

# HYDRA

RED ELÉCTRICA  
ALMACENAMIENTO

# PLAN DE NEGOCIO

EMBA Internacional sector energético

Diciembre 2019



GOBIERNO  
DE ESPAÑA

MINISTERIO  
DE INDUSTRIA, COMERCIO  
Y TURISMO



Escuela de  
organización  
industrial

Proyecto fin de Máster: **Hydra**  
Edición **2018-2019**  
Escuela de Organización Industrial

Autores:

*Adrián González González*  
*Allan Adolfo Vásquez Sancho*  
*Emilio Simonet Jiménez*  
*José Valentín Cu Quiab*  
*Luis Areta Reguera*  
*Pablo García González*

Tutor:

*Marcos López Brea*

*Diciembre 2019*

## Índice

<b>1.</b>	<b><i>Introducción</i></b> .....	<b>1</b>
<b>2.</b>	<b><i>Análisis del entorno</i></b> .....	<b>2</b>
<b>3.</b>	<b><i>Análisis del sector</i></b> .....	<b>5</b>
<b>4.</b>	<b><i>Validación de la idea de negocio</i></b> .....	<b>12</b>
4.1	La magnitud actual e inminente de los vertidos renovables.....	12
4.2	El encaje normativo como ventaja competitiva .....	18
<b>5.</b>	<b><i>Plan estratégico y modelo de negocio</i></b> .....	<b>25</b>
5.1	Análisis DAFO .....	25
5.2	Modelo de negocio y objetivos estratégicos.....	26
<b>6.</b>	<b><i>Plan de operaciones</i></b> .....	<b>27</b>
6.1	Análisis de actividades y tareas (mapa de procesos).....	27
6.2	Definición de los recursos físicos.....	30
<b>7.</b>	<b><i>Plan de marketing</i></b> .....	<b>34</b>
<b>8.</b>	<b><i>Equipo y plan de recursos humanos</i></b> .....	<b>36</b>
<b>9.</b>	<b><i>Plan financiero</i></b> .....	<b>42</b>
9.1	Plan Financiero empresa HYDRA .....	42
9.2	Plan Financiero proyecto piloto.....	43
<b>10.</b>	<b><i>Gestión del tiempo</i></b> .....	<b>45</b>
<b>11.</b>	<b><i>Resumen ejecutivo</i></b> .....	<b>46</b>
<b>12.</b>	<b><i>“One page”</i></b> .....	<b>50</b>
<b>13.</b>	<b><i>Bibliografía y referencias</i></b> .....	<b>51</b>
<b>14.</b>	<b><i>Anexos</i></b> .....	<b>52</b>

## 1. Introducción

La naturaleza aislada de los sistemas eléctricos insulares los hace especialmente sensibles a variaciones en la generación. Más allá de determinados umbrales, dichas variaciones provocan inestabilidades de relevancia en el sistema, que pueden llegar a desencadenar desastres de carga (pérdida de suministro).

La previsión del incremento sustancial en cuanto a capacidad de generación renovable en dichos sistemas, unido a la alta variabilidad del recurso eólico, hace que aumente el riesgo de incidente por pérdida súbita de generación.

Como consecuencia, ante el incremento de potencia renovable instalada, si no se dispone de mecanismos que aporten el margen de regulación necesario para hacer frente a estas bruscas variaciones, se hace necesario limitar preventivamente la producción eólica y/o fotovoltaica.

Esta limitación provoca vertidos del excedente de generación renovable que pueden ser evitados, en caso de disponer de un sistema de almacenamiento, puesto que se trata de energía que puede ser devuelta al sistema de modo diferido, en sustitución de generación térmica convencional.

Adicionalmente se ha de evaluar también el efecto del almacenamiento sobre la reducción de vertido renovable como consecuencia de la simple imposibilidad de integrar esta generación por falta de demanda suficiente, considerando la generación térmica mínima (“must run”) que debe estar acoplada en el sistema para aportar un mínimo de inercia y capacidad de regulación.

Este plan de negocio parte de la identificación de la citada situación como oportunidad empresarial a explotar, en beneficio, no solo de las entidades promotoras sino también de un amplio elenco de *stakeholders*, incluida la propia sociedad civil por el impacto positivo que tendría en el propio medio ambiente.

Se identifica al operador del sistema, Red Eléctrica de España (REE), como actor crítico en la gestión de la integración de energías renovables en Canarias, por su rol de garante de la seguridad y continuidad del suministro que deriva en su imposición efectiva de las mencionadas restricciones a la producción renovable. A su vez, es responsable de supervisar la actividad monopolística (inexistencia de mercado) de generación convencional en las islas y compatibilizarla con la máxima integración de eólica y fotovoltaica, ambas muy atomizadas, promoviendo la máxima eficiencia económica en el sistema. Esta posición central convierte al operador del sistema en el promotor óptimo para un negocio como el descrito, por lo que los análisis subsiguientes irán destinados a establecerlo como línea de negocio o actividad adicional a las que desempeña REE, aprovechando las múltiples sinergias que de ellas derivan.

En este sentido, la empresa HYDRA nacería dentro del marco del plan de intraemprendimiento de REE como una empresa con capacidades para presentar servicios de ingeniería y consultoría especializados en las fases de:

- ✓ Estudio de viabilidad;
- ✓ Ingeniería básica y de detalle;
- ✓ Desarrollo administrativo de los proyectos;
- ✓ Gestión de licitaciones de equipos principales y contratistas;
- ✓ Gestión de la construcción del proyecto.

La presentación de un estudio de viabilidad preliminar para asegurar la calidad del suministro y una mayor penetración de generación renovable en sistemas insulares mediante tecnología de almacenamiento será una parte fundamental de este plan de negocio.

En primer lugar, se valorará el potencial energético de los vertidos de generación eólica y fotovoltaica que se producen y producirán en los sistemas eléctricos de las Islas Canarias, para garantizar la seguridad y continuidad del suministro, al tener que limitar la amplitud de la rápida variabilidad de la producción renovable. A tal efecto, se considerarán las actuales previsiones de nuevas instalaciones renovables, atendiendo a los datos de accesos a la red ya autorizados y a los propios parques en construcción, que mayorarán muy notablemente los vertidos que se están produciendo en la actualidad.

En cuanto a la tecnología a utilizar para llevar a cabo el citado almacenamiento energético, se ha optado por la utilización del hidrógeno como vector. Se tratará de utilizar los excedentes de producción renovable para alimentar equipos de electrólisis, que disocian agua en hidrógeno y oxígeno, para, tras su almacenamiento en tanques, abastecer, cuando las condiciones de demanda y/o producción renovable varíen en las horas siguientes, pilas de combustible que recombinan los citados elementos generando energía eléctrica que se reinyecta a la red.

Esta decisión se justifica por sus múltiples ventajas respecto a los otros dos sistemas disponibles para almacenamiento estacionario a gran escala: el bombeo hidráulico y las baterías de litio, que se expondrán en detalle. Por otra parte, posicionaría al grupo REE con una ventaja competitiva en soluciones de almacenamiento “in front of the meter” y promovería la diversificación, dado que el hidrógeno está llamado a convertirse en el vector energético por excelencia.

