

DESAL+
Laboratorio de I+D en Desalación

ANÁLISIS TÉCNICO Y MEDIOAMBIENTAL

**para el aprovechamiento de la energía
de las olas en la costa norte de Gran
Canaria**

Realizado por:
Plataforma Oceánica de Canarias (PLOCAN)
Autores:
Tyrone F. Lis Alecio
Javier González Herrera

Fecha: 14/10/2021
Versión: 0.11



Resumen ejecutivo

El presente trabajo se integra como una de las actividades incluidas en la propuesta DESAL+, un proyecto presentado dentro del Programa Interreg MAC 2014-2020, y que pretende conocer en detalle el nexo «agua desalada y energía», aprovechando los recursos disponibles de una forma coordinada para desarrollar soluciones y proyectos demostrativos e innovadores relativos a las tecnologías de desalación de agua y el uso aplicado de energías renovables, acorde a las prioridades del RIS3 y el Crecimiento Azul-UE. El objetivo global consiste en conformar una plataforma “*Living Lab*” de I+D+i en desalinización que se convierta en referencia internacional.

El consorcio de entidades que forman parte de DESAL+ está liderado por el Instituto Tecnológico de Canarias (ITC) y cuenta con un total de quince entidades procedentes de Canarias, Madeira, Cabo Verde y Mauritania: Agencia Canaria de Investigación, Innovación y Sociedad de la Información, Universidad de Las Palmas de Gran Canaria (ULPGC), Universidad de La Laguna (ULL), Fundación Centro Canario del Agua, Consejo Insular de Aguas de Gran Canaria (CIAGC), Consejo Insular de Aguas de El Hierro, Mancomunidad Intermunicipal del Sureste de Gran Canaria, *Águas e Resíduos da Madeira*, *Agência Nacional de Águas e Saneamento*, Universidad de Cabo Verde, *Agence de Promotion de l'Accès Universel aux Services*, *Université de Nouakchott Al Aasriya*, *ONG Agir en Faveur de l'Environnement* y PLOCAN.

El proyecto DESAL+ cuenta, además, con cuatro empresas que colaboran como entidades asociadas para el desarrollo de actividades demostrativas: Soslaires Canarias S.L.; Canaragua Concesiones S.A.; Empresa Mixta de Aguas de Las Palmas S.A. y *Águas de Ponta Preta Lda*.

Dentro del marco fijado en DESAL+, el propósito del presente estudio es el de proporcionar un ANÁLISIS TÉCNICO Y MEDIOAMBIENTAL para el aprovechamiento de la energía de las olas en la costa norte de la isla de Gran Canaria, transformando dicha energía en potencial eléctrico con el fin de cubrir la demanda de una Instalación Desalinizadora de Agua de Mar (IDAM). En este sentido, las Islas Canarias presentan un excelente potencial energético de olas, especialmente en la costa norte de las islas, con valores que oscilan entre 15-20 kW/m.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

1.	Introducción.....	4
2.	Objeto y alcance	6
2.1	Objetivo general	6
2.2	Objetivos específicos	6
3.	Formulación y planificación del estudio	7
3.1	Descripción técnica	7
3.2	Plan de trabajo y metodología	7
4.	Estudio de caracterización del entorno marino	10
4.1	Estudio del potencial undimotriz de la isla de Gran Canaria	11
4.2	Definición de la zona piloto	15
4.3	Análisis de la batimetría	16
4.4	Estudio de la morfología del fondo marino	20
4.5	Análisis de las condiciones del oleaje.....	23
4.6	Otros análisis	30
5.	Estado del arte de la tecnología undimotriz.....	34
5.1	Tecnologías propuestas.....	37
5.2	Ubicación propuesta	39
5.3	Estimación de la energía undimotriz.....	41
6.	Descripción de la planta desalinizadora	46

6.1	Descripción general	46
6.2	Infraestructura eléctrica	48
6.3	Consumos energéticos	50
6.4	Huella de carbono	55
6.5	Vertidos	55
7.	Marco legislativo.....	56
7.1	Normativa nacional	56
7.2	Normativa autonómica	58
7.1	Nueva normativa	59
7.2	Pasos y procedimientos administrativos para poner en marcha la instalación	61
8.	Propuestas y conclusiones.....	67
8.1	Propuesta 1 – Suministro completo.....	68
8.2	Propuesta 2 – Suministro parcial	70
8.3	Conclusiones.....	72
9.	Bibliografía	73
10.	Anexos.....	75
10.1	ANEXO 1	75
10.2	ANEXO 2	76

1. Introducción

La importancia de disponer de un suministro de agua potable constante se ha convertido en los últimos años en un objetivo prioritario, sobre todo en lugares con escasez de este recurso. Según Naciones Unidas, un quinto de la población mundial vive en zonas con esta problemática y 500 millones más se acercan a esta situación. La mejor solución a esta necesidad pasa por el uso de plantas desalinizadoras. Sin embargo, la utilización de este tipo de instalaciones conlleva un alto consumo energético. En este sentido, y alineándose con la estrategia del Gobierno de España, recogida en el borrador del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030 [1] de dar prioridad a las energías renovables frente a las fuentes de energía convencionales, se plantea en el presente trabajo la posibilidad de alimentar eléctricamente a partir de esta forma de energía, no contaminante, una planta desalinizadora (IDAM, *Instalación Desaladora de Agua de Mar* o EDAM, *Estación Desaladora de Agua de Mar*). En concreto, se ha pensado en utilizar la energía de las olas, principalmente por dos motivos: por un lado, debido a la necesaria proximidad de las instalaciones desalinizadoras a la costa, y por otro, con la intención de proporcionar un empuje a este tipo de energía ya que no termina de consolidarse dentro del “pool” de energías sostenibles presentes en el mercado energético.

En la misma línea, nos encontramos que en la actual propuesta de la Estrategia Energética de Canarias (EECan25) 2015-2025 presentada desde el Gobierno de Canarias [2], se realiza un análisis DAFO para identificar los elementos que pueden contribuir a definir una estrategia energética efectiva. En dicho documento, se identifica como una de las «fortalezas» del territorio canario, el disponer de recursos naturales para la explotación de la energía de las olas, que se traduce como «oportunidad» para el aprovechamiento del potencial de energía undimotriz.

Teniendo en cuenta la problemática mundial reflejada en las líneas de actuación de los diferentes gobiernos, tanto nacional como autonómico, y utilizando como marco el proyecto DESAL+, se propone el presente estudio asociado a la *Actividad 2.2.1 - Realización conjunta de proyectos de investigación en desalación y su autosuficiencia energética*, de dicho proyecto. Con él, se pretende llevar a cabo un análisis técnico y medioambiental con la finalidad de definir una zona marina piloto, situada en la costa norte de la isla de Gran Canaria, para la instalación de prototipos que aprovechen la energía de las olas y suministren electricidad a alguna de las plantas desalinizadoras, gestionadas por el Consejo Insular de Aguas de Gran Canaria, que se encuentre en las inmediaciones del área escogida.

Las zonas con mayor viabilidad operativa, a lo largo de la costa norte de Gran Canaria, son las zonas de Bocabarranco, en el municipio de Gáldar, y del Puertito, en el de Arucas, ya que cuentan ambas con una IDAM, con las características necesarias, en sus proximidades. El potencial energético de las olas en ambas zonas se sitúa entre 14-16 kW/m, valores óptimos para el ensayo de prototipos. Por tanto, los análisis se centrarán en estos emplazamientos.

A lo largo del presente trabajo se realizarán: un análisis detallado de las condiciones oceanográficas del medio marino dentro de la zona piloto propuesta, un estudio de las características de la planta IDAM ubicada en sus proximidades para garantizar su correcta integración en el sistema, una evaluación del estado del arte de las diferentes tecnologías disponibles para el aprovechamiento de



la energía de las olas, y una revisión de la normativa sectorial asociada al empleo de este tipo de energía en régimen de autoconsumo y de autoconsumo con excedente.

Una vez finalizado el estudio, se dispondrá de información relevante para el proyecto DESAL+ y para los socios participantes, consiguiendo en sí mismo uno de los hitos necesarios en la hoja de ruta marcada para crear y consolidar una plataforma conjunta de I+D+i o "*Living Lab*", concebida como una infraestructura de investigación de excelencia en materia de desalinización de agua y ámbitos relacionados, dando especial relevancia al nexo «agua desalada y energía».

2. Objeto y alcance

2.1 Objetivo general

Se ha planteado como objetivo general del trabajo, la realización de un análisis multidisciplinar enfocado al estudio de una zona piloto, en la costa norte de la isla de Gran Canaria. Se pretende, de este modo, sentar las bases para una futura instalación de prototipos, en la zona, que aprovechen la energía undimotriz para suministrar la electricidad necesaria para el funcionamiento de una planta desalinizadora modelo. Con la intención de cumplir con este objetivo, se analizarán aspectos clave como la morfología del fondo marino, el potencial energético del oleaje, las limitaciones territoriales, las infraestructuras eléctricas disponibles en tierra para la conexión, el estado del arte de la tecnología undimotriz, la legislación vigente, etc.

2.2 Objetivos específicos

Asimismo, se han definido una serie de objetivos específicos que nos ayudarán a la consecución del objetivo general, estos son:

- **OE1:** Elección de una zona de estudio con una planta desalinizadora en su perímetro y caracterización de su entorno marítimo. Este objetivo específico se centrará en conocer el recurso energético disponible, morfología del fondo marino, parámetros físico-químicos y usos preestablecidos de la zona (áreas protegidas, pesca, recreo, etc.).
- **OE2:** Revisión y análisis de las diferentes tecnologías y prototipos en desarrollo para el aprovechamiento de la energía de las olas. Seleccionando aquellos prototipos que muestren una mayor integración con la zona piloto y con los objetivos del estudio.
- **OE3:** Modelización básica del rendimiento de los prototipos seleccionados en las condiciones marinas de la zona piloto.
- **OE4:** Descripción y análisis de las infraestructuras de la EDAM, prestando especial atención a las instalación eléctrica y al consumo energético.
- **OE5:** Estudio y propuesta de conexión de los prototipos a la instalación eléctrica de la planta desalinizadora existente.
- **OE6:** Revisión de la normativa y procedimientos administrativos necesarios para poner en marcha la instalación piloto en régimen de autoconsumo y autoconsumo con excedente.
- **OE7:** Presentación de una o varias propuesta finales para llevar a cabo el objetivo principal de alimentar eléctricamente una EDAM utilizando energía procedente de uno o varios dispositivos convertidores de olas.

3. Formulación y planificación del estudio

3.1 Descripción técnica

El presente trabajo, como ya se ha comentado, se justifica dentro de las actividades relacionadas con el proyecto DESAL+ y tendrá la función de proporcionar todos los datos necesarios para la puesta en marcha de un sistema de aprovechamiento del recurso undimotriz con el objeto de abastecer eléctricamente una IDAM.

Para ello, se ha llevado a cabo inicialmente un análisis de la costa norte de la isla de Gran Canaria, con el propósito de elaborar una caracterización integral del medio ambiente y de las infraestructuras asociadas disponibles. Basándonos en dicho análisis, se ha seleccionado una zona piloto, cumpliendo en primera instancia con el requisito de estar ubicada en las proximidades de una planta desalinizadora, ya que ésta se utilizará como punto de conexión para los convertidores de olas en régimen de autoconsumo. Durante el proceso de selección, también se han tenido en cuenta otros criterios como la batimetría de la zona marina, el clima marítimo (recurso energético disponible), limitaciones de los recursos propios territoriales, etc.

Igualmente, se ha prestado atención a la evaluación de las infraestructuras eléctricas terrestres existentes en la planta desalinizadora asociada a la zona, ya que será un factor importante para realizar la evacuación de la energía generada offshore. En este sentido, se señalarán detalladamente todos los requerimientos técnicos a tener en cuenta dentro de su apartado correspondiente.

Por otro lado, también se ha trabajado en la elaboración de un estado del arte de las diferentes tecnologías de conversión de energía disponibles para aprovechar la energía undimotriz (WEC, *Wave Energy Converter*), confeccionando un listado de las tecnologías más propicias y aportando una evaluación de las mismas.

Para finalizar, se describirán todos los procedimientos legales y administrativos necesarios para tramitar la puesta en marcha de la planta piloto dentro del marco legal actual, tanto a nivel estatal como autonómico.

Todos estos pasos, estarán destinados a la adquisición de los conocimientos necesarios para plantear, de forma satisfactoria, una serie de propuestas y recomendaciones finales con la intención de conformar un sistema de desalación alimentado eléctricamente con energía de las olas.

3.2 Plan de trabajo y metodología

El planteamiento seguido en el proceso de análisis se estructura según los siguientes apartados:

- **Estudios de caracterización del entorno ambiental marino:** Utilizando los resultados provenientes de diferentes estudios, realizados por empresas especializadas, definiremos una zona piloto para la explotación del recurso undimotriz. Los estudios empleados en este apartado fueron:

- Estudio del potencial undimotriz de la isla de Gran Canaria, elaborado por el IHCantabria [3].
 - Análisis de la batimetría de la zona, de elaboración propia y utilizando el estudio realizado por Elittoral [4].
 - Estudio de la morfología del fondo marino de la zona (Geofísica y Bionomía), elaborado por Elittoral [4].
 - Análisis de la hidrodinámica de la zona, de elaboración propia y utilizando el estudio realizado por Elittoral [4].
 - Otros análisis específicos, de elaboración propia.
- **Estado del arte de la tecnología undimotriz:** En este apartado, se realizará una introducción a la situación actual de la energía undimotriz, dentro del abanico de recursos renovables disponibles y como tecnología en sí misma. Este ejercicio nos permitirá ubicarnos en el panorama energético actual. Posteriormente, se llevará a cabo un estudio de un conjunto de tecnologías diseñadas para convertir la energía de las olas en energía eléctrica, seleccionadas basándonos en el requisito de que se encuentren implementadas en la actualidad en algún emplazamiento, es decir, que se encuentren en un nivel *TRL (Technology Readiness Level)* superior a 6 (*System/subsystem model or prototype demonstration in a relevant environment*) [3]. Finalmente, nos focalizaremos en aquellos que mejor se adapten al objeto del presente trabajo.
 - **Descripción de la planta desalinizadora seleccionada:** Una vez identificada la zona piloto y propuesta la IDAM, se describirán las instalaciones de esta última. Sobre todo, se realizará un análisis detallado de la infraestructura eléctrica y situación medioambiental de la misma.
 - **Marco legislativo:** Durante el análisis normativo nos centraremos en los aspectos energético y medioambiental, con la intención de describir los procedimientos necesarios para la legalización y puesta en marcha de la instalación en régimen de autoconsumo y autoconsumo con excedente.
 - **Propuestas y conclusiones:** Para finalizar, se integraran todos los datos obtenidos en los apartados anteriores de tal forma que permitan realizar una serie de propuestas y recomendaciones de ejecución. Teniendo en cuenta, siempre, la solución más optimizada para el aprovechamiento de la energía undimotriz con la intención alimentar la estación desalinizadora seleccionada.

Para ilustrar el plan de trabajo y la metodología se ha elaborado la infografía representada en la *Figura 1*.



Figura 1. Metodología y plan de trabajo.

4. Estudio de caracterización del entorno marino

Por medio de este estudio se pretende describir detalladamente las condiciones ambientales existentes en el entorno marino seleccionado, con la intención de evaluar el recurso undimotriz. Durante el desarrollo del mismo, se ha utilizado como guía la normativa internacional IEC TC 62600-101 – *Wave energy resource assessment and characterization* [3], que forma parte del conjunto de normas, desarrolladas por la IEC (*International Electrotechnical Commission*), relacionadas con la energía marina (IEC TS 62600).

Siguiendo la nomenclatura propuesta por la IEC TC 62600-101, se realizará una evaluación del recurso de «Clase 1 – Reconocimiento», aportando una primera evaluación del área, y añadiendo algunos aspectos relacionados con la «Clase 2 – Viabilidad». La intención es la de aportar un refinamiento elaborado de los datos en los aspectos más relevantes.

Siguiendo las indicaciones de la norma, los apartados más significativos a tener en cuenta y que se van a respetar en el presente trabajo, según correspondencia indicada, son:

1. **Revisión y descripción de estudios previos** – correspondiente al punto [4.1 Estudio del potencial undimotriz de la isla de Gran Canaria](#).
2. **Área de estudio** – correspondiente a los puntos [4.2 Definición de la zona piloto](#) y [4.4 Estudio de la morfología del fondo marino](#).
3. **Batimetría** – correspondiente a los puntos [4.3 Análisis de la batimetría](#) y [4.4 Estudio de la morfología del fondo marino](#).
4. **Datos existentes del oleaje** – correspondiente al punto [4.5 Análisis de las condiciones del oleaje](#).

Además, se ha decidido añadir un último apartado, 4.6, dedicado a «Otros análisis», con el cual se completará el estudio en lo que se refiere a la viabilidad de la zona piloto escogida.

Por otro lado, como estudios existentes de partida, se han utilizado la siguiente documentación elaborada por empresas especializadas:

- «Análisis y zonificación del espacio marítimo de Gran Canaria.» IH Cantabria 2016 [3].
- «Estudio de caracterización ambiental marina en la costa norte de Gran Canaria.» Elittoral 2019 [4].

4.1 Estudio del potencial undimotriz de la isla de Gran Canaria

De acuerdo con las indicaciones de la norma IEC TC 62600-101, en este apartado utilizaremos el estudio realizado por el IH Cantabria [4] para identificar las localizaciones, dentro del espacio marítimo de la isla de Gran Canaria, que reúnen las condiciones más adecuadas para albergar parques undimotrices. En él, se concluye que se cuenta con un potencial undimotriz importante, especialmente en el litoral norte de la isla, tal y como se muestra en los mapas de la *Figura 6*. Esta riqueza de recurso se debe a la exposición directa de dicho litoral al oleaje del océano Atlántico, además de a los vientos alisios.

En el estudio de referencia, se tuvo en cuenta la dinámica marina, entendida por corrientes y oleaje, que condiciona la evaluación de los siguientes elementos: la *idoneidad para la producción*, la *idoneidad estructural* y la *idoneidad para la operativa* del emplazamiento. Con la intención de valorar estos parámetros, se consideraron estadísticos a partir de bases de datos de históricos.

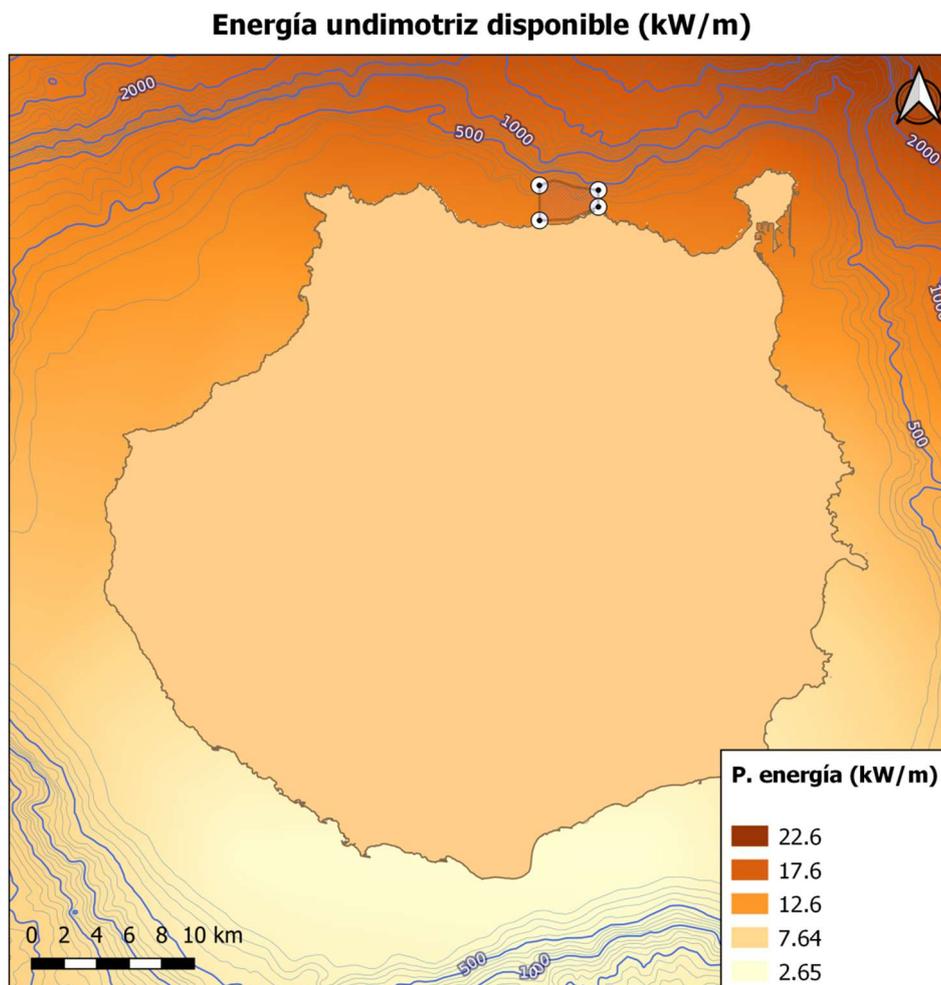


Figura 2. Energía undimotriz disponible en la costa de la isla de Gran Canaria.

Como punto de partida, se representa, en la *Figura 2*, la energía undimotriz bruta disponible, según el estudio, sin tener en cuenta otros factores. En la imagen se aprecia, como ya se ha mencionado, el potencial presente en la zona norte en contraste con otras zonas de la isla.

Con el objeto de mostrar un análisis de la idoneidad general, se han tenido en cuenta los indicadores incluidos en las siguientes tablas, para cada una de las idoneidades específicas propuestas.

<i>Idoneidad para la producción undimotriz</i>	
Flujo de energía disponible (kW/m)	15
Oleaje (H_s, m)	$1 < H_s < 5$
Oleaje (T_p, s)	$5 < T_p < 15$

Realizando una representación de aquellos puntos que cumplen las condiciones mostradas en la tabla anterior, para la **idoneidad para la producción**, se obtiene el mapa de la *Figura 3*. En este, se sigue apreciando una mayor idoneidad en la costa norte de la isla.

Mapa de idoneidad de producción para la energía undimotriz

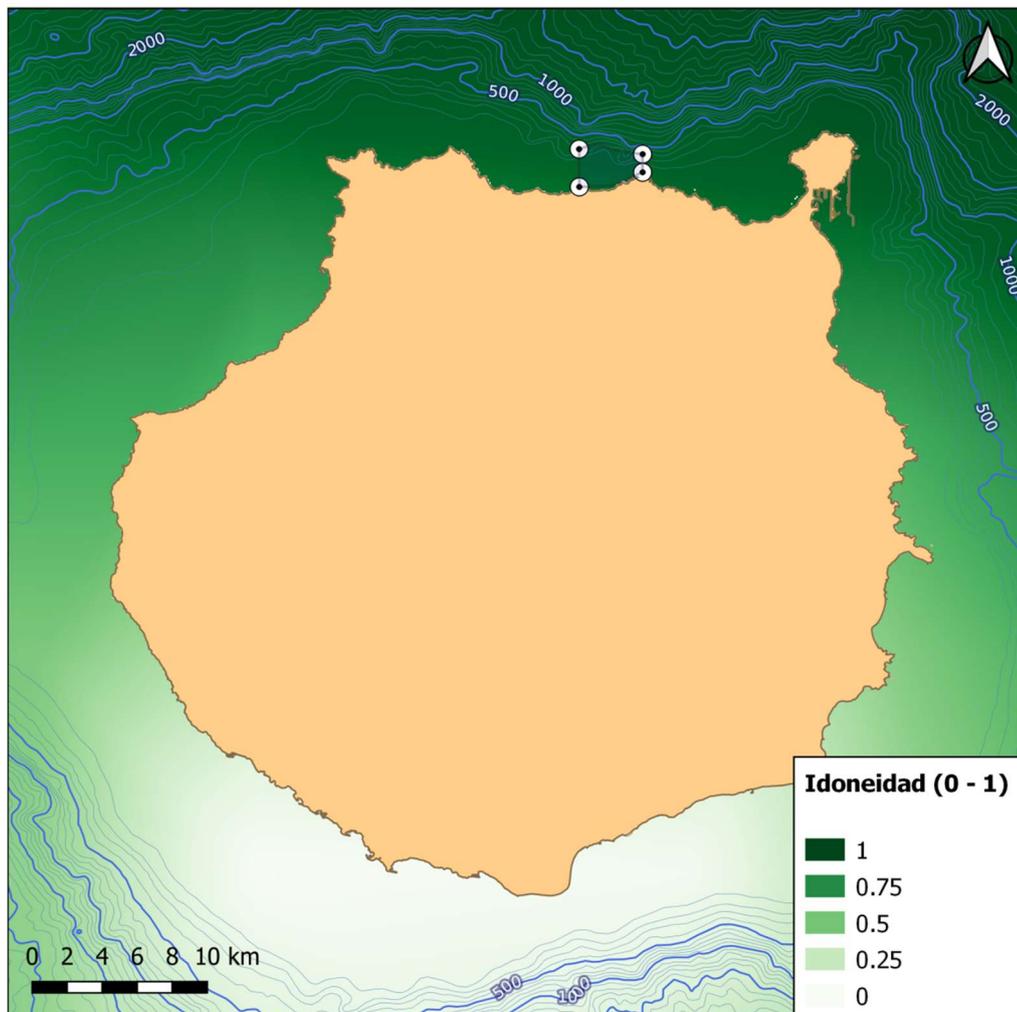


Figura 3. Idoneidad para la producción de energía undimotriz.

<i>Idoneidad estructural</i>	
Viento medio horario (V_{50} , m/s)	< 40
Oleaje (H_{50} , m)	< 15
Corriente (C_{50} , m/s)	< 1
Batimetría (m)	< 300
Pendiente (%)	< 25

Representando todos los puntos que cumplen los indicadores de la tabla anterior, para la **idoneidad estructural**, se ha diseñado el mapa de la *Figura 4*. En él se aprecian ciertas zonas en la costa oeste de la isla que no son idoneas, el resto del litoral cuenta con la máxima idoneidad.

