Mechanical Engineers. (2010). *Assesing The Global Wave Energy Potential*.
- [2] IRENA. (2018). *Offshore Innovation Widens Renewable Energy Options*.
- [3] Roa Tortosa, C. M<sup>a</sup> (Master Executive en Energías Renovables, EOI). (2017). *Otras Tecnologías - Energías del Mar y Geotermia*.
- [4] Weerdenburg, R. v. (2017). *Analysing the use of Energy Storage to Overcome the Intermittency of Wave Energy. European Master in Renewable Energy. Master thesis*.
- [5] Cheng, L., Wang, W., Wei, S., Lind, H., & Jia, Z. (2018). An Improved Energy Management Strategy for Hybrid Energy Storage System in Light Rail Vehicles. *Energies*, 11, 423.
- [6] Raga, C., Barrado, A., Quesada, I., Lázaro, A., Anocíbar, C., & Sierra, J. F. (2008). Analysis and Comparison of Four Regenerative Power Distribution Architectures Based on Fuel Cell, Supercapacitors and Batteries. *IEEE*.
- [7] Nie, Z., Xiao, X., Hiralal, P., Huang, X., McMahon, R., Zhang, M., & Yuan, W. (2017). Designing and Testing Composite Energy Storage Systems for Regulating the Outputs of Linear Wave Energy Converters. *Energies*, 10, 114.
- [8] Blavette, A. (2013). *Grid integration of wave energy & generic modelling of ocean devices for power system studies*. PhD Thesis, University College Cork.
- [9] Worzyk., T. (2009). *Submarine Power Cables. Design, Installation, Repair Environmental Aspects*.
- [10] IEC. . (2006). *Standard 60287-1-1, Electric cables - calculation of the current rating - part 1-1: Current rating equations (100 % load factor) and calculation of losses, ed.2.0*.
- [11] Maraio., S. F. (1990). *Dynamic line rating in the operating environment. IEEE Transactions on Power Delivery*.
- [12] Douglass., R. A. (2005). *Dynamic thermal ratings: monitors and calculation methods. IEEE Power Engineering Society Inaugural Conference and Exposition in Africa.*, (págs. 163-167).
- [13] Hosek., J. (2011). *Dynamic thermal rating of power transmission lines and renewable resources. ES1002: Workshop*.
- [14] Senergy Econnect and National Grid. (2008). *Round 3 offshore wind farm connection study. Technical report prepared for the Crown Estate*.
- [15] F. Sharkey, E. B. (2011). *Dynamic electrical ratings and the economics of capacity factor for wave energy converter arrays. 9th European Wave and Tidal Energy Conference.* . Southampton, UK.

- [16] World Bank. (2014). *Electric power transmission and distribution losses (% of output). Technical report, World Bank.*
- [17] Bloomberg New Energy Finance. (2018). *New Energy Outlook 2018.* Obtenido de <https://bnf.turtl.co/story/neo2018>
- [18] IRENA. (2017). *ELECTRICITY STORAGE AND RENEWABLES - COSTS AND MARKETS TO 2030.*
- [19] LAZARD. (2017). *LAZARD'S LEVELIZED COST OF STORAGE ANALYSIS- VERSION 3.0.* Obtenido de <https://www.lazard.com/media/450338/lazard-levelized-cost-of-storage-version-30.pdf>
- [20] Dr. John Miller, P. M. (2016). *Power electronic interface for an ultracapacitor as the power buffer in a hybrid electric energy storage system.*
- [21] Yassine, M. D. (2017). *Performance of commercially available supercapacitors.*
- [22] Pecher, A. K. (2017). *Handbook of Ocean Wave Energy.*
- [23] Astariz, S. I. (2015). *The Economics Of Wave Energy: A Review.*
- [24] Blanco, M. L. (2017/2018). Máster Energías Renovables y Mercado Energético (EOI). *Aspectos Económicos. Análisis de Viabilidad de un Parque Eólico.*
- [25] Blaud, P. C., & Dessaint, L. (s.f.). *Supercapacitor Model, Mathworks.* Obtenido de <https://es.mathworks.com/help/physmod/sps/powersys/ref/supercapacitor.html>



## 7 Anexos

### 7.1 Anexo 0 Layout Parque 50 WECs



Array	Cable MT (AC)		
	Origen	Destino	Nº WECs
Array 01	WEC01	JB-01	WEC01
	JB-01	JB-02	WEC01a02
	JB-02	JB-03	WEC01a03
	JB-03	JB-04	WEC01a04
	JB-04	JB-05	WEC01a05
	JB-05	JB-06	WEC01a06
	JB-06	JB-07	WEC01a07
	JB-07	JB-08	WEC01a08
	JB-08	JB-09	WEC01a09
	JB-09	JB-10	WEC01a10
	JB-10	JB-11	WEC01a11
Array 02	WEC013	JB-12	WEC13
	JB-12	JB-13	WEC13a14
	JB-13	JB-14	WEC13a15
	JB-14	JB-15	WEC13a16
	JB-15	JB-16	WEC13a17
	JB-16	JB-17	WEC13a18
	JB-17	JB-18	WEC13a19
	JB-18	JB-19	WEC13a20
	JB-19	JB-20	WEC13a21
	JB-20	JB-21	WEC13a22
	JB-21	JB-22	WEC13a23
JB-22	Plataforma	WEC13a24	

Array	Cable MT (AC)		
	Origen	Destino	Nº WECs
Array 03	WEC25	JB-23	WEC25
	JB-23	JB-24	WEC25a26
	JB-24	JB-25	WEC25a27
	JB-25	JB-26	WEC25a28
	JB-26	JB-27	WEC25a29
	JB-27	JB-28	WEC25a30
	JB-28	JB-29	WEC25a31
	JB-29	JB-30	WEC25a32
	JB-30	JB-31	WEC25a33
	JB-31	JB-32	WEC25a34
	JB-32	JB-33	WEC25a35
	JB-33	JB-34	WEC25a36
Array 04	WEC38	JB-35	WEC38
	JB-35	JB-36	WEC38a39
	JB-36	JB-37	WEC39a40
	JB-37	JB-38	WEC39a41
	JB-38	JB-39	WEC39a42
	JB-39	JB-40	WEC39a43
	JB-40	JB-41	WEC39a44
	JB-41	JB-42	WEC39a45
	JB-42	JB-43	WEC39a46
	JB-43	JB-44	WEC39a47
	JB-44	JB-45	WEC39a48
	JB-45	JB-46	WEC39a49
JB-46	Plataforma	WEC39a50	

REALIZADO POR:	Belén Amunátegui Vallejo Alejandro Peña Méndez Jesús Seco Rubio		
TUTORA:	Isabel Villalba Cabrera		
 <small>EOI ESCUELA DE ORGANIZACIÓN INDUSTRIAL</small>	<small>PROJECT:</small> UTILIZACIÓN DE SISTEMAS HÍBRIDOS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA PARA SUAVIZAR LA PRODUCCIÓN ENERGÉTICA UNDIMOTRIZ EN LAS ISLAS CANARIAS		
	<small>FORMATO:</small> A1	<small>E SCALE:</small> SIN ESCALA	<small>PLOT ESCALE:</small> 1:1
<small>PROYECTO FIN DE MÁSTER</small>	LAYOUT PARQUE 50 WECs DIAGRAMA MT - 10 MW		
<b>MÁSTER EXECUTIVE ENERGÍAS RENOVABLES Y MERCADO ENERGÉTICO</b>			



## 7.2 Anexo 1 Estudio Térmico Cable Submarino

**EOI ESCUELA DE ORGANIZACIÓN INDUSTRIAL**  
**MÁSTER EXECUTIVE ENERGÍAS RENOVABLES Y MERCADO**  
**ENERGÉTICO**

**UTILIZACIÓN DE SISTEMAS HÍBRIDOS DE ALMACENAMIENTO DE**  
**ENERGÍA PARA SUAVIZAR LA PRODUCCIÓN ENERGÉTICA**  
**UNDIMOTRIZ EN LAS ISLAS CANARIAS**

**Anexo 1 Estudio Térmico Cable Submarino**



## ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN	3
2. DATOS DE PARTIDA	3
3. NORMATIVA	4
4. CÁLCULOS	5
4.1. Cálculo de la intensidad admisible	5
4.2. Cálculo de las pérdidas	6
4.2.1. Resistencia eléctrica de un conductor en corriente alterna	6
4.2.2. Pérdidas dieléctricas	7
4.2.3. Factor de pérdidas en las pantallas	7
4.2.4. Factor de pérdidas en armadura	8
4.3. Cálculo de la resistencia térmica	9
4.3.1. Resistencia térmica entre conductor y cubierta ( $T_1$ ):	9
4.3.2. Resistencia térmica entre cubierta y armadura ( $T_2$ ):	9
4.3.3. Resistencia térmica del revestimiento exterior ( $T_3$ ):	9
4.3.4. Resistencia térmica exterior ( $T_4$ ):	9
5. RESULTADOS	10
5.1. Nexans 2XS(FL)2YRAA 6/10(12) kV, 3x35/16 mm <sup>2</sup>	11
5.2. Nexans 2XS(FL)2YRAA 6/10(12) kV, 3x50/16 mm <sup>2</sup>	14

## 1. INTRODUCCIÓN

El objeto de este anexo es aplicar el método de estudio definido en las normas IEC-60287-1-1 y IEC-60287-2-1 para el diseño térmico de los cables de potencia submarinos del proyecto de WECs en cuestión, y así seleccionar un tamaño de conductor que transporte la potencia requerida sin exceder los límites de temperatura de diseño del cable o el medio ambiente, bajo las condiciones ambientales dadas.

Para ello se determinará la intensidad máxima que puede ser transportada por un cable en condiciones de estado estacionario, para que pueda trabajar de manera óptima sin exceder los límites de operación del cable. Y posteriormente, a partir de dicha intensidad máxima, poder definir las secciones de los cables de salida del lado MT del transformador BT/MT de cada uno de los WECs que componen el parque.