En este sentido, cabe destacar las posibilidades de obtención renovable (“green hydrogen”) o como fruto del reformado de gas natural o biogás entre otros (“brown hydrogen”), así como la versatilidad en su uso en pilas de combustible, para aplicaciones estacionarias o de movilidad, y en turbinas o motores de combustión, en forma pura o como metano sintético.

## 2. Análisis del entorno

La capacidad para adaptarse a su entorno y a los cambios que éste sufre continuamente es fundamental para el éxito de cualquier empresa. En dicho contexto, un correcto análisis del entorno y una adecuada gestión continua de cambios sobre dicho entorno se antojan fundamentales.

Los objetivos del análisis del entorno son:

- ✓ Determinar la existencia de un mercado para el proyecto.
- ✓ Identificar los diferentes aspectos que afectan a la viabilidad del plan.

Existencia de mercado:

Los vertidos renovables se pueden considerar energía disponible a bajo coste, prácticamente nulo, teniendo en cuenta que suponen el desperdicio de la fuente primaria, gratuita. Sin almacenamiento, su utilización únicamente incurriría en costes de operación y mantenimiento marginales para las plantas eólicas y fotovoltaicas.

Por otro lado, en lo que respecta a la reinyección de la energía almacenada, los costes actuales de generación eléctrica en los sistemas insulares superan los 150€/MWh, prácticamente triplicando su homólogo peninsular, con un impacto medioambiental muy superior, por tratarse mayoritariamente de producción térmica basada en petróleo. El sobrecoste de los sistemas insulares se repercute en la factura eléctrica nacional, por designación pública, con objeto de igualar el precio de la energía para todos los consumidores. Por ello, el Estado y todos los clientes actuales y futuros de energía eléctrica en España, presentan un interés manifiesto en el abaratamiento del coste de la energía y en favorecer la penetración de energía renovable en la red.

Análisis externo (PESTEL)<sup>(14)</sup>:

Las circunstancias del análisis externo (PESTEL) que incidirán en la actividad de la empresa:

a) Entorno político-legal:

- ✓ Impulso decidido, desde las instituciones europeas, a las energías renovables y a las tecnologías de almacenamiento energético, con líneas de apoyo financiero específicas y desarrollo de marcos regulatorios destinados a favorecer su implantación, como el “Clean Energy for all europeans package”<sup>(13)</sup>. Colaboración para el asentamiento de la llamada economía del hidrógeno, con iniciativas como “Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking”<sup>(15)</sup>. Endurecimiento de los límites a emisiones de CO<sub>2</sub> y contribución al incremento del precio de los derechos de emisión.
- ✓ En España, reciente y más favorable cambio de rumbo en materia de transición ecológica, con adaptación de la normativa previa para maximizar la penetración de renovables, restringir a las emisiones de CO<sub>2</sub> y minimizar la dependencia de hidrocarburos. Supresión del “impuesto al sol”<sup>(16)</sup> con el consiguiente incremento de la generación fotovoltaica distribuida. Desarrollo de PNIEC<sup>(17)</sup> y la Estrategia Nacional de Almacenamiento, destinado a cubrir el actual vacío legal respecto a las instalaciones de almacenamiento a gran escala y al uso del hidrógeno como vector.
- ✓ A nivel local, en Canarias, aceleración de las medidas para descarbonizar la generación eléctrica, con nuevos “cupos renovables” destinados a una implantación masiva de eólica y fotovoltaica que permita triplicar los pobres datos de generación renovable en el archipiélago, inferiores al 16% en 2018. Voluntad política para convertir las Islas Canarias en un referente europeo y mundial de integración renovable en sistemas aislados, con referentes como la Central Hidroeléctrica de El Hierro y la reciente selección de La Palma como piloto del programa “Clean Energy for EU Islands”<sup>(18)</sup>.

b) Entorno económico:

- ✓ Política monetaria (BCE) expansiva: Tipos de interés en mínimos.
- ✓ En España, se prevé una política económica y fiscal expansiva: aumento del gasto público.
- ✓ Condiciones entidades crediticias financiación de proyectos “verdes” (etiqueta energética bancaria, artículo 501 bis regulación CRR2).
- ✓ Grandes apuestas por la inversión “verde”, como el plan alemán de 54.000 M€ de 2019.

	2018	2019	2020	2021
PIB	2,4	2,0	1,7	1,6
Consumo privado	1,8	1,0	1,3	1,4
Consumo público	1,9	1,8	1,3	1,2
Formación bruta de capital fijo	5,3	2,3	3,4	2,6
Exportación de bienes y servicios	2,2	2,2	3,0	3,3
Importación de bienes y servicios	3,3	0,5	3,2	3,4
Demanda nacional (contribución al crecimiento)	2,7	1,4	1,7	1,5
Demanda exterior neta (contribución al crecimiento)	-0,3	0,6	0,0	0,1
Índice armonizado de precios de consumo (IAPC)	1,7	0,8	1,1	1,5
Empleo (puestos de trabajo equivalente)	2,5	1,8	1,3	1,5
Tasa de paro (% de la población activa). Datos fin de periodo	14,4	14,1	13,2	12,8
Capacidad (+) / necesidad (-) de financiación de las AA PP (% del PIB)	-2,5	-2,4	-1,8	-1,5

Tabla 1: Indicadores macroeconómicos y su previsión para España a 9/19 (Fuente: Cinco Días y Banco de España)

c) Entorno sociocultural:

El sector energético conlleva conocimientos técnicos que no son de dominio popular, por esa razón, las personas saben que requieren de la energía a diario, pero desconocen sus problemas asociados, limitaciones y demás particularidades implícitas. Sin embargo, los últimos desarrollos, sobretodo en el ámbito del autoconsumo, han promovido la divulgación y facilitado el entendimiento y acercamiento directo al consumidor. Dado que los precios de la energía tiene un impacto directo en los costes de producción, cada vez se conocen más los temas técnico-energéticos para promover su abaratamiento, a la vez que se valoran más los recursos que mitiguen el calentamiento global.

Las tendencias anteriores favorecen el desarrollo de Hydra como empresa socialmente responsable y con objetivos medioambientales acordes con las tendencias y valores de los consumidores, al mismo tiempo, genera un cambio de paradigma al facilitar sistemas energéticos cada vez más verdes.

Los parques de generación eléctrica solían presentar una tendencia al crecimiento año tras año. Sin embargo, la implementación de plantas de generación renovable (sobre todo eólica y solar), diferentes tecnologías de eficiencia energética y generación distribuida han generado incertidumbres en los cálculos tradicionales. Al mismo tiempo, estas tecnologías han creado debilidades técnicas en la red, producto de la variabilidad y la falta de control, dando lugar a oportunidades de valor en el almacenamiento de energía renovable en periodos con excedentes para utilizarla en periodos con déficit de dicha energía, lo que provoca un abaratamiento. Es precisamente este aspecto donde se encuentra la solución de la variabilidad en la generación y sus problemas de ineficiencia y sobrecostes asociados.