Mapa de idoneidad estructural

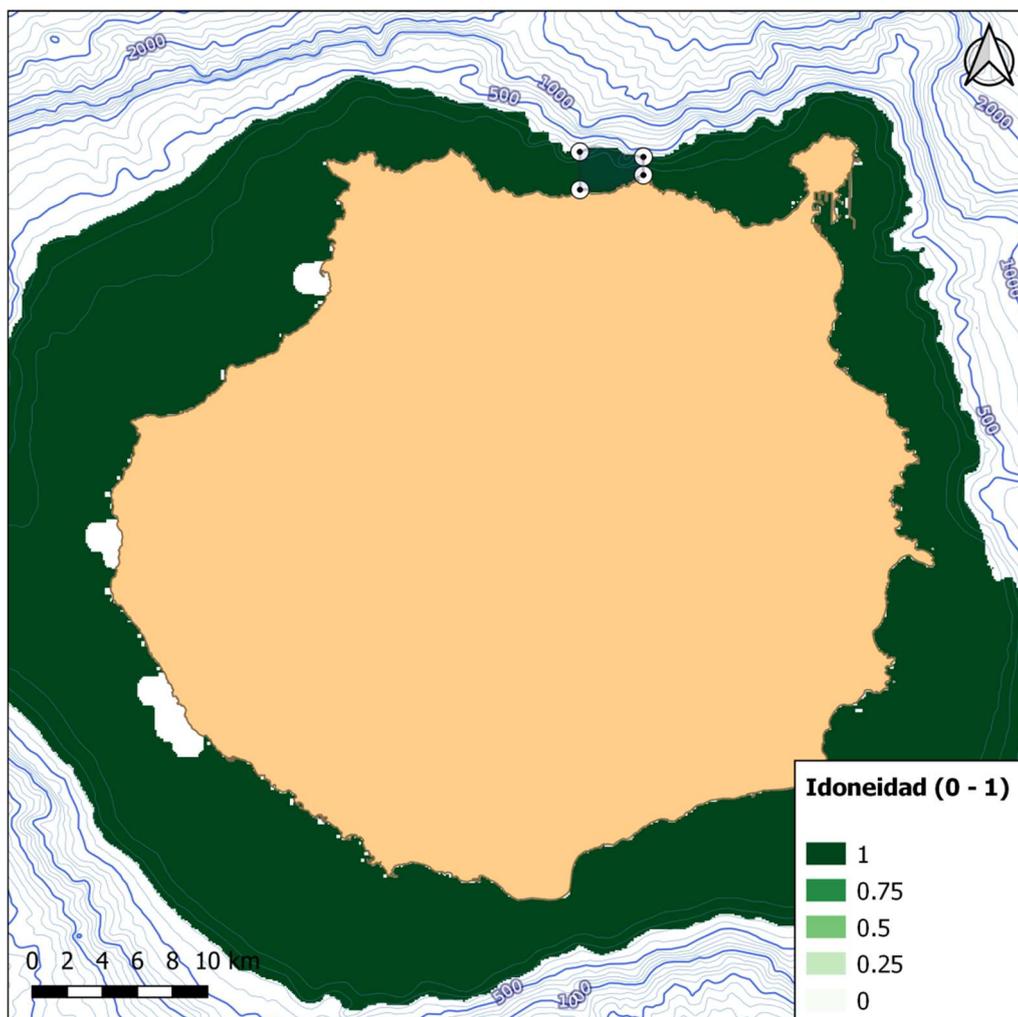


Figura 4. Idoneidad estructural.

<i>Idoneidad operativa</i>	
Distancia a puerto (km)	< 40
Viento (V, m/s)	< 15
Oleaje (H_s, m)	< 2

Representando los puntos que cumplen las condiciones de la tabla anterior, para la **idoneidad operativa**, se ha desarrollado el mapa mostrado en la *Figura 5*. En este caso, se aprecia de forma generalizada una cierta homogeneidad favorable a lo largo de todo el litoral.

Mapa de idoneidad operativa

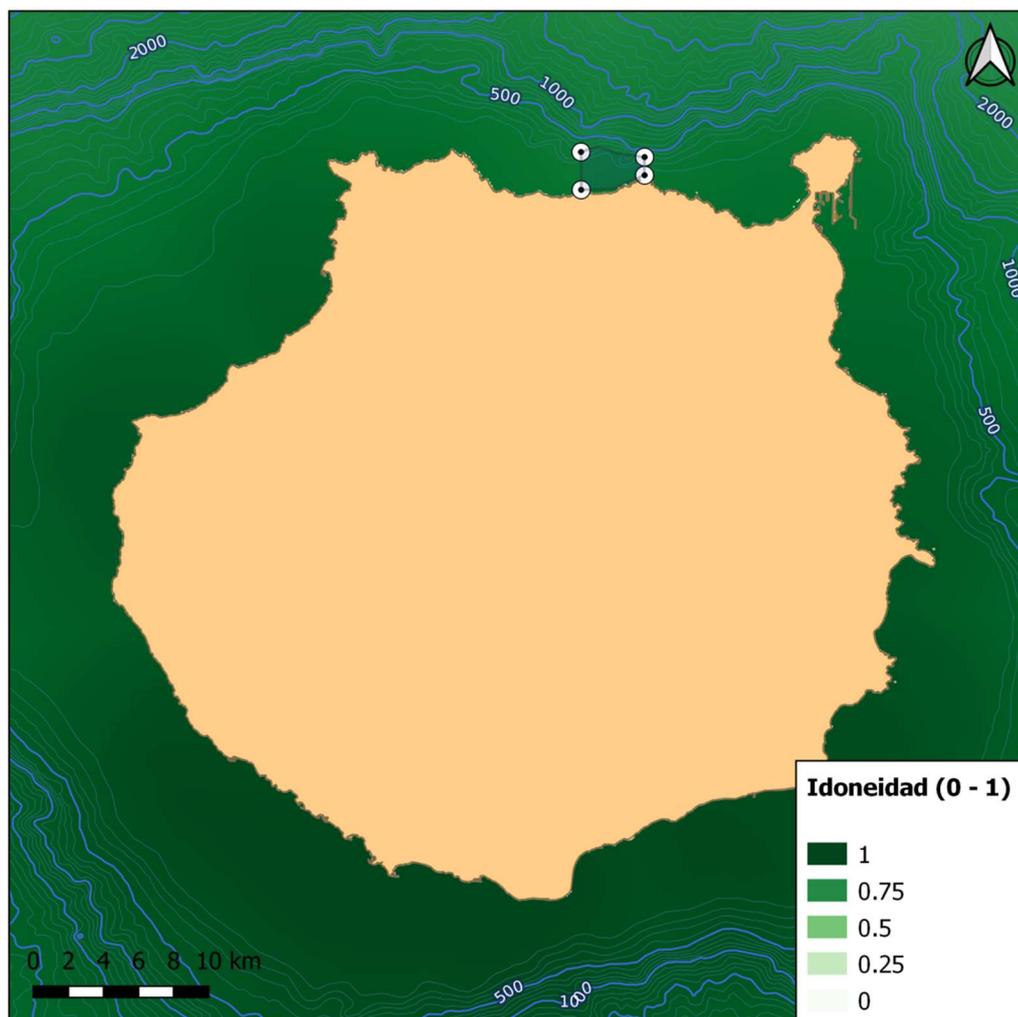


Figura 5. Idoneidad operativa.

El resultado final que se desprende del estudio de todas las idoneidades, se representa en un mapa que muestra, de forma conjunta, todas estas zonas idóneas para la explotación de la energía undimotriz, *Figura 6 izquierda*. Para su diseño, se han teniendo en cuenta cada una de las 3 idoneidades específicas señaladas con anterioridad, se ha dividido la costa de Gran Canaria en zonas y se ha aplicado la lógica difusa para realizar la integración. El resultado queda representado por una

serie de valores de probabilidad para cada zona. Estos valores están normalizados entre 0 y 1, siendo 1 un emplazamiento apto y 0 uno no apto.

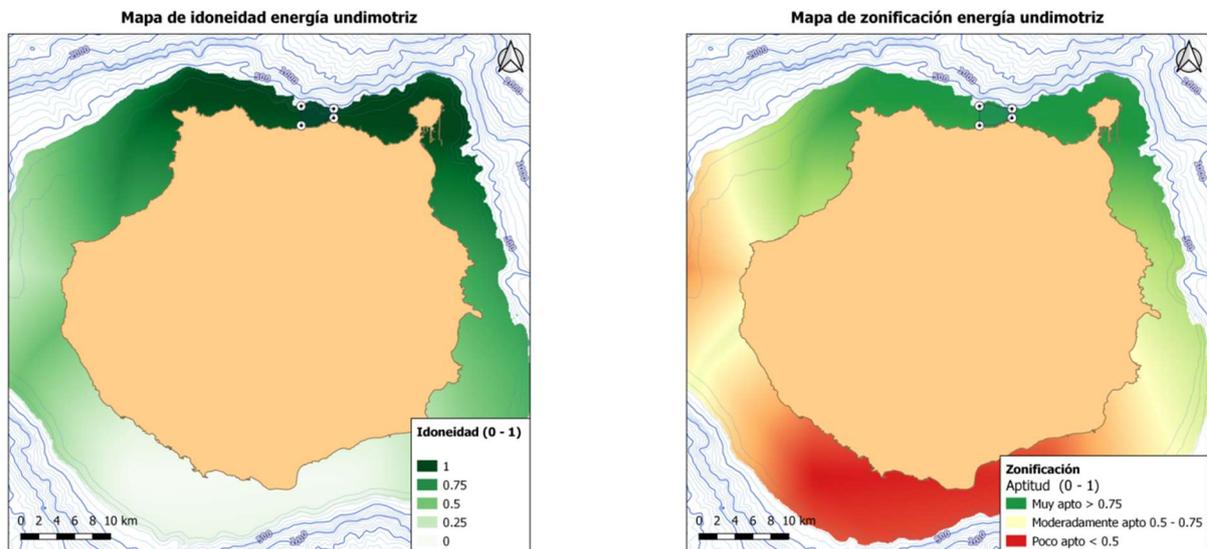


Figura 6. Mapa de idoneidad, teniendo en cuenta todos los aspectos, y mapa de zonificación, por aptitud para la energía undimotriz.

Como se desprende de ambas representaciones, en la *Figura 6*, donde se han tenido en cuenta las diferentes idoneidades específicas (para la producción, estructural y operativa), la costa norte de la isla se posiciona como la ubicación más recomendable para la selección de la zona piloto. Por este motivo, durante los próximos apartados nos focalizaremos en ella.

4.2 Definición de la zona piloto

Atendiendo a los resultados del apartado anterior, y conforme a la norma IEC TC 62600-101, se ha ubicado la zona piloto en la costa norte de la isla de Gran Canaria, junto al litoral del municipio de Arucas, ver *Figura 2*. Su área cubrirá una extensión de 7,82 km², tomando como inicio la propia costa y extendiéndose hasta la línea de los 200 metros de profundidad, aproximadamente, según se muestra en la *Figura 7*. De esta forma, se cubrirá una distancia desde la costa hacia mar adentro de 2,36 km, y un ancho de costa de 3,31 km. Los puntos que definen los vértices del polígono son:

	Longitud	Latitud
Punto A	15.5633° W	28.1704° N
Punto B	15.5266° W	28.1675° N
Punto C	15.5266° W	28.1569° N
Punto D	15.5632° W	28.1484° N

Tabla 1. Coordenadas de los vértices de la zona piloto.

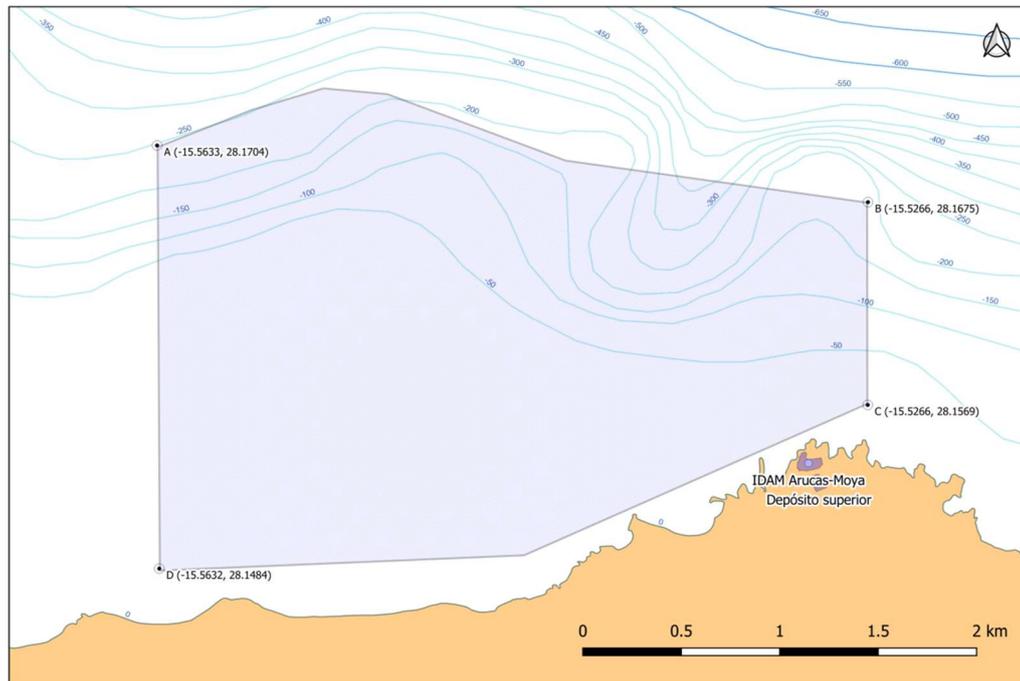


Figura 7. Delimitación de la zona piloto, con vértices.

Para cumplir con los requisitos indicados en la norma IEC TC 62600-101, este análisis se completará con el punto [4.4 - Estudio de la morfología del fondo marino](#), como se había indicado.

4.3 Análisis de la batimetría

En este apartado, y siguiendo con las pautas marcadas por la IEC TC 62600-101, vamos a estudiar la batimetría de la zona piloto. Para ellos, comenzaremos apoyándonos en una serie de batimetrías existentes. Al principio analizaremos las de menor detalle e iremos aumentando el nivel de detalle y actualización hasta acabar analizando una batimetría reciente, exclusivamente realizada para la zona piloto.

Como batimetría de partida utilizamos la proporcionada por el [REDMIC](#) (REpositorio de Datos Marinos Integrados de Canarias), y en concreto los mapas batimétricos realizados por el [OAG](#) (Observatorio Ambiental de Granadilla). Una representación de esta batimetría, aplicada a la zona piloto, se puede ver en los planos de la *Figura 8*. Estos mapas nos permiten conformar una idea general necesaria para comenzar a trabajar.

En un segundo paso, buscando ya un mayor detalle, se han utilizado los mapas batimétricos facilitados por el [IEO](#) (Instituto Español de Oceanografía), *Figura 9*, y el [MITECO](#) (Ministerio para la Transición Ecológica), *Figura 10*. En estas representaciones se aprecia un nivel de detalle suficiente, pero todavía cuentan con los inconvenientes de haber sido realizados algunos años atrás y de ser un extracto de una batimetría con una superficie mucho mayor. Por lo tanto, serían válidas para un estudio teórico, pero a la hora de realizar cualquier trabajo específico en la zona de estudio sería necesario contar con una batimetría más actualizada y centrada en la zona de estudio.

Por lo tanto, en un tercer paso, se ha contratado un estudio batimétrico a la empresa Elittoral S.L.N.E. [6]. Sus resultados se analizan al final de este apartado. Es importante señalar, que por medio de este estudio también se consigue proporcionar una evaluación de Clase 2, según IEC TC 62600-101.

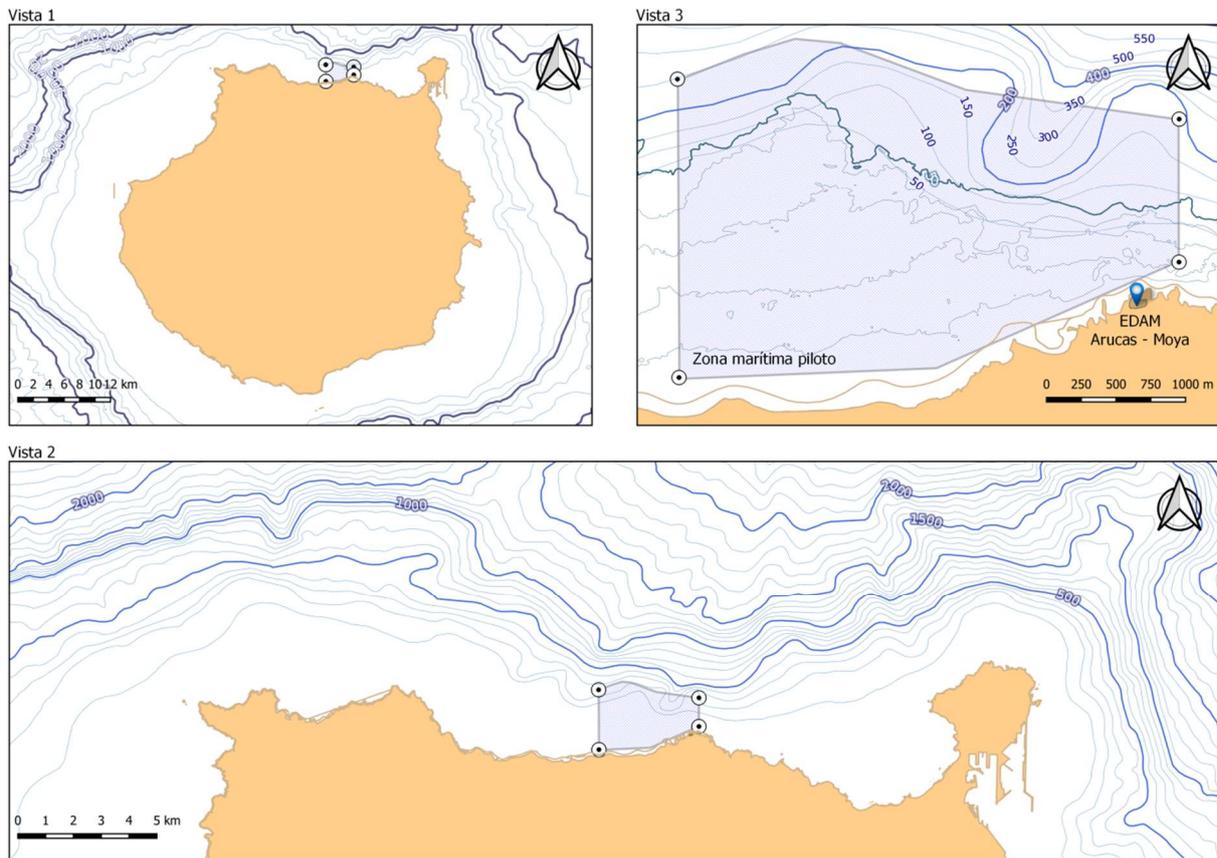


Figura 8. La *Vista 1* representa la batimetría de la isla de Gran Canaria en su totalidad. La *Vista 2* representa la costa norte de la isla de Gran Canaria. La *Vista 3* representa la zona estudiada.

En la *Figura 8* se pueden observar 3 vistas, cada una de ellas con diferente nivel de detalle, llegando en la *Vista 3* a una resolución máxima de 50 metros. En concreto, la *Figura 7– Vista 1* muestra la ubicación de la zona piloto en relación con la isla de Gran Canaria. En la *Figura 7– Vista 2* podemos observar una vista más detallada, presentando la costa norte de la isla. Y en la *Figura 7– Vista 3* se ha representado únicamente la zona piloto junto con la ubicación de la IDAM Arucas-Moya. En esta última, se observa claramente como la zona piloto puede llegar a alcanzar una profundidad de 350 metros en algunos puntos, aunque la mayor parte de su extensión se encuentra a una profundidad de menos de 50 metros. Esta característica se podrá apreciar con mayor detalle en las siguientes representaciones.

Con la intención de disponer de una referencia más precisa, en las *Figura 9* y *Figura 10* se reproduce la zona de estudio utilizando una representación de la batimetría con una resolución de 1 metro, extendida desde la costa hasta los 50 metros de profundidad. Para cada una de las representaciones se ha utilizado una fuente diferente.

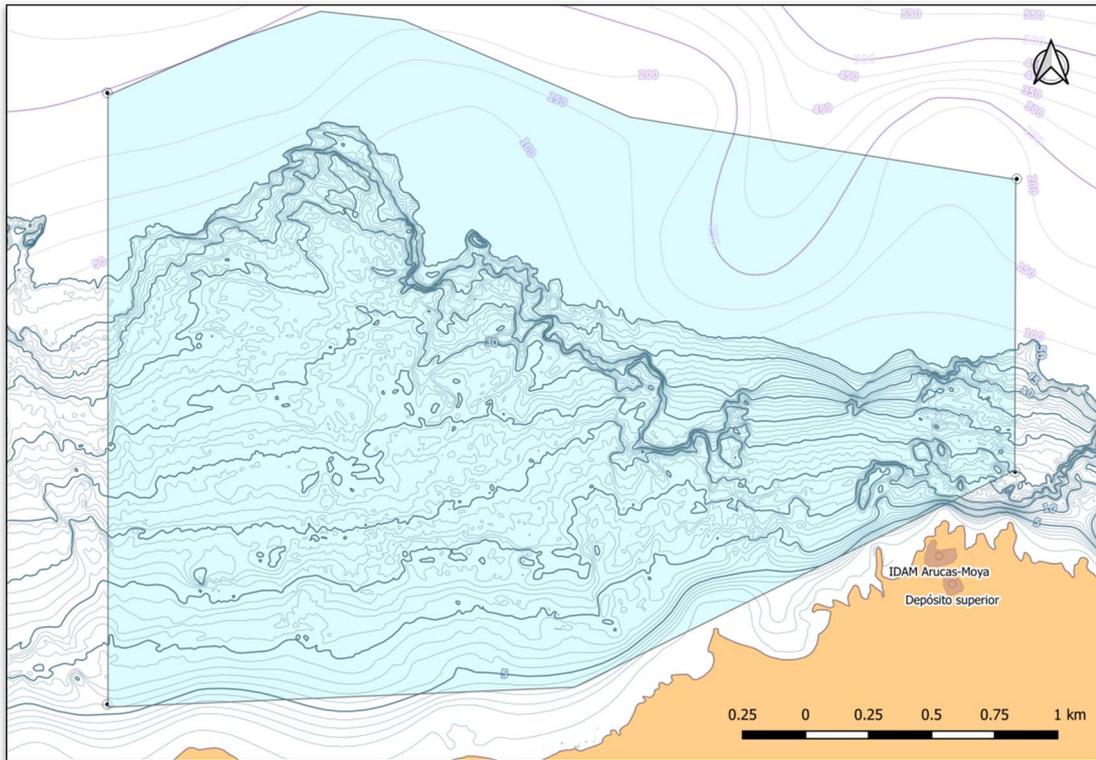


Figura 9. Batimetría de la zona estudiada con una resolución de 1 m. (IEO)

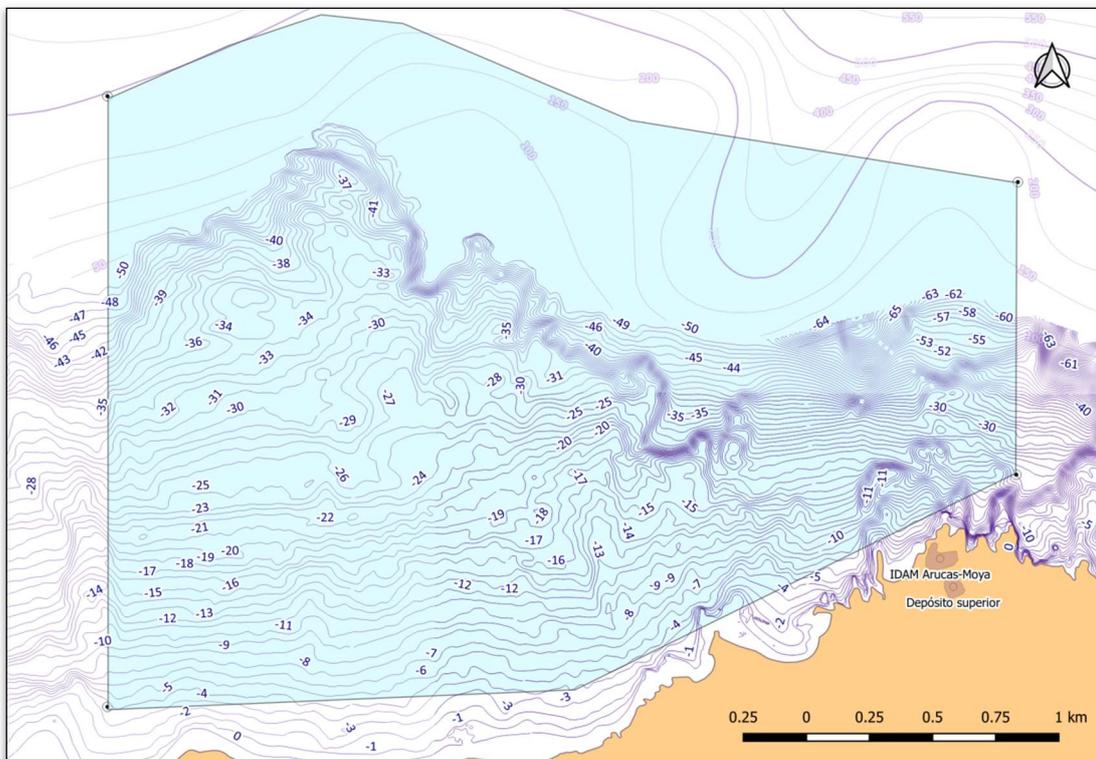


Figura 10. Batimetría de la zona estudiada con una resolución de 1 m. (Ecocartograma)

Para finalizar, se añade el mapa correspondiente al estudio realizado por Elittoral [4], *Figura 11*, con la batimetría representada a una resolución de 1 metro, extendida desde los 10 metros hasta los 150 metros de profundidad. Esta figura representa la cartografía más detallada y actualizada de la zona, como ya se había comentado.

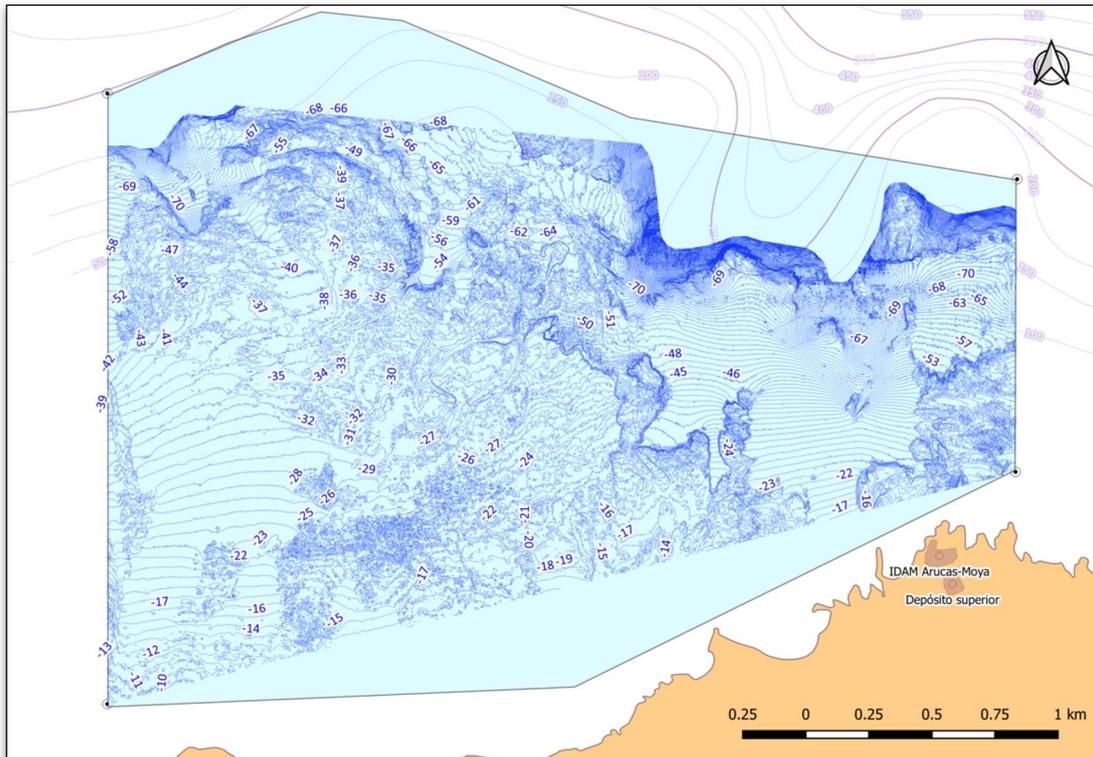


Figura 11. Batimetría de la zona estudiada con una resolución de 1 m. (desde los 10 a los 150 m. de profundidad)

Analizando este último mapa, se aprecia la existencia de suficientes zonas con poca inclinación, sobre todo en la zona oeste y frente a la IDAM, ideales para desplegar los convertidores de energía y sus amarres, y posibilitando un trazado sencillo del cableado hacia las instalaciones. Estos datos, en contraste con los obtenidos en el siguiente estudio, sobre la morfología del fondo marino, nos guiarán en el diseño de propuestas viables.