## 2. DATOS DE PARTIDA

El tramo de cable de MT de salida del transformador de los WECs es un cable **Nexans 2XS(FL)2YRAA 6/10(12) kV**, de 2 secciones **3x35/16 mm<sup>2</sup>** y **3x50/16 mm<sup>2</sup>**, 3 conductores con aislamiento XLPE, de cubierta PE y armadura, longitudinalmente y radialmente estanco, con las siguientes características:

*Tabla 1 Características cable*

Material del conductor	Aluminio	
Material de la pantalla	Cobre	
Nivel de tensión	6/10 (12) kV	
Temperatura operación	90°C	
Sección del conductor	3x35 mm <sup>2</sup>	3x50 mm <sup>2</sup>
Sección de la pantalla	16 mm <sup>2</sup>	
Diámetro nominal del conductor	7,0 mm	8,2 mm
Espesor aislamiento	3,4 mm	
Espesor sobre pantalla	2,5 mm	
Espesor armadura	3,15 mm	
Diámetro nominal exterior	70 mm	73 mm
Intensidad nominal (enterrado)	167 A	199 A

(\*) Otros datos adicionales necesarios para realizar los cálculos que no se indican en la hoja de datos de Nexans para este cable, se estimaron a partir de datos encontrados en hojas de datos de otros cables de estructura similar, voltaje de operación y tamaño del conductor.

**Type: (F)2XS2Y>c<RAA**

- |   |   |
|---|---|
| <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Conductor: copper, circular stranded compacted, longitudinal water-tight</li> <li>2. Conductor screening: extruded semi-conductive compound</li> <li>3. Insulation: XLPE</li> <li>4. Insulation screening: extruded semi-conductive compound</li> <li>5. Screen: copper tapes</li> <li>6. Separator: plastic foil</li> <li>7. Sheath: PE</li> <li>8. Fillers: polypropylene strings</li> <li>9. Binder tapes</li> </ol> | <ol style="list-style-type: none"> <li>10. Bedding: polypropylene strings of polyester tape</li> <li>11. Armour: galvanized round steel wires</li> <li>12. Serving: bituminous compound, hessian tapes, polypropylene strings with coloured stripe</li> </ol> |
|---|---|



*Figura 1 Características cable*

### 3. NORMATIVA

- IEC 60502 Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages from 1 kV ( $U_m = 1,2$  kV) up to 30 kV ( $U_m = 36$  kV)
- IEC 60287-1-1 Electric cables - Calculation of the current rating - Part 1-1: Current rating equations (100% load factor) and calculation of losses - General
- IEC 60287-2-1 Electric cables - Calculation of the current rating - Part 2-1: Thermal resistance - Calculation of thermal resistance
- IEC 60287-3-2 Electric cables - Calculation of the current rating
- IEC 60228 Conductors of insulated cables
- DNV RP J-301

## 4. CÁLCULOS

### 4.1. Cálculo de la intensidad admisible

La norma IEC-60287 contiene los métodos para el cálculo de la intensidad admisible en cables aislados a partir de los detalles del incremento de temperatura admisible, resistencia del conductor, pérdidas y resistividades térmicas.

La intensidad admisible se obtiene de la siguiente fórmula para cables enterrados donde la desecación no existe o los cables están al aire:

$$I = \left[ \frac{\Delta\theta - W_d [0,5 T_1 + n(T_2 + T_3 + T_4)]}{RT_1 + nR(1 + \lambda_1)T_2 + nR(1 + \lambda_1 + \lambda_2)(T_3 + T_4)} \right]^{0,5}$$

Donde:

$I$ , es la intensidad admisible;

$\Delta\theta$ , calentamiento admisible del conductor con relación a la temperatura ambiente (K);

$W_d$ , son las pérdidas dieléctricas, por unidad de longitud, del aislamiento que rodea al conductor (W/m);

$T_1$ , es la resistencia térmica, por unidad de longitud, entre el conductor y la envolvente (K·m/W);

$T_2$ , es la resistencia térmica, por unidad de longitud, del relleno de asiento entre la envolvente y la armadura (K·m/W).

$T_3$ , es la resistencia térmica, por unidad de longitud, del revestimiento exterior del cable (K·m/W);

$T_4$ , es la resistencia térmica, por unidad de longitud, entre la superficie del cable y el medio circundante (K·m/W);

$R$ , es la resistencia del conductor bajo los efectos de la corriente alterna, por unidad de longitud, a su temperatura máxima de servicio ( $\Omega$ /m);

$n$ , es el número de conductores aislados en servicio en el cable, en este caso 3.

$\lambda_1$ , es la relación de las pérdidas en la cubierta metálica o pantalla con respecto a las pérdidas totales en todos los conductores de ese cable.

$\lambda_2$ , es la relación de las pérdidas en la armadura respecto a las pérdidas totales en todos los conductores de ese cable.

## 4.2. Cálculo de las pérdidas

### 4.2.1. Resistencia eléctrica de un conductor en corriente alterna

La resistencia eléctrica de un conductor en corriente alterna por unidad de longitud a su temperatura máxima de servicio puede ser determinada por la siguiente fórmula:

$$R = R'(1 + y_s + y_p)$$

Donde:

$R'$ , es la resistencia eléctrica de un conductor en corriente continua a su temperatura máxima de servicio ( $\Omega/m$ );

$y_p$ , factor de efecto de proximidad;

$y_s$ , factor de efecto de pelicular.

- Resistencia del conductor en corriente continua:

$$R' = R_0[1 + \alpha_{20}(\theta - 20)]$$

Donde:

$R_0$ , resistencia del conductor a 20°C;

$\alpha_{20}$ , coeficiente de variación de la resistividad eléctrica con la temperatura a 20°C, por Kelvin;

$\theta$ , temperatura máxima de servicio del conductor (°C).

- Factor de efecto pelicular:

$$y_s = \frac{x_s^4}{192 + 0,8x_s^4}$$

Donde:

$$x_s^2 = \frac{8\pi f}{R'} 10^{-7} k_s$$

$f$ , frecuencia de la red (Hz);

$k_s$ , factor obtenido de la tabla nº2 de la norma IEC-60287-1.

- Factor de efecto de proximidad:

$$y_p = \frac{x_p^4}{192 + 0,8x_p^4} \left( \frac{d_c}{s} \right)^2 \left[ 0,312 \left( \frac{d_c}{s} \right)^2 + \frac{1,18}{\frac{x_p^4}{192 + 0,8x_p^4} + 0,27} \right]$$

Donde:

$$x_p^2 = \frac{8\pi f}{R'} 10^{-7} k_p$$

$d_c = d_x$ , diámetro de un conductor circular equivalente de la misma área de sección transversal, y grado de compactación (mm);

$s = (d_x + t)$ , distancia entre ejes de conductores (mm);

$t$  es el espesor del aislamiento entre los conductores (mm).

$k_p$ , factor obtenido de la tabla nº2 de la norma IEC-60287-1.

#### 4.2.2. Pérdidas dieléctricas

Las pérdidas dieléctricas por unidad de longitud y en cada fase vienen dadas por:

$$W_d = \omega C U_0^2 \tan \delta \text{ (W/m)}$$

Donde:

$\omega$ , es  $2\pi f$ ;

$C$ , es la capacidad por unidad de longitud (F/m);

$U_0$ , es la tensión con relación a tierra (V);

$\tan \delta$ , factor de pérdidas del aislamiento dado por la tabla nº3 de la norma IEC-60287-1.

$$C = \frac{\epsilon}{18 \ln \left( \frac{D_i}{d_c} \right)} 10^{-9}$$

$\epsilon$  es la permitividad relativa del aislamiento dado por la tabla nº3 de la norma IEC-60287-

1.

$D_i$ , es el diámetro externo del aislamiento (sin pantalla) (mm);

$d_c$  es el diámetro del conductor, incluida la pantalla, si la hay (mm).

#### 4.2.3. Factor de pérdidas en las pantallas

Las pérdidas en las pantallas ( $\lambda_1$ ) son debidas a las corrientes de circulación ( $\lambda'_1$ ) y a las corrientes de Foucault ( $\lambda''_1$ ), así:

$$\lambda_1 = \lambda_1' + \lambda_1''$$

En este caso, las pantallas están puestas a tierra en los extremos, así  $\lambda_1'' = 0$  y

$$\lambda_1' = \frac{R_s}{R} \left[ \frac{1,5}{1 + \left(\frac{R_s}{X}\right)^2} \right]$$

Donde:

$R_s$ , Resistencia AC de la pantalla [ $\Omega/\text{km}$ ]

$X$ , Reactancia utilizada para calcular el factor de pérdida circulante [ $\Omega/\text{km}$ ]

#### 4.2.4. Factor de pérdidas en armadura

Las pérdidas en la armadura respecto a las pérdidas totales en todos los conductores de ese cable se obtienen a partir de la siguiente fórmula para armaduras con alambres redondos, como es el caso;

$$\lambda_2 = 1,23 \frac{R_A}{R} \left( \frac{2c}{d_A} \right)^2 \frac{1}{\left( \frac{2,77 R_A 10^6}{\omega} \right)^2 + 1}$$

Donde:

$\omega$ , es  $2\pi f$ ;

$f$ , es la frecuencia (Hz);

$c$ , es la distancia entre el eje de un conductor y el eje del cable (mm);

$R_A$ , resistencia de la armadura a corriente alterna a la temperatura máxima de funcionamiento ( $\Omega / \text{m}$ ); La resistencia a.c. de la armadura del cable varía de aproximadamente 1,2 veces la Resistencia d.c. en cables de 2 mm de diámetro hasta 1,4 veces la Resistencia d.c. para cables de 5 mm. La resistencia no afecta críticamente el resultado final.

$D_A$ , diámetro medio de la armadura (mm);

No se ha realizado ninguna corrección para la distribución de corriente no uniforme en los conductores, ya que se considera insignificante para tamaños de conductor de hasta 400 mm<sup>2</sup>.