Adicionalmente, teniendo en cuenta que las energías renovables suelen impulsarse mediante dinero público, el hecho de que se produzcan vertidos, es una realidad muy incómoda que empieza a conocerse en el sector y que, cuando trascienda a la opinión pública, desencadenará duras reacciones contra la clase política y las empresas que no hayan actuado para evitarlos. No sería extraño prever que puede acusarse de malversación, o uso indebido de los recursos públicos, a los responsables de financiar proyectos sin apreciar que el sistema eléctrico no podrá integrarlos, con el daño a la imagen extensible al Operador del Sistema por no haber alertado ni paliado tal situación.

Por todo ello, se considera que el entorno sociocultural resultará favorable para el modelo de negocio descrito.

d) Entorno tecnológico:

Se expone a continuación el entorno tecnológico, en cuanto al mix de generación se refiere y ante la inexistencia de almacenamiento en los sistemas canarios, que rigen la producción eléctrica en Canarias.

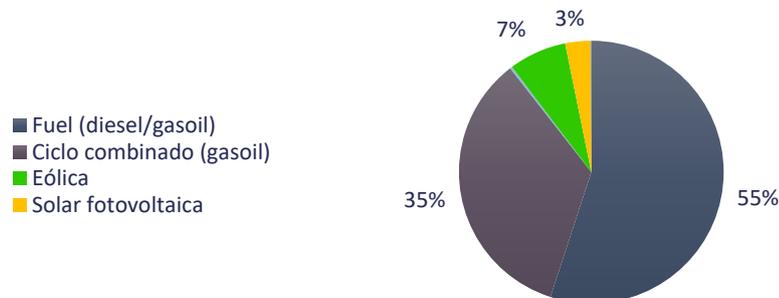


Figura 1: Desglose de generación por tecnologías en Canarias en 2018 (Fuente: Red Eléctrica de España)

Durante el año 2019 se ha producido un incremento sustancial en el parque renovable instalado, que ha dado lugar a los primeros vertidos renovables, de más de 2000 MWh a la fecha de elaboración de este análisis. La tecnología de electrólisis (uso de energía eléctrica para separar moléculas de agua en hidrógeno y oxígeno) y las pilas de combustible (recuperación energética gracias a la reacción por la que se combinan el hidrógeno y el oxígeno), se encuentran en un estado de desarrollo suficiente para su utilización a escala industrial a un coste que empieza a ser competitivo para almacenar energía. Más aún si la fuente primaria es gratuita y se desperdiciaría en caso de no almacenarse. Las diversas técnicas que utilizan los equipos disponibles comercialmente para llevar a cabo dichos procesos se detallarán en el análisis del sector (apartado 3 del presente plan).

e) Entorno medioambiental:

El sector de la energía mundial es fuertemente criticado por la generación de gran cantidad de emisiones de gases efecto invernadero (CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>O) y gases nocivos para la salud de las personas (NO<sub>x</sub>, SO<sub>x</sub>, partículas), además de los impactos ambientales intrínsecos a la construcción de las plantas de generación.

En Canarias, en 2018, se emitieron a la atmósfera 5,74 Mt de CO<sub>2</sub> provenientes de la generación eléctrica. Ello supone 0,65 tCO<sub>2</sub> por MWh generado, lo que triplica el ratio del sistema peninsular, de 0,22 tCO<sub>2</sub>/MWh y pone de manifiesto la urgente necesidad de actuación en los sistemas eléctricos canarios.

La conciencia de este problema medioambiental a nivel global ha alcanzado su máximo exponente en la reciente declaración institucional del Parlamento Europeo, en la que se declara la emergencia climática y se promueven medidas más ambiciosas para la actual Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (COP25).

La utilización del hidrógeno como vector en la mitigación de dicho problema gana cada vez más peso y aceptación, al proporcionar no solo una solución que permita gestionar masivamente la integración de la generación renovable, sino también por ser aplicable en el sector del transporte y la movilidad, así como en procesos industriales con mecánicas de captura y reutilización del CO<sub>2</sub>.

### 3. Análisis del sector

Una herramienta fundamental para la valoración del sector en el que se desarrollará este plan de negocio es el análisis de dicho mercado mediante el método de las 5 fuerzas competitivas desarrolladas por Michael Porter <sup>(1)</sup>.

No obstante, antes de analizar las 5 fuerzas competitivas de Porter se debe valorar el volumen total del mercado. Para conocer el tamaño de la oportunidad del mercado, se recurrirá a los siguientes parámetros: TAM, SAM y SOM.

Valoración del mercado

TAM - Total Addressable Market (Mercado total o direccionable)

A pesar de las múltiples posibilidades de diversificación del modelo de negocio propuesto en torno a la utilización del hidrógeno “verde” (obtenido mediante fuentes renovables) como vector energético, se acotará inicialmente el mercado total a la aplicación directa de la oportunidad de negocio detectada inicialmente: proveer de sistemas de almacenamiento energético basado en hidrógeno a sistemas eléctricos aislados.

Entendiendo la condición primaria de aislamiento como la propia geografía, y a pesar de las interconexiones que en algún caso pudieran existir, se entenderán como sistemas eléctricos

aislados aquellos que estén ubicados en una isla. Existen aproximadamente 700 islas en el mundo con población superior a los 10.000 habitantes o superficie mayor de 500 km<sup>2</sup> (figura 2).

Por albergar sistemas eléctricos sumamente heterogéneos, con proyecciones diversas y marcos regulatorios dispares, no es posible cuantificar económicamente el potencial intrínseco de cada uno.

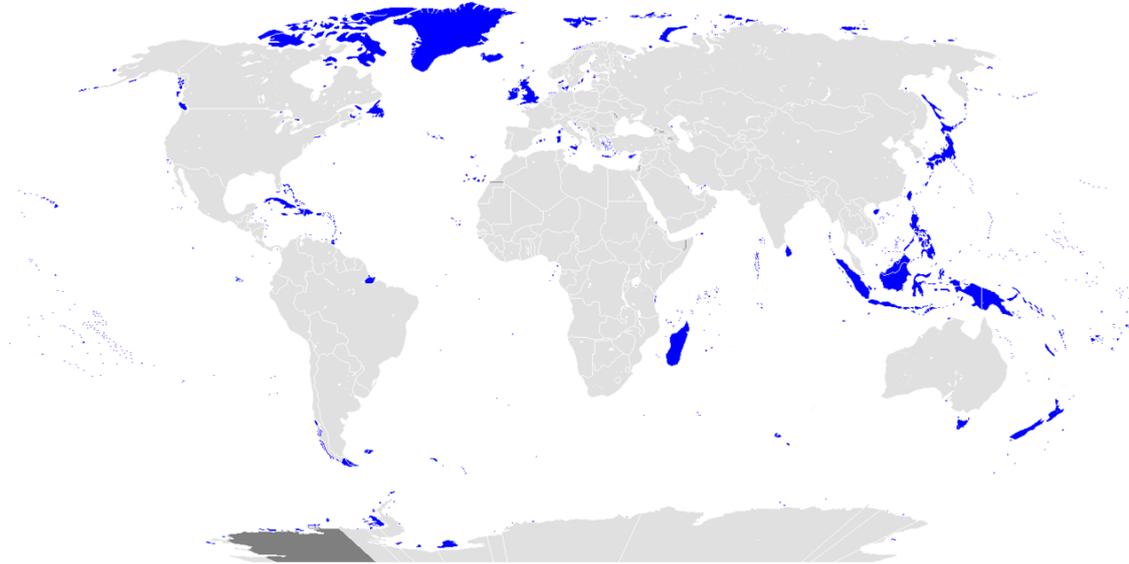


Figura 2: Islas del mundo (Fuente: Wikipedia)

#### SAM - Serviceable Available Market (Mercado que podemos servir)

Para acotar el conjunto de islas a considerar, se opta por definir un conjunto de indicadores que permitan seleccionar aquellas con características geográficas y socioeconómicas similares a las islas que componen el archipiélago canario (de referencia por ser el ámbito en que se identifica la oportunidad), a saber:

- ✓ Superficie;
- ✓ Población;
- ✓ Densidad de población;
- ✓ Distancia al continente;
- ✓ Distancia a la capital del país;
- ✓ Línea de costa;
- ✓ PIB-GDP país per cápita;
- ✓ Líneas telefónicas fijas/hab.;
- ✓ Líneas de banda ancha/hab.;
- ✓ Parque automovilístico.