Con la intención de disponer de una representación que se ajuste lo más fielmente posible a la realidad, se ha elaborado un modelo 3D basándose en la batimetría anterior, *Figura 12*. En la representación 3D se identifican, con más claridad, las zonas aptas para el despliegue de las infraestructuras necesarias que ya se habían anticipado.

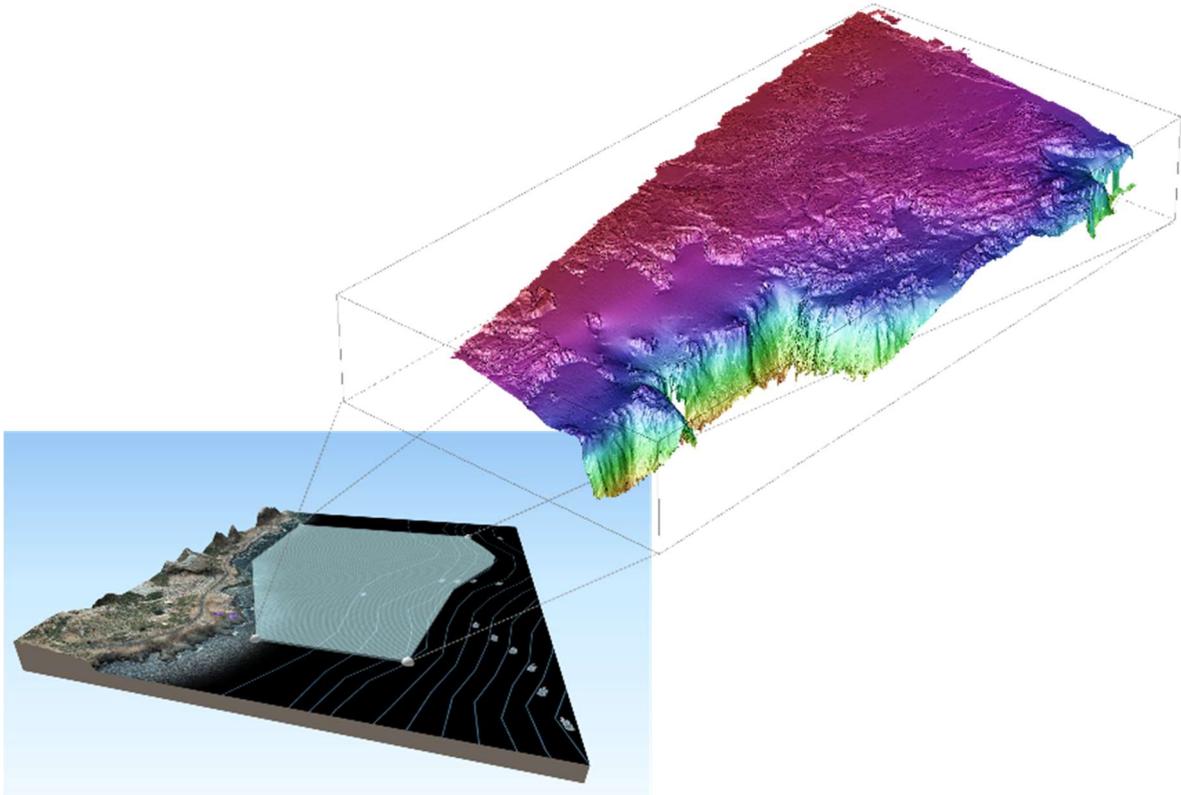


Figura 12. Representación 3D de la batimetría con una resolución de 1 m.

4.4 Estudio de la morfología del fondo marino

Para el análisis de la morfología del fondo y del espesor de la capa de sedimento no consolidado, de la zona piloto, se ha utilizado el estudio realizado por la empresa Elittoral [6].

Tras los trabajos de campo y después de la realización del correspondiente análisis, se presenta la siguiente clasificación según los tipos de fondo en la zona (sin clasificación granulométrica):

- **Rocosos.** Dentro de este tipo se diferencian las siguientes morfologías:
 - Bolos
 - Bloques
 - Rasa. A su vez, dentro de esta morfología se distinguen las siguientes texturas:
 - Rasa lisa
 - Rasa fragmentada
 - Rasa fragmentada en bloques y bolos

- **Arenosos.** Dentro de este tipo se diferencian dos tipos de sustratos:
 - Arena
 - Ripples

En la *Figura 13* se han representado los diferentes tipos de fondo, atendiendo a la clasificación realizada.

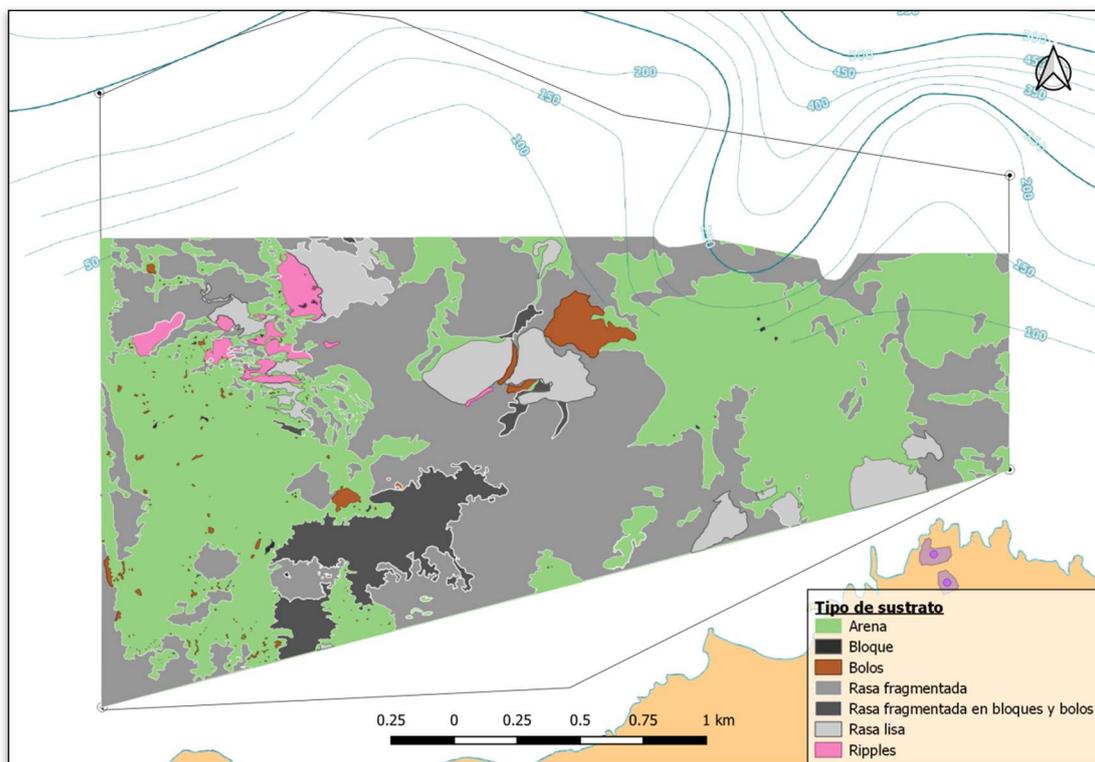


Figura 13. Tipos de fondos en la zona piloto.

También se ha identificado el fondo marino y la base de los sedimentos arenosos teniendo en cuenta la geofísica de los diferentes perfiles obtenidos. Como resultado, se ha elaborado un mapa de isopacas mostrando los elementos no consolidados, *Figura 14*. Los espesores de arena calculados indican que los sedimentos arenosos incrementan su espesor hacia la zona central y hacia el norte. Estos espesores varían entre unos pocos centímetros en la zona en contacto con los afloramientos rocosos, hasta más de 3,6 m. en la zona noreste, como se puede comprobar en la figura.

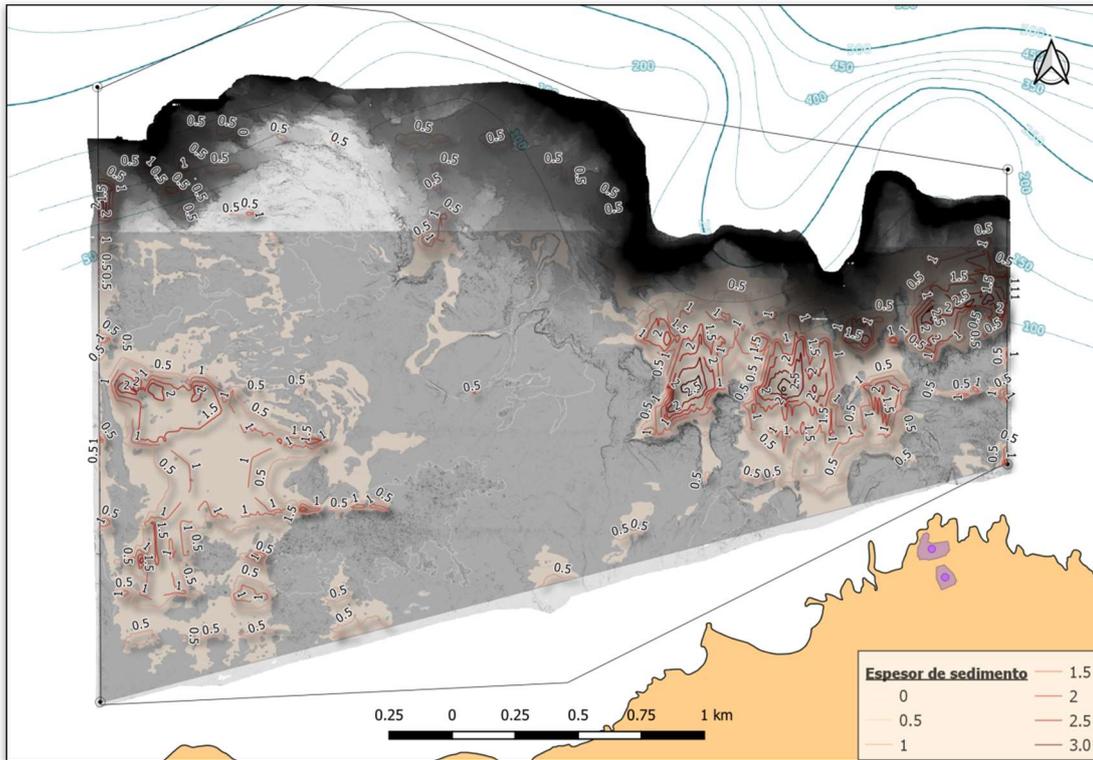


Figura 14. Espesor de sedimento no consolidado en la zona piloto.

Es importante, también, tener un conocimiento de las comunidades bentónicas existente en la zona por medio de los mapas bionómicos. En la siguiente tabla, *Tabla 2*, se pueden observar las diferentes especies identificadas, y en la *Figura 15*, se representa la cartografía bentónica en base a esta identificación, componiendo el hábitat de la zona.

Grupo	Familia	Abundancia
Alga roja	Rodophyta	Mayoritaria
Alga parda	Phaeophyceae	Abundante
Esponja	Aplysinidae	Abundante
Esponja	Phoriospongiidae	Abundante
Equinodermos: Erizo de mar	Echinidae	Ocasional
	Diadematidea	Ocasional
	Arbaciidae	Ocasional

Tabla 2. Principales especies identificadas.

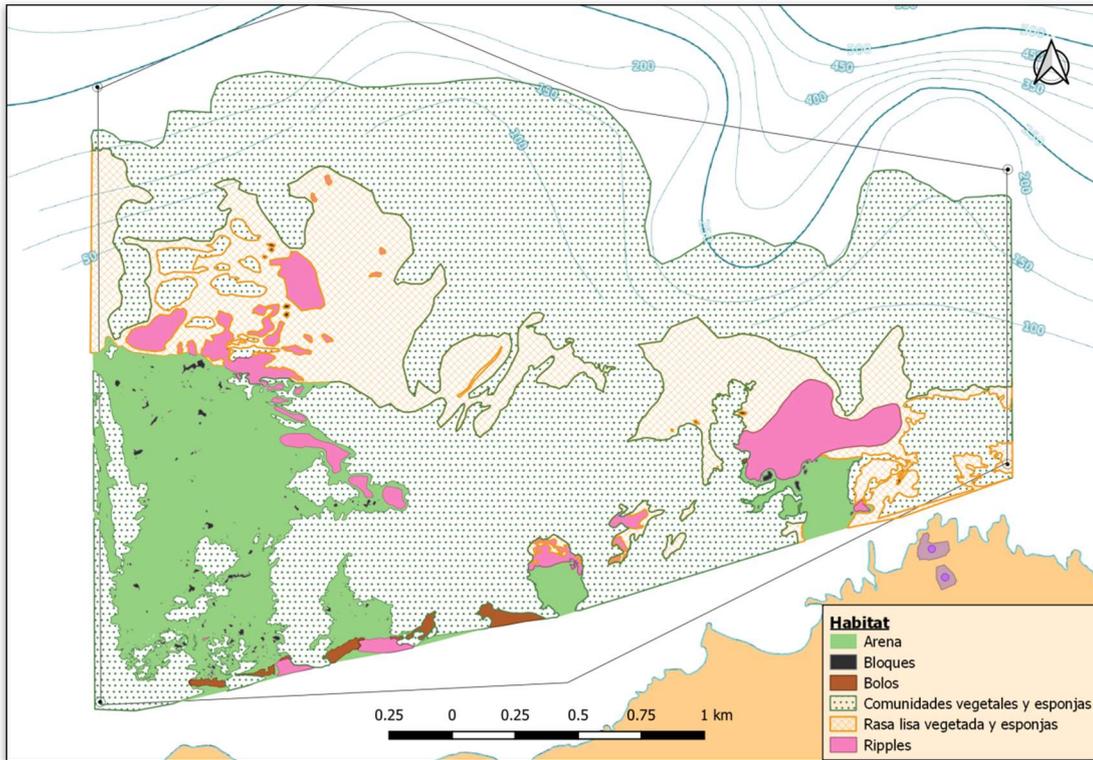


Figura 15. Cartografía de Hábitats de la zona piloto.

Se identificaron comunidades de algas fotófilas fundamentalmente sobre el sustrato rocoso, el más abundante en toda el área de estudio. Este hábitat se encuentra dominado principalmente por algas rojas filamentosas, con presencia de algas pardas, esponjas y briozoos. Ocasionalmente, si bien no forman parte de la comunidad bentónica, se observaron otras especies como peces óseos y cartilagosos.

4.5 Análisis de las condiciones del oleaje

Con el objeto de dar respuesta al apartado de «datos existentes de oleaje», citado en la IEC TC 62600-101, y llevar a cabo un estudio del tipo propuesto en la norma, es necesario disponer de un histórico de los datos de altura de ola significativa (H_s), periodo pico (T_p) y dirección de las olas de, al menos, 10 años de antigüedad.

Aunque explícitamente no hay consenso en el número de años mínimo para llevar a cabo un análisis con fiabilidad, la estadística nos dice que cuanto mayor sea este, mayor precisión se alcanzará. En concordancia, el IDAE [5] recomienda la utilización de series con el mayor número de años posible. Por este motivo, para este estudio, hemos seguido este criterio. Sin embargo, no hay que olvidar que manejar grandes cantidades de datos puede llegar a resultar tedioso en la mayoría de los casos. Por lo tanto, resulta coherente intentar llegar a un equilibrio entre la precisión necesaria y la fluidez en el manejo de los datos, tal y como recoge el estándar de la IEC [6], en el que se contempla como periodo mínimo recomendado 10 años. De ahí los 10 años fijados en el párrafo anterior como

condición suficiente. Aun así, si nos fijamos en otros estudios, el número de años suele oscilar entre 6 y 20 [7] [8].

A la hora de conseguir un conjunto de datos de estas características, se descartó la posibilidad de utilizar bases de datos obtenidas a partir de modelos globales (tipo ERA5, de la European Centre for Medium-Range Weather Forecasts), debido a que la resolución proporcionada no permitía contar con el suficiente nivel de detalle para ubicar los puntos próximos a la zona piloto. En la *Figura 17*, se puede observar cómo el perfil de la isla no encaja con los puntos de predicciones (zona con diferentes tonalidades de azul).

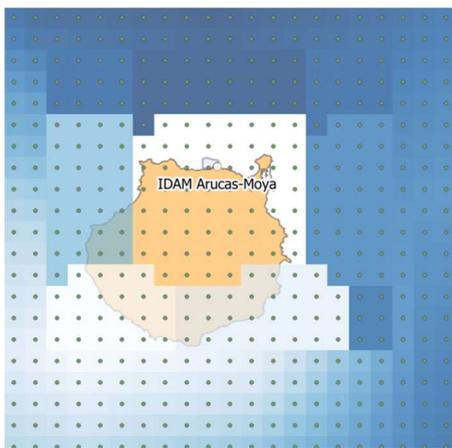


Figura 17. Malla de puntos ERA 5.

Por otro lado, [Puertos del Estado](#), órgano dependiente del Ministerio de Fomento (Gobierno de España), dispone de un conjunto de datos, llamados **Puntos SIMAR**¹, que están formados por series temporales de parámetros de viento y oleaje para un número determinado de ubicaciones (ver *Figura 16*). Estos datos son resultado de un modelado numérico desde el año 1958 hasta la actualidad. Como valor añadido, su página web permite trabajar con una serie de tablas y gráficos estadísticos, obtenidos a partir de los valores del histórico, que facilitan la comprensión de los datos.

Para las necesidades del presente estudio se propuso, en un principio, el uso de las series temporales pertenecientes a dos de estos puntos, el **Punto SIMAR 4035011** y el **Punto SIMAR 4036011**. Ambos con un periodo de tiempo comprendido entre los años 1958 y 2018 (61 años), y datos tomados cada hora. Los puntos propuestos están situados en la costa norte de la isla y a menos de 5 km de la IDAM, tal y como se puede observar en la *Figura 18*.



Figura 16. Puntos SIMAR alrededor de la isla de GC.

	Longitud	Latitud	Profundidad (m)	Cadencia (h)	Inicio de medidas	Fin de medidas
Punto SIMAR 4035011	15.58° W	28.17° N	~ 50	1	04-01-1958	26-12-2018
Punto SIMAR 4036011	15.50° W	28.17° N	~ 250	1	04-01-1958	26-12-2018

Tabla 3. Características de los puntos SIMAR seleccionados.

¹ Las series SIMAR surgen de la concatenación de los dos grandes conjuntos de datos simulados de oleaje con los que tradicionalmente ha contado Puertos del Estado: SIMAR-44 y WANA. El objetivo de estos datos es el de poder ofrecer series temporales más extensas en el tiempo y actualizadas diariamente. De este modo, el conjunto SIMAR ofrece información desde el año 1958 hasta la actualidad.

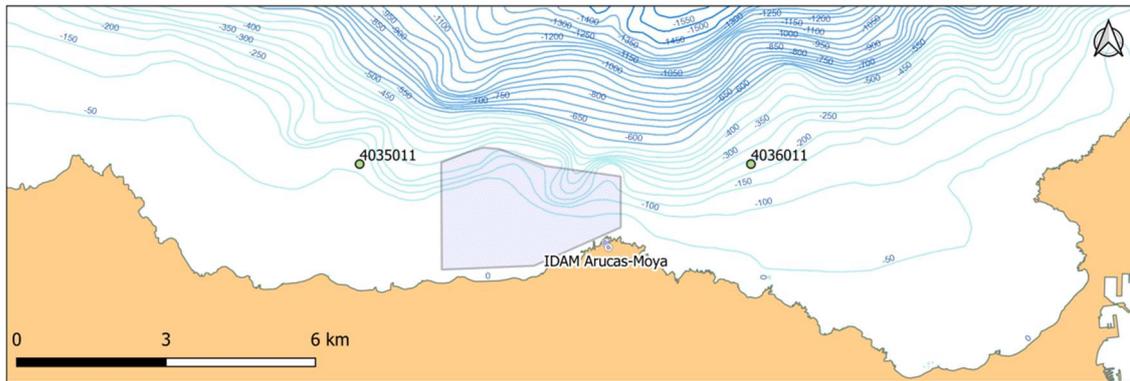


Figura 18. Puntos SIMAR seleccionados.

Posteriormente, realizando un análisis más detallado de los puntos, se ha considerado seleccionar únicamente el punto **SIMAR 40035011**, situado a la izquierda en la *Figura 18*, como punto más representativo de las condiciones de la zona piloto, ya que la profundidad en ese punto se aproxima más a la profundidad media de la zona propuesta, además de encontrarse a menor distancia de la misma. Por lo tanto, a la hora de realizar los cálculos presentados en posteriores apartados, se utilizarán solamente los datos históricos de este punto. Esto posibilitará que cuando se evalúen las diferentes tecnologías WEC, se pueda elaborar una tabla comparativa en las mismas condiciones.

Las características de oleaje estimadas para la zona propuesta, recogidas en las series temporales del punto SIMAR 40035011, se pueden resumir en los siguientes análisis:

- Distribución probabilística total de la altura de ola significante (H_s), del período de ola pico (T_p) y dirección del oleaje, *Figura 19* y *Figura 20*.
- Representación de la altura de ola significante (H_s) y del período de ola pico (T_p) agrupados por meses y conformando un «año tipo», *Figura 21*.
- Representación de la altura de ola significante (H_s) media y máxima por meses, *Figura 22*.
- Representación probabilística del potencial energético (P), en total y separado por estaciones, *Figura 23* y *Figura 24*.
- Elaboración de la «matriz de comportamiento del entorno» y la «matriz de potencia del entorno», que se realizará en el apartado [5.2 – Ubicación propuesta](#).

Siguiendo la secuencia propuesta, en primer lugar, se realiza un análisis de la distribución probabilística de los parámetros señalados en la *Figura 19*, H_s y T_p . En ella se observa como la **altura de ola significante** predominante se sitúa en torno a los **1,5 m**, con un **periodo pico** que oscila mayoritariamente **entre los 7 y 14 segundos**, reflejando un origen del oleaje mixto, entre viento y mar de fondo (a partir de 13 segundos se considera que el origen del oleaje es debido al mar de fondo). Respecto a la **dirección del oleaje**, representada en la *Figura 20*, se aprecia claramente como

proviene del norte, mostrando una fuerte influencia de los vientos alisios en la zona de estudio (con predominancia de periodos menores de 13 segundos en la dirección nor-noreste).

Realizando un análisis más detallado del origen del oleaje, por medio de la *Figura 20 - derecha*, se observa como el oleaje correspondiente al viento proviene del nor-noreste (entre 345° y 30°), colores ocres, y el correspondiente al mar de fondo proviene del nor-noroeste (entre 315° y 345°), colores azulados. Siendo este último menos probable pero aportando una mayor altura de ola, y consecuentemente mayor energía.

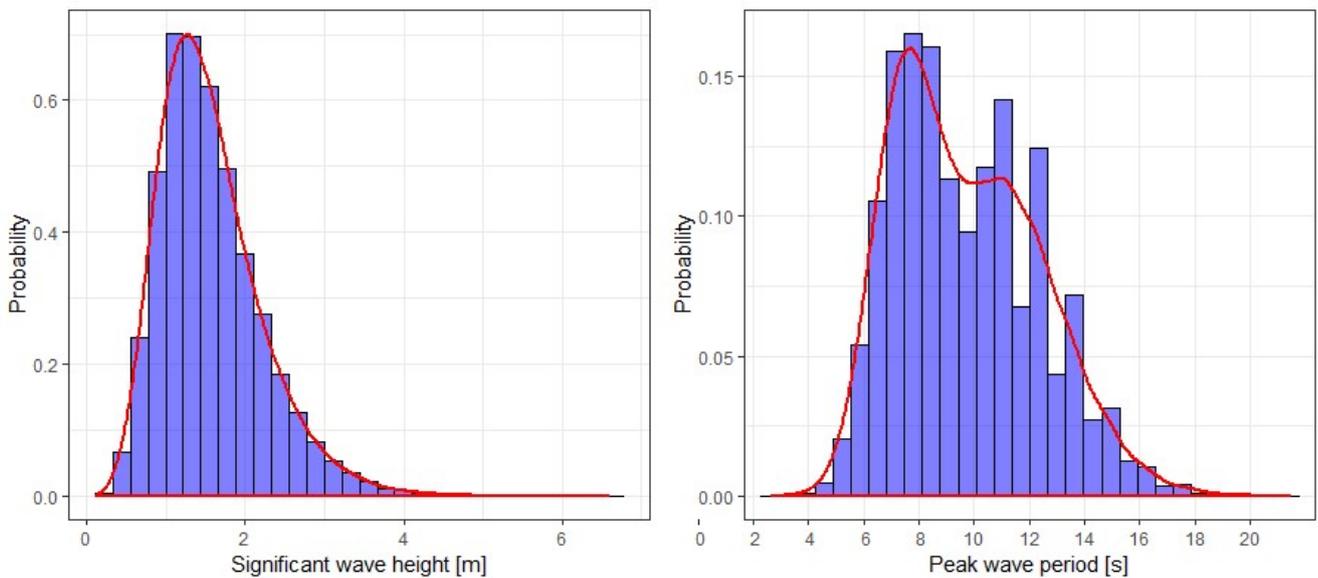


Figura 19. Distribuciones de probabilidad de H_s y T_p .

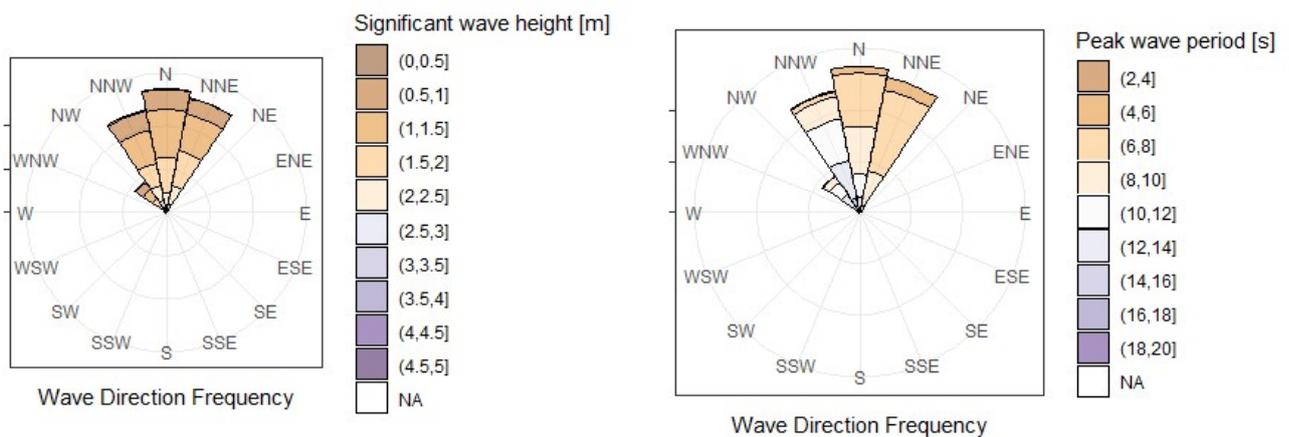


Figura 20. Distribuciones de probabilidad de Dirección. Según H_s y T_p .