### 4.3. Cálculo de la resistencia térmica

#### 4.3.1. Resistencia térmica entre conductor y cubierta (T<sub>1</sub>):

$$T_1 = K \frac{\rho_T}{2\pi} G$$

Donde:

- K, Factor de apantallamiento, dado por la figura 4 de la norma IEC-60287-2, en función de  $t_1/d_c$  y las características del cable;
- $d_c$ , diámetro del conductor (mm);
- $t_1$ , espesor del aislamiento entre conductores (mm);
- $\rho_T$ , es la resistencia térmica del aislamiento (K·m/W);
- G, Factor geométrico, dado por la figura 3 de la norma IEC-60287-2, en función de  $t_1/t$

#### 4.3.2. Resistencia térmica entre cubierta y armadura (T<sub>2</sub>):

$$T_2 = \frac{1}{2\pi} \rho_T \ln \left[ 1 + \frac{2t_2}{D_S} \right]$$

Donde:

- $\rho_T$ , es la resistencia térmica del aislamiento (K·m/W);
- $D_S$ , diámetro exterior de cubierta (mm);
- $t_2$ , espesor de armadura(mm);

#### 4.3.3. Resistencia térmica del revestimiento exterior (T<sub>3</sub>):

$$T_3 = \frac{1}{2\pi} \rho_T \ln \left[ 1 + \frac{2t_3}{D'_a} \right]$$

Donde:

- $D'_a$ , diámetro exterior de la armadura (mm);
- $t_3$ , espesor del revestimiento externo (mm);

#### 4.3.4. Resistencia térmica exterior (T<sub>4</sub>):

$$T_4 = \frac{1}{2\pi} \rho_T \ln \left[ u + \sqrt{u^2 - 1} \right]$$

Donde:

- $\rho_T$ , es la resistividad térmica del suelo (K·m/W);



$$u = \frac{2L}{D_e}$$

$L$  es la distancia desde la superficie del suelo al eje del cable (mm);

$D_e$ , diámetro exterior del cable (mm);

$h$  coeficiente térmico ( $W/m^2$ );

## 5. RESULTADOS

Aplicando las fórmulas indicadas en el apartado anterior se obtiene la siguiente intensidad admisible para el cable 6/10 kV:

$$3 \times 35 \text{ mm}^2: I = 161,7 \text{ A}$$

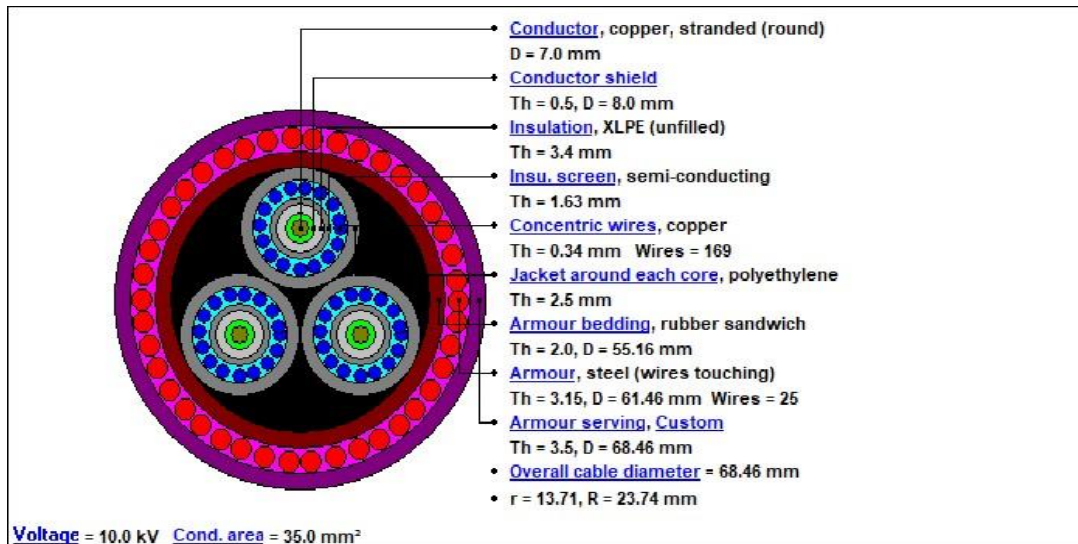
$$3 \times 50 \text{ mm}^2: I = 191,5 \text{ A}$$

Hay que considerar el cálculo de la IEC-60287 se pone en el caso más desfavorable tomando como límite de temperatura  $90^\circ\text{C}$ , cuando realmente la temperatura a la que trabajará el cable será menor, pero de esta manera se considerarán los efectos de cargas térmicas sobre el cable en el caso de la aplicación en cuestión a las energías de las olas.

A partir de esta intensidad admisible se comprobará que la sección del cable seleccionado es válida.

A continuación se presentan los resultados de las formulas desarrolladas en los apartados anteriores mediante el programa de cálculo eléctrico CYMCAP, así como el modelado de los cables necesarios para la simulación en el programa.

5.1. Nexans 2XS(FL)2YRAA 6/10(12) kV, 3x35/16 mm<sup>2</sup>

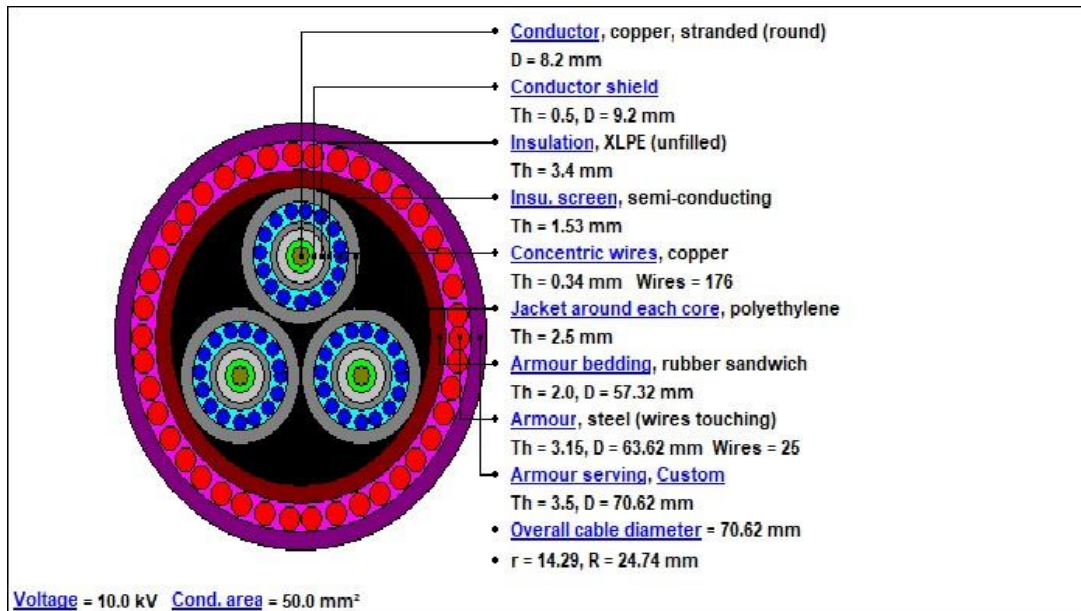


Normal Operation IEC 60287-1-1				
Conductor AC Resistance				
2	R <sub>0</sub>	DC Resistance of the conductor at 20°C	[Ω/km]	0,524
3	R'	DC Resistance of Conductor at Operating Temperature	[Ω/km]	0,66816
4	dc	Conductor Diameter	[mm]	7,0
5	s	Distance Between Conductor Axes	[mm]	23,744
6	ks	Factor Used for xs Calculation (Skin Effect)		1,0
7	kp	Factor Used for xp Calculation (Proximity Effect)		1,0
8	xs	Component of Ys Calculation (Skin Effect)		0,43368
9	xp	Component of Yp Calculation (Proximity Effect)		0,43368
10	ys	Skin Effect Factor		0,00018
11	yp	Proximity Effect Factor		0,00007
12	Fmag	Multiplying factor due to magnetic layers		1,5
13	R	AC Resistance of Conductor at Operating Temperature	[Ω/km]	0,66841
Dielectric Losses				

14	$\tan\delta$	Dielectric Loss Factor		0,004
15	$\epsilon$	Insulation Relative Permittivity		2,5
16	C	Cable Capacitance	[ $\mu\text{F}/\text{km}$ ]	0,226
17	$U_0$	Voltage	[kV]	5,7735
18	Wd	Cable Dielectric Losses Per Phase	[W/m]	0,00946
<b>Circulating Loss Factor</b>				
19	$R_s$	AC Resistance used for Circulating Loss Factor computation	[ $\Omega/\text{km}$ ]	1,37938
20	d	Mean diameter used for Circulating Loss Factor computation	[mm]	18,402
21	X	Reactance used for Circulating Loss Factor computation	[ $\Omega/\text{km}$ ]	0,05957
22	$F_{\text{spacing}}$	Spacing Factor (applied when spacing between cable uneven or non-equal minor section length)		1,0
23	$F_{\text{pipe}}$	Magnetic effect factor due to pipe		1,0
24	$F_{\text{armour}}$	Magnetic effect factor due to armour		1,5
25	$\lambda'_1$	Screen Loss Factor Caused by Circulating Current		0,00576
<b>Eddy Loss Factor</b>				
26	$\lambda''_1$	Screen Loss Factor Caused by Eddy Current		0,0
<b>Metallic Screen Loss factor</b>				
27	$\lambda_1$	Screen Loss Factor		0,00576
<b>Armour and Pipe Loss Factor</b>				
28	$F_{\text{pipe}}$	Magnetic effect factor due to pipe		1,0
29	$F_{\text{screen}}$	Screening effect factor		0,99721
30	c	Distance between the axis of a conductor and the cable axis	[mm]	13,7086
31	$\lambda_{2a}$	Armour Loss Factor		0,00469
32	$\lambda_{2\text{pipe}}$	Pipe Loss Factor		0,0
34	$\lambda_2$	Armour Loss Factor + Pipe Loss Factor		0,00469
<b>Normal Operation IEC 60287-2-1</b>				
35	$T_1$	Thermal Resistance Between Conductor and Screen	[K.m/W]	0,52796