Tras aplicar los citados indicadores, se identifican 62 islas del conjunto inicial con unas características tales que cabe considerar en ellas el desarrollo de proyectos similares al descrito, adaptando debidamente el modelo de negocio a los condicionantes normativos y técnicos de cada una.

Afinando el criterio para considerar únicamente aquellos sistemas eléctricos con órdenes de magnitud y necesidades más afines, se restringe el conjunto, adicionalmente al archipiélago canario, a:

- ✓ Chipre
- ✓ Madeira (Portugal)
- ✓ Creta, Lesbos y Rodas (Grecia)
- ✓ Islas Feroe (Dinamarca)
- ✓ Martinica (Francia)
- ✓ Guadalupe (Francia)
- ✓ Hawaii, Oahu, Maui (Estados Unidos)
- ✓ Okinawa, Awaji (Japón)
- ✓ Tahití
- ✓ Reunión (Francia)

#### SOM - Serviceable Obtainable Market (Mercado que podemos conseguir)

El potencial a corto plazo al que REE puede servir con los recursos que se proponen invertir, consta de los sistemas eléctricos de Tenerife, Gran Canaria, Lanzarote-Fuerteventura y La Palma.

Se seleccionará como objeto del estudio de viabilidad del primer proyecto piloto el sistema eléctrico de Tenerife como resultado del estudio pormenorizado de las características y potencial de cada uno de los anteriores en el apartado de validación del modelo de negocio (La magnitud actual e inminente de los vertidos renovables).

Una vez valorado el volumen mercado, se puede proceder a un análisis más pormenorizado del sector mediante la aplicación de las 5 fuerzas de Porter:

##### 1) Competidores actuales

No existen en la actualidad competidores para el modelo de negocio descrito (i.e. almacenamiento con hidrógeno “in front of the meter”), al tratarse de un nicho de mercado no explotado por su reciente aparición y escasa identificación. Únicamente cabría considerar la implantación de soluciones de almacenamiento por parte de los propios promotores de parques renovables (“behind the meter”), si bien la amortización de tales inversiones sería inasumible (superior a su vida útil), al no contar con economías de escala ni aprovechamiento global de la energía excedentaria de todo el sistema.

##### 2) Competidores potenciales

En el contexto de los sistemas eléctricos insulares con gran presencia, actual o prevista, de generación renovable no gestionable (eólica y fotovoltaica fundamentalmente), se plantea como posible competidor todo aquel agente que disponga de los medios necesarios para construir y operar una instalación de almacenamiento energético de forma rentable.

Se tratará de analizar, por una parte, las barreras de entrada que tendrían que superar los nuevos competidores empresariales y, por otra, las tecnologías que podrían competir con el hidrógeno como vector de almacenamiento.

#### Barreras de entrada

- **Economías de escala:** Las economías de escala en los costes del equipamiento necesario son de especial relevancia, dado que resultarán inviables económicamente todas aquellas alternativas que presenten potencias inferiores a 1 MW. Aún en esta escala, se aprecia una disminución de costes del orden del 30% por multiplicar 10 veces las potencias de la instalación.
- **Diferenciación del servicio:** La condición de monopolista natural en la operación de los sistemas eléctricos españoles, diferencia a Red Eléctrica de España como máximo referente a efectos de seguridad, garantía de suministro y promotor de la eficiencia y la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>.

- **Inversiones de capital:** Se requieren sumas muy elevadas para poner en marcha cualquier proyecto de generación eléctrica a escala megavatio, si bien estos son aún mayores por utilizar tecnologías innovadoras y ubicar la instalación en zonas aisladas.
- **Acceso a los canales de distribución e integración vertical y desventaja en costes:** Cualquier empresa que no ejerza las funciones de Operador del Sistema, se encontrará en clara desventaja por desconocer multitud de parámetros técnicos (previsiones de demanda, comportamiento global de la generación renovable, requerimientos derivados de la generación convencional, etc.) que regirán la funcionalidad de la planta, su optimización y, por tanto, su rentabilidad. Todos ellos constituyen el know-how de REE, que, además, disfruta de la capacidad de integrar verticalmente la gestión del sistema de almacenamiento en su estructura de operación y mantenimiento, lo que redundará en menores costes.
- **Política gubernamental:** El gobierno limita la concesión de permisos para nuevas plantas de generación en las islas por la inexistencia de mercado y la alta carga burocrática implícita en el sistema de retribución por costes reconocidos. Adicionalmente, la inexistencia de regulaciones específicas en el ámbito del almacenamiento supone una fuente de incertidumbre importante que dificulta las inversiones.

### 3) Tecnologías competidoras

Existen numerosas tecnologías de almacenamiento energético disponibles y en desarrollo, si bien las mejor posicionadas para el almacenamiento en red, por su disponibilidad comercial y viabilidad a escala megavatio en la actualidad, son las baterías de litio y la hidroeléctrica reversible.

Las baterías, preferentemente de ion-litio por su estado de madurez, son un sistema de almacenamiento bien conocido a pequeña escala, y ofrecen una capacidad de respuesta y un rendimiento de ida y vuelta (conocido como *round-trip*, relativo a las pérdidas del ciclo de almacenamiento) sin igual. Sin embargo, su elevado coste unitario, con riesgo de aumentar por incremento de demanda en el sector de la movilidad, su limitada vida útil y fragilidad, comprometen su uso a gran escala en la red.

En la UE, en lo que respecta a la red eléctrica, el almacenamiento de energía hidráulica por bombeo es la tecnología más común, y supone el 88%<sup>(19)</sup> de la capacidad de almacenamiento instalada, utilizándose tanto para el almacenamiento diario como para el almacenamiento estacional. Las restricciones geológicas, la sostenibilidad medioambiental y la aceptación por parte del público plantean serios desafíos a la construcción de nuevas instalaciones de almacenamiento de energía hidráulica por bombeo, aún mayores en las islas.

La utilización del hidrógeno “verde” (obtenido a partir de fuentes renovables mediante electrólisis), ha irrumpido con fuerza en el sector en los últimos años, al haber alcanzado un grado de desarrollo suficiente para su implantación comercial.