En la *Figura 21*, se han representado las series de altura significativa (H_s) y periodo pico (T_p), del punto SIMAR escogido, para el periodo temporal total (61 años), agrupados por meses y conformando un

«año tipo», y filtrando los *outliers* o valores atípicos². En estas figuras se aprecia, de nuevo, cómo afecta la influencia de los vientos alisios, que provienen del nor-noreste en los meses de verano (junio, julio y agosto), actuando de elemento regulador, sobre todo, en la representación del periodo de pico (T_p), gráfica inferior.

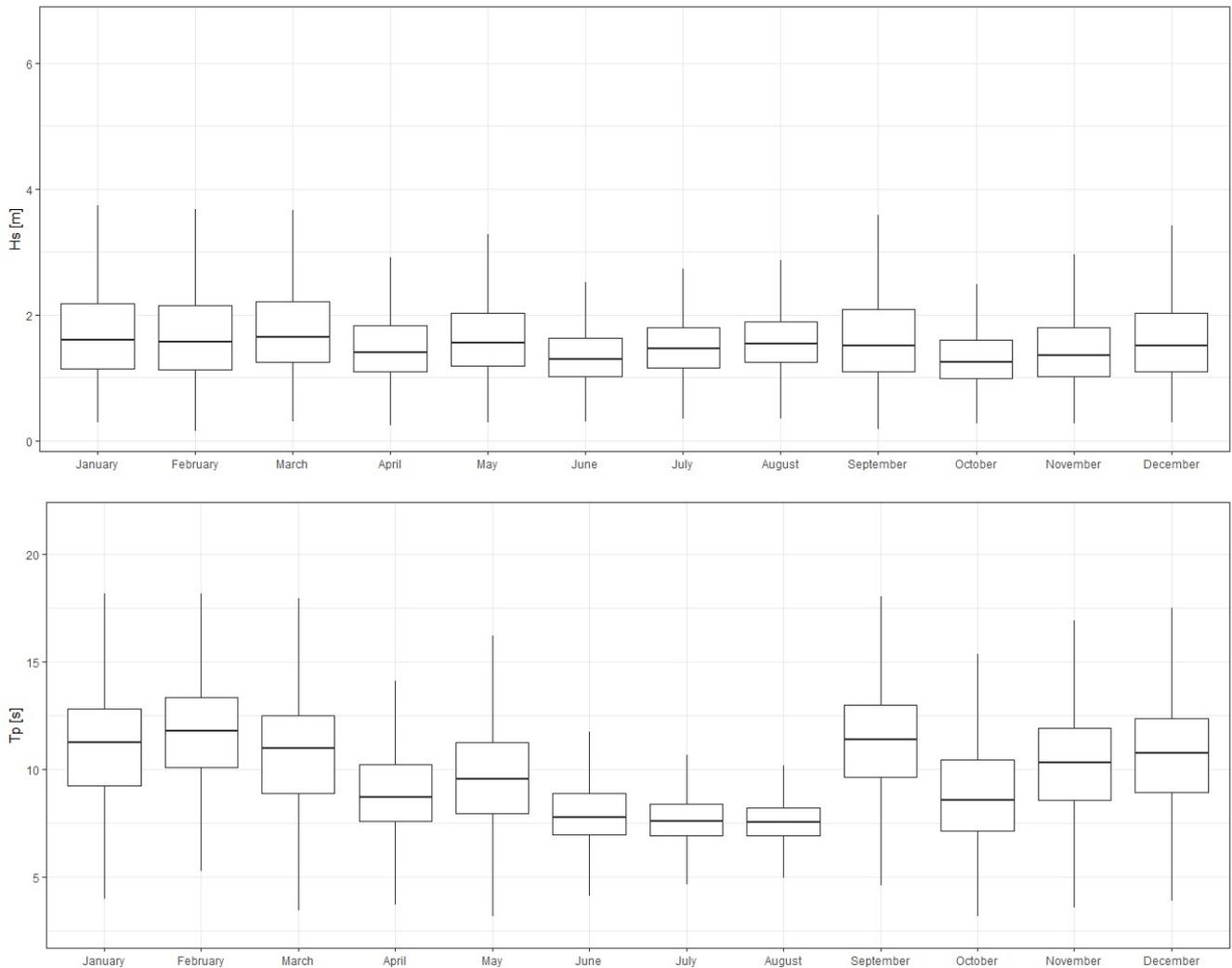


Figura 21. Análisis de H_s y T_p por meses. Año tipo.

Para finalizar con el análisis del tipo de ola, en la *Figura 22*, se han representado la altura de ola significativa (H_s) media y máxima, para cada mes. En la gráfica se aprecia como la altura de ola significativa media se mantiene relativamente constante, en torno a 1,6 m., durante todo el año. En cambio, la altura de ola significativa máxima oscila de forma estacional, mostrando un valor mínimo en los meses de verano, en torno a 3,9 m., y unos picos de más de 5 m. en los meses de invierno. Se aprecia, además, como el mes de septiembre presenta un pico máximo de 6 m. Realizando una comparación con la *Figura 21*, se extrae que el mes de septiembre tiene un comportamiento atípico, con una mayor variación del rango de los datos reflejado en la altura de la “caja” que lo representa.

² En estadística, un valor atípico (en inglés *outlier*) es una observación que es numéricamente distante del resto de los datos. Las estadísticas derivadas de los conjuntos de datos que incluyen valores atípicos serán frecuentemente engañosas, por este motivo se suele eliminar. [Wikipedia]

Este estudio no pretende realizar un análisis exhaustivo de los meses, puesto que su función consiste en ser una primera aproximación, por lo que queda para futuros trabajos el análisis detallado de este mes.

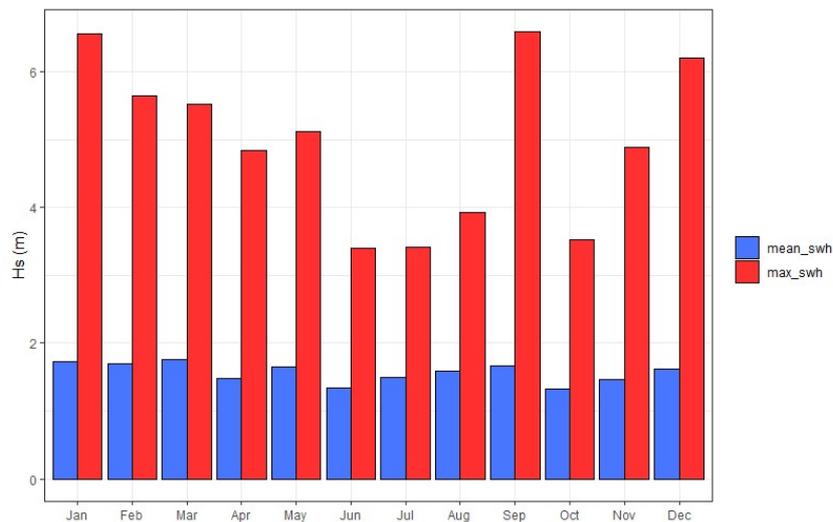


Figura 22. Altura de ola significativa media y máxima, por meses.

Además, se ha realizado una evaluación del potencial energético del recurso undimotriz, utilizando los valores del punto SIMAR y la expresión (1), que se explicará en el apartado 5 – Estado del arte de la tecnología undimotriz. El resultado se ha representado, por un lado, mostrando el potencial total según dirección del oleaje, Figura 23. Y por otro lado, se ha representado el potencial en cada estación del año para mostrar la estacionalidad del recurso, también según la dirección del oleaje, Figura 24.

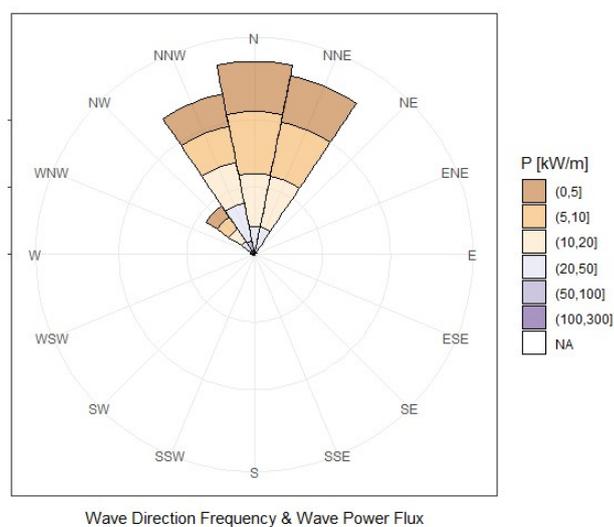


Figura 23. Dirección del oleaje y densidad energética.

Analizando ambas figuras, se reafirman las conclusiones anteriores. Es decir, se observa como la mayor contribución al potencial energético se debe, principalmente, a los vientos alisios (dirección

nor-noreste), sobre todo en verano. Aunque también se aprecia una fuerte componente debida al mar de fondo (dirección nor-noroeste), más acusado en invierno, que genera un oleaje más energético aunque menos abundante.

Wave Direction Frequency & Wave Power Flux [Seasonal]

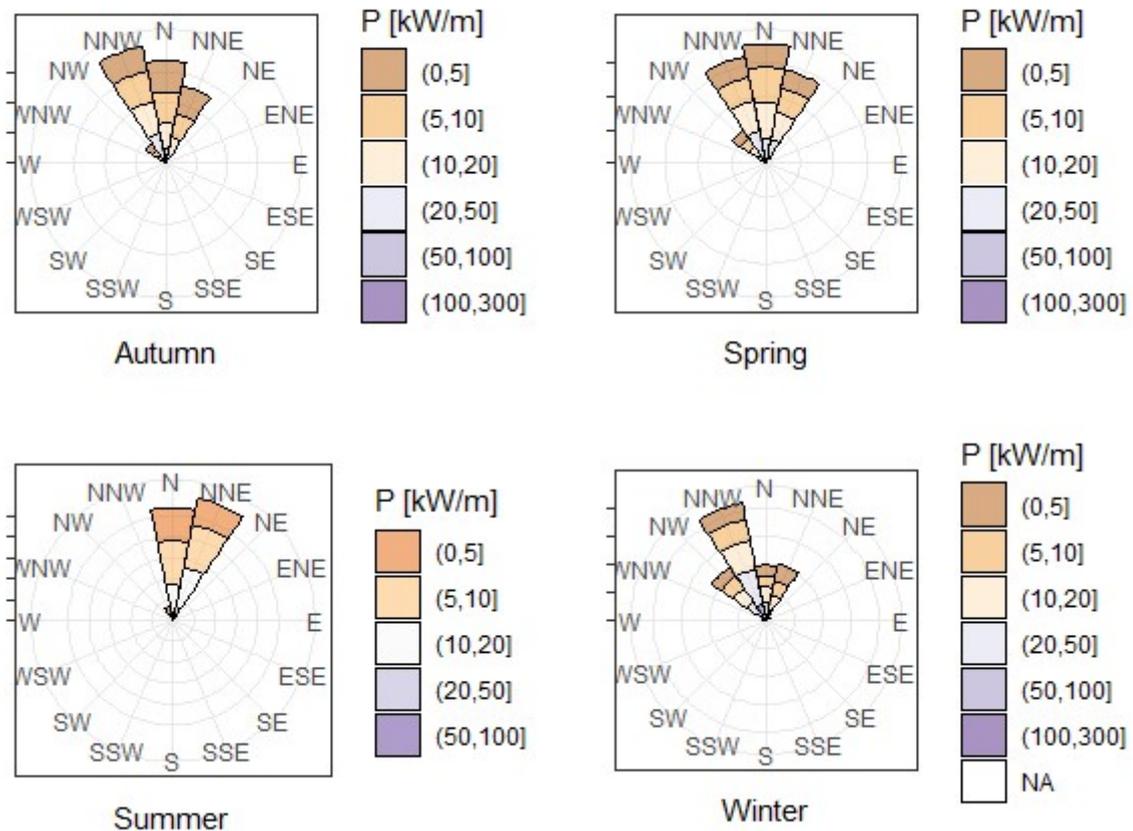


Figura 24. Dirección del oleaje y densidad energética, por estación.

Con la intención de validar los datos aportados por Puertos del Estado, a través del punto SIMAR, se ha contratado un estudio hidrodinámico con la empresa Elittoral S.L.N.E. [6]. Para dicho estudio, se empleó un perfilador acústico *doppler* con la intención de recoger datos sobre la hidrodinámica del oleaje en un periodo de dos meses, concretamente del 21 de mayo al 25 de julio del 2019, coincidiendo con el final de la primavera y comienzo del verano.

En la *Figura 25* se muestra la ubicación del fondeo del perfilador acústico *doppler* a una profundidad de 25,2 metros.

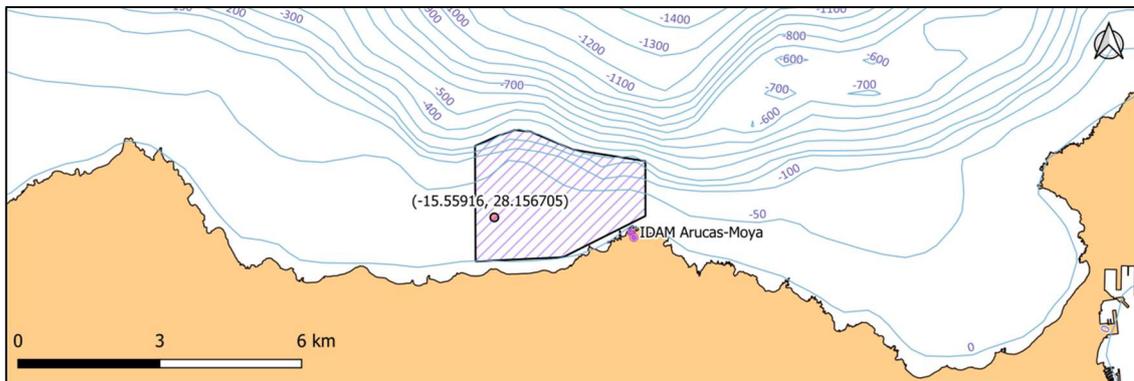


Figura 25. Localización del fondeo del perfilador acústico doppler.

Comparando los parámetros que describen el tipo de ola: altura de ola significativa (H_s), período de ola pico (T_p) y dirección del oleaje, se obtienen las siguientes conclusiones:

- **Altura de ola significativa (H_s):** El estudio refleja una H_s promedio de 1,4 metros, coincidiendo con los datos extraídos del punto SIMAR, donde la altura media es de 1,5 metros aunque durante el verano tiende a disminuir.
- **Período de ola pico (T_p):** En este parámetro se observa un valor promedio de 7,4 segundo en el periodo analizado, coincidiendo con los datos aportados por el punto SIMAR y mostrando como fuente de generación del oleaje, en este caso, el viento (a partir de 13 segundos se considera que el origen del oleaje es debido al mar de fondo). Este dato también coincide con la influencia de los vientos alisios durante esta época del año.
- **Dirección del oleaje:** La dirección del oleaje, durante los dos meses estudiados, proviene en su gran mayoría del noreste, coincidiendo con los datos aportados por el punto SIMAR, y dejando ver, también en este parámetro, la influencia de los vientos alisios.

4.6 Otros análisis

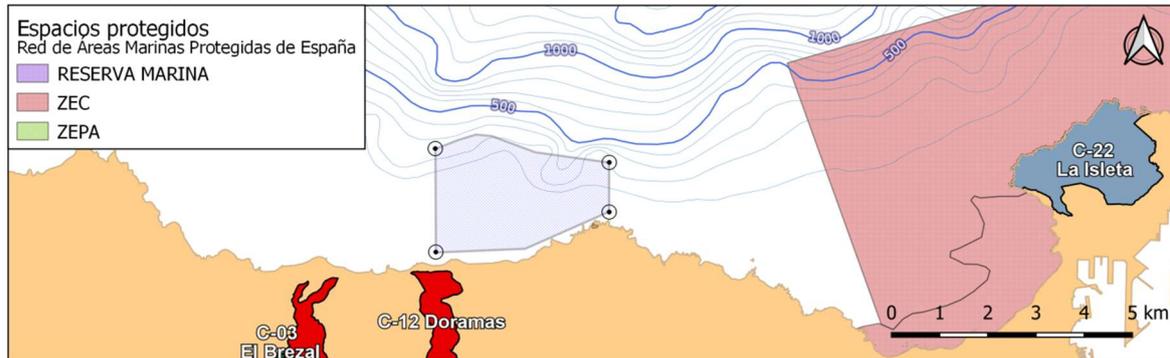
Una vez realizados los principales análisis para caracterizar el entorno marino de la zona piloto escogida, en este apartado nos vamos a focalizar en realizar estudios alternativos que nos ayudaran a terminar de definir las singularidades del área de estudio. Para ello, hemos utilizado los datos proporcionados por el:

- [IDE³ Canarias](#) (Infraestructura de Datos Espaciales de Canarias), perteneciente a los servicios de información geográfica producidos por el Gobierno de Canarias, y el
- [IDE del Ministerio](#), ofrecido en su momento por el Ministerio de Agricultura y Pesca, Alimentación y Medio Ambiente (MAPAMA), y ahora dividido en el Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación (MAPA) y el Ministerio para la Transición Ecológica (MITECO),

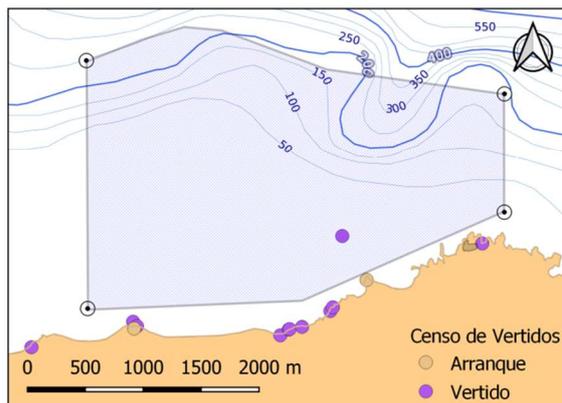
³ Infraestructura de Datos Espaciales.

para elaborar las representaciones mostradas en la *Figura 26*. Con ellas, se pretende señalar aquellos aspectos relacionados con las zonas protegidas, tanto marítimo como terrestre (Red Natura 2000, Espacios Naturales Protegidos, etc), además de otros datos de interés.

Vista 1. Espacios protegidos en la costa norte de Gran Canaria.



Vista 2. Puntos de vertidos.



Vista 3. Playas y puntos de baño.

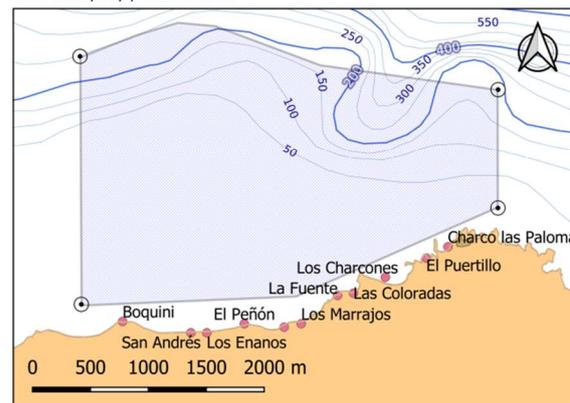


Figura 26. Espacios protegidos, marítimos y terrestres, y otros puntos de interés.

A continuación, se realizará una evaluación más concreta de los aspectos mostrados en cada una de las vistas de la *Figura 26*.

Análisis de los espacios protegidos

Se consideran Espacios Naturales Protegidos (ENP) aquellos espacios del territorio nacional que cumplen una serie de requisitos, según la *Ley 42/2007, de 13 de diciembre, del Patrimonio Natural y la Biodiversidad*. Adicionalmente, la protección de zonas de alto valor ecológico en el mar deriva en el establecimiento de la Red de Áreas Marinas Protegidas de España (RAMPE), recogida en la *Ley 418/2010, de 29 de diciembre, de protección del medio marino*.

En la *Figura 26 – Vista 1*, se muestran ambos espacios. Por un lado, se muestran los espacios marinos siguiendo las indicaciones proporcionadas por la leyenda. Y por otro, los espacios terrestres representados también en la misma figura, pero en este caso, utilizando el código de identificación y

el nombre del espacio directamente en el mapa (sin leyenda). Como se puede observar, la zona piloto seleccionada se encuentra situada fuera de cualquier espacio protegido, en ambos casos, confirmando la inexistencia de espacios sometidos a algún régimen de protección (ENP, Hábitats, ZEC, etc.) en el área seleccionada. Tampoco se aprecia presencia de Zonas Acuícolas de Interés.

Avistamiento de cetáceos y tortugas

Las islas Canarias presentan ciertas características oceanográficas y geomorfológicas que permiten la coexistencia de representantes de la fauna cálida y tropical junto a elementos propios de aguas templadas o frías. Por un lado, la Corriente Fría de Canarias, un filamento descendente de la Corriente del Golfo, facilita la presencia de especies del Atlántico americano y europeo, y por otro, la proximidad del continente africano, uno de los bancos pesqueros más productivos del mundo debido a la emersión de aguas frías cargadas de nutrientes, aporta elementos norafricanos. Debido a esto, se consideró necesario dedicar un apartado, en el presente trabajo, al avistamiento de cetáceos y tortugas dada su constante presencia en el archipiélago Canario y en particular en la isla de Gran Canaria y en la zona piloto. El área escogida para el estudio se encuentra cercana a dos de las áreas incluidas en la Zona de Especial Conservación (ZEC) de la Red Natura 2000: el Área Marina de la Isleta y la Bahía del Confital, en el lado este, ambas creadas por la presencia del delfín mular, *Tursiups Truncatus*, y la tortuga boba, *Caretta Caretta*.

Con la intención de focalizar el estudio en la zona piloto, se han utilizado datos procedentes de 3 campañas de avistamiento realizadas entre los años 2008 y 2011, fuera del marco del presente proyecto pero conformando una recopilación retrospectiva de gran valor para conformar una base independiente. Tras la evaluación, se constata la presencia de cetáceos y tortugas en el área piloto, aunque el resultado no es concluyente y solo se puede usar de forma orientativa para una fase preliminar. En el caso de llevarse a cabo una instalación real, habría que realizar un estudio de impacto ambiental dirigido a cetáceos y tortugas de acuerdo con la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental.

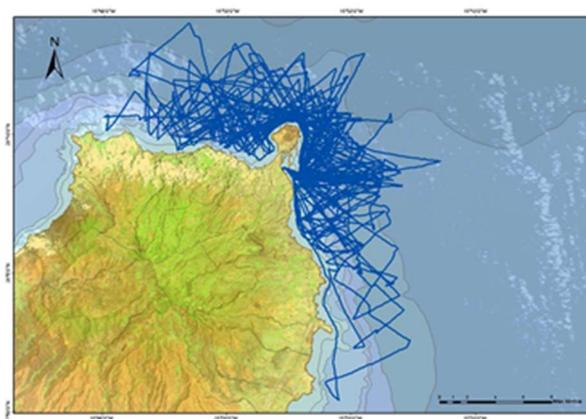


Figura 27. Esfuerzo recorrido en las campañas de observación de cetáceos en el NW de Gran Canaria.

Censo de vertidos

En la *Figura 26 – Vista 2*, se representa el censo de vertidos, actualizado al año 2017, diferenciando los puntos de arranque del vertido y los puntos del propio vertido. Realizando un análisis, se identifica dentro de la zona piloto escogida un punto de vertido, concretamente en la posición 15.5393° W 28.1551° N, procedente de la EBAR Quintanilla. También, se observan una serie de puntos de vertido a lo largo del intervalo de costa frente a la zona piloto. Si bien estos puntos ni son relevantes ni afectan directamente al estudio, se deben tener en cuenta para futuras actuaciones en la zona.

Guía de playas

En la *Figura 26 – Vista 3*, se muestran las playas y puntos de baño, recogidos dentro de la [Guía de Playas](#) elaborada por el MAPAMA y actualizada al año 2018. La representación se centra en el tramo de costa delimitado por la zona piloto. La mayoría de los puntos señalados no llegan a ser playas, solo puntos de baño, por lo que no representan ningún inconveniente a la hora de planificar alguna intervención en la zona aunque al igual que en el caso anterior, se debe tener en cuenta para futuras actuaciones.

Por otra parte, los usos marinos asociados a la zona (pesca, buceo, tránsito de barcos, etc.) no presentan una gran importancia y tampoco se verían afectados.

5. Estado del arte de la tecnología undimotriz

Para proponer la energía marina como fuente de energía renovable, partimos del hecho de que el 70% de la superficie de la tierra está cubierta por océanos y mares, lo que nos proporciona más de 800.000 km de costas. Teniendo en cuenta este dato, se considera que el potencial energético undimotriz total se encuentra entre 1 y 10 TW. Solo en la costa Atlántica de Europa, considerando únicamente un frente de ola de 30-40 kW/m, se dispone de una densidad media de potencial energético de 2000-3000 W/m², lo que supone 10 veces más que la densidad típica de la energía solar (100 – 300 W/m²), y 5 veces más que la energía eólica (500 W/m²) [8]. Para extraer este potencial se diseñan y utilizan los Convertidores de Energía de las Olas (WEC, *Wave Energy Converter*).

Una de las ventajas de la explotación de este tipo de recurso es que, debido a su naturaleza, un WEC puede llegar a estar produciendo energía el 90% del tiempo, permitiéndonos una disponibilidad mucho mayor que los sistemas solares o eólicos, que solo suelen llegar hasta el 30% [9] [10]. Otras ventajas inherentes a este tipo de energía son su predictibilidad y el bajo impacto ambiental y paisajístico que produce en comparación con otras tecnologías renovables [11].

En los últimos años, se han realizado grandes esfuerzos en el desarrollo de tecnologías para utilizar la energía del oleaje. En España, es la tecnología undimotriz la que focaliza principalmente la actividad investigadora relacionada con las energías marinas, en concordancia con el excelente recurso del que dispone el litoral español, principalmente en el Cantábrico y en Canarias [12].

A fin de aprovechar este recurso, existe una amplia gama de tecnologías en diferentes etapas de desarrollo lo que se traduce, en la mayoría de los casos, en un despliegue a pequeña escala. Como se ha comentado, los WEC capturan la energía cinética y potencial de las olas para obtener diferentes productos, el más común es la energía eléctrica. Actualmente, existe poco consenso en el diseño de los dispositivos de energía undimotriz. Esto se debe a la diversidad en la naturaleza del recurso del oleaje, por lo que parece improbable que domine un único concepto en el futuro. Lo que sí se puede esperar, es que un reducido número de conceptos utilicen las diferentes opciones de este vasto recurso, por ejemplo, el desplazamiento horizontal o el ascenso y descenso de las olas [13].

La mayor parte de los convertidores de energía del oleaje deben de ser capaces de operar en una amplia gama de condiciones de mar y sobrevivir a condiciones extremas, sobre todo durante condiciones meteorológicas adversas. Por lo tanto, los dispositivos tienen que estar sintonizados con las condiciones locales, en continuo cambio, y ser lo suficientemente robustos como para funcionar sin supervisión en situaciones desfavorables.

A pesar de su diversidad, las tecnologías desarrolladas para la construcción de los WEC se pueden clasificar de la siguiente forma [13] [14] [15]:

- **Atenuadores (*Attenuator*):** Son generalmente largas estructuras flotantes alineadas paralelamente a la dirección del oleaje. Estos dispositivos absorben parte de la energía de las olas, amortiguando el oleaje y produciendo energía progresivamente.

- **Rebosamiento (*Overtopping*):** Llamados también terminadores, es un sistema que concentra a través de unas paredes o rampas, convergentes y peraltadas, el oleaje que rebosa hacia un depósito de almacenamiento elevado. Posteriormente, el agua almacenada se turbinada para obtener energía eléctrica.