36	$t_1$	Insulation Thickness Between Conductor and Screen	[mm]	5,53
37	$\rho_{Ti}$	Thermal Resistivity of Insulation	[K.m/W]	3,5
38	$T_2$	Thermal Resistance Between Sheath and Armour	[K.m/W]	0,3467
39	$t_2$	Thickness Between Sheath and Armour	[mm]	4,5
40	$\rho_{TB}$	Thermal Resistivity Between Screen and Armour	[K.m/W]	6,0
41	$T_3$	Thermal resistance of outer covering	[K.m/W]	0,06008
42	$t_3$	Thickness of Outer Covering	[mm]	3,5
43	$\rho_{TS}$	Thermal Resistivity of Serving	[K.m/W]	3,5
<b>Cables Directly Buried</b>				
44	L	Depth of Cable Axis	[m]	1,0
45	u	Coefficient Used in IEC 60287-2-1 Clause 2.2		29,21363
46	$T_4$	Thermal Resistance of the Surrounding Medium	[K.m/W]	0,64736
47	$\Delta\theta_{int}$	Temperature Rise at the Surface of the Cable Due to Other Surrounding Elements	[°C]	0,0
48	I	Cable Core Current Ampacity	[A]	161,7

5.2. Nexans 2XS(FL)2YRAA 6/10(12) kV, 3x50/16 mm<sup>2</sup>



Normal Operation IEC 60287-1-1				
Conductor AC Resistance				
2	R <sub>0</sub>	DC Resistance of the conductor at 20°C	[Ω/km]	0,387
3	R'	DC Resistance of Conductor at Operating Temperature	[Ω/km]	0,49347
4	dc	Conductor Diameter	[mm]	8,2
5	s	Distance Between Conductor Axes	[mm]	24,744
6	ks	Factor Used for xs Calculation (Skin Effect)		1,0
7	kp	Factor Used for xp Calculation (Proximity Effect)		1,0
8	xs	Component of Ys Calculation (Skin Effect)		0,50463
9	xp	Component of Yp Calculation (Proximity Effect)		0,50463
10	ys	Skin Effect Factor		0,00034
11	yp	Proximity Effect Factor		0,00016
12	Fmag	Multiplying factor due to magnetic layers		1,5
13	R	AC Resistance of Conductor at Operating Temperature	[Ω/km]	0,49384

Dielectric Losses				
14	$\tan\delta$	Dielectric Loss Factor		0,004
15	$\epsilon$	Insulation Relative Permittivity		2,5
16	C	Cable Capacitance	[ $\mu\text{F}/\text{km}$ ]	0,251
17	$U_0$	Voltage	[kV]	5,7735
18	Wd	Cable Dielectric Losses Per Phase	[W/m]	0,01051
Circulating Loss Factor				
19	$R_s$	AC Resistance used for Circulating Loss Factor computation	[ $\Omega/\text{km}$ ]	1,3279
20	d	Mean diameter used for Circulating Loss Factor computation	[mm]	19,402
21	X	Reactance used for Circulating Loss Factor computation	[ $\Omega/\text{km}$ ]	0,05883
22	$F_{\text{spacing}}$	Spacing Factor (applied when spacing between cable uneven or non-equal minor section length)		1,0
23	$F_{\text{pipe}}$	Magnetic effect factor due to pipe		1,0
24	$F_{\text{armour}}$	Magnetic effect factor due to armour		1,5
25	$\lambda'_1$	Screen Loss Factor Caused by Circulating Current		0,0079
Eddy Loss Factor				
26	$\lambda''_1$	Screen Loss Factor Caused by Eddy Current		0,0
Metallic Screen Loss factor				
27	$\lambda_1$	Screen Loss Factor		0,0079
Armour and Pipe Loss Factor				
28	$F_{\text{pipe}}$	Magnetic effect factor due to pipe		1,0
29	$F_{\text{screen}}$	Screening effect factor		0,99706
30	c	Distance between the axis of a conductor and the cable axis	[mm]	14,28596
31	$\lambda_{2a}$	Armour Loss Factor		0,00637
32	$\lambda_{2\text{pipe}}$	Pipe Loss Factor		0,0
34	$\lambda_2$	Armour Loss Factor + Pipe Loss Factor		0,00637
Normal Operation IEC 60287-2-1				

35	$T_1$	Thermal Resistance Between Conductor and Screen	[K.m/W]	0,46984
36	$t_1$	Insulation Thickness Between Conductor and Screen	[mm]	5,43
37	$\rho_{Ti}$	Thermal Resistivity of Insulation	[K.m/W]	3,5
38	$T_2$	Thermal Resistance Between Sheath and Armour	[K.m/W]	0,32585
39	$t_2$	Thickness Between Sheath and Armour	[mm]	4,5
40	$\rho_{TB}$	Thermal Resistivity Between Screen and Armour	[K.m/W]	6,0
41	$T_3$	Thermal resistance of outer covering	[K.m/W]	0,05815
42	$t_3$	Thickness of Outer Covering	[mm]	3,5
43	$\rho_{TS}$	Thermal Resistivity of Serving	[K.m/W]	3,5
<b>Cables Directly Buried</b>				
44	L	Depth of Cable Axis	[m]	1,0
45	u	Coefficient Used in IEC 60287-2-1 Clause 2.2		28,32223
46	$T_4$	Thermal Resistance of the Surrounding Medium	[K.m/W]	0,64243
47	$\Delta\theta_{int}$	Temperature Rise at the Surface of the Cable Due to Other Surrounding Elements	[°C]	0,0
48	I	Cable Core Current Ampacity	[A]	191,5



### 7.3 Anexo 2 Cálculo Cable Submarino



**EOI ESCUELA DE ORGANIZACIÓN INDUSTRIAL**  
**MÁSTER EXECUTIVE ENERGÍAS RENOVABLES Y MERCADO**  
**ENERGÉTICO**

**UTILIZACIÓN DE SISTEMAS HÍBRIDOS DE ALMACENAMIENTO DE**  
**ENERGÍA PARA SUAVIZAR LA PRODUCCIÓN ENERGÉTICA**  
**UNDIMOTRIZ EN LAS ISLAS CANARIAS**

**Anexo 2 Cálculo Cable Submarino**

## ÍNDICE

1.	INTRODUCCIÓN	3
2.	DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN	3
3.1	LAYOUT	3
3.2	CARACTERÍSTICAS CABLE	4
3.	NORMATIVA	5
4.	MEMORIA DE CÁLCULO CABLES ELÉCTRICOS MT	6
4.1	CAPACIDAD DE CORRIENTE DE LOS CONDUCTORES	6
4.2	CAÍDAS DE TENSIÓN	8
4.3	PÉRDIDAS DE POTENCIA	9
5.	ANEXOS	11
5.1	ANEXO 1. TABLAS DE FACTORES DE CORRECCIÓN DE LA IEC 60502-2	11
5.2	ANEXO 2. FICHA TÉCNICA NEXANS	13
5.3	ANEXO 3. CÁLCULOS DE LÍNEAS DE MEDIA TENSIÓN	15
5.3.1	ANEXO 3.1. CÁLCULOS DE LÍNEAS DE MEDIA TENSIÓN (SIN SISTEMA ALMACENAMIENTO)	15
5.3.2	ANEXO 3.2. CÁLCULOS DE LÍNEAS DE MEDIA TENSIÓN (CON SISTEMA ALMACENAMIENTO)	16

## 1. INTRODUCCIÓN

El objeto de este anexo es el cálculo de los cables de MT subterráneos, ubicados a la salida del lado MT del transformador BT/MT de cada uno de los WECs que componen el parque. Se realizarán los cálculos para dos casos objetos de estudio:

- Sin sistema de almacenamiento, para una potencia de 200 kW.
- Con sistema de almacenamiento, para una potencia de 100 kW.

El diseño eléctrico de los cables de alimentación submarinos sigue los mismos principios de diseño que los cables subterráneos. Para ello se aplicará la Norma IEC 60502 para “Cables de transporte de energía aislados con dieléctricos secos extruidos para tensiones nominales de 1 kV a 30 kV”

## 2. DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN

### 3.1 LAYOUT

El parque objeto de estudio está compuesto por 50 WECs (10 MW) en orientación frontal y ubicados en 2 filas con una separación de 600 metros entre cada WECs, tanto en vertical como en horizontal. Ver Figura 2 Esquema general Parque 50 WECs, donde se aprecia como todos los WECs que componen el parque se unen en la plataforma offshore, desde la cual se realizará la evacuación del parque a la subestación onshore.

El parque estará compuesto por 4 Líneas de Arrays de MT, 10 kV:

- **Array 1:** Unión de 12 WECs.
- **Array 2:** Unión de 12 WECs.
- **Array 3:** Unión de 13 WECs.
- **Array 4:** Unión de 13 WECs.

Las 4 líneas de MT que unen cada uno de los WECs hasta la plataforma se irán uniendo cada 2 tramos mediante JB's (Junction Boxes).

- **JB:** 46 unidades en total, 2 entradas- 1 salida.

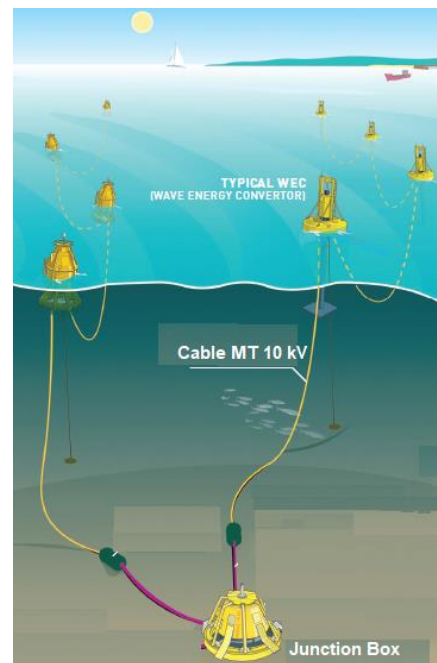


Figura 1 Junction Box + WECs

Para mayor detalle de la disposición de los WECs y JBs en el parque consultar; *Anexo 0 Layout Parque 50 WECs* del proyecto.