Una planta de electrolizadores y pilas de combustible, presenta una densidad de potencia análoga a su equivalente en ion-litio, si bien los costes por unidad de energía almacenada son una fracción de su competidora: utilizando hidrógeno, la energía almacenable solo depende de los tanques disponibles y no de multiplicar el número de equipos, con la enorme ventaja que ello supone en términos de escalabilidad.

Por otra parte, la superficie necesaria para albergar tales cantidades de energía es ínfima en comparación con los requerimientos equivalentes en embalses o presas, sin más requerimientos geográficos que un punto de acceso a red y evitando cualquier impacto medioambiental.

Muestra de este potencial, y su extensión a las soluciones de movilidad, es la determinación con la que está apostando la Unión Europea por la tecnología de hidrógeno como vector de almacenamiento energético frente a sus competidores:

Tecnología de almacenamiento necesaria...		Baterías									
... en la red para...		Energía hidráulica por bombeo	Ion-litio	Plomo-ácido	Flujo redox	Sodio-azufre	Super-condensador	Pila de combustible de hidrógeno	Batería inercial	Aire líquido o comprimido	Almacenamiento de calor
Almacenamiento estacional Necesidad: gran capacidad de almacenamiento, descarga lenta		✓						✓			
Almacenamiento diario (cambio según el pico de la demanda) Necesidad: horas de suministro		✓	✓	✓	✓	✓		✓		✓	✓
Servicios de apoyo a la red (por ejemplo, respuesta en frecuencia) Necesidad: respuesta rápida, suministro desde segundos a horas		✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓		✓
Hogares Necesidad: pequeña escala, larga vida útil			✓	✓	✓			✓			
... en el transporte para...											
Carretera Necesidad: alta potencia, bajo peso, pequeño tamaño			✓				✓	✓			
Aviación/Navegación Necesidad: alta potencia, elevada energía por volumen							✓	✓			

Figura 3: Financiación de proyectos de almacenamiento por parte del programa Horizon 2020 según tecnología (Tribunal de Cuentas de la Unión Europea)

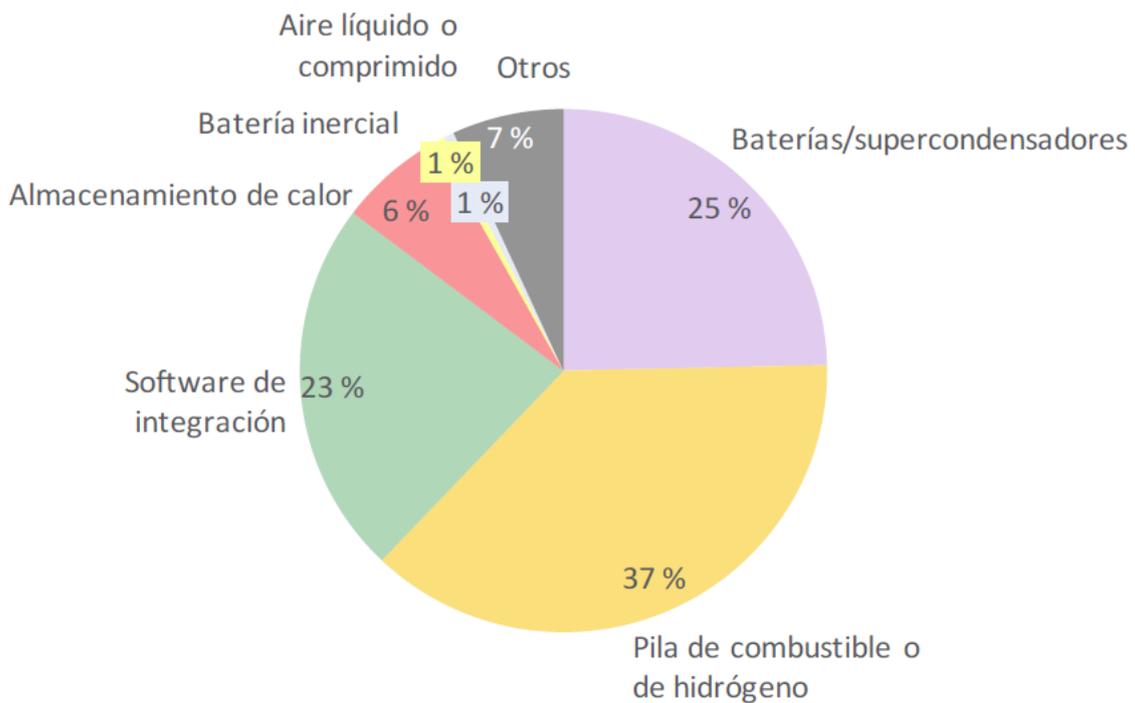


Figura 4: Asignación presupuestaria para proyectos de almacenamiento del programa Horizon 2020 (Tribunal de Cuentas de la Unión Europea)

#### 4) Sustitutos

Al tratarse el suministro de energía eléctrica de un servicio público, no existen servicios o productos con la capacidad de sustituirlo ni de anular la necesidad de que este sea fiable y seguro.

Únicamente cabría contemplar la posibilidad de instalaciones aisladas de autoconsumo como sustitutos potenciales, pero no resulta plausible, a día de hoy ni en las próximas décadas, postular que puedan llegar a sustituir al sistema eléctrico por incapacidad de competir en robustez, costes, fiabilidad y seguridad.

#### 5) Clientes

Los clientes de la línea de negocio descrita son aquellas organizaciones y empresas destinatarias de los servicios prestados por la compañía y se agrupan en las siguientes grandes categorías:

- ✓ Organismos reguladores: Ministerio para la Transición Ecológica (MITECO), Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) y la Agencia Europea para la Cooperación de los Reguladores de Energía (ACER), encargados de regular y evaluar la gestión, y de establecer la retribución de la actividad de la compañía. También las Direcciones Generales de Energía de los territorios afectados, encargadas de la regulación en el ámbito de su gestión.
- ✓ Sujetos participantes en el mercado de la electricidad: Son todos los sujetos del mercado (621 en diciembre de 2019), que participan en los mercados organizados, o bien, ejecutan contratos bilaterales con entrega física de energía. En particular, aquellos productores renovables que desarrollen o vayan a desarrollar su actividad en las islas, muy afectados por las limitaciones y sus efectos económicos como consecuencia de los vertidos renovables.
- ✓ Otros colectivos: Solicitantes de servicios de consultoría de almacenamiento energético en red, a escala megavatio y mediante el uso del hidrógeno como vector. De especial interés resultarán todos aquellos Operadores de Sistemas Eléctricos (TSOs, por sus siglas en inglés) a nivel internacional, responsables de sistemas insulares o aislados en general. Por otra parte, serán también clientes las industrias consumidoras de oxígeno, al ser obtenido este como subproducto valorizable durante el proceso de electrólisis.

Adicionalmente, pueden considerarse como clientes potenciales, en una fase futura de explotación, todos aquellos sujetos consumidores de hidrógeno, ya sea a nivel industrial o para soluciones de transporte y movilidad.

En términos generales, se considera que el poder de negociación de los clientes es neutro puesto que, si bien los reguladores disponen de plena autoridad para imponer criterios y decisiones de inversión, el Operador del Sistema goza de una posición única como monopolista, lo que permite cierto grado de autoridad para promover sus intereses frente a la Administración y al resto de sujetos de mercado.