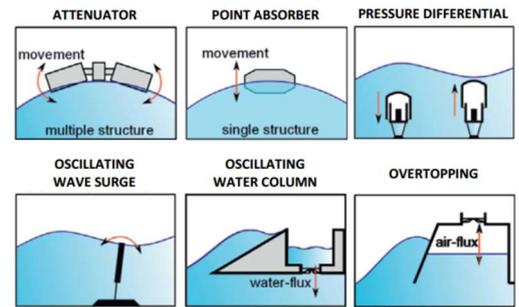


Figura 28. Tipos de tecnologías. [11]

- **Columna de agua oscilante (*Oscillating Water Column*):** En estos dispositivos, una columna de agua se mueve ascendente y descendente con el paso de las olas, actuando como un pistón para comprimir y descomprimir una columna de aire. Este aire es conducido a través de una turbina para impulsar un generador eléctrico.
- **Convertidor de olas de oscilación horizontal (*Oscillating Wave Surge*):** Este dispositivo extrae la energía del movimiento horizontal del oleaje. Generalmente, están diseñados para funcionar próximos a la costa, cimentados en el fondo marino, aunque algún modelo está diseñado para operar desde el borde costero o en flotación.
- **Absorbedores puntuales (*Point Absorber*):** Puede ser un dispositivo flotante o semisumergido que absorbe la energía de las olas desde todas las direcciones. Una amplia variedad de este tipo de dispositivos han estado y están todavía en desarrollo. Pueden encontrarse fijados a los fondos marinos o en estructuras flotantes.
- **Otros:** Podemos encontrar desde dispositivos que utilizan membranas flexibles para absorber energía, convirtiendo la energía del oleaje en energía neumática mediante compresión de aire (***Pressure Differential***) o movimiento giroscópico, a dispositivos que utilizan materiales inusuales de alta tecnología para generar energía eléctrica.

El desarrollo de las actividades encaminadas a mejorar las tecnologías de energía oceánica siguen dos temáticas clave [13]:

1. Identificar las mejores tecnologías de entre las que se encuentran actualmente en investigación, y
2. Reducir el coste de los mejores diseños, optimizando al mismo tiempo la fiabilidad y su funcionamiento.

En el aspecto económico, en el 2015, se hablaba de un LCOE entre 120 y 470 \$/MWh (108,12 y 123,5 €/MWh), para una Capacidad Instalada de entre 2 y 75 MW y un Factor de Capacidad entre el 35 y el 40% [16]. Según los expertos, este precio tiende a disminuir con el tiempo y con el aumento de la capacidad instalada.

A nivel técnico, la forma más aceptada para representar el comportamiento de un WEC es su «matriz de potencia», que representa la potencia absorbida por el dispositivo según el estado del oleaje. Por

otro lado, la zona marina donde trabajará el WEC se suele caracterizar por una «matriz de comportamiento del entorno» o *scatter diagram*, que representa el porcentaje de posibilidades de que ocurra un determinado estado de oleaje [17].

Se puede calcular una segunda matriz para definir el entorno, la «matriz de potencia del entorno», que al igual que la «matriz de potencia» del dispositivo, nos muestra la potencia disponible según el estado del oleaje, pero en este caso representando la potencia total disponible en la zona. Para calcularla, hay que tener en cuenta la densidad de potencia disponible en cada estado, que se obtiene utilizando la siguiente ecuación:

$$(1) P = \frac{\rho \cdot g^2}{64 \cdot \pi} \cdot H_s^2 \cdot T_e \quad [\text{W/m}] \quad [18] [22]$$

donde:

- ρ = densidad del agua de mar (1025) [kg/m³]
- g = aceleración de la gravedad (9,81) [m/s²]
- H_s = altura significante de la ola [m]
- T_e = periodo promedio de la ola [s]

Esta es una expresión simplificada, asumiendo aproximaciones para aguas profundas (desde 1 a 5 km de profundidad), que nos permiten disponer de valores coherentes para trabajar sin necesidad de realizar grandes cálculos.

Para la ecuación (1), se pueden conocer todos los parámetros de forma sencilla menos el periodo promedio de la ola (T_e), que debe estimarse a partir de otras variables, sobre todo cuando se desconoce el espectro de onda. La variable más utilizada, en este caso, es el periodo pico de la ola (T_p) ya que es fácilmente medible. La relación entre ambos parámetros es la siguiente:

$$(2) T_e = \alpha T_p \quad [22] [23]$$

donde $\alpha \sim 1$. Por lo tanto, se puede asumir la igualdad entre ambas variables.

Una vez realizado los cálculos necesarios, con la intención de obtener una estimación de la energía undimotriz que se puede extraer con un WEC, se multiplica la «matriz de potencia» del dispositivo por la «matriz de comportamiento del entorno» correspondiente a la localización de estudio. El resultado es útil para comparar diferentes tecnologías trabajando en un mismo entorno, ya que nos mostrará la tecnología que es capaz de obtener mejores resultados.

Actualmente, como ya se ha indicado, existen una gran cantidad de tecnologías en desarrollo, si bien ninguna está consolidada como propuesta comercial. Con la finalidad de identificar la que mejor se adecue a la zona piloto escogida y teniendo en cuenta su desarrollo y disponibilidad, se han seleccionado de entre algunas de las disponibles, [9] [11] [14] [15] [17] [19] [20] [21] [22] [23] [24] [25], las que se recogen en la *Tabla 4*. En concreto, se ha realizado una primera selección de 6 tecnologías teniendo en cuenta factores como:

- Madurez de la tecnología.
- Adaptación a la zona propuesta.
- Disposición del tecnólogo a colaborar en el estudio.
- Poder presentar diferentes tipologías.

	Fabricante	Tipo ⁴	Ubicación	Profundidad (m)	Capacidad (MW)	Inicio	Modelo comercial
CETO [9] [15] [23]	CARNEGIE WAVE ENERGY Ltd. (Australia)	PA	Offshore	10 - 100	1 – 1,5	1999	2017 -2019
WEPTOS [25]	WEPTOS A/S (Dinamarca)	A	Offshore	40 - 80	1 - 4	2007	2020
Seabased [15] [23]	SEABASED AB (Suecia)	PA	Offshore	hasta 50	0,15	2006	2019
WaveDragon [14] [15] [19] [23]	Wave Dragon Ltd (Dinamarca)	O	Offshore	> 15	1,5 – 4 – 7 - 12	2003	?
WavePiston [24]	WAVEPISTON (Dinamarca)	A	Nearshore	20 - 100	0,100 - 0,400	2006	2021
Undigen W200	Wedge Global (Spain)	PA	Nearshore / Offshore	> 20	0,2	2008	2023

Tabla 4. Tecnologías estudiadas. (Fuente: Elaboración propia.)

5.1 Tecnologías propuestas

En los siguientes sub-apartados nos centraremos en analizar cada una de las tecnologías propuestas, de forma individual. Cada una cuenta con su propia «matriz de potencia» que se utilizará junto con la «matriz de comportamiento del entorno», calculada en el siguiente apartado, para realizar una estimación de la energía undimotriz que se puede extraer con cada dispositivo al final de este apartado.

CETO

Este WEC pertenece al tipo *Absorbedores puntuales (Point Absorber)*. Está diseñado para operar offshore, entre 3,5 y 10 km, y a profundidades de entre 10 y 100 metros, sumergido 1 o 2 metros debajo de la superficie del mar. El PTO (*Power Take-Off*) consiste una red de boyas sumergidas que presurizan el agua y la hacen pasar por un generador eléctrico. Tiene una capacidad de generación de entre 1 y 1,5 MW por boya.

⁴ PA: *Point Absorber*, O: *Overtopping*, A: *Attenuator*, OWS: *Oscillating Wave Surge*.

El dispositivo pertenece a la empresa australiana AUSTRALIA CARNEGIE WAVE ENERGY LIMITED, que lleva investigando la tecnología desde 1999. Se tiene preparado ejecutar el primer proyecto comercial entre el 2018 y 2019. Actualmente, dispone de varios proyectos desplegados en Australia (2), Reino Unido (1) y Mauritania (1).

WEPTOS

Este WEC pertenece al tipo *Atenuadores (Attenuator)*. Está diseñado para operar offshore, a alrededor de 2,5 km de la costa, y a profundidades de entre 40 y 80 metros. El PTO (*Power Take-Off*) consiste en una serie de cuerpos absorbedores integrados en una estructura con forma de A que puede ajustar su ángulo entre 13º y 120º. Con la modificación del ángulo se consigue, por un lado, optimizar la extracción de energía y por otro, proteger el dispositivo de condiciones extremas. Cada cuerpo absorbedor, cuenta con un rotor que transmite el movimiento a un carril central, que a su vez transmite la energía a un generador, que la transforma en energía eléctrica. Tiene una capacidad de generación de entre 1 MW y 4 MW por dispositivo, dependiendo del número de cuerpos absorbedores integrados y de la ubicación.

El dispositivo pertenece a la empresa danesa WEPTOS A/S, que lleva investigando la tecnología desde 2007. Se tiene pensado ejecutar el primer proyecto comercial en el 2020. En los últimos años, se han probado varios prototipos, culminando con la instalación de un sistema a escala real que estuvo funcionando de forma satisfactoria del año 2016 al 2017.

Seabased

Este WEC pertenece al tipo *Absorbedores puntuales (Point Absorber)*. Está diseñado para operar offshore, hasta 10 km de la costa, y a profundidades de hasta 50 metros. El PTO (*Power Take-Off*) consiste en una red de boyas flotantes que transmiten la energía a través de una línea de acero hacia un generador lineal anclado en el fondo marino. Tiene una capacidad de generación de 0,15 MW por boya.

El dispositivo pertenece a la empresa sueca SEABASED AB, que lleva investigando la tecnología desde 2006. Se tiene preparado ejecutar el primer proyecto comercial en 2019. Actualmente, dispone de varios proyectos desplegados en Ghana (1) y Suecia (1).

WaveDragon

Este WEC pertenece al tipo *Rebosamiento (Overtopping)*. Está diseñado para operar offshore a más de 15 m de profundidad. El PTO (*Power Take-Off*) consiste en una barrera que captura el agua de las olas que sobrepasan un cierto nivel y la almacena en un estanque flotante. Al sobrepasar un cierto nivel, deja pasar el agua por unas turbinas hidroeléctricas, convirtiendo su energía potencial en energía eléctrica. Este dispositivo se fija de tal forma que permanece enfrentado en todo momento al oleaje. Su capacidad de generación varía según el tamaño, y disponen de 4 tamaños 1.5, 4, 7 y 12 MW.

El dispositivo pertenece a la empresa danesa WAVE DRAGON LTD., que lleva investigando la tecnología desde 2003. Actualmente, dispone de varios proyectos desplegados en Reino Unido (1) y Dinamarca (1).

WavePiston

Este WEC pertenece al tipo *Atenuadores (Attenuator)*. Está diseñado para operar cerca de la costa (*nearshore*), hasta 5 km de la misma, y a profundidades entre 20 y 100 metros. El PTO (*Power Take-Off*) consiste en una serie de paneles engarzados en un carril horizontal. Cada panel está conectado a una bomba de tal forma que con el movimiento horizontal de los paneles las bombas bombean un líquido con una presión suficiente como para generar electricidad o para conectar directamente a un sistema de desalación. Tiene una capacidad de generación de entre 100 kW y 400 kW por unidad, dependiendo del número de colectores conectados al carril y de la ubicación.

El dispositivo pertenece a la empresa danesa WavePiston, que lleva investigando la tecnología desde 2006. Se tiene pensado ejecutar el primer proyecto comercial en el 2021. Actualmente, dispone de un prototipo a escala 1:2 funcionando en un banco de pruebas dentro del puerto de Hanstholm (Dinamarca), operativo desde el 2015.

Undigen W200 (WEDGE)

Este WEC pertenece al tipo *Absorbedores puntuales (Point Absorber)*. Es modular y está diseñado para operar tanto *nearshore* como *offshore*, dependiendo de los módulos que se utilicen, y a profundidades de más de 20 metros. El PTO (*Power Take-Off*) consiste en un carril central unido verticalmente a una boya y sujeto al fondo marino. El carril central tiene engarzado un módulo que oscila horizontalmente a lo largo del mismo con el movimiento de las olas, este movimiento es el que posibilita la generación eléctrica. Tiene una capacidad de generación de 0,04 MW por módulo. En el prototipo actualmente desplegado, se están utilizando 5 módulos, consiguiendo una capacidad de generación de 0.2 MW.

El dispositivo pertenece a la empresa española WEDGE GLOBAL, que lleva investigando la tecnología desde 2008. Se tiene preparado presentar el primer proyecto comercial en 2023. Actualmente, dispone de un prototipo desplegado en España (1).

5.2 Ubicación propuesta

Una vez descritas las tecnologías y caracterizado cada dispositivo mediante su «matriz de potencia», que aportará cada desarrollador, el siguiente paso será el de caracterizar la zona piloto por medio de la «matriz de comportamiento del entorno» o *scatter diagram*.

Utilizando estas dos matrices, como ya se ha explicado en apartados anteriores, se obtendrá una estimación de la energía que se podrá extraer con cada dispositivo. La primera de las matrices necesarias, la «matriz de potencia» del dispositivo, tendrá que ser aportada por cada tecnólogo,

como ya se ha indicado. En este apartado, se calculará la segunda, la «matriz de comportamiento del entorno».

Basándonos en las series temporales de los datos representativos de las condiciones de oleaje que se presentaron en el apartado [4.5 - Análisis de las condiciones del oleaje](#), correspondientes al punto SIMAR 40035011, se ha calculado la «matriz de comportamiento del entorno». También se ha calculado la «matriz de potencia del entorno», que nos mostrará la energía media disponible en cada estado, haciendo uso de la ecuación (1). Esta matriz nos dará una idea de la energía aprovechable, que será mayor cuanto mayor sean las variables que definen el entorno marino (H_s y T_p), y en concreto la altura de ola significativa, ya que este parámetro aparece elevado al cuadrado en la ecuación (1). Ambas matrices se muestran en la *Figura 29*.

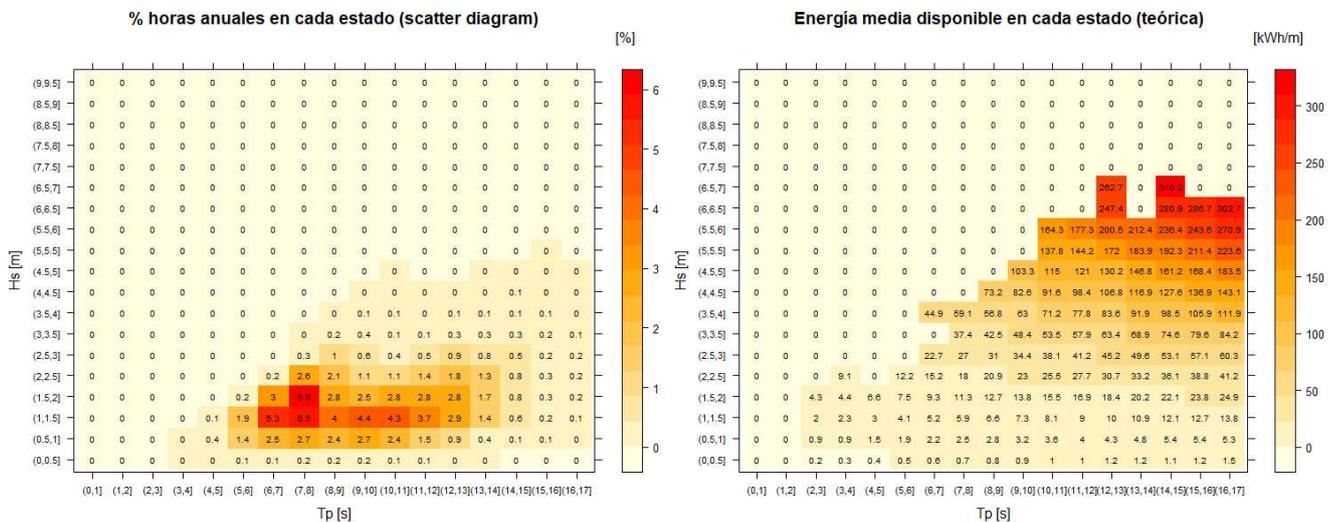


Figura 29. «Matriz de comportamiento del entorno» o *scatter diagram* y «matriz de potencia del entorno».

En la «matriz de comportamiento del entorno», *Figura 29 – izquierda*, se observa la existencia de una franja, claramente diferenciada en color rojo-naranja, que representa las condiciones más habituales. Esta franja, se identifica con una altura de ola significativa (H_s) de entre 1 y 2 metros, y un periodo de pico (T_p) de entre 6 y 11 segundos. Estos valores coinciden con los resultados del análisis estadístico del recurso realizado en apartados previos. En la *Figura 30*, se representan estos mismo parámetros en un modelo 3D.

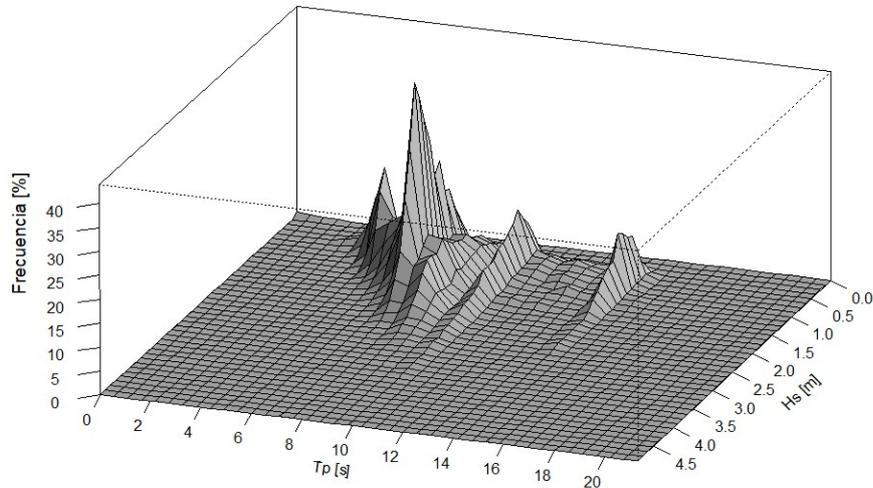


Figura 30. Distribución Hs - Tp 3D.

5.3 Estimación de la energía undimotriz

En este apartado, haciendo uso de la «matriz de potencia» de cada dispositivo y de la «matriz de comportamiento del entorno» de la zona piloto, vamos a obtener una estimación de la energía que sería capaz de extraer cada tecnología. No se han incluido todas las tecnologías propuestas previamente debido a la decisión de algunos de los tecnólogos consultados de no participar en el estudio. Las tecnologías que se utilizarán están representadas en la *Tabla 5*.

	Fabricante	Tipo ⁵	Ubicación	Profundidad (m)	Capacidad (MW)	Inicio	Modelo comercial
WaveDragon [14] [15] [19] [23]	Wave Dragon Ltd (Dinamarca)	O	Offshore	> 15	1,5 – 4 – 7 - 12	2003	?
WavePiston [24]	WAVEPISTON (Dinamarca)	A	Nearshore	20 - 100	0,100 - 0,400	2006	2021
Undigen W200	Wedge Global (Spain)	PA	Nearshore / Offshore	> 20	0,2	2008	2023

Tabla 5. Tecnologías finalmente estudiadas. (Fuente: Elaboración propia.)

⁵ PA: Point Absorber, O: Overtopping, A: Attenuator, OWS: Oscillating Wave Surge.

WaveDragon 1,5 MW

Utilizando esta tecnología se obtiene un MAEP (*Mean Annual Energy Production*) de 2072,64 MWh/año = 2,073 GWh/año, lo que equivale a $2072,64 / 12 = 172,72$ MWh mensual. En este caso, la orientación no afecta a los resultados ya que la fijación del dispositivo permite mantener la estructura enfrentada al oleaje en todo momento. En la *Figura 31*, se representa la matriz de energía producida según H_s y T_p . Se observa como la mayor extracción de energía se produce con una altura de ola significativa entre 1,5 y 2 metros y un periodo pico de entre 7 y 8 segundos, que coincide con los estados de mayor frecuencia de la «matriz de comportamiento del entorno».

Energía obtenida por el WEC según % de horas en cada estado
 [MWh/yr]

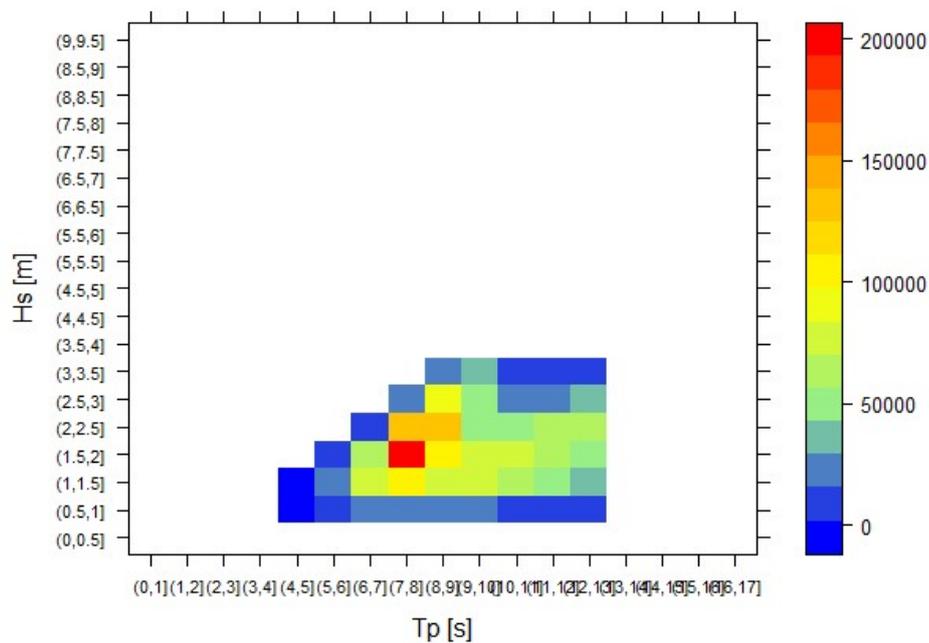


Figura 31. Energía obtenida (MWh/yr) según H_s y T_p .

WaveDragon 4 MW

Utilizando esta tecnología se consigue un MAEP (*Mean Annual Energy Production*) de 5108,36 MWh/año = 5,108 GWh/año, lo que equivale a $5108,36 / 12 = 425,7$ MWh mensual. En este caso, la orientación tampoco afecta ya que la fijación del dispositivo también permite mantener el WEC enfrentado al oleaje en todo momento. En la *Figura 32*, se representa la matriz de energía producida según H_s y T_p . Se observa como la mayor extracción de energía se obtiene con una altura de ola significativa entre 1,5 y 2 metros y un periodo pico de entre 7 y 8 segundos. Comparado con el dispositivo anterior, que es igual pero con unas dimensiones inferiores, en este caso se obtiene más cantidad de energía al aprovecharse también el oleaje con mayor periodo, se observa en la figura como el rango de periodos que contribuyen a la producción es mayor.

Energía obtenida por el WEC según % de horas en cada estado
 [MWh/yr]

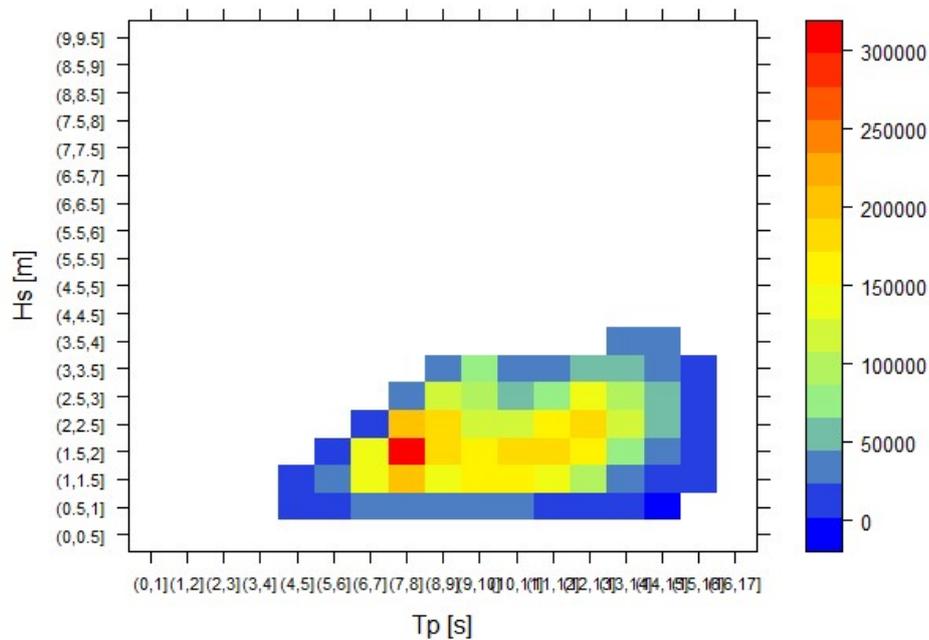


Figura 32. Energía obtenida (MWh/yr) según H_s y T_p .

WavePiston

Utilizando esta tecnología se tiene un MAEP (*Mean Annual Energy Production*) de 3293,63 MWh/año = 3,293 GWh/año, lo que equivale a $3293,63 / 12 = 274,47$ MWh mensual. En la realización de los cálculos, se ha considerado que el dispositivo se colocaría con orientación norte (0°), ya que esta tecnología consta de un carril longitudinal semi-flotante que es necesario orientar. En la *Figura 33*, se representa la energía producida según la dirección del oleaje. Se puede observar como la producción máxima coincide con la dirección de ola predominante en la zona piloto, esto se debe a que la orientación del dispositivo debería ser norte, como ya se ha aclarado.

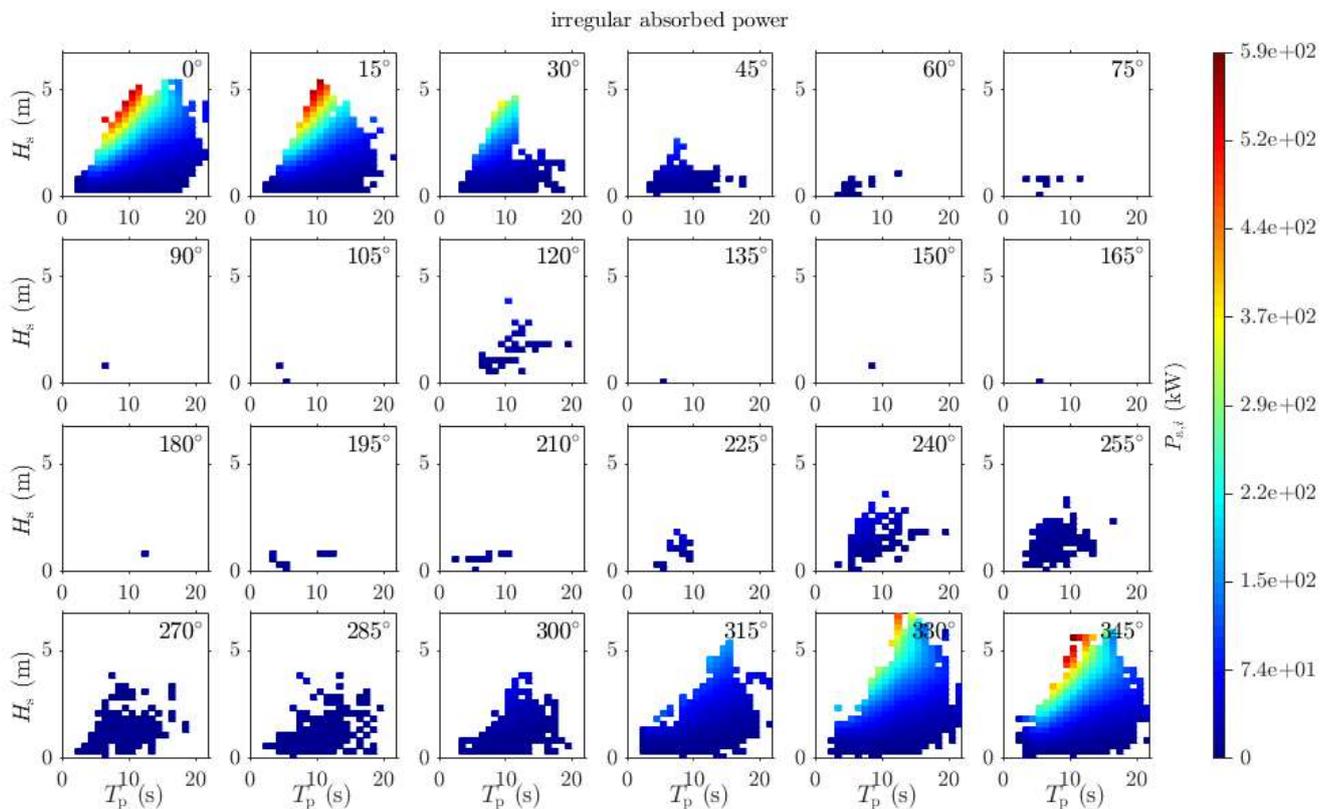


Figura 33. Energía obtenida (kW) según H_s , T_p y dirección del oleaje.