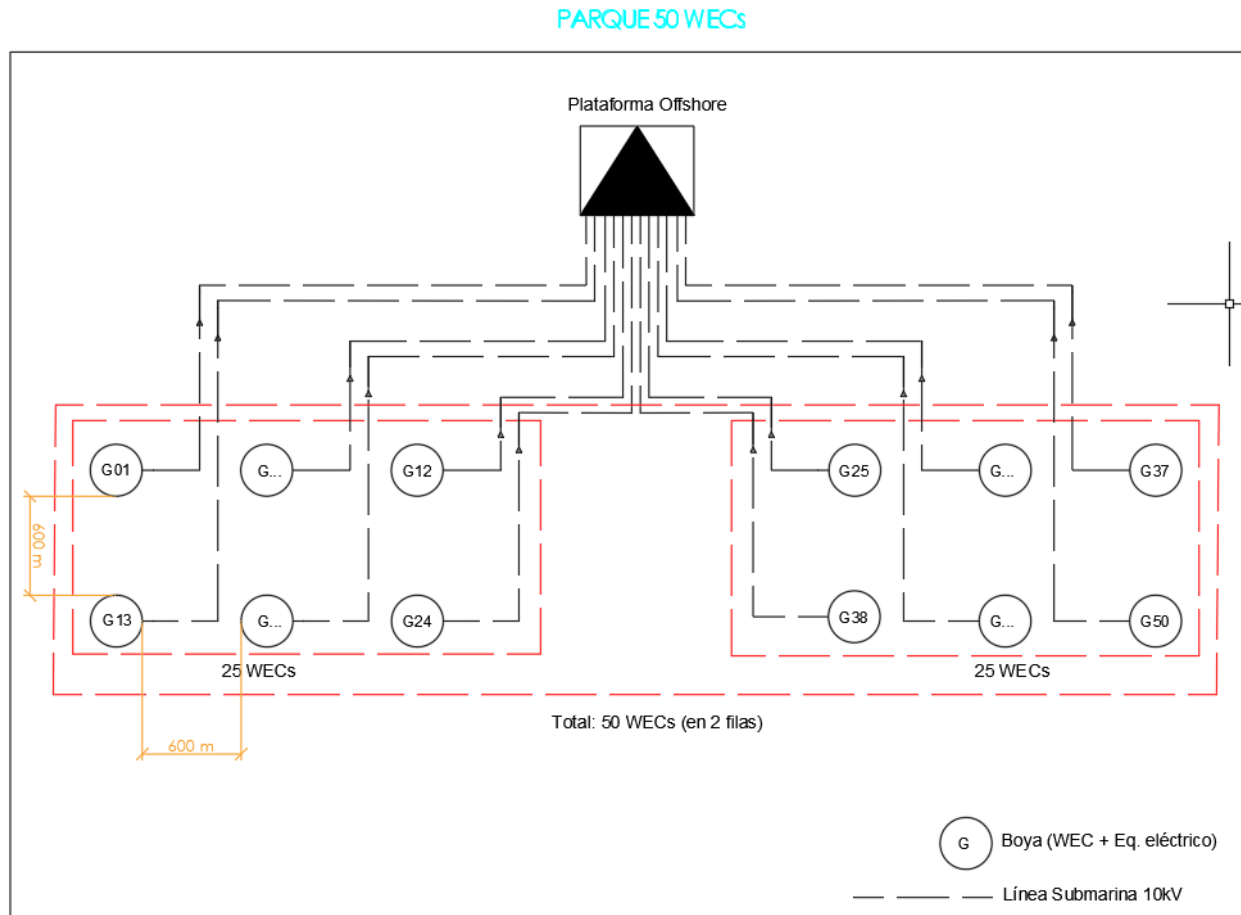


Figura 2 Esquema general Parque 50 WECs

### 3.2 CARACTERÍSTICAS CABLE

Para el tramo de cable de MT de salida del transformador de los WECs se seleccionará un cable **Nexans 2XS(FL)2YRAA 6/10(12)**, de 2 secciones  $3 \times 35/16 \text{ mm}^2$  y  $3 \times 50/16 \text{ mm}^2$ , 3 conductores con aislamiento XLPE, de cubierta PE y armadura, longitudinalmente y radialmente estanco, con las siguientes características:

Tabla 1 Características cable

Material del conductor	Aluminio
Material de la pantalla	Cobre
Nivel de tensión	6/10 (12) kV

Temperatura operación	90°C	
Sección del conductor	3x35 mm <sup>2</sup>	3x50 mm <sup>2</sup>
Sección de la pantalla	16 mm <sup>2</sup>	
Diámetro nominal del conductor	7,0 mm	8,2 mm
Espesor aislamiento	3,4 mm	
Espesor sobre pantalla	2,5 mm	
Espesor armadura	3,15 mm	
Diámetro nominal exterior	70 mm	73 mm
Intensidad nominal (enterrado)	167 A	199 A

**Type: (F)2XS2Y>c<RAA**

1. Conductor: copper, circular stranded compacted, longitudinal water-tight
2. Conductor screening: extruded semi-conductive compound
3. Insulation: XLPE
4. Insulation screening: extruded semi-conductive compound
5. Screen: copper tapes
6. Separator: plastic foil
7. Sheath: PE
8. Fillers: polypropylene strings
9. Binder tapes

10. Bedding: polypropylene strings or polyester tape
11. Armour: galvanized round steel wires
12. Serving: bituminous compound, hessian tapes, polypropylene strings with coloured stripe



*Figura 3 Características cable*

### 3. NORMATIVA

- IEC 60502 Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages from 1 kV (Um = 1,2 kV) up to 30 kV (Um = 36 kV).
- IEC 60228 Conductors of insulated cables.

## 4. MEMORIA DE CÁLCULO CABLES ELÉCTRICOS MT

Para la selección de los conductores de media tensión se considerarán los criterios de capacidad de conducción de corriente de los conductores y caída de tensión.

- Caso Sistema sin Almacenamiento: la potencia de cada WEC es de 200 kW a una tensión de 10 kV, componiendo un parque de 50 WECs con una potencia total de 10 MW.
- Caso Sistema sin Almacenamiento: la potencia de cada WEC es de 100 kW a una tensión de 10 kV, componiendo un parque de 50 WECs con una potencia total de 5 MW.

El método de instalación utilizados cumple con la Norma IEC 60502 para “Cables de transporte de energía aislados con dieléctricos secos extruidos para tensiones nominales de 1 kV a 30 kV”, lo que incluye cualidades de los materiales que configuran cada uno de los componentes del cable, criterios de diseño, características dimensionales, así como los requisitos eléctricos que se les exige. Los conductores se instalarán directamente enterrados, en el fondo del mar.

### 4.1 CAPACIDAD DE CORRIENTE DE LOS CONDUCTORES

La metodología para el cálculo de ampacidad se realiza con factores de corrección aplicados a la ampacidad nominal del conductor de acuerdo a las condiciones propias del sitio a instalarse como se presenta a continuación:

$$I_z = I_0 * k_1 * k_2 * k_3 * k_4$$

Donde:

- $I_z$ : Corriente corregida [A]
- $I_0$ : Corriente nominal del conductor [A]
- $k_1$ : Factor de corrección por temperatura
- $k_2$ : Factor de corrección por agrupación de circuitos
- $k_3$ : Factor de corrección por profundidad de enterramiento
- $k_4$ : Factor de corrección por resistividad térmica del terreno

La corriente nominal con la que el fabricante calcula las ampacidades de los conductores se realiza de acuerdo a las especificaciones de la IEC, los cuales son:

- Temperatura del terreno: 20 °C
- Resistividad del terreno: 1.5 K\*m/W
- Profundidad de enterramiento: 0.8 m
- Agrupación de circuito: 3 conductores unipolares en configuración trebol

Los factores de corrección se presentan en las tablas de la IEC IEC60502-2 ( ANEXO 1. TABLAS DE FACTORES DE CORRECCIÓN DE LA IEC 60502-2 de este documento):

- $K_1$  - Factor de corrección para temperaturas diferentes a 20°C (tabla B.11).
- $K_2$  - Factor de corrección para agrupamiento de circuitos en un mismo nivel (tabla B.18).
- $K_3$  - Factor de corrección para profundidad de enterramiento de circuitos (tabla B.12).
- $K_4$  - Factor de corrección para la resistividad del terreno diferente a 1.5 K x m/W (tabla B.16).

El Proyecto presenta las siguientes condiciones:

- Temperatura del terreno: 25 °C
- Resistividad media del terreno: 1 K\*m/W
- Profundidad de enterramiento: 0,8 m
- Agrupación de circuito:
  - 2 circuitos compuestos cada uno por conductor tripolar en configuración trébol, en contacto.
  - 4 circuitos compuestos cada uno por conductor tripolar en configuración trébol, con una separación de 600 mm.

Tomando en cuenta el método para la selección de conductores presentado anteriormente, a continuación, se procederá al Cálculo de un tramo de una de las 4 líneas, desde el último WEC (WEC12) de la línea hasta la plataforma de evacuación, el cual lleva la potencia de 12 WECs. Posterior a calcular la capacidad de los conductores se continuará con la caída de tensión y pérdida de potencia, para los cuales se utilizará el mismo tramo de la línea de MT para ejemplificar los cálculos.

Se tomarán los valores del caso “Sistema sin Almacenamiento”, pero el cálculo resulta el mismo para el “Sistema con Almacenamiento”.

#### Cálculo del tramo de Línea

Para el cálculo de la Línea se tiene una potencia de 2.400 kW (Unión de 12 WECs), donde la corriente de operación es:

$$I_b = \frac{S}{V * \sqrt{3}} = \frac{2526}{10 * \sqrt{3}} = 145,9 A$$

El tramo de la Línea se instalará en un tramo de zanja donde al final se unirán 4 circuito en el mismo nivel, a una profundidad de 0,8 m.

Calculando el factor de corrección se tiene:

$$k_1=1$$

$$k_2=0,83$$

$$k_3=1$$

$$k_4=1$$

$$k_{tot} = 1 * 0,83 * 1 * 1 = 0,83$$

Dado el factor de corrección, se debe elegir un cable con capacidad de corriente nominal que, al aplicarle el factor de corrección, por lo menos, pueda conducir la corriente de operación de la Línea. La ampacidad para el cable seleccionado de sección transversal de 50 mm<sup>2</sup> se obtendrá del estudio de cargas térmicas, el cual conduce a 191,5 A, por lo tanto:

$$I_z = k_{tot} * I_0 = 0,83 * 191,5 = 158,95 A$$

De esta manera:

$$I_z = I_0 * k_{tot} \geq I_b$$

$$158,95 A \geq 145,9 A$$

Queda verificado que cumple con la capacidad de conducción de corriente de operación de la Línea. Los cálculos para el resto de líneas se pueden consultar en el ANEXO 3. CÁLCULOS DE LÍNEAS DE MEDIA TENSIÓN de este documento.