#### 6) Proveedores

Resultarán proveedores principales los fabricantes del equipamiento necesario: los electrolizadores, los tanques de almacenamiento y las pilas de combustible, así como todos los sistemas auxiliares requeridos.

##### Electrolizadores:

Existen numerosos fabricantes de electrolizadores de tipo alcalino y PEM<sup>(20)</sup> que, al igual que en lo referente a los tanques de almacenamiento, están disponibles comercialmente en la escala megavatio, observándose un importante abaratamiento en los últimos años.

La comparativa entre dichos tipos puede resumirse como se muestra en la tabla 2:

Alcalinos	PEM
Tecnología consolidada y fiable (>50 años)	Alta densidad de corriente
Gran durabilidad	Alta eficiencia
Escala MW comercial desde hace décadas	Buen rendimiento a carga parcial
Bajo coste relativo	Respuesta rápida ante consigna de carga
Electrolito corrosivo	Alta pureza del gas
Menor grado de pureza	Alta fiabilidad ante operación dinámica
Escasa capacidad dinámica	Sistema compacto
Reducido rango de operación a carga parcial	Utilización de catalizadores nobles
Baja presión de salida	Coste relativo elevado
Menor rendimiento teórico	Durabilidad inexplorada a partir de 20 años

Tabla 2: Comparativa de electrolizadores (Elaboración propia)

En vista de lo anterior y tras un completo estudio de mercado, se identifica el electrolizador PEM, modelo HyLIZER 5000 del fabricante Hydrogenics, como opción destacada, así como el modelo A3880 fabricado por NEL, como solución alcalina a considerar.

Debido a las características específicas del sistema proyectado en relación a los requerimientos de regulación de carga en tiempos de reserva secundaria, así como las necesidades de respuesta dinámica para atender a las variaciones de generación renovable, se estima que el sistema deberá estar constituido por equipos HyLIZER 5000, pudiendo complementarse con electrolizadores A3880 para cargas base, por resultar ligeramente más atractivos en términos de eficiencia y coste.

#### Pilas de combustible:

Por tratarse de una tecnología vanguardista, las pilas de combustible se encuentran en una fase comercial menos afianzada, de escalado en potencia, lo que reduce notablemente las opciones de suministradores. Así mismo, las múltiples tipologías y diferentes desempeños según aplicación dificultan la selección y penalizan la capacidad de negociación, por existir un número reducido de proveedores de cada tecnología con capacidad para ofrecer el producto a la escala requerida.

A continuación, se describen algunas de las características más representativas de cada tipo:

Fuel Cell Type	Operating Temperature	Typical Stack Size	Electrical Efficiency (LHV)	Advantages	Challenges
Polymer Electrolyte Membrane (PEM)	<120°C	<1 kW - 100 kW	60% direct H <sub>2</sub> ; 40% reformed fuel	<ul style="list-style-type: none"> <li>Solid electrolyte reduces corrosion &amp; electrolyte management problems</li> <li>Low temperature</li> <li>Quick start-up and load following</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Expensive catalysts</li> <li>Sensitive to fuel impurities</li> </ul>
Alkaline (AFC)	<100°C	1 - 100 kW	60%	<ul style="list-style-type: none"> <li>Wider range of stable materials allows lower cost components</li> <li>Low temperature</li> <li>Quick start-up</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Sensitive to CO<sub>2</sub> in fuel and air</li> <li>Electrolyte management (aqueous)</li> <li>Electrolyte conductivity (polymer)</li> </ul>
Phosphoric Acid (PAFC)	150 - 200°C	5 - 400 kW, 100 kW module (liquid PAFC); <10 kW (polymer membrane)	40%	<ul style="list-style-type: none"> <li>Suitable for CHP</li> <li>Increased tolerance to fuel impurities</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Expensive catalysts</li> <li>Long start-up time</li> <li>Sulfur sensitivity</li> </ul>
Molten Carbonate (MCFC)	600 - 700°C	300 kW - 3 MW, 300 kW module	50%	<ul style="list-style-type: none"> <li>High efficiency</li> <li>Fuel flexibility</li> <li>Suitable for CHP</li> <li>Hybrid/gas turbine cycle</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>High temperature corrosion and breakdown of cell components</li> <li>Long start-up time</li> <li>Low power density</li> </ul>
Solid Oxide (SOFC)	500 - 1000°C	1 kW - 2 MW	60%	<ul style="list-style-type: none"> <li>High efficiency</li> <li>Fuel flexibility</li> <li>Solid electrolyte</li> <li>Suitable for CHP</li> <li>Hybrid/gas turbine cycle</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>High temperature corrosion and breakdown of cell components</li> <li>Long start-up time</li> <li>Limited number of shutdowns</li> </ul>

Tabla 3: Comparativa de tipos de pilas de combustible (Fuente: US Department of Energy)

En vista de lo anterior, se analiza el estado del arte de las diferentes tecnologías<sup>(21)</sup>, con preferencia por las más eficientes PEM, AFC y SOFC, comprobándose que, la disponibilidad comercial de sistemas capaces de funcionar con hidrógeno puro a escala megavatio y con rendimiento superior al 50% se reduce, a la fecha actual, a las de tipo PEM. Cabe mencionar la ventaja de las de tipo SOFC en cuanto al tamaño del *stack* (agrupación de celdas) y su potencial de cogeneración por aprovechamiento del calor que generan, con rendimientos incluso superiores al 60% en laboratorio, que las plantea como futuras alternativas una vez reduzcan sus costes, sean escaladas para su uso con H<sub>2</sub> y aumente su vida útil.

Los fabricantes de pilas PEM preseleccionados por ofrecer sistemas que satisfacen las necesidades descritas son Hydrogenics (HyPM-1000) y Nedstack (CHP-FCP-1000).

## 4. Validación de la idea de negocio

### 4.1 La magnitud actual e inminente de los vertidos renovables

En los sistemas eléctricos aislados en general, y en los insulares de Canarias en particular, la instalación de parques de generación renovable magnifica las dificultades propias de su condición de producción no gestionable.

En primer lugar, debido a su reducida dimensión geográfica, las variaciones meteorológicas afectan globalmente a todos los parques de forma prácticamente simultánea, con variaciones abruptas en su generación que incluso superan el 50% de la potencia instalada en el sistema en pocos minutos. Esto contrasta con sistemas, como el peninsular español, donde la entrada de una borrasca o una zona de nubosidad afectará gradualmente a los parques eólicos y fotovoltaicos de unas regiones, mientras que otras mantienen sus condiciones previas, lo que amortigua su impacto en la producción y facilita la adaptación del *mix* de generación convencional en consecuencia. Así mismo, los sistemas insulares, por encontrarse rodeados de océano, adolecen de previsiones con mayores márgenes de error, fruto de la ausencia de estaciones meteorológicas en las inmediaciones.