En este caso, la mayor cantidad de energía se extraería con una altura de ola significativa superior a los 3 metros y un periodo pico de entre 8 y 12 segundos.

Undigen W200 (WEDGE)

Utilizando esta tecnología se obtiene un MAEP (*Mean Annual Energy Production*) de 267,81 MWh/año = 0,267 GWh/año, lo que equivale a $267,81 / 12 = 22,32$ MWh mensual. En este caso, al tratarse de un absorbedor puntual, es indiferente la dirección del oleaje y su colocación respecto a esta. En la *Figura 34*, se representa la matriz de energía producida según H_s y T_p . Se observa como el pico de extracción se obtiene con una altura de ola significativa en torno a los 1,5 metros y un periodo pico de entre 6 y 7 segundos.

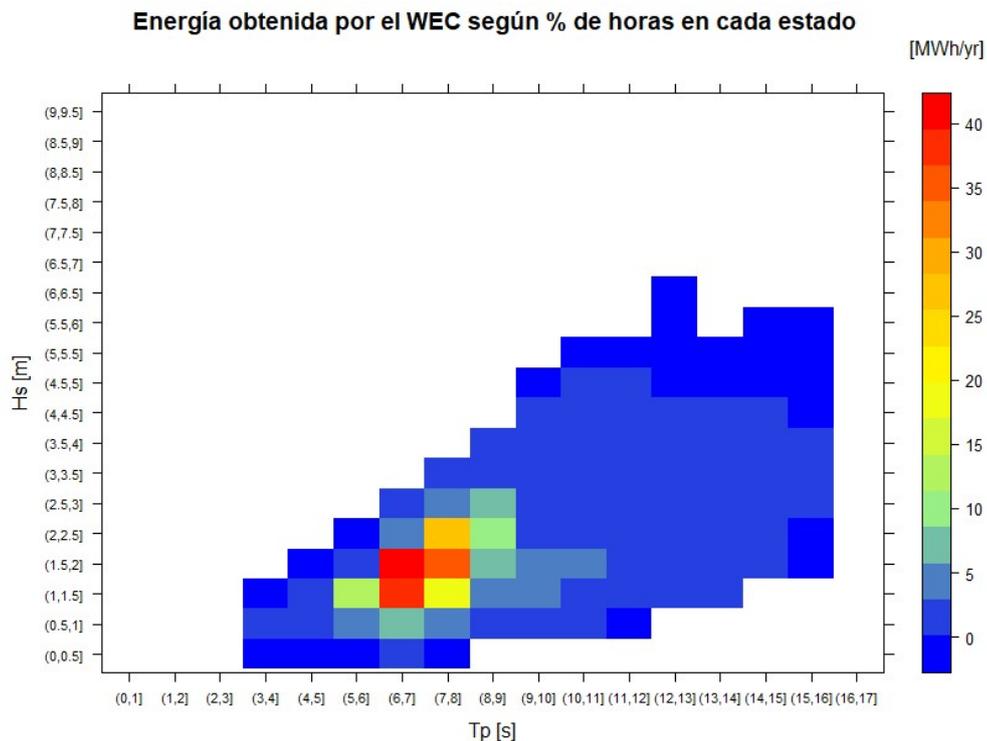


Figura 34. Energía obtenida (MWh/yr) según H_s y T_p .

A continuación se muestra una tabla resumen, *Tabla 6*, con los datos de generación de cada dispositivo:

	Energía generada por AÑO (MWh)	Energía generada por MES (MWh)
WaveDragon 1,5 MW	2072,64	172,72
WaveDragon 4 MW	5108,36	425,7
WavePiston	3293,63	274,47
Undigen W200	267,81	22,32

Tabla 6. Energía generada por cada dispositivo.

6. Descripción de la planta desalinizadora

6.1 Descripción general

En un primer momento se seleccionaron dos IDAM, ambas pertenecientes al Consejo Insular de Aguas de Gran Canaria, situadas en dos ubicaciones diferentes dentro de la costa norte de la isla de Gran Canaria, la IDAM Bocabarranco y la IDAM Arucas-Moya. Después de realizar un análisis preliminar de ambas posibilidades, se decidió centrar el estudio en la IDAM Arucas-Moya, *Figura 35*. La elección se debió, básicamente, a que se encuentra planeada la realización de varias actuaciones en dicha instalación, por parte del Consejo Insular de Aguas de Gran Canaria, con el fin de posicionarla como referente tecnológico y divulgativo. En este sentido, el presente trabajo también contribuirá aportando información relevante para estas futuras actuaciones.

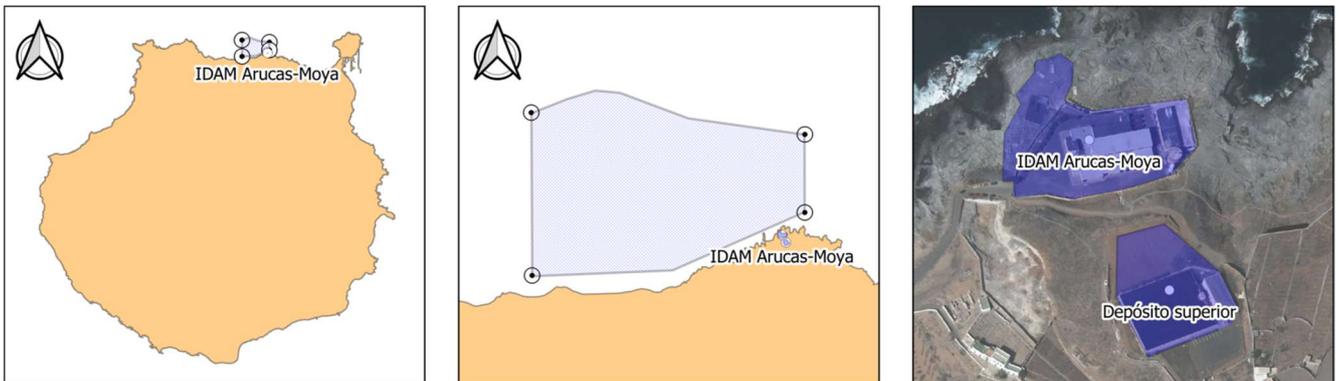


Figura 35. Ubicación IDAM Arucas-Moya

Es importante señalar que la IDAM Arucas-Moya dispone de un depósito externo separado del conjunto principal y ubicado a una cota superior, como se aprecia en la *Figura 35 – derecha*. Este cuenta con un cuarto de bombas propio para realizar la distribución hacia el consumo agrícola.

La captación de agua de mar se realiza mediante 6 pozos costeros y cántara. A lo largo del proceso es necesaria la dosificación de ácido sulfúrico, hipoclorito sódico y bisulfito sódico. La planta dispone de un sistema de filtración compuesto por 4 filtros de arena y 4 filtros de cartucho.

Referente a los grupos de bombeo dentro del sistema de Ósmosis Inversa, cuenta con 2 grupos de alta presión además de 1 de reserva, *Figura 36*. La bomba *booster* dispone de un conjunto compuesto por 10 equipos de intercambio de presión, ERI PX-220, en cada línea, para la recuperación de energía. En el grupo de alta presión de reserva, se dispone de un sistema de turbina *Pelton* para realizar la recuperación energética.



Figura 36. Bastidores de OI y grupos de presión.

La producción nominal de la planta se alcanza a través de 2 bastidores de Ósmosis Inversa (OI), con una capacidad de 7.500 m³/día cada uno. Además, cuenta con un

sistema de remineralización basado en la inyección de dióxido de carbono e hidróxido de cal, que permite adecuar el índice de *Langelier* a las exigencias prescritas por el R.D. 140/2003.

A continuación se incluyen todos los datos necesarios para definir y caracterizar la instalación.



Figura 37. IDAM Arucas-Moya

Información general

- **Definición:** Planta IDAM (Instalación Desaladora de Agua de Mar) Arucas-Moya.
- **Propiedad:** Consejo Insular de Aguas de Gran Canaria
- **Explotación:** Acciona Agua S.A.
- **Localización:** Paseo Miramar, El Puertillo, Arucas, Gran Canaria. España.
- **Caudal:** 15.000 m³/día

Diseño

- **Producción:** 2 x 7500 m³/día
- **Salinidad:** = 700 μ S/cm
- **Consumo específico:** 3,84 kWh/m³

Instalación

- **Captación:** 6 pozos + cántara.
- **Filtración:** 1ª Etapa: 4 filtros de arena, 2ª Etapa: 4 filtros de cartucho.
- **Dosificación Química:** Ácido sulfúrico, hipoclorito sódico y bisulfito sódico.
- **Turbo bombas:** 2 (TBB - ERI) + 1 (TBB - Turbina Pelton)
- **Bastidores:** 2
- **Membranas:** 1.162 Ud. (alto rechazo y baja energía)
- **Remineralización:** Dióxido de carbono + hidróxido cálcico

Entorno geográfico

La costa donde se encuentra ubicada la IDAM es rocosa y acantilada, con profusión de entrantes y promontorios. El entorno terrestre pertenece a la plataforma costera en la que se ubican los núcleos urbanos de Bañaderos y El Puertito. En las cercanías de las instalaciones predomina el uso residencial permanente, el agrícola de exportación, principalmente plataneras, y el uso recreativo de la costa en verano. Además, en los acantilados costeros se suele practicar la pesca recreativa con caña. Referente al medio marino, la acción del oleaje ha recortado la costa, generando un entorno rocoso dominado por acantilados al este, y por playas de cantos y acantilados bajos al oeste [26].

6.2 Infraestructura eléctrica

La instalación cuentan principalmente con dos transformadores, uno de 4000 KVA y otro de 1600 KVA, que adecúan el voltaje contratado a las necesidades de la planta. El primer transformador se encarga de suministrar energía a las bombas de alta presión del sistema de Ósmosis Inversa y el segundo está asignado al resto de dispositivos eléctricos de la planta. En la *Figura 38*, se señalan, dentro del complejo, la ubicación de ambos equipos junto con la del cuarto eléctrico general.

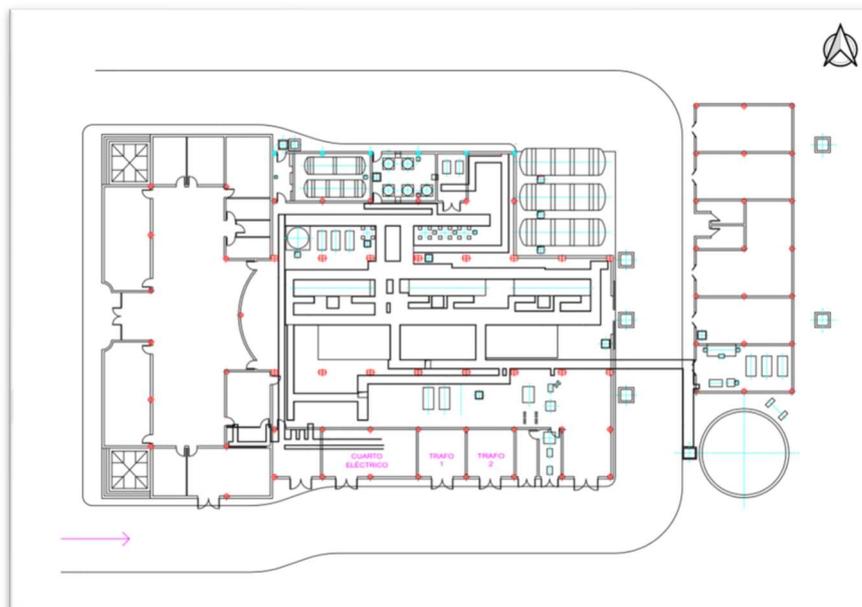


Figura 38. Planta IDAM Arucas-Moya

Además, como ya se ha indicado, fuera del cuerpo principal existe un depósito de almacenamiento externo, tal y como se puede observar en la *Figura 35 - derecha*. Este depósito cuenta con un transformador y un cuarto de bombas propio, *Figura 43*. En este caso, el transformador es de 1000 KVA, y su misión es la de adaptar el voltaje al consumo de los bombeos y dispositivos eléctricos de esta área.

Las características principales de los transformadores se recogen en la siguiente tabla, *Tabla 7*:

	IDAM 1	IDAM 2	Depósito superior
Marca	OASA	IMEFY	SHNEIDER
Potencia (KVA)	4000	1600	1000
Tipo de conexión	DYN 11	DYN 11	DYN 11
Tensión de primario (V)	20000	22000	20000
Tensión de secundario (V)	6300	420	420
Intensidad de primario (I)	115,47	46,20	28,9
Intensidad de secundario (I)	366,57	2199	1374,6
Tipo de refrigeración	ACEITE	SILICONA	ACEITE
Posición del conmutador	3	1	2-21500

Tabla 7. Tabla de características de los transformadores.

El esquema unifilar general se representa en la *Figura 39*. Hay que señalar que en el ANEXO 1 se incluirá el esquema en formato A3, con mayor detalle, para que sea perfectamente legible.

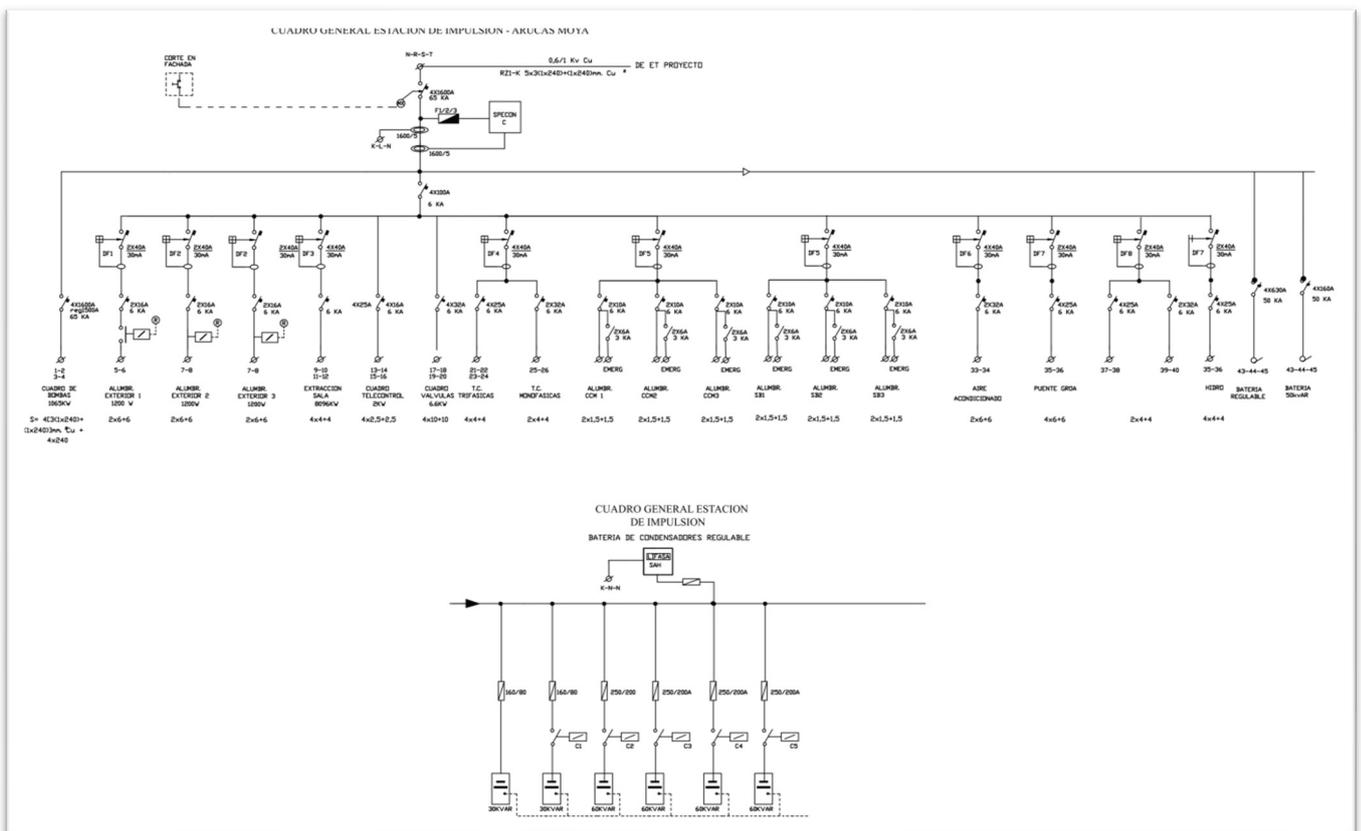


Figura 39. Esquema unifilar IDAM Arucas-Moya.

6.3 Consumos energéticos

Actualmente, el emplazamiento tiene contratada con la empresa suministradora **gasNatural fenosa** (ahora **Naturgy**) una tarifa ATR (Alta Tensión Regulada) 6.1A, con 6 periodos de 2.7 MW, en condición de «cliente interrumpible», para el suministro eléctrico de la instalación.

Con el objeto de analizar la demanda energética de la instalación en su conjunto, se ha realizado un seguimiento de la misma durante el año 2017. El resultado se recoge en la *Tabla 8* y la *Figura 40*.

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Energía Activa (GWh)	1,27	1,22	1,39	1,61	1,70	1,70	1,84	1,75	1,54	1,77	1,73	1,45
Potencia máxima (MW)	2,58	2,58	2,60	2,61	2,64	2,62	2,58	2,61	2,69	2,68	2,62	2,68

	MEDIA	MÁXIMA	MÍNIMA
Energía Activa (GWh)	1,57	1,84	1,22
Potencia máxima (MW)	2,62	2,69	2,58

Tabla 8. Consumo energético y potencia máxima durante el año 2017. (Fuente: Elaboración propia.)

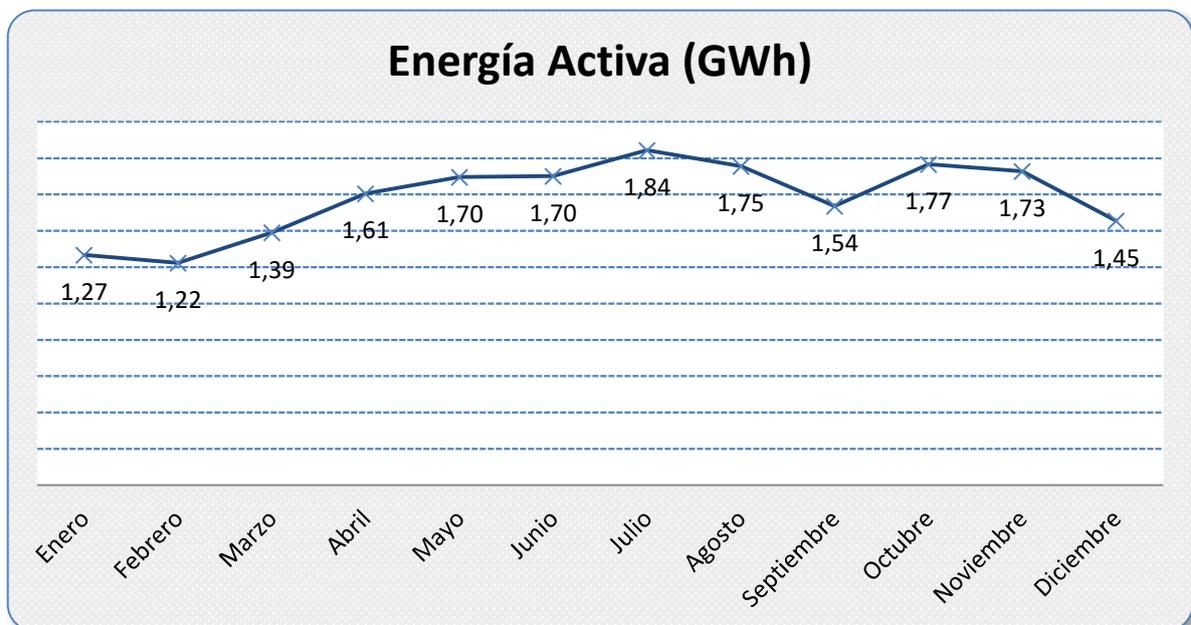


Figura 40. Consumo energético en el año 2017, por meses.

Es importante resaltar que la **potencia máxima demandada por la instalación**, en el periodo analizado, fue de **2,69 MW** y que el **consumo medio** mensual fue de 1,57 GWh, haciendo un total de

18,96 GWh/año. Estos datos guardan coherencia con la tarifa contratada y se deberán tener en cuenta a la hora de ajustar la generación undimotriz a la planta.

A la vista del consumo y la potencia demandada por la instalación, se ha planteado la posibilidad de dividir este en consumos menores asignados a cada una de las partes que conforman el proceso de desalación. De esta forma, se contará con varios puntos de inyección de la energía procedente de los convertidores de olas, resolviendo así el posible caso en el que no se consiga, o resulte muy complicado, suministrar el total de la energía necesaria para el funcionamiento habitual de la planta.

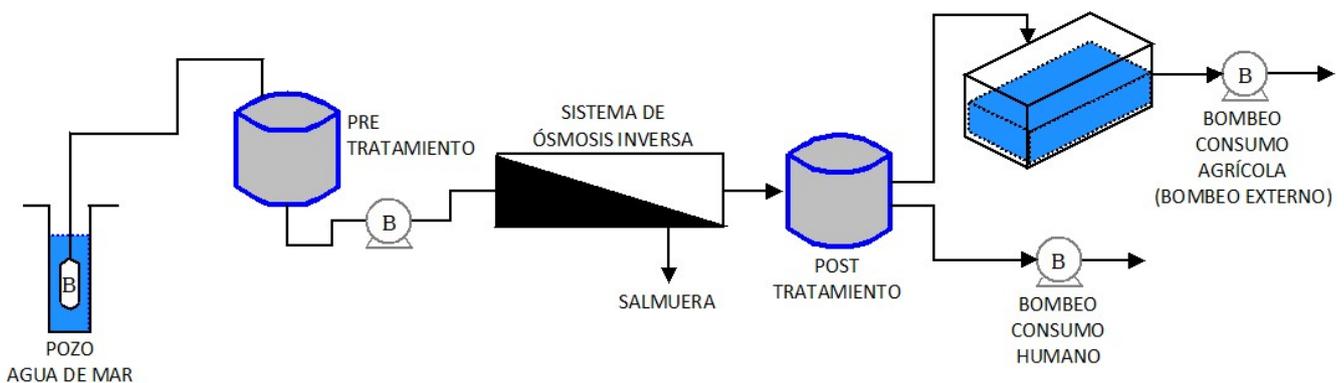


Figura 41. Esquema de IDAM Arucas-Moya.

Analizando el funcionamiento habitual de una Estación Desaladora de Agua de Mar por Ósmosis Inversa modelo [27] [28] [29], y siguiendo el esquema mostrado en la Figura 41, que corresponde a la IDAM propuesta, se han zonificado los consumos de la siguiente forma:

- **Consumos en la extracción de agua de mar.** Representan aproximadamente del **5 al 15%** del consumo total, según estudios.
- **Consumos en el pre-tratamiento.** Representan aproximadamente del **3 al 10%** del consumo total, según estudios.
- **Consumos en el sistema de Ósmosis Inversa.** Es donde se centra el mayor porcentaje de consumo, representando aproximadamente del **65 al 85%** del consumo total, según estudios.
- **Consumos en el post-tratamiento.** Representan aproximadamente el **2%** del consumo total, según estudios.

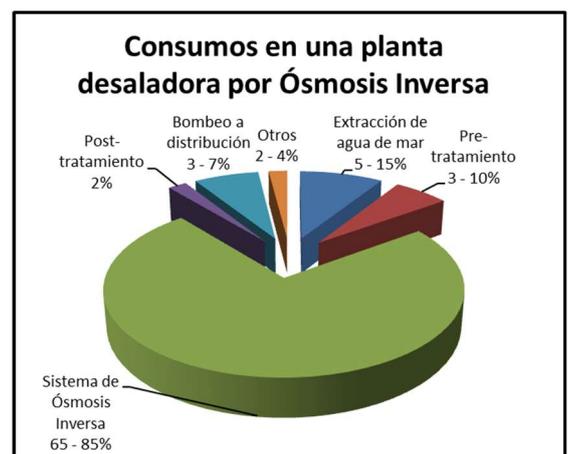


Figura 42. Consumos IDAM [22] [23] [24]

- **Consumos en el bombeo a distribución.** Representan aproximadamente del **3 al 7%** del consumo total, según estudios. En nuestro caso, dentro de esta zona, podemos diferenciar dos tipos:
 - Bombeo a consumo humano.
 - Bombeo a consumo agrícola.

- **Otros consumos.** Representando aproximadamente del **2 al 4%** del consumo total, según estudios.

Los porcentajes del consumo total señalados van a depender de varios factores entre los que se pueden incluir; la composición química y temperatura del agua suministrada, el tipo y eficiencia del pre-tratamiento, el número de fases en la Ósmosis Inversa, la eficiencia de los sistemas de recuperación, etc. Por este motivo, se deben tomar los porcentajes indicados con precaución y únicamente a nivel orientativo.



Figura 43. Cuarto de bombeo de distribución a consumo agrícola.

De los consumos identificados, el consumo debido al **bombeo a distribución**, y dentro de este, el correspondiente al **consumo agrícola** se ha considerado como la opción más idónea en caso de no disponer de la suficiente energía eléctrica procedente del recurso undimotriz. La ventaja que presenta este consumo se debe a que el bombeo dispone de un depósito de almacenamiento, por lo que no sería necesario mantener un bombeo constante para dar salida al agua producto. Es decir, este tipo de consumo va a permitir un suministro intermitente, proporcionando así un modo de operación más flexible.

Según la descripción hecha de esta zona, nos encontramos con un cuarto de bombeo situado junto al depósito superior (bombeo externo), *Figura 43*, cuyo consumo corresponde, principalmente, al conjunto de las bombas de impulsión. El conjunto está formado por 3 unidades, con características eléctricas idénticas que se recogen en la *Tabla 9*. Teniendo en cuenta las especificaciones según el fabricante, en total el grupo de bombas tendrá una potencia máxima teórica de 355 kW x 3 unidades = 1065 kW = 1,065 MW, por lo que consideraremos este valor como el consumo teórico de la zona.