## 4.2 CAÍDAS DE TENSIÓN

La caída de tensión se calcula para cada trayectoria de la unión entre WECs.

La ecuación utilizada para la línea trifásica es:

$$\Delta V = \left[ \frac{(\sqrt{3} I (R_c \cos(\phi) + X_c \text{sen}(\phi)) L)}{1000} \right]$$

$$\% = \left[ \frac{\Delta V}{V_n} \right]$$

Donde:

- $\Delta V$ : Caída de tensión
- $R_c$ : Resistencia de la línea (temperatura = 90 °C)
- $L$ : Longitud en metros



- $V_n$ : Tensión nominal en voltios

Sustituyendo valores:

$$\Delta V = \left[ \frac{\sqrt{3} \times 145,9, \times (0,49383972 \times 0,95 + 0,106 \times 0,32) \times 300}{1000} \right] = 38,41 \text{ v}$$

$$\% = \left[ \frac{38,41}{10.000} \right] = 0,38\%$$

Queda verificado que se cumple con un valor aceptable de caída de tensión. Los cálculos para el resto de líneas se pueden consultar en el ANEXO 3. CÁLCULOS DE LÍNEAS DE MEDIA TENSIÓN de este documento.

### 4.3 PÉRDIDAS DE POTENCIA

Las pérdidas de potencia por efecto Joule en una línea vienen dadas por la fórmula:

$$P_p = a \times R \times L \times I^2$$

$$\Delta P\% = \frac{P_p}{P \times 1000}$$

Donde:

- $P_p$ = Pérdidas de potencia
- $P$ = Potencia en Watios
- $a$ = N° de coeficiente de línea,  $a=1$  para monofásico y  $a=3$  para trifásico
- $R$ : Resistencia de la línea [ $\Omega/\text{km}$ ]
- $L$ : Longitud [km]
- $I$ : Corriente [A]

Sustituyendo se obtienen las pérdidas de potencia para la línea en cuestión:

$$P_p = 3 \times \frac{0,49383972}{1000} \times 300 \times 145,9^2 = 9.455 \text{ W}$$

$$\Delta P\% = \frac{9.455}{300 \times 1000} = 0,39\%$$

Queda verificado que se cumple con un valor aceptable de pérdidas de potencia. Los cálculos para el resto de líneas se pueden consultar en el ANEXO 3. CÁLCULOS DE LÍNEAS DE MEDIA TENSIÓN de este documento.

En la *Tabla 2 Pérdidas en líneas de MT* se muestra los valores totales de las pérdidas de las 4 líneas que forman el parque En la que se observa una comparativa del Sistema sin y con Almacenamiento.

*Tabla 2 Pérdidas en líneas de MT*

PÉRDIDAS LÍNEAS MT				
Array	Nº WECs (en línea)	Longitud Total Línea (m)	Pérdidas	
			Sin Sistema Almacenamiento (Pwec=200kW)	Con Sistema Almacenamiento (Pwec=100kW)
Array 01	12	6.900	5,77%	3,20%
Array 02	12	6.900	5,77%	3,20%
Array 03	13	7.500	6,20%	3,75%
Array 04	13	7.500	6,20%	3,75%

## 5. ANEXOS

### 5.1 ANEXO 1. TABLAS DE FACTORES DE CORRECCIÓN DE LA IEC 60502-2

Tabla para Factor de corrección “k1” para temperaturas diferentes a 20°C

**Table B.11 – Correction factors for ambient ground temperatures other than 20 °C**

Maximum conductor temperature °C	Ambient ground temperature °C							
	10	15	25	30	35	40	45	50
90	1,07	1,04	0,96	0,93	0,89	0,85	0,80	0,76

Fuente: IEC60502-2 Pág. 127

Tabla para Factor de corrección “k2” para agrupamiento de circuitos

**Table B.18 – Correction factors for groups of three-core cables in horizontal formation laid direct in the ground**

Number of cables in group	Spacing between cable centres mm				
	Touching	200	400	600	800
2	0,80	0,86	0,90	0,92	0,94
3	0,69	0,77	0,82	0,86	0,89
4	0,62	0,72	0,79	0,83	0,87
5	0,57	0,68	0,76	0,81	0,85
6	0,54	0,65	0,74	0,80	0,84
7	0,51	0,63	0,72	0,78	0,83
8	0,49	0,61	0,71	0,78	
9	0,47	0,60	0,70	0,77	-
10	0,46	0,59	0,69	-	-
11	0,45	0,57	0,69	-	-
12	0,43	0,56	0,68	-	-

Fuente: IEC60502-2 Pág. 133

Tabla para Factor de corrección “k3” para profundidad de enterramiento

**Table B.12 – Correction factors for depths of laying other than 0,8 m for direct buried cables**

Depth of laying m	Single-core cables		Three-core cables
	Nominal conductor size mm <sup>2</sup>		
	≤185 mm <sup>2</sup>	>185 mm <sup>2</sup>	
0,5	1,04	1,06	1,04
0,6	1,02	1,04	1,03
1	0,98	0,97	0,98
1,25	0,96	0,95	0,96
1,5	0,95	0,93	0,95
1,75	0,94	0,91	0,94
2	0,93	0,90	0,93
2,5	0,91	0,88	0,91
3	0,90	0,86	0,90

Fuente: IEC60502-2 Pág.127

Tabla para Factor de corrección “k4” para resistividad del terreno

**Table B.16 – Correction factors for soil thermal resistivities other than 1,5 K·m/W for direct buried three-core cables**

Nominal area of conductor mm <sup>2</sup>	Values of soil thermal resistivity K·m/W						
	0,7	0,8	0,9	1	2	2,5	3
16	1,23	1,19	1,16	1,13	0,91	0,84	0,78
25	1,24	1,20	1,16	1,13	0,91	0,84	0,78
35	1,25	1,21	1,17	1,13	0,91	0,83	0,78
50	1,25	1,21	1,17	1,14	0,91	0,83	0,77
70	1,26	1,21	1,18	1,14	0,90	0,83	0,77
95	1,26	1,22	1,18	1,14	0,90	0,83	0,77
120	1,26	1,22	1,18	1,14	0,90	0,83	0,77
150	1,27	1,22	1,18	1,15	0,90	0,83	0,77
185	1,27	1,23	1,18	1,15	0,90	0,83	0,77
240	1,28	1,23	1,19	1,15	0,90	0,83	0,77
300	1,28	1,23	1,19	1,15	0,90	0,82	0,77
400	1,28	1,23	1,19	1,15	0,90	0,82	0,76

Fuente: IEC60502-2 Pág.131

## 5.2 ANEXO 2. FICHA TÉCNICA NEXANS

### Submarine cable 10kV

**Contact**

Submarine Cables and Services  
 Phone: +49 511 676 2289  
 hv-team.nd@nexans.com

**6/10 (12)kV 3 core Copper XLPE cable, Cu-screen, Al/PE-sheath, Armouring**

3 core XLPE-insulated cables with PE sheath and armouring, longitudinally and radially watertight

**DESCRIPTION**

Stranded copper conductor class 2 according to IEC 60228, semi conducting conductor screen, insulation of cross-linked polyethylene (XLPE), semi conducting insulation screen, semi conducting bedding, copper screen with swellable powder, aluminium tape bonded to PE sheath, 3 core layed up, polypropylene yarn bedding, armouring of galvanized steel, hessian tape and polypropylene yarn serving.

Application in water, for example internal and external cabling of offshore windparks, power supply of islands, lighthouses and offshore platforms.

Optionally watertight conductor with sealing compound, lead sheath and Fiber Optics or Control Cables in the interstices available. Other voltages and EPR insulated cables on request.

All medium voltage submarine cables are manufactured on the basis of specifications and can be adapted to the requirements of the customer. Therefore, all technical information are purely for information purposes and the electrical characteristics are calculated for water saturated seabeds and values which are specified in the data sheets. For your specific requirements and laying depths please don't hesitate to contact us.



**STANDARDS**

International IEC 60502-2

**CHARACTERISTICS**

Construction characteristics	
Number of conductors	3
Type of conductor	Circular compacted stranded
Insulating material	XLPE
Screen	Copper wire
Inner sheath	HDPE
Armour type	Galvanised round steel wires
Material used for longitudinal water tightness	Swelling powder
Lead free	Yes
Halogen free	Yes
Dimensional characteristics	
Nominal insulation thickness	3.4 mm
Nominal outer sheath thickness	2.5 mm

## Submarine cable 10kV

**Contact**  
 Submarine Cables and Services  
 Phone: +49 511 676 2289  
 hv-team.nd@nexans.com

Electrical characteristics	
Operating voltage	10 kV
Maximum operating voltage	12 kV
Grounding type	Solid bonding
Load factor	1
Thermal soil resistivity wet zone	1 K*m/W
Usage characteristics	
Number of systems	1
Laying depth, center of system	1000 mm
Ambient ground temperature	20 °C
Bending factor when installed	15 (xD)
Bending factor when laying	30 (xD)
Longitudinal water tightness	Yes
Water proof	Radial
Mechanical Resistance	Good mechanical resistance



Lead free  
Yes



Halogen free  
Yes



Ope. volt.  
10 kV



Bending factor installed  
16 (xD)



Bending factor when laying  
30 (xD)



Longitudinal water tightness  
Yes



Water proof  
Radial

All drawings, designs, specifications, plans and particulars of weights, size and dimensions contained in the technical or commercial documentation of Nexans is indicative only and shall not be binding on Nexans or be treated as constituting a representation on the part of Nexans.  
 Version 1.6 Generated 8/14/18 www.nexans.de Page 1 / 2