En segundo lugar, la variabilidad de estas tecnologías debe ser compensada con un reducidísimo número de unidades de generación convencional, las acopladas en ese momento en el sistema de esa isla. Cabe notar que el sistema peninsular español cuenta con un gran número de grupos de generación que compensan eficazmente las oscilaciones de las renovables, pero, sobre todo, dispone de varias interconexiones con sistemas vecinos (a pesar de las carencias en este sentido frente al resto de Europa), que aportan una robustez no replicable en las islas. Se hace por tanto un verdadero reto, para los sistemas insulares, abordar la regulación primaria y secundaria de acuerdo a los parámetros de estabilidad de red requeridos, que será tanto mayor cuanto más eólica y fotovoltaica se integre en dichos sistemas.

Por último, la tecnología del mix eléctrico en los sistemas canarios es térmica basada en fueloil y gasoil, lo que constriñe notablemente la gestión de los mismos debido a la lentitud de su respuesta, tiempos de arranque, mínimos técnicos y demás condicionantes propios de unos grupos que además acusan su antigüedad. Nada que ver con la flexibilidad que brindan la hidroeléctrica y los ciclos combinados de gas, reforzadas por la competitividad del mercado eléctrico, del que tampoco dispone Canarias.

Con estos condicionantes, el Operador del Sistema, a fin de garantizar la seguridad y continuidad del suministro, se ve obligado a establecer límites a la generación renovable en tiempo real, estimando que sobrepasar ciertos umbrales técnicos comprometería inaceptablemente la estabilidad de los sistemas. Ello redundaría en vertidos de energía renovable o, en otras palabras, desaprovechamiento del recurso primario, limpio y gratuito, pero no gestionable, por incapacidad de integrarlo con seguridad en la red.

A pesar de esto, por motivos económicos -el precio por MWh generado en Canarias triplica al peninsular- y medioambientales -las emisiones asociadas a esta generación chocan frontalmente con los objetivos de sostenibilidad- han multiplicado el despliegue de parques eólicos y fotovoltaicos en las islas en los últimos meses, con una previsión continuista para el próximo lustro, con el apoyo de las diferentes administraciones.

Sirva como ejemplo el sistema eléctrico de Tenerife, que en 2018 contaba con 60 MW de potencia eólica instalada y, a diciembre de 2019, presenta 196 MW.

Como fase preliminar del estudio de viabilidad descrito en la fase 2 del cronograma adjunto en el anexo 2, se han estudiado los panoramas actuales y futuros en los 6 sistemas eléctricos canarios (Lanzarote y Fuerteventura se encuentran interconectadas), para evaluar la magnitud actual e inminente de los mencionados vertidos. Se despreciarán los sistemas de El Hierro y La Gomera; el primero por contar ya con una central hidroeólica que solventa los citados problemas; y la segunda por su reducido tamaño, nula generación renovable y previsión de conectarse con el sistema de Tenerife.

Para ello, se evalúan tres escenarios (ver tabla 4), tomando como base los accesos a red concedidos para nuevas instalaciones renovables y considerándolo como un escenario optimista, a pesar de la problemática del “efecto burbuja” que ha llevado aparejado su concesión en los últimos años, puesto que la casuística de la normativa y los incentivos en Canarias minoran tal efecto. A partir de éste, se define un escenario realista, que considera retrasos en la puesta en servicio de las nuevas instalaciones y otro pesimista, que estima un mayor retraso y la cancelación de una tercera parte de los proyectos proyectados o en construcción.

A continuación, se ha tomado como referencia la producción real del año 2019 y se ha extrapolado a los siguientes años con la nueva potencia instalada prevista.

En dichos cálculos, se han estimado como despreciables o compensadas recíprocamente las posibles incidencias negativas de ubicaciones eólicas menos favorables y la posible mejora de rendimiento propiciada por equipos más modernos.

Así mismo, se han evaluado los vertidos asociados a dicha generación, que se producirán fundamentalmente en los periodos de menor demanda -valles nocturnos y llanos de tarde- con las siguientes premisas:

- ✓ La generación convencional mínima estimada para cada escenario y sistema, resultante de los estudios del Operador del Sistema para garantizar la estabilidad dinámica, se denomina “must run” y está compuesta por ciertas combinaciones de grupos que deben encontrarse acoplados y cuyos mínimos técnicos agregados constituyen el mínimo admisible de generación gestionable en tiempo real.
- ✓ La *reserva a bajar* mínima se define en los Procedimientos de Operación <sup>(12)</sup> como el 25% de la reserva a subir exigida en tiempo real, y está destinada a garantizar la estabilidad del sistema ante la eventualidad de una pérdida súbita e imprevista de demanda.
- ✓ La diferencia entre la demanda y la suma de los parámetros anteriores determina el denominado “hueco renovable”, es decir, el valor máximo de generación no gestionable admisible en el sistema, a partir del cual, el Operador del Sistema se ve obligado a impedir el posible incremento de esta mediante una limitación a la producción de los parques eólicos y/o fotovoltaicos, y por consiguiente un vertido.

GRAN CANARIA				LANZAROTE-FUERTEVENTURA			
EÓLICA 2019: 161 MW		RENOVABLE 2019: 167 MW		EÓLICA 2019: 53 MW		RENOVABLE 2019: 72 MW	
	E1 (Optimista)	E2 (Realista)	E3 (Pesimista)		E1 (Optimista)	E2 (Realista)	E3 (Pesimista)
Nueva eólica prevista (incremento potencia instalada)				Nueva eólica prevista (incremento potencia instalada)			
2020	107	71	0	2020	37	25	0
2021	107	71	0	2021	37	25	0
2022	107	71	70	2022	37	25	24
2023	107	71	70	2023	37	25	24
2024	0	71	70	2024	0	25	24
2025	0	71	70	2025	0	25	24
Nueva renovable prevista (eól+fot) (incremento potencia instalada)				Nueva renovable prevista (eól+fot) (incremento potencia instalada)			
2020	152	101	0	2020	66	44	0
2021	152	101	0	2021	66	44	0
2022	152	101	100	2022	66	44	44
2023	152	101	100	2023	66	44	44
2024	0	101	100	2024	0	44	44
2025	0	101	100	2025	0	44	44

TENERIFE				LA PALMA			
EÓLICA 2019: 196 MW		RENOVABLE 2019: 303 MW		EÓLICA 2019: 7,0 MW		RENOVABLE 2019 4,3 MW	
	E1 (Optimista)	E2 (Realista)	E3 (Pesimista)		E1 (Optimista)	E2 (Realista)	E3 (Pesimista)
Nueva eólica prevista (incremento potencia instalada)				Nueva eólica prevista (incremento potencia instalada)			
2020	101	67	0	2020	5,0	3,3	0
2021	101	67	0	2021	5,0	3,3	0
2022	101	67	66	2022	5,0	3,3	3,3
2023	101	67	66	2023	5,0	3,3	3,3
2024	0	67	66	2024	0	3,3	3,3
2025	0	67	66	2025	0	3,3	3,3
Nueva renovable prevista (eól+fot) (incremento potencia instalada)				Nueva renovable prevista (eól+fot) (incremento potencia instalada)			
2020	141	94	0	2020	5,0	3,3	0,0
2021	141	94	0	2021	5,0	3,3	0,0
2022	141	94	93	2022	5,0	3,3	3,3
2023	141	94	93	2023	5,0	3,3	3,3
2024	0	94	93	2024	0,0	3,3	3,3
2025	0	94	93	2025	0,0	3,3	3,3

Tabla 4: Escenarios de nuevas instalaciones renovables en periodo 2020-2025 (Fuente: Elaboración propia, web eSios)

Se estudiará en detalle, por entenderse como caso más favorable, el sistema eléctrico de Tenerife, donde serán de aplicación mayores economías de escala, al igual que en Gran Canaria, si bien en este último se encuentra proyectada, por REE, la instalación de bombeo hidráulico Chira-Soria<sup>(5)</sup> que no se desea canibalizar. En la figura 5 se muestra una curva típica de demanda en Tenerife, y en la tabla 5 se detallan los pronósticos de generación renovable, y sus vertidos (excedentes no integrables) asociados, para dicho sistema en cada uno de los escenarios citados anteriormente.