	Bomba
Marca	Ingersoll Dresser Pump
Marca motor eléctrico	EFACEC UNIVERSAL
Modelo motor eléctrico	BF6 355 LG 2
Potencia (kW)	355
Tensión (V)	380
Intensidad (I)	624
Cos	0,89
r.p.m.	2980

Tabla 9. Características de las bombas.

Con el objeto de analizar la demanda energética real de esta zona, se ha realizado un seguimiento del bombeo durante el año 2017, de igual forma que el que se llevó a cabo para el total de la IDAM. El resultado se recoge en la *Tabla 10* y la *Figura 44*.

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Energía Activa (GWh)	0,12	0,13	0,14	0,17	0,20	0,19	0,22	0,21	0,19	0,19	0,20	0,16
Potencia media (MW)	0,16	0,20	0,19	0,23	0,27	0,26	0,30	0,28	0,26	0,26	0,28	0,28

	MEDIA	MÁXIMA	MÍNIMA
Energía Activa (GWh)	0,17	0,22	0,12
Potencia media (MW)	0,24	0,30	0,16

Tabla 10. Consumo energético y potencia máxima, del bombeo exterior, durante el año 2017. (Fuente: Elaboración propia.)

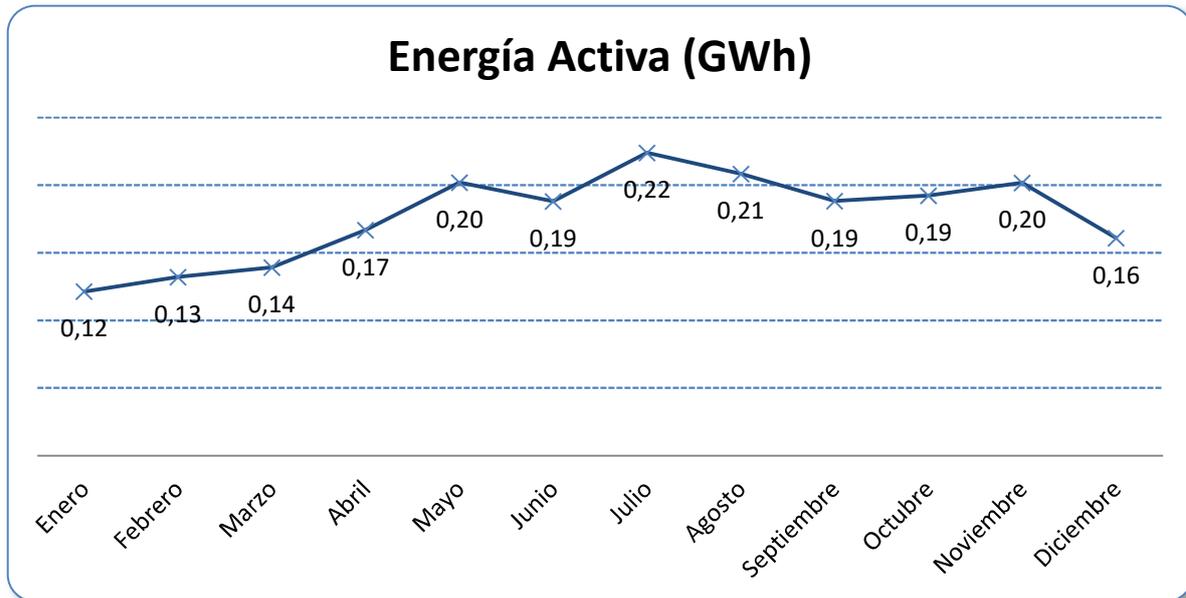


Figura 44. Consumo energético, del bombeo exterior, en el año 2017, por meses.

En este caso, la **potencia máxima real demandada por la zona**, en el periodo analizado, fue de **0,30 MW** y el **consumo medio** mensual fue de 0,17 GWh = 170 MWh, haciendo un total de **2,12 GWh/año**. Comparando este consumo, del bombeo exterior, con el consumo total de la planta, se obtiene que el bombeo representa en torno al 11% del consumo total de la IDAM.

En la siguiente tabla, *Tabla 11*, se muestra la demanda cubierta por cada uno de los dispositivos/tecnologías para ambos casos, tanto para el caso del suministro del total de la IDAM como para el caso del suministro únicamente del bombeo externo.

	IDAM					Bombeo Ext.		
	Capacidad (MW)	AEP (GWh/año)	% Pmax dispositivo	% E dispositivo	Nº Dispositivos necesarios	% Pmax dispositivo	% E dispositivo	Nº Dispositivos necesarios
WaveDragon 1,5 MW	1,5	2,073	55,8	10,9	10	500	97,8	2 (~1)
WaveDragon 4 MW	4	5,108	148,7 ⁶	26,9	4	1333,3	240,9	1
WavePiston	0,100 - 0,400	3,294	3,7 – 14,9	17,4	6	33,3 - 133,3	155,4	1
Undigen W200	0,2	0,268	7,4	1,4	72	66,7	12,6	8

Tabla 11. Demanda cubierta por cada tecnología.

Analizando esta tabla, se puede seleccionar fácilmente la tecnología que mejor se adapte a las necesidades.

⁶ En este caso cubriría un 48,7% más de la potencia máxima de la IDAM.

6.4 Huella de carbono

Teniendo en cuenta los datos presentados, se va a calcular, en este apartado, la cantidad de CO₂ equivalente emitida a la atmósfera para cada uno de los casos expuestos. Para ello, se ha tenido en cuenta el factor de emisión proporcionado por el Ministerio para la Transición Ecológica [35], que en el caso de GAS NATURAL SERVICIOS SDG S.A., durante el año 2017, es de 0,39 Kg de CO₂ eq/kWh. Por lo tanto, en ese año se emitieron 7394,4 Toneladas equivalentes de CO₂ a la atmósfera como consecuencia del funcionamiento habitual de la IDAM. Y de esta cantidad, 826,8 Toneladas equivalentes de CO₂ correspondieron al bombeo a distribución agrícola.

	Consumo anual (GWh)	Tn. CO ₂ equivalentes
Suministro total IDAM	18,96	7394,4
Suministro bombeo a distribución agrícola	2,12	826,8

Tabla 12. Toneladas de CO₂ emitidas a la atmósfera.

Mediante la utilización de un sistema de convertidores de olas para generar la electricidad demandada se evitaría gran parte de estas emisiones que contribuyen negativamente al cambio climático.

6.5 Vertidos

La autorización del vertido de salmuera a través de una conducción de desagüe exige la realización de un «Programa de Vigilancia y Control» del efluente vertido y del medio receptor afectado por éste, obligando a remitir anualmente el resultado de los controles y análisis realizados a la Viceconsejería de Medio Ambiente [26]. Gracias al Consejo Insular de Aguas de Gran Canaria, se ha tenido acceso al «Programa de Vigilancia y Control», de la desaladora Arucas-Moya, del año 2017.

Tras su revisión, no se ha encontrado ningún aspecto relevante a destacar, relacionado con el objeto del presente trabajo. A continuación, se citan las conclusiones más destacadas en este sentido:

- Del control de la calidad estructural de la conducción de desagüe, se concluye un correcto estado de la conducción, no observándose ningún fallo en la calidad estructural de la misma.
- En el control de las aguas receptoras, los valores encontrados entran dentro de los valores habituales en el entorno, cumpliéndose los objetivos de calidad señalados para la autorización.

7. Marco legislativo

A lo largo de esta sección se trabajará en el análisis del marco normativo existente en materia de generación eléctrica, en régimen de autoconsumo y autoconsumo con excedente, y medioambiente. Como resultado, se obtendrán una serie de pasos a seguir para la puesta en marcha de la instalación piloto planteada, dentro del régimen escogido. Con la intención de realizar una exposición clara y ordenada de toda la normativa, se tratará por separado la de aplicación a nivel nacional y la autonómica.

Es importante señalar que teniendo en cuenta los cambios ocurridos en el Gobierno de España desde el comienzo del presente trabajo, este apartado se ha tenido que modificar en varias ocasiones debido a la inclusión de nueva normativa y a la modificación de la normativa existente.

7.1 Normativa nacional

La normativa a nivel nacional, relacionada con los **aspectos eléctricos**, es bastante extensa y confusa. Por este motivo, se realizará primero una explicación individual para posteriormente conformar una idea del conjunto.

- **Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico:** Actuará como marco regulador. En ella se tratan aspectos generales y relacionados con el contrato de venta y adquisición de energía. Ha sido modificada recientemente por el Real Decreto-ley 15/2018 y el Real Decreto 244/2019.
- **Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos:** Se deberá tener en cuenta a la hora de legalizar la actividad de producción de energía eléctrica. Permitirá identificar el tipo de generación y nos marcará el camino a seguir para realizar la inscripción de la instalación en el REGISTRO ADMINISTRATIVO DE INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA (obteniendo la clave de registro PRETOR).
- **Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo:** En él, se realiza una descripción de las condiciones administrativas, técnicas y económicas para el suministro de energía eléctrica en el caso de producción con autoconsumo, que corresponde al tipo de producción objeto del presente trabajo. Esta normativa, se debe utilizar como guía en el proceso de identificación del tipo de modalidad, además de marcar las fases necesarias en el proceso de acceso, conexión y puesta en servicio que se deberán llevar a cabo en conjunto con el operador del sistema eléctrico o empresa gestora de la red de transporte, cuando exista vertido a la red. Por otro lado, también describe el proceso de inscripción en el REGISTRO ADMINISTRATIVO DE AUTOCONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA, junto con el R.D. anterior. Hay que tener en cuenta, además, que este R.D. ha sido modificado recientemente por el Real Decreto-ley 15/2018 y el Real Decreto 244/2019, que se comentarán en el apartado [7.1 – Nueva normativa](#).

- **Real Decreto-ley 15/2018**, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores: Viene a modificar y sustituir en algunos aspectos la Ley 24/2013 y el Real Decreto 900/2015, comentados previamente.
- **Real Decreto 244/2019**, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica: Completa el R.D.I anterior en lo referente a modificar y sustituir algunos aspectos de la Ley 24/2013, el Real Decreto 900/2015 y el Real Decreto 1110/2007. Este último se tratará más adelante en este mismo apartado.
- **Real Decreto 1028/2007**, de 20 de julio, por el que se establece el procedimiento administrativo para la tramitación de las solicitudes de autorización de instalaciones de generación eléctrica en el mar territorial: Junto con el R.D. anterior, definirán el procedimiento administrativo para tramitar las solicitudes de autorización necesarias para el caso de las instalaciones de generación que se encuentran ubicadas en el mar territorial.
- **Real Decreto 1485/2012**, de 29 de octubre, por el que se modifica el Real Decreto 1028/2007, de 20 de julio, por el que se establece el procedimiento administrativo para la tramitación de las solicitudes de autorización de instalaciones de generación eléctrica en el mar territorial, para adaptarlo a la nueva denominación y estructura de los departamentos ministeriales: Este R.D. modifica al anterior en aspectos poco relevantes para el caso de estudio, aunque habrá que tenerlo en cuenta también.
- **Real Decreto 1955/2000**, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica: Esta normativa definirá el proceso de solicitud de acceso a la red de transporte e inscripción en el REGISTRO ADMINISTRATIVO DE INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA, en el caso de que se combine el autoconsumo con el vertido a la red. Habrá que analizarla en conjunto con el R.D. 413/2014 y el R.D. 900/2015, y teniendo en cuenta la normativa que los modifica, nombrada anteriormente.
- **Real Decreto 1544/2011**, de 31 de octubre, por el que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica: En el texto se indica cómo se calcularán los peajes de acceso que se deberán pagar una vez que el sistema se ponga en servicio, en el caso de que se inyecte energía a la red.
- **Real Decreto 1110/2007**, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico: Con él, se establece el sistema de medidas necesario para cumplir con la medición de los consumos y los tránsitos de energía.
- **Real Decreto-ley 9/2013**, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico: Este texto se aprobó para garantizar la estabilidad del sistema eléctrico y, aunque no aporta información imprescindible al proceso de legalización, se deberá tener en cuenta en el análisis.

Por otro lado, se dispone también de una normativa nacional en materia de **medio ambiente**, que se presenta a continuación:

- **Ley 2/2013, de 29 de mayo, de protección y uso sostenible del litoral y de modificación de la Ley 22/1988, de 28 de julio, de Costas:** Es de obligado cumplimiento para la solicitud de la autorización de ocupación del dominio público marítimo-terrestre, recogida en el R.D. 1028/2007, y para gestionar el correspondiente canon (0,006 €/m²).
- **Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental:** Que nos indicará todos los procesos a llevar a cabo para la elaboración de la evaluación del impacto ambiental de la zona piloto.
- **Ley 41/2010, de 29 de diciembre, de protección del medio marino:** Que por el momento no afecta directamente al estudio pero que habrá que tener en cuenta en la redacción del futuro proyecto, sobre todo en el aspecto acústico, junto con:
 - *Real Decreto 363/2017, de 8 de abril, por el que se establece un marco de la ordenación del espacio marítimo*, donde se presenta la elaboración de un plan de ordenación del espacio marítimo para cada una de las demarcaciones marinas españolas con fecha de aprobación 31 de marzo del 2021.
 - *Real Decreto 1365/2018, de 2 de noviembre, por el que se aprueban las estrategias marinas*. Entre ellas la «[Estrategia marina de la demarcación marina canaria](#)». Estas estrategias se actualizarán cada 6 años.

7.2 Normativa autonómica

Desde el punto de vista autonómico, habrá que ceñirse a la normativa local relacionada con los **aspectos eléctricos**, que queda recogida en el siguiente decreto:

- **Decreto 141/2009, de 10 de noviembre, por el que se aprueba el Reglamento por el que se regulan los procedimientos administrativos relativos a la ejecución y puesta en servicio de las instalaciones eléctricas en Canarias:** Este decreto describe el proceso administrativo para la ejecución y puesta en servicio de cualquier instalación eléctrica, incluida la instalación objeto de este estudio, dentro de la comunidad autónoma de Canarias.

En materia de **medio ambiente**, la normativa autonómica está representada por la:

- **Ley 14/2014, de 26 de diciembre, de Armonización y Simplificación en materia de Protección del Territorio y de los Recursos Naturales:** Que tiene por objeto regular la evaluación ambiental de proyectos en la Comunidad Autónoma de Canarias.
- **Ley 4/2017, de 13 de julio, del Suelo y de los Espacios Naturales Protegidos de Canarias:** Que modifica la anterior y que, además, se encarga de la ordenación y gestión de la Red Natura 2000, evaluando los proyectos que puedan afectar a dicha red.

7.1 Nueva normativa

Como ya se ha comentado, durante el proceso de redacción del presente trabajo, se han aprobado nuevas normativas nacionales relacionadas con los **aspectos eléctricos**, en concreto, un Real Decreto ley y un Real Decreto. A continuación, se comentarán cada una, señalando los apartados que atañen directamente al objetivo de este estudio.

- **Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores:** Tras su aprobación, se aplicarán las siguientes medidas:
 - **Artículo 18.** Modifica la **Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico**, de la siguiente manera:
 - En su artículo 9. Autoconsumo de energía eléctrica.
 - Ahora se distinguen solo 2 modalidades:
 - a. Suministro de autoconsumo sin excedentes.
 - b. Suministro de autoconsumo con excedentes.
 - Se crea en el Ministerio para la Transición Ecológica el *Registro Administrativo de Autoconsumo de Energía Eléctrica* que será telemático, declarativo y de acceso gratuito.
 - Se afirma que la energía autoconsumida de origen renovable, cogeneración o residuos estará exenta de todo tipo de cargos y peajes.
 - En su artículo 44.1c).
 - Se permite la posibilidad de elegir como suministradores de energía eléctrica entre:
 - a. Empresas de comercialización.
 - b. Otros sujetos del mercado de producción.
 - **Disposición adicional segunda.** Modifica el **R.D. 900/2015, de 9 de octubre**, de la siguiente manera:
 - Estarán exentas de obtener permisos, de acceso y de conexión para generación, las instalaciones de autoconsumo siguientes:
 - a. Las acogidas a la modalidad sin excedentes, recogida en el artículo 9.1.a) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

- **Disposición transitoria segunda.** El Registro Administrativo de Autoconsumo definido en el artículo 9.4 de la **Ley 24/2013, de 26 de diciembre**, estará operativo en el plazo de 3 meses desde la aprobación del reglamento que establezca su organización.
- **Disposición derogatoria única.** Quedan derogadas:
 - El apartado 35 del artículo 65 de la **Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico**.
 - Del **R.D. 900/2015, de 9 de octubre**, los artículos 3.1.m), 5.1.a), 5.1.b), 5.1.c), 5.2.a), 5.2.b), 8.1, 12.2, 13.2, 17, 18, 23 y 25, las disposiciones adicionales cuarta y séptima, las disposiciones transitorias primera, cuarta, sexta y novena, el apartado 9 del anexo I y los anexos II, III y IV.

En concreto, referente a la propuesta presentada en este trabajo, esta nueva normativa afecta de dos formas:

1. Simplifica la clasificación de la instalación en dos modalidades.
 2. Elimina la necesidad de contratar una potencia para las instalaciones igual o superior a la potencia generada, en caso de autoconsumo con generación.
- **Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica:** representa el desarrollo reglamentario al que se hace alusión en la disposición final cuarta del R.D.I. anterior. En concreto establece:
 - Las condiciones administrativas, técnicas y económicas para las modalidades de autoconsumo.
 - Establece las definiciones de varios conceptos necesarios para el desarrollo del R.D.
 - Define un mecanismo de compensación simplificada para los excedentes del autoconsumo.
 - Normaliza el procedimiento de inscripción y comunicación de datos en el Registro Administrativo de Autoconsumo de Energía Eléctrica.

7.2 Pasos y procedimientos administrativos para poner en marcha la instalación

Después de analizar la normativa que afecta a la ejecución de la propuesta, se ha elaborado un esquema, representado en la *Figura 45*, que nos ayudará en el proceso de legalización y puesta en marcha de la instalación piloto.

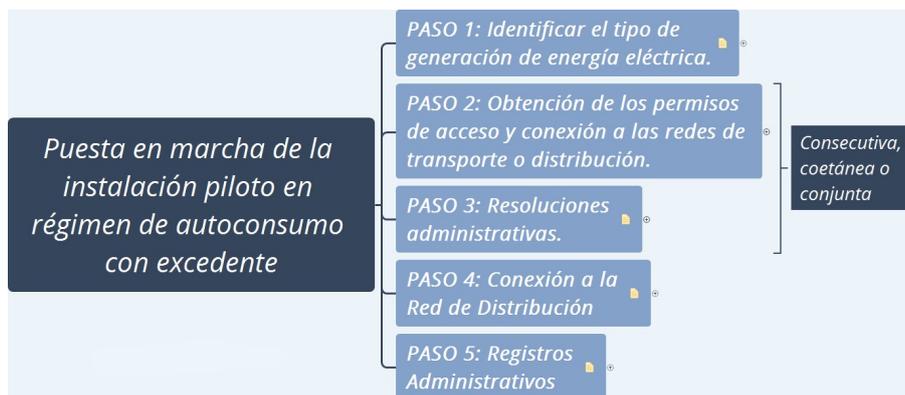


Figura 45. Pasos para la puesta en marcha de la instalación piloto.

En los siguientes apartados, se describirán con detalle cada uno de los pasos identificados. En el ANEXO 2, se adjunta el esquema completo de pasos, en formato A3, para que sea perfectamente legible, ya que en los extractos incluidos a continuación hacen uso de un tamaño de letra que dificulta la legibilidad, pero que permite intercalarlos en el texto para un correcto seguimiento de los procedimientos.

En este punto, es importante resaltar que con la aparición de la nueva normativa, R.D. 244/2019, el Instituto para Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) ha elaborado una “Guía de Tramitación del Autoconsumo” [30] que describe los pasos necesarios para la tramitación de instalaciones de generación eléctrica en régimen de autoconsumo para cualquiera de las modalidades previstas en la normativa. Hay que tener en cuenta que este manual no contempla la normativa medioambiental, ni hace referencia a los permisos necesarios para la actividad en el mar territorial. De todas formas, se recomienda su consulta.

PASO 1: Identificar el tipo de generación de energía eléctrica.

Como se puede observar en la *Figura 46*, en este paso se deberán tener en cuenta la Ley 24/2013 y el R.D. 900/2015 por un lado, y por otro el R.D.I. 15/2018 y el R.D. 244/2019 que modifican a la normativa anterior y el R.D. 413/2014.

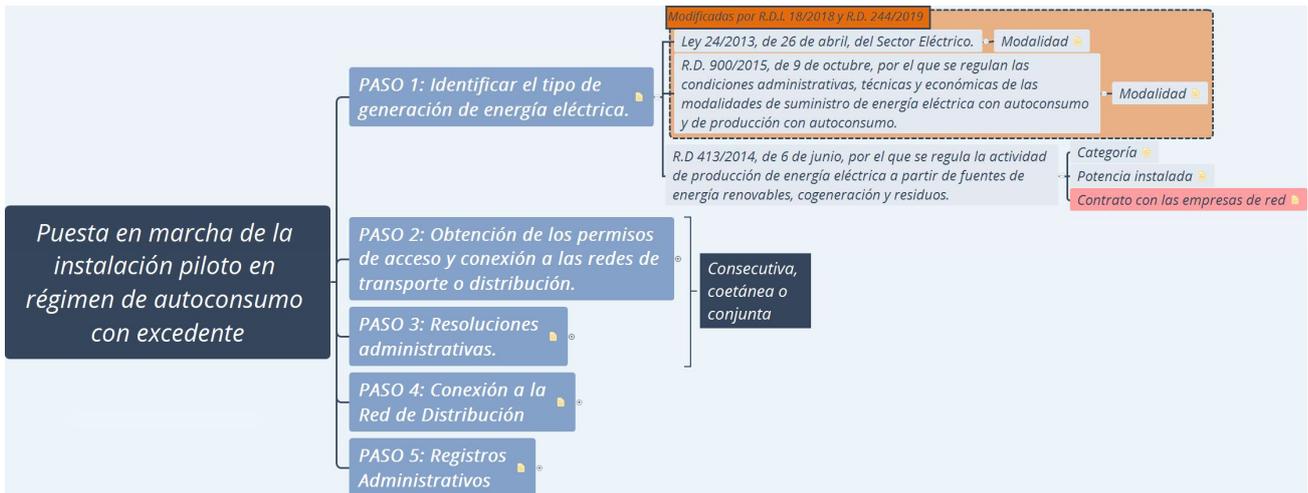


Figura 46. PASO 1: Identificar el tipo de generación de energía eléctrica

En esta fase, se identificará la modalidad a la que pertenece la instalación. Este dato será necesario en pasos posteriores. Según el R.D.I. 15/2018 y el R.D. 244/2019, la instalación propuesta pertenecerá a la modalidad de *suministro de autoconsumo con excedente*. La potencia instalada no se conoce *a priori*, ya que dependerá del consumo energético de la IDAM y del convertidor de olas propuesto.

Para el caso de la modalidad de *suministro de autoconsumo con excedente*, el R.D. 900/2015, el R.D.I. 15/2018 y el R.D. 244/2019, obliga a obtener los permisos de acceso y conexión a la red eléctrica. En el siguiente punto se explicarán los pasos a seguir para ello.

PASO 2: Obtención de los permisos de acceso y conexión a las redes de transporte o distribución.

Como se puede observar en la *Figura 47*, en esta etapa se deberán tener en cuenta el R.D.I. 15/2018, el R.D. 244/2019, el R.D. 1955/2000, el R.D. 900/2015, el R.D. 1544/2011 y el R.D. 1110/2007.

Este paso es necesario para conseguir los permisos de acceso y conexión a la Red Eléctrica, como se indicó en el punto anterior. Durante los trámites, la figura del interlocutor se identificará con el operador del sistema, o empresa gestora de la red de transporte, o con la empresa de distribución o comercialización. En nuestro caso, se tratará de la empresa de distribución, por lo que se deberán seguir los documentos que la entidad elegida ponga a disposición de los solicitantes para tal fin.

Una vez finalizado con el proceso descrito en este apartado, se deberá disponer de: las autorizaciones pertinentes, un contrato técnico de acceso y un contrato de servicios auxiliares de producción, según el R.D. 900/2015.

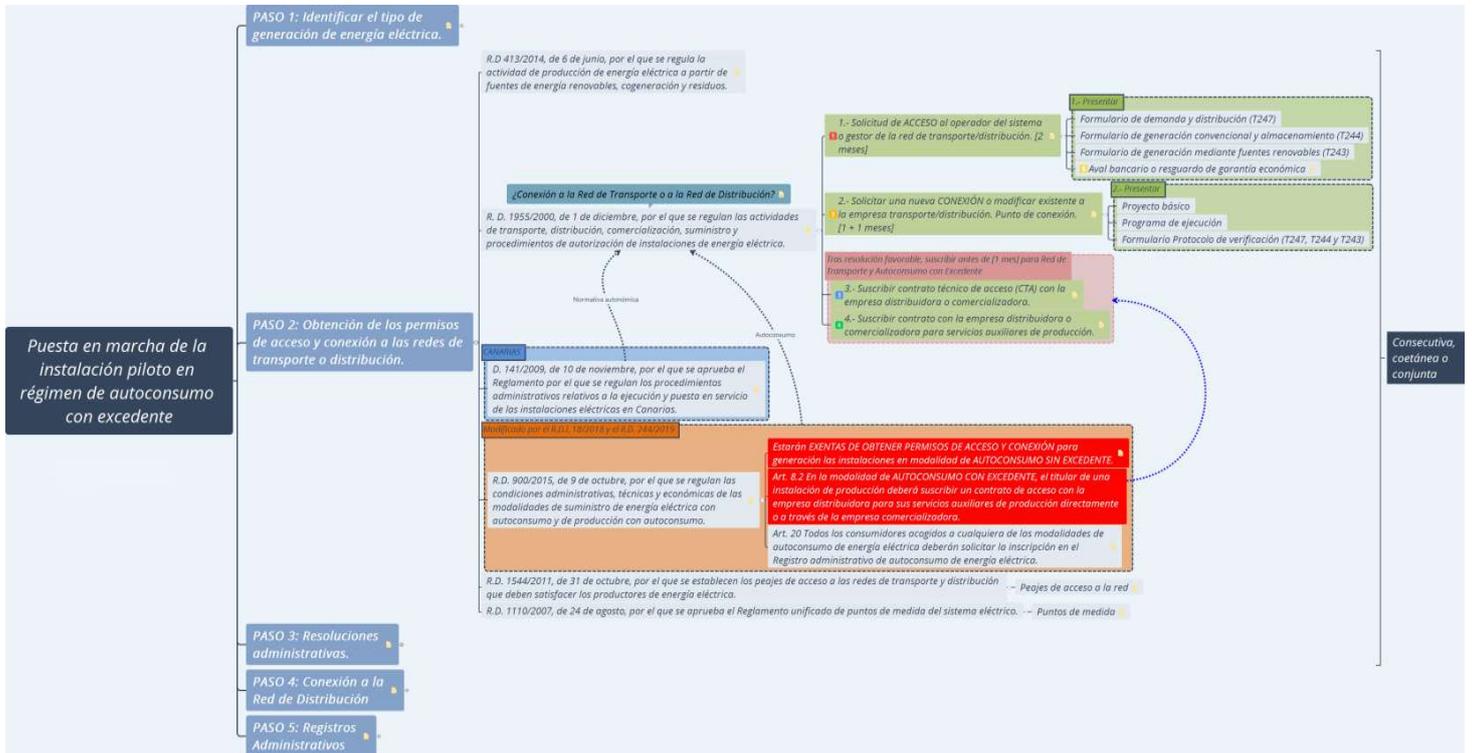


Figura 47. PASO 2: Obtención de los permisos de acceso y conexión

PASO 3: Resoluciones administrativas.