### 5.3 ANEXO 3. CÁLCULOS DE LÍNEAS DE MEDIA TENSIÓN

#### 5.3.1 ANEXO 3.1. CÁLCULOS DE LÍNEAS DE MEDIA TENSIÓN (SIN SISTEMA ALMACENAMIENTO)

Array	Cable MT (AC)				Características del sistema						Características del cable						Intensidad máxima admisible del cable						Caída de tensión					Pérdidas									
	Origen	Destino	WECs		Tipo de sistema	S (kVA)	Cos	P (kW)	U <sub>n</sub> (V)	I <sub>B</sub> (A)	Ternas por fase	Conduc.	Sección (mm <sup>2</sup> )	L (m)	Material		U <sub>0</sub> /U <sub>m</sub> (kV)	I <sub>Z</sub> (A)	Factores de corrección (Instalación enterrada)					I <sub>Z</sub> (corr) (A)	I <sub>B</sub>	X (Ω/km)	R (Ω/km)	ΔU (V)	ΔU (%)	ΔU <sub>total</sub> (%)	P=3xR <sub>f</sub> xI <sub>B</sub> <sup>2</sup>						
			Nº WECs (en línea)	Desde-Hasta											Cond.	Aislam.			DF1	DF2	DF3	DF4	DF5								(W)	(%)	Totales				
Array 01	WEC01	JB-01	1	WEC01	3ph	211	0,95	200	10000	12,2	1	x	3	#	35	600	CU	XLPE	6/10(12)	161,80	1,00	0,80	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	129,44	OK	0,112	0,668413	8,47	0,08%		178	0,09%
	JB-01	JB-02	2	WEC01a02	3ph	421	0,95	400	10000	24,3	1	x	3	#	35	600	CU	XLPE	6/10(12)	161,80	1,00	0,80	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	129,44	OK	0,112	0,668413	16,94	0,17%		711	0,18%	
	JB-02	JB-03	3	WEC01a03	3ph	632	0,95	600	10000	36,5	1	x	3	#	35	600	CU	XLPE	6/10(12)	161,80	1,00	0,80	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	129,44	OK	0,112	0,668413	25,41	0,25%		1600	0,27%	
	JB-03	JB-04	4	WEC01a04	3ph	842	0,95	800	10000	48,6	1	x	3	#	35	600	CU	XLPE	6/10(12)	161,80	1,00	0,80	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	129,44	OK	0,112	0,668413	33,88	0,34%		2844	0,36%	
	JB-04	JB-05	5	WEC01a05	3ph	1053	0,95	1000	10000	60,8	1	x	3	#	35	600	CU	XLPE	6/10(12)	161,80	1,00	0,80	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	129,44	OK	0,112	0,668413	42,35	0,42%		4444	0,44%	
	JB-05	JB-06	6	WEC01a06	3ph	1263	0,95	1200	10000	72,9	1	x	3	#	35	600	CU	XLPE	6/10(12)	161,80	1,00	0,80	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	129,44	OK	0,112	0,668413	50,82	0,51%		6399	0,53%	
	JB-06	JB-07	7	WEC01a07	3ph	1474	0,95	1400	10000	85,1	1	x	3	#	35	600	CU	XLPE	6/10(12)	161,80	1,00	0,80	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	129,44	OK	0,112	0,668413	59,29	0,59%		8710	0,62%	
	JB-07	JB-08	8	WEC01a08	3ph	1684	0,95	1600	10000	97,2	1	x	3	#	35	600	CU	XLPE	6/10(12)	161,80	1,00	0,80	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	129,44	OK	0,112	0,668413	67,76	0,68%		11376	0,71%	
	JB-08	JB-09	9	WEC01a09	3ph	1895	0,95	1800	10000	109,4	1	x	3	#	35	600	CU	XLPE	6/10(12)	161,80	1,00	0,80	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	129,44	OK	0,112	0,668413	76,23	0,76%		14398	0,80%	
	JB-09	JB-10	10	WEC01a10	3ph	2105	0,95	2000	10000	121,5	1	x	3	#	50	600	CU	XLPE	6/10(12)	191,50	1,00	0,80	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	153,20	OK	0,106	0,49384	63,51	0,64%		13133	0,66%	
	JB-10	JB-11	11	WEC01a11	3ph	2316	0,95	2200	10000	133,7	1	x	3	#	50	600	CU	XLPE	6/10(12)	191,50	1,00	0,80	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	153,20	OK	0,106	0,49384	69,86	0,70%		15890	0,72%	
JB-11	Plataforma	12	WEC01a12	3ph	2526	0,95	2400	10000	145,9	1	x	3	#	50	300	CU	XLPE	6/10(12)	191,50	1,00	0,83	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	158,95	OK	0,106	0,49384	38,11	0,38%	5,53%	9455	0,39%	5,77%	
Array 02	WEC013	JB-12	1	WEC13	3ph	211	0,95	200	10000	12,2	1	x	3	#	35	600	CU	XLPE	6/10(12)	161,80	1,00	0,80	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	129,44	OK	0,112	0,668413	8,47	0,08%		178	0,09%	
	JB-12	JB-13	2	WEC13a14	3ph	421	0,95	400	10000	24,3	1	x	3	#	35	600	CU	XLPE	6/10(12)	161,80	1,00	0,80	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	129,44	OK	0,112	0,668413	16,94	0,17%		711	0,18%	
	JB-13	JB-14	3	WEC13a15	3ph	632	0,95	600	10000	36,5	1	x	3	#	35	600	CU	XLPE	6/10(12)	161,80	1,00	0,80	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	129,44	OK	0,112	0,668413	25,41	0,25%		1600	0,27%	
	JB-14	JB-15	4	WEC13a16	3ph	842	0,95	800	10000	48,6	1	x	3	#	35	600	CU	XLPE	6/10(12)	161,80	1,00	0,80	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	129,44	OK	0,112	0,668413	33,88	0,34%		2844	0,36%	
	JB-15	JB-16	5	WEC13a17	3ph	1053	0,95	1000	10000	60,8	1	x	3	#	35	600	CU	XLPE	6/10(12)	161,80	1,00	0,80	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	129,44	OK	0,112	0,668413	42,35	0,42%		4444	0,44%	
	JB-16	JB-17	6	WEC13a18	3ph	1263	0,95	1200	10000	72,9	1	x	3	#	35	600	CU	XLPE	6/10(12)	161,80	1,00	0,80	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	129,44	OK	0,112	0,668413	50,82	0,51%		6399	0,53%	
	JB-17	JB-18	7	WEC13a19	3ph	1474	0,95	1400	10000	85,1	1	x	3	#	35	600	CU	XLPE	6/10(12)	161,80	1,00	0,80	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	129,44	OK	0,112	0,668413	59,29	0,59%		8710	0,62%	
	JB-18	JB-19	8	WEC13a20	3ph	1684	0,95	1600	10000	97,2	1	x	3	#	35	600	CU	XLPE	6/10(12)	161,80	1,00	0,80	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	129,44	OK	0,112	0,668413	67,76	0,68%		11376	0,71%	
	JB-19	JB-20	9	WEC13a21	3ph	1895	0,95	1800	10000	109,4	1	x	3	#	35	600	CU	XLPE	6/10(12)	161,80	1,00	0,80	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	129,44	OK	0,112	0,668413	76,23	0,76%		14398	0,80%	
	JB-20	JB-21	10	WEC13a22	3ph	2105	0,95	2000	10000	121,5	1	x	3	#	50	600	CU	XLPE	6/10(12)	191,50	1,00	0,80	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	153,20	OK	0,106	0,49384	63,51	0,64%		13133	0,66%	
	JB-21	JB-22	11	WEC13a23	3ph	2316	0,95	2200	10000	133,7	1	x	3	#	50	600	CU	XLPE	6/10(12)	191,50	1,00	0,80	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	153,20	OK	0,106	0,49384	69,86	0,70%		15890	0,72%	
JB-22	Plataforma	12	WEC13a24	3ph	2526	0,95	2400	10000	145,9	1	x	3	#	50	300	CU	XLPE	6/10(12)	191,50	1,00	0,83	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	158,95	OK	0,106	0,49384	38,11	0,38%	5,53%	9455	0,39%	5,77%	
Array 03	WEC25	JB-23	1	WEC25	3ph	211	0,95	200	10000	12,2	1	x	3	#	35	600	CU	XLPE	6/10(12)	161,80	1,00	0,80	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	129,44	OK	0,112	0,668413	8,47	0,08%		178	0,09%	
	JB-23	JB-24	2	WEC25a26	3ph	421	0,95	400	10000	24,3	1	x	3	#	35	600	CU	XLPE	6/10(12)	161,80	1,00	0,80	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	129,44	OK	0,112	0,668413	16,94	0,17%		711	0,18%	
	JB-24	JB-25	3	WEC25a27	3ph	632	0,95	600	10000	36,5	1	x	3	#	35	600	CU	XLPE	6/10(12)	161,80	1,00	0,80	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	129,44	OK	0,112	0,668413	25,41	0,25%		1600	0,27%	
	JB-25	JB-26	4	WEC25a28	3ph	842	0,95	800	10000	48,6	1	x	3	#	35	600	CU	XLPE	6/10(12)	161,80	1,00	0,80	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	129,44	OK	0,112	0,668413	33,88	0,34%		2844	0,36%	
	JB-26	JB-27	5	WEC25a29	3ph	1053	0,95	1000	10000	60,8	1	x	3	#	35	600	CU	XLPE	6/10(12)	161,80	1,00	0,80	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	129,44	OK	0,112	0,668413	42,35	0,42%		4444	0,44%	
	JB-27	JB-28	6	WEC25a30	3ph	1263	0,95	1200	10000	72,9	1	x	3	#	35	600	CU	XLPE	6/10(12)	161,80	1,00	0,80	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	129,44	OK	0,112	0,668413	50,82	0,51%		6399	0,53%	
	JB-28	JB-29	7	WEC25a31	3ph	1474	0,95	1400	10000	85,1	1	x	3	#	35	600	CU	XLPE	6/10(12)	161,80	1,00	0,80	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	129,44	OK	0,112	0,668413	59,29	0,59%		8710	0,62%	
	JB-29	JB-30	8	WEC25a32	3ph	1684	0,95	1600	10000	97,2	1	x	3	#	35	600	CU	XLPE	6/10(12)	161,80	1,00	0,80	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	129,44	OK	0,106	0,49384	50,81	0,51%		8405	0,53%	
	JB-30	JB-31	9	WEC25a33	3ph	1895	0,95	1800	10000	109,4	1	x	3	#	50	600	CU	XLPE	6/10(12)	191,50	1,00	0,80	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	153,20	OK	0,106	0,49384	57,16	0,57%				





### 5.3.2 ANEXO 3.2. CÁLCULOS DE LÍNEAS DE MEDIA TENSIÓN (CON SISTEMA ALMACENAMIENTO)

Array	Cable MT (AC)				Características del sistema						Características del cable				Intensidad máxima admisible del cable						Caída de tensión					Pérdidas												
	Origen	Destino	WECs		Tipo de sistema	S (kVA)	Cos	P (kW)	U <sub>n</sub> (V)	I <sub>B</sub> (A)	Ternas por fase	Conduc.	Sección (mm <sup>2</sup> )	L (m)	Material	U <sub>o</sub> /U <sub>Um</sub> (kV)	I <sub>Z</sub> (A)	Factores de corrección (Instalación enterrada)					I <sub>Z</sub> (corr) (A)	I <sub>B</sub> (corr)	I <sub>B</sub>	X (Ω/km)	R (Ω/km)	ΔU (V)	ΔU (%)	ΔU <sub>total</sub> (%)	P=3xR <sub>f</sub> xI <sub>B</sub> <sup>2</sup>		Totales					
			Nº WECs (en línea)	Desde-Hasta														DF1	DF2	DF3	DF4	DF5									(W)	(%)						
	29260																																					
Array 01	WEC01	JB-01	1	WEC01	3ph	105	0,95	100	10000	6,1	1	x	3	#	35	600	CU	XLPE	6/10(12)	161,80	1,00	0,80	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	129,44	OK	0,112	0,668413	4,24	0,04%		44	0,04%		
	JB-01	JB-02	2	WEC01a02	3ph	211	0,95	200	10000	12,2	1	x	3	#	35	600	CU	XLPE	6/10(12)	161,80	1,00	0,80	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	129,44	OK	0,112	0,668413	8,47	0,08%		178	0,09%		
	JB-02	JB-03	3	WEC01a03	3ph	316	0,95	300	10000	18,2	1	x	3	#	35	600	CU	XLPE	6/10(12)	161,80	1,00	0,80	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	129,44	OK	0,112	0,668413	12,71	0,13%		400	0,13%		
	JB-03	JB-04	4	WEC01a04	3ph	421	0,95	400	10000	24,3	1	x	3	#	35	600	CU	XLPE	6/10(12)	161,80	1,00	0,80	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	129,44	OK	0,112	0,668413	16,94	0,17%		711	0,18%		
	JB-04	JB-05	5	WEC01a05	3ph	526	0,95	500	10000	30,4	1	x	3	#	35	600	CU	XLPE	6/10(12)	161,80	1,00	0,80	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	129,44	OK	0,112	0,668413	21,18	0,21%		1111	0,22%		
	JB-05	JB-06	6	WEC01a06	3ph	632	0,95	600	10000	36,5	1	x	3	#	35	600	CU	XLPE	6/10(12)	161,80	1,00	0,80	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	129,44	OK	0,112	0,668413	25,41	0,25%		1600	0,27%		
	JB-06	JB-07	7	WEC01a07	3ph	737	0,95	700	10000	42,5	1	x	3	#	35	600	CU	XLPE	6/10(12)	161,80	1,00	0,80	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	129,44	OK	0,112	0,668413	29,65	0,30%		2177	0,31%		
	JB-07	JB-08	8	WEC01a08	3ph	842	0,95	800	10000	48,6	1	x	3	#	35	600	CU	XLPE	6/10(12)	161,80	1,00	0,80	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	129,44	OK	0,112	0,668413	33,88	0,34%		2844	0,36%		
	JB-08	JB-09	9	WEC01a09	3ph	947	0,95	900	10000	54,7	1	x	3	#	35	600	CU	XLPE	6/10(12)	161,80	1,00	0,80	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	129,44	OK	0,112	0,668413	38,12	0,38%		3599	0,40%		
	JB-09	JB-10	10	WEC01a10	3ph	1053	0,95	1000	10000	60,8	1	x	3	#	35	600	CU	XLPE	6/10(12)	161,80	1,00	0,80	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	129,44	OK	0,112	0,668413	42,35	0,42%		4444	0,44%		
	JB-10	JB-11	11	WEC01a11	3ph	1158	0,95	1100	10000	66,9	1	x	3	#	35	600	CU	XLPE	6/10(12)	161,80	1,00	0,80	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	129,44	OK	0,112	0,668413	46,59	0,47%		5377	0,49%		
	JB-11	Plataforma	12	WEC01a12	3ph	1263	0,95	1200	10000	72,9	1	x	3	#	35	300	CU	XLPE	6/10(12)	161,80	1,00	0,83	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	134,29	OK	0,112	0,668413	25,41	0,25%	3,05%	3199	0,27%	3,20%	
Array 02	WEC013	JB-12	1	WEC13	3ph	105	0,95	100	10000	6,1	1	x	3	#	35	600	CU	XLPE	6/10(12)	161,80	1,00	0,80	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	129,44	OK	0,112	0,668413	4,24	0,04%		44	0,04%		
	JB-12	JB-13	2	WEC13a14	3ph	211	0,95	200	10000	12,2	1	x	3	#	35	600	CU	XLPE	6/10(12)	161,80	1,00	0,80	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	129,44	OK	0,112	0,668413	8,47	0,08%		178	0,09%		
	JB-13	JB-14	3	WEC13a15	3ph	316	0,95	300	10000	18,2	1	x	3	#	35	600	CU	XLPE	6/10(12)	161,80	1,00	0,80	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	129,44	OK	0,112	0,668413	12,71	0,13%		400	0,13%		
	JB-14	JB-15	4	WEC13a16	3ph	421	0,95	400	10000	24,3	1	x	3	#	35	600	CU	XLPE	6/10(12)	161,80	1,00	0,80	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	129,44	OK	0,112	0,668413	16,94	0,17%		711	0,18%		
	JB-15	JB-16	5	WEC13a17	3ph	526	0,95	500	10000	30,4	1	x	3	#	35	600	CU	XLPE	6/10(12)	161,80	1,00	0,80	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	129,44	OK	0,112	0,668413	21,18	0,21%		1111	0,22%		
	JB-16	JB-17	6	WEC13a18	3ph	632	0,95	600	10000	36,5	1	x	3	#	35	600	CU	XLPE	6/10(12)	161,80	1,00	0,80	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	129,44	OK	0,112	0,668413	25,41	0,25%		1600	0,27%		
	JB-17	JB-18	7	WEC13a19	3ph	737	0,95	700	10000	42,5	1	x	3	#	35	600	CU	XLPE	6/10(12)	161,80	1,00	0,80	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	129,44	OK	0,112	0,668413	29,65	0,30%		2177	0,31%		
	JB-18	JB-19	8	WEC13a20	3ph	842	0,95	800	10000	48,6	1	x	3	#	35	600	CU	XLPE	6/10(12)	161,80	1,00	0,80	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	129,44	OK	0,112	0,668413	33,88	0,34%		2844	0,36%		
	JB-19	JB-20	9	WEC13a21	3ph	947	0,95	900	10000	54,7	1	x	3	#	35	600	CU	XLPE	6/10(12)	161,80	1,00	0,80	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	129,44	OK	0,112	0,668413	38,12	0,38%		3599	0,40%		
	JB-20	JB-21	10	WEC13a22	3ph	1053	0,95	1000	10000	60,8	1	x	3	#	35	600	CU	XLPE	6/10(12)	161,80	1,00	0,80	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	129,44	OK	0,112	0,668413	42,35	0,42%		4444	0,44%		
	JB-21	JB-22	11	WEC13a23	3ph	1158	0,95	1100	10000	66,9	1	x	3	#	35	600	CU	XLPE	6/10(12)	161,80	1,00	0,80	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	129,44	OK	0,112	0,668413	46,59	0,47%		5377	0,49%		
	JB-22	Plataforma	12	WEC13a24	3ph	1263	0,95	1200	10000	72,9	1	x	3	#	35	300	CU	XLPE	6/10(12)	161,80	1,00	0,83	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	134,29	OK	0,112	0,668413	25,41	0,25%	3,05%	3199	0,27%	3,20%	
Array 03	WEC25	JB-23	1	WEC25	3ph	105	0,95	100	10000	6,1	1	x	3	#	35	600	CU	XLPE	6/10(12)	161,80	1,00	0,80	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	129,44	OK	0,112	0,668413	4,24	0,04%		44	0,04%		
	JB-23	JB-24	2	WEC25a26	3ph	211	0,95	200	10000	12,2	1	x	3	#	35	600	CU	XLPE	6/10(12)	161,80	1,00	0,80	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	129,44	OK	0,112	0,668413	8,47	0,08%		178	0,09%		
	JB-24	JB-25	3	WEC25a27	3ph	316	0,95	300	10000	18,2	1	x	3	#	35	600	CU	XLPE	6/10(12)	161,80	1,00	0,80	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	129,44	OK	0,112	0,668413	12,71	0,13%		400	0,13%		
	JB-25	JB-26	4	WEC25a28	3ph	421	0,95	400	10000	24,3	1	x	3	#	35	600	CU	XLPE	6/10(12)	161,80	1,00	0,80	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	129,44	OK	0,112	0,668413	16,94	0,17%		711	0,18%		
	JB-26	JB-27	5	WEC25a29	3ph	526	0,95	500	10000	30,4	1	x	3	#	35	600	CU	XLPE	6/10(12)	161,80	1,00	0,80	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	129,44	OK	0,112	0,668413	21,18	0,21%		1111	0,22%		
	JB-27	JB-28	6	WEC25a30	3ph	632	0,95	600	10000	36,5	1	x	3	#	35	600	CU	XLPE	6/10(12)	161,80	1,00	0,80	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	129,44	OK	0,112	0,668413	25,41	0,25%		1600	0,27%		
	JB-28	JB-29	7	WEC25a31	3ph	737	0,95	700	10000	42,5	1	x	3	#	35	600	CU	XLPE	6/10(12)	161,80	1,00	0,80	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	129,44	OK	0,112	0,668413	29,65	0,30%		2177	0,31%		
	JB-29	JB-30	8	WEC25a32	3ph	842	0,95	800	10000	48,6	1	x	3	#	35	600	CU	XLPE	6/10(12)	161,80	1,00	0,80	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	129,44	OK	0,112	0,668413	33,88	0,34%		2844	0,36%		
	JB-30	JB-31	9	WEC25a33	3ph	947																																