Este paso se podrá llevar a cabo paralelamente con el paso anterior (PASO 2) y, como se puede comprobar en la *Figura 48*, se divide, a su vez, en dos procesos, construcción y puesta en servicio. La primera tarea consistirá en presentar un anteproyecto y un estudio de impacto ambiental simplificado, para iniciar los trámites ante la Dirección General de Política Energética y Minas, órgano de gestión de la Secretaría de Estado de Energía del Ministerio para la Transición Ecológica. Una vez finalizado este trámite, se realizará y presentará el proyecto de ejecución para su aprobación ante la Dirección General de Industria y Energía del Gobierno de Canarias.

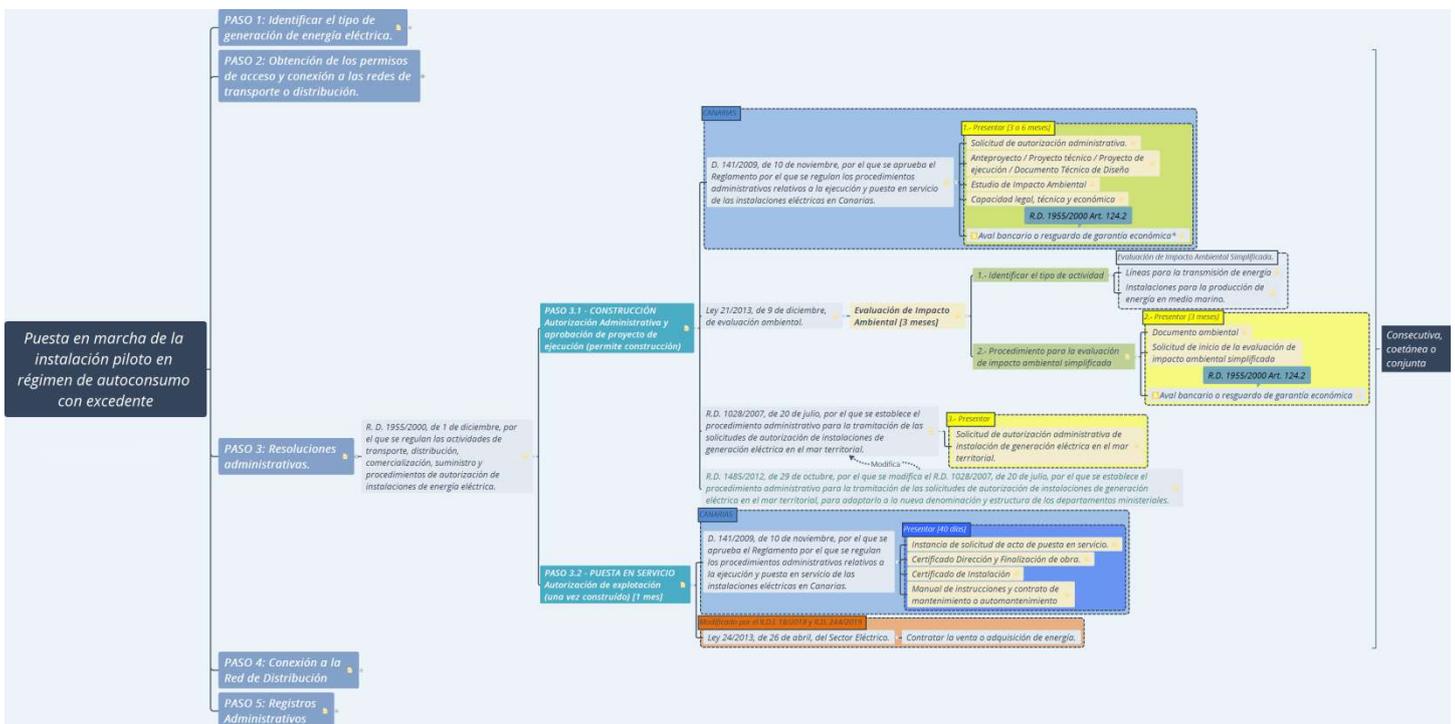


Figura 48. PASO 3: Resoluciones administrativas.

Previamente al inicio de la autorización administrativa, se deberá haber solicitado también una evaluación de impacto ambiental, que será «simplificada» debido a las características de la instalación, **Grupo 4. Industrias energéticas. h)**, según la Ley 21/2013. Por lo tanto, no será necesario la realización de una evaluación de impacto ambiental “completa”. Esta evaluación, se solicitará en el Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente y deberá presentarse, junto con el anteproyecto y la propia solicitud, para obtener la autorización de generación eléctrica en el mar territorial, conforme al R.D. 1028/2007.

En el apartado autonómico, y siguiendo las indicaciones del R.D. 413/2014, R.D. 1955/2000 y R.D. 900/2015, habrá que presentar el proyecto técnico, el estudio de impacto ambiental simplificado y el justificante de abono de tasas ante el órgano competente del Gobierno de Canarias, como se indica al principio de este apartado.

Es importante tener en cuenta que la autorización de explotación será indispensable para realizar la puesta en servicio de la instalación. Es recomendable repasar el D. 141/2009, para comprender correctamente el procedimiento.

Para finalizar, una vez obtenida la autorización de explotación, será necesario contratar la venta y adquisición de energía, siguiendo las indicaciones marcadas por la Ley 24/2013.

PASO 4: Conexión a la Red de Distribución.

Como se puede observar en la *Figura 49*, para este paso se deberá tener en cuenta únicamente la normativa autonómica, el D. 141/2009, que nos remite a los procedimientos de conexión y puesta en servicio de la empresa distribuidora. Estos documentos nos marcarán el camino a seguir para contratar la venta y adquisición de energía, señalada en el apartado anterior.

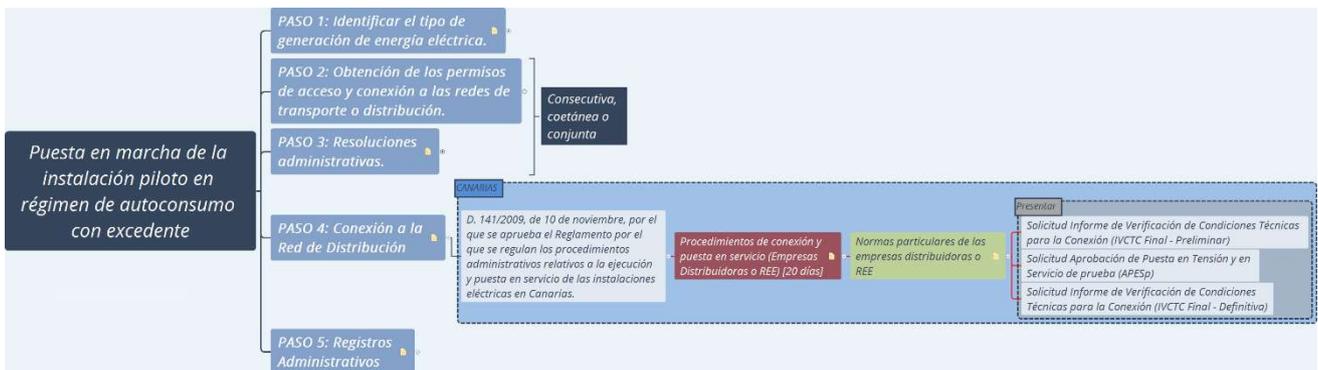


Figura 49. PASO 4: Conexión a la Red de Distribución.

PASO 5: Registros administrativos.

Para finalizar, se deberá inscribir la instalación en los siguientes registros, gestionados por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo, según se indica en el R.D. 1955/2000 y el R.D. 900/2015:

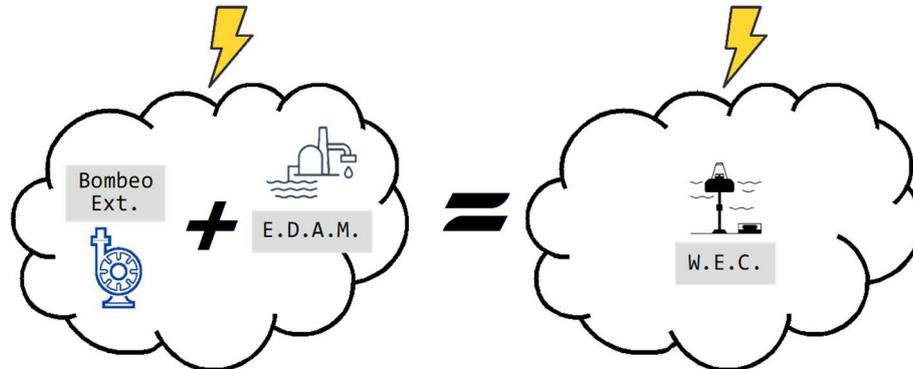
- Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica.
- Registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica.

8. Propuestas y conclusiones

Teniendo en cuenta todos los factores estudiados previamente, tales como la caracterización de la zona, las tecnologías e infraestructuras disponibles y el marco legislativo, se hace necesario plantear más de una propuesta. De esta forma, cada propuesta representará un posible escenario de trabajo. Los factores claves que se han identificado y que influirán directamente en el diseño de cada propuesta son:

- *Viabilidad energética:* Para evaluar esta variable habrá que tener en cuenta, como ya se ha adelantado en su apartado correspondiente;
 - El **consumo de la planta desalinizadora:** Durante el 2017 se obtuvo una potencia máxima de 2,69 MW y un consumo medio mensual de 1,57 GWh.
 - La **generación estimada del sistema convertidor de olas:** Este aspecto resulta bastante variable ya que cada tecnología tiene sus características. De forma general, teniendo en cuenta los valores más habituales de las tecnologías escogidas, la generación estimada se encuentra en torno a 1 MW de potencia máxima por dispositivo, lo que obliga a disponer de un conjunto de varios de ellos, conformando un parque, para suministrar la energía total demandada por la planta desalinizadora.
- *Viabilidad técnica de las infraestructuras:* En este apartado se analizará la dificultad de modificar las instalaciones existentes para integrar nuevos dispositivos.
- *Viabilidad legislativa:* En este punto se estudiará la posibilidad de llevar a cabo la instalación propuesta dentro del marco legislativo actual.
- *Viabilidad del entorno físico:* Se analizará el dominio, tanto de la zona marítima piloto como de la planta desalinizadora, para verificar que cumple con los requisitos necesarios para la instalación.
- *Viabilidad medioambiental:* Con este apartado se confirmará que la zona donde se realizarán las actuaciones no se encuentra afectada por ningún tipo de restricción o limitación ambiental.

8.1 Propuesta 1 – Suministro completo



En este planteamiento se propone un escenario poco probable debido a su complejidad técnica y práctica. Se basa en la idea inicial por la que se plantea este trabajo, de **suministrar el 100% de la demanda eléctrica de una planta desalinizadora utilizando un sistema convertidor de olas**.

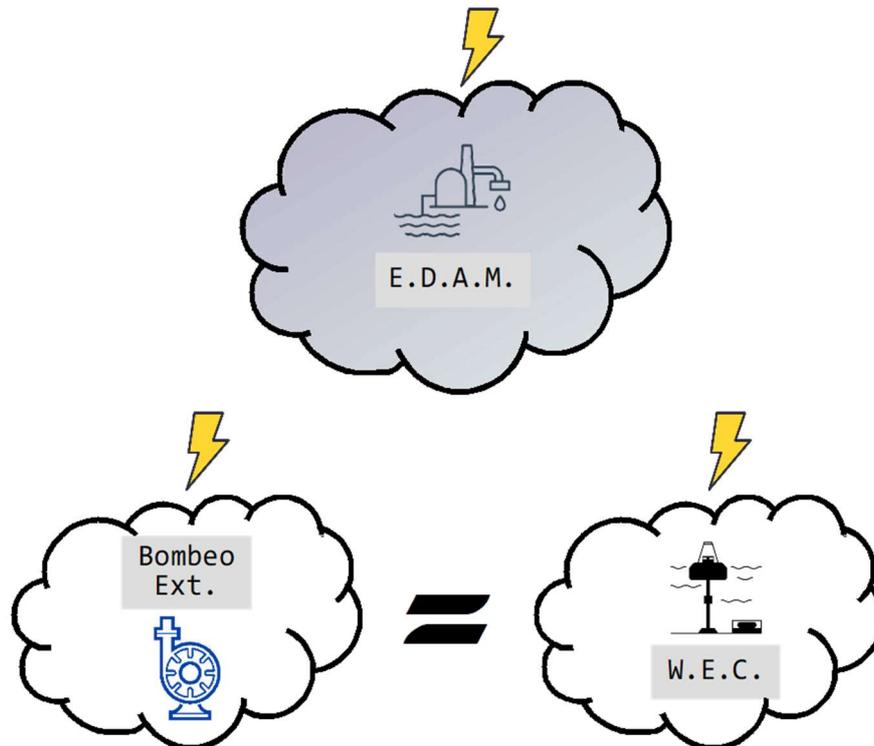
A continuación, analizaremos cada uno de los factores clave identificados para evaluar la viabilidad general de esta propuesta.

- **Viabilidad energética:** Este supuesto obligaría a desplegar un sistema formado por varios dispositivos convertidores de olas, o parque undimotriz, puesto que con un único dispositivo no se cubriría la demanda al 100%, en la mayoría de las tecnologías analizadas. Esto complica la propuesta ya que, como se ha comentado, la tecnología undimotriz se encuentra aún en desarrollo y los dispositivos a instalar consistirían en prototipos, que suelen ser únicos.
- **Viabilidad técnica de las infraestructuras:** En este aspecto, el único inconveniente se encontraría a la hora de realizar las modificaciones físicas necesarias para integrar el nuevo suministro, ya que la IDAM se encuentra actualmente en servicio y resultaría muy complicado interrumpir su actividad. Referente al espacio para la instalación de nuevos equipos, no presentaría ningún problema ya que la IDAM cuenta con espacio suficiente en sus instalaciones.
- **Viabilidad legislativa:** Después de la aprobación del **Real Decreto-ley 15/2018** y el **Real Decreto 244/2019**, se podría ejecutar la propuesta, sin problema, siguiendo los pasos descritos en el apartado [7. - Marco legislativo](#), donde se muestra el camino a seguir para la puesta en servicio de la instalación, desde el punto de vista legal, definiendo y explicando cada paso de forma clara.
- **Viabilidad del entorno físico:** La zona marina escogida para realizar la experiencia piloto reúne los requisitos necesarios para instalar los dispositivos convertidores de olas propuestos como; profundidad, naturaleza del suelo marino, potencial undimotriz, etc.
- **Viabilidad medioambiental:** Desde el punto de vista ambiental, la zona escogida cumple con todos los requerimientos señalados en la normativa. Además, no se encuentra dentro de

ningún espacio protegido o de exclusión, ni interfiere con algún uso marino asociado (pesca, buceo, tránsito de barcos, etc.).

Para finalizar con esta propuesta, es importante volver a señalar como factor relevante que la planta desalinizadora se encuentra actualmente en explotación y cualquier actuación implicaría interrumpir el servicio. En este sentido, debido a la envergadura de las actuaciones necesarias, el servicio se debería paralizar por un tiempo elevado, complicando de esta forma la viabilidad de la propuesta desde un primer momento.

8.2 Propuesta 2 – Suministro parcial



En este caso, se presenta un escenario más coherente con la realidad. Se propone **suministrar solo un porcentaje de la demanda eléctrica total de la planta desalinizadora** utilizando un sistema convertidor de olas. Para cumplir con este objetivo, se ha realizado un estudio en el apartado [6.3 – Infraestructura eléctrica](#), con la intención de dividir los consumos de la planta y seleccionar la parte de la infraestructura cuyo consumo sea ajustable de forma sencilla a las características de cualquiera de los convertidores de olas propuestos, conformando un autoconsumo sin excedente. De esta forma, se simplifican enormemente los trámites administrativos de puesta en servicio y además, se reduce el efecto negativo producido por la necesidad de interrupción del funcionamiento habitual de la planta para realizar las conexiones al cuadro eléctrico general.

Después de un detallado análisis de la documentación eléctrica de la instalación, se ha identificado una parte de la misma que permite la conexión a una fuente de generación externa produciendo un bajo impacto en la productividad de la planta. En concreto, nos referimos a la estación de bombeo para uso agrícola, situada a una cota superior, cuya interrumpibilidad no es crítica para el funcionamiento global de la planta, debido a que este bombeo no requiere estar en activo constantemente. Por lo tanto, para esta segunda propuesta de suministro parcial, se necesitará acometer únicamente trabajos en el cuadro eléctrico del referido bombeo, sin afectar al funcionamiento general de la planta.

Tras realizar el análisis de los factores claves propuestos, se obtiene:

- **Viabilidad energética:** En este aspecto, aunque la potencia máxima teórica necesaria se encontraría en torno a 1 MW, según los cálculos realizados teniendo en cuenta los consumos, la potencia máxima real es de 0,30 MW. Este valor permitiría suministrar el total de la energía necesaria por medio de un único dispositivo convertidor de olas, para la mayoría de las tecnologías analizadas. Por lo tanto, no haría falta el despliegue de un parque undimotriz.
- **Viabilidad técnica de las infraestructuras:** Este factor no representa ningún inconveniente ya que la infraestructura actual cuenta con espacio suficiente, en el cuarto de bombas seleccionado, para la instalación de nuevos equipos.
- **Viabilidad legislativa:** Tras la aprobación del *Real Decreto-ley 15/2018* y el *Real Decreto 244/2019*, se simplifica enormemente el proceso administrativo. Con las modificaciones aportadas por los nuevos decretos, la instalación propuesta se enmarcaría dentro de la modalidad de **suministro de autoconsumo sin excedentes**. Como consecuencia, se evitarían los pasos 2, 3 y 4, que se describen en el apartado [7. – Marco Legislativo](#), para la puesta en servicio de la misma. Los únicos trámites necesarios, en el ámbito eléctrico nacional, serían el de inscribir la instalación en el Registro Administrativo de Autoconsumo de Energía Eléctrica y solicitar permiso para la generación de electricidad en el mar territorial. Por lo tanto, la normativa aplicable se reduciría únicamente al R.D.I. 15/2018 y el R.D. 244/2019, para el caso de la normativa eléctrica nacional, el D. 141/2009 de la normativa eléctrica autonómica, y la normativa medioambiental señalada.
- **Viabilidad del entorno físico:** Al igual que en la propuesta anterior, al tratarse del mismo dominio físico, también se puede afirmar que la zona escogida reúne los requisitos necesarios para instalar los dispositivos convertidores de olas propuestos; profundidad, naturaleza del suelo marino, potencial undimotriz, etc.
- **Viabilidad medioambiental:** En este caso, también coincide con la propuesta anterior al tratarse de la misma zona piloto. Por lo tanto, se puede afirmar, desde el punto de vista medioambiental, que la zona escogida cumple con todos los requisitos señalados en la normativa. Y que, además, no se encuentra dentro de ningún espacio protegido o de exclusión, ni interfiere con algún uso marino asociado (pesca, buceo, tránsito de barcos, etc.).

8.3 Conclusiones

Durante este estudio se ha planteado un objetivo general, se ha dividido este en varios objetivos específicos con la intención de facilitar el desarrollo, se ha definido una planificación y una metodología para realizar los trabajos necesarios con el propósito de cumplir con estos objetivos, se han llevado a cabo los estudios y análisis recogidos en la planificación y metodología, y en concordancia se han presentado dos propuestas de ejecución.

Como resultado, se presenta un trabajo completo y bien estructurado que describe el proceso necesario para aprovechar la energía undimotriz y suministrar con ella la electricidad requerida por una planta desalinizadora, por ósmosis inversa, para su funcionamiento habitual, proponiendo dos alternativas de conexionado. La decisión de utilizar una alternativa u otra dependerá del tiempo disponible para dedicar a la ejecución de los trabajos y del nivel de afección al funcionamiento habitual de la planta que permita la explotación de la planta.

Es importante señalar que tanto la tecnología undimotriz como la normativa de aplicación están en continua evolución y cambio por lo que no se asegura que se mantengan las conclusiones alcanzadas con este estudio durante un tiempo ilimitado. El resto de estudios, presentan una variabilidad menor al paso del tiempo.

Pensando en posibles mejoras del análisis técnico y medioambiental realizado, se planean las siguientes:

- **Aumentar el número de tecnologías analizadas.** Cuanto mayor sea el número de tecnologías evaluadas mejor será la capacidad de adaptación del sistema generador a la demanda de la planta.
- **Proponer ubicaciones y recorridos para la instalación de la tecnología undimotriz.** Este es un paso que deberá realizarse en una fase de ejecución más avanzada, en la que la tecnología undimotriz a utilizar esté mejor definida.
- **Realizar videos submarinos y análisis de la hidrodinámica de las ubicaciones y recorridos,** una vez que se definan, para conocer el entorno físico con mayor detalle. Estos trabajos son importantes antes de realizar el despliegue de cualquier tecnología.
- **Modelar el funcionamiento energético de la planta desalinizadora con software específico,** con el objeto de simular una integración más real de la energía undimotriz.

9. Bibliografía

- [1] Ministerio para la Transición Ecológica, «Borrador del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030,» Gobierno de España, 2019.
- [2] Consejería de Comercio Industria Comercio y Conocimiento, «Estrategia Energética de Canarias (EECan25) 2015-2025,» Gobierno de Canarias, 2017.
- [3] IH Cantabria, «Análisis y zonificación del espacio marítimo de Gran Canaria,» 2016.
- [4] Elittoral S.L.N.E., *Estudio sobre la caracterización ambiental marina en la costa norte de Gran Canaria. Hidrodinámica, Geofísica y Bionomía.*, Las Palmas de Gran Canaria, 2019.
- [5] Wikipedia, «Wikipedia,» [En línea]. Available: https://en.wikipedia.org/wiki/Technology_readiness_level. [Último acceso: 11 2019].
- [6] IEC/TC 62600-101, *Wave energy resource assesment and characterization*, Edition 1.0, 2015-06.
- [7] IH Cantabria, «Evaluación del potencial de la energía de las olas,» IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía), Madrid, 2011.
- [8] IEC/TS 62600-100, *Electricity producing wave energy converters—power performance assesment*, Edition 1.0, 2012-08.
- [9] C. E. Hiles, S. J. Beatty y A. de Andres, «Wave Energy Converter Annual Energy Production Uncertainty Using Simulations,» *Journal of Marine Science and Engineering*, vol. 53, nº 4, 2016.
- [10] J. Thomas T, K. Barve, G. Dwarakish y L. Ranganath, «A Review on Assessment of Wave Energy Potential,» de *National Conference on Futuristic Technology in Civil Engineering for Sustainable Development*, India, 2015.
- [11] Philippe Gleizon, Francisco Campuzano, Pablo Carracedo, André Martinez, Reduan Atan, Stephen Nash y Jamie Goggins, «Wave Energy Resources Along the European Atlantic Coast,» *Marine Renewable Energy*, 2017.
- [12] I. H. Altas y Emre Ozkop, «Control, power and electrical components in wave energy conversion systems: A review of the technologies,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, nº 67, p. 106–115, 2017.
- [13] IRENA (International Renewable Energy Agency), «Wave Energy Technology Brief,» 2014.
- [14] Akhtar Hussain, Syed Muhammad Arif y Muhammad Aslam, «Emerging renewable and sustainable energy technologies: State of the art,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, nº 71, p. 12–28, 2017.
- [15] APPA (Asociación de Empresas de Energías Renovables, «Estudio del Impacto Macroeconómico de las Energías Renovables en España,» 2016.
- [16] OES (Ocean Energy Systems) y IEA (International Energy Agency), «Una visión internacional para la Energía Oceánica,» 2017.
- [17] Hosna Titah-Benbouzid y Mohamed Benbouzid, «Ocean Wave Energy Extraction: Up-to-Date Technologies Review and Evaluation,» *IEEE*, 2014.
- [18] E. Rusu y F. Onea, «A review of the technologies for wave energy extraction,» *Clean Energy*, vol. 2, nº 1, pp. 10-19, 2018.
- [19] OES (Ocean Energy Systems) y IEA (International Energy Agency), «International LCOE for Ocean

Energy Technologies,» 2015.

- [20] Alexis Mériçaud y John V. Ringwood, «Power production assessment for wave energy converters: Overcoming the perils of the power matrix,» *Journal of Engineering for the Maritime Environment*, vol. 232(1), pp. 50-70, 2018.
- [21] J. Weir y T. Twidell, *Renewable Energy Resources*, 2nd edition. ed., Great Britain: Taylor & Francis, 2006.
- [22] M. Folley, *The Wave Energy Resource, Handbook of Ocean Wave Energy. Ocean Engineering & Oceanography*, vol 7. Springer, Cham, 2016.
- [23] J. Pastor y Y. Liu, «Wave Energy Resource Analysis for Use in Wave Energy Conversion,» *Journal of Offshore Mechanics and Arctic Engineering*, vol. 137, nº 011903, February 2015.
- [24] Andreas Uihlein y Davide Magagna, «Wave and tidal current energy – A review of the current state,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, nº 58, p. 1070–1081, 2016.
- [25] T. Mäki, M. Vuorinen y T. Mucha, «WaveRoller – One of the Leading Technologies for Wave Energy Conversion,» *5th International Conference on Ocean Energy*, 4-6 November 2014.
- [26] Virginie Baudry, Salvatore Marrone, Aurélien Babarit, David Le Touzé y Alain H. Clément, *Power matrix assessment and extreme loads estimation on a flap type wave energy converter in front of a dike*, 2015.
- [27] Wassim Chehaze, Dory Chamoun, Charbel Bou-Mosleh y Pierre Rahme, «Wave Roller Device for Power Generation,» *Procedia Engineering*, nº 145, pp. 144-150, 2016.
- [28] Liguó Wang, Jan Isberg y Elisabetta Tedeschi, «Review of control strategies for wave energy conversion systems and their validation: the wave-to-wire approach,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, nº 81, pp. 366-379, 2018.
- [29] E. Angelelli, B. Zanuttigh, J. P. Kofoed y K. Glojbol, «Experiments on the WavePiston, Wave Energy Converter,» de *Proceedings of the 9th European Wave and Tidal Conference*, Southampton, UK, 2011.
- [30] L. Margheritini y J. P. Kofoed, «Weptos Wave Energy Converters to Cover the Energy,» *Energies*, vol. 12, nº 3, p. 423, 2019.
- [31] UTE: LABAQUA - ECOS - AT HIDROTECNIA, «Programa de Vigilancia y Control del vertido al mar a través de conducción de desagüe de la desaladora Arucas - Moya,» Arucas (Gran Canaria), 2017.
- [32] Y. Ghalavand, M. S. Hatamipour y A. Rahimi, «A review on energy consumption of desalination processes,» *Desalination and Water Treatment*, pp. 1-16, 2014.
- [33] G. Filteau, *Seawater Desalination Energy Consumption Calculation Model*, Water Research Foundation (WaterRF) Project #4446, 2013.
- [34] W. A. D. COMMITTEE, «Seawater Desalination Power Consumption,» White Paper, 2011.
- [35] Ministerio para la Transición Ecológica, «FACTORES DE EMISIÓN,» 2019.
- [36] IDAE, *Guía de Tramitación del Autoconsumo*, 2019.
- [37] IEE (Intelligent Energy Europe), «The Streamlining of Ocean Wave Farms Impact Assessment (SOWFIA),» 2013.
- [38] PLOCAN, «Evaluación de contaminantes químicos persistentes en zona marina - DESAL+,» Telde (Gran Canaria), 2019.



10.Anexos

10.1 ANEXO 1



10.2 ANEXO 2