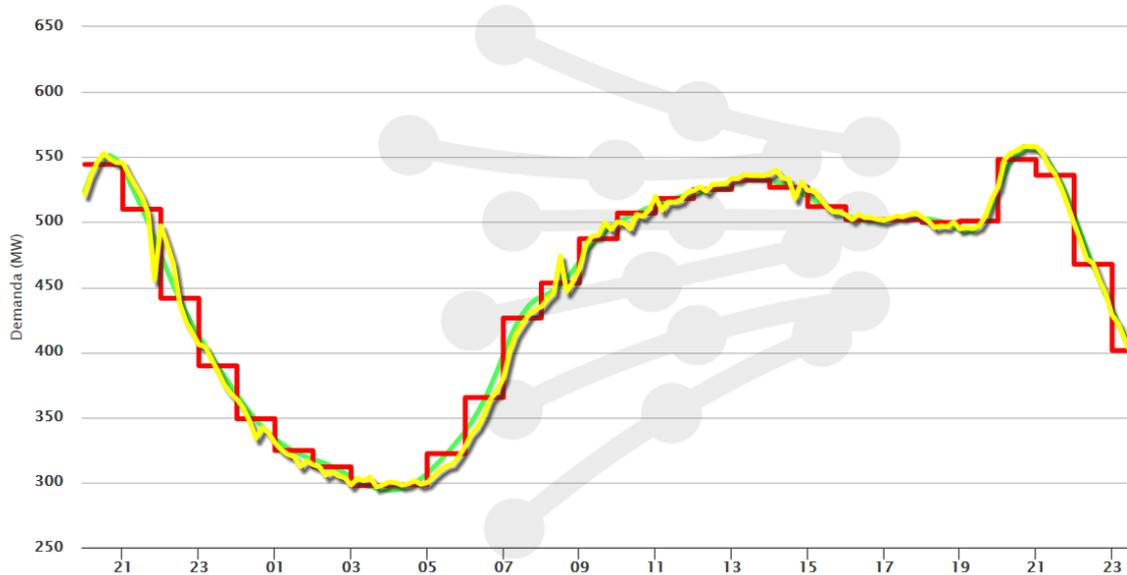


Figura 5: Curva típica de demanda del sistema eléctrico de Tenerife (Fuente: Web REE)

E1: Optimista (entrada en servicio de nuevos parques según previsión)							
Extrapolación anual	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Potencia eólica instalada	196	297	397	498	598	598	598
Generación eólica	471348	713272	955196	1197120	1439044	1439044	1439044
Gen. eólica 0:00-7:00 > Hueco	2516	26207	61004	101015	144720	144720	144720
% Gen. eólica 0:00-7:00 > Hueco	0,5%	3,7%	6,4%	8,4%	10,1%	10,1%	10,1%
Potencia renovable instalada	303	444	584	725	865	865	865
Generación renovable	674159	991900	1309641	1627382	1945122	1945122	1945122
Gen. renov. 14:00-20:00 > Hueco	57	24301	83656	161036	246662	246662	246662
% Gen. Renov. 14:00-20:00 > Hueco	0,01%	2,45%	6,39%	9,90%	12,68%	12,68%	12,68%
<b>Energía renovable almacenable</b>	<b>2573</b>	<b>50508</b>	<b>144660</b>	<b>262051</b>	<b>391382</b>	<b>391382</b>	<b>391382</b>
% Energía renovable almacenable	0%	5%	11%	16%	20%	20%	20%

<b>E2: Realista (entrada en servicio de nuevos parques con demora homogénea)</b>							
Extrapolación anual	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Potencia eólica instalada	196	263	330	397	464	531	598
Generación eólica	471348	632631	793914	955196	1116479	1277762	1439044
Gen. eólica 0:00-7:00 > Hueco	2516	16250	37098	61004	87189	115256	144720
% Gen. eólica 0:00-7:00 > Hueco	0,5%	2,6%	4,7%	6,4%	7,8%	9,0%	10,1%
Potencia renovable instalada	303	397	490	584	678	772	865
Generación renovable	674159	755551	1097814	1309641	1521468	1733295	1945122
Gen. renov. 14:00-20:00 > Hueco	57	11075	41249	83656	133997	188948	246662
% Gen. Renov. 14:00-20:00 > Hueco	0,01%	1,47%	3,76%	6,39%	8,81%	10,90%	12,68%
<b>Energía renovable almacenable</b>	<b>2573</b>	<b>27324</b>	<b>78347</b>	<b>144660</b>	<b>221186</b>	<b>304204</b>	<b>391382</b>
% Energía renovable almacenable	0%	4%	7%	11%	15%	18%	20%

<b>E3: Pesimista (entrada en servicio de nuevos parques con demora de dos años y cancelación de 1/3)</b>							
Extrapolación anual	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Potencia instalada	196	196	196	262	329	395	462
Generación eólica	471348	471348	471348	631018	790688	950358	1110028
Gen. eólica 0:00-7:00 > Hueco	2516	2516	2516	16065	36648	60252	86102
% Gen. eólica 0:00-7:00 > Hueco	0,5%	0,5%	0,5%	2,5%	4,6%	6,3%	7,8%
Potencia renovable instalada	303	303	303	396	489	582	675
Generación renovable	674159	674159	674159	884373	1094588	1304802	1515017
Gen. renov. 14:00-20:00 > Hueco	57	57	57	10914	40713	82633	132455
% Gen. Renov. 14:00-20:00 > Hueco	0,01%	0,01%	0,01%	1,23%	3,72%	6,33%	8,74%
<b>Energía renovable almacenable</b>	<b>2573</b>	<b>2573</b>	<b>2573</b>	<b>26980</b>	<b>77360</b>	<b>142885</b>	<b>218557</b>
% Energía renovable almacenable	0%	0%	0%	3%	7%	11%	14%

Tabla 5: Pronósticos de generación renovable y sus vertidos asociados (Fuente: Elaboración propia. Web eSios)

Cabe mencionar que el incremento de vertidos ha sido calculado con un muestreo al minuto, debido a que de otra forma no sería posible cuantificar con precisión suficiente el efecto de desplazamiento de la curva de generación renovable al alza. En el siguiente gráfico (figura 6), puede apreciarse que un incremento de potencia instalada de pocos MW suele dar lugar a una multiplicación los vertidos, ya que no solo aumentarán en las franjas horarias que se producían, sino que aparecerán en otras que no se daban.

El vertido se calcula como el área acotada superiormente por la generación renovable e inferiormente por la curva de la demanda (en forma de U en los valles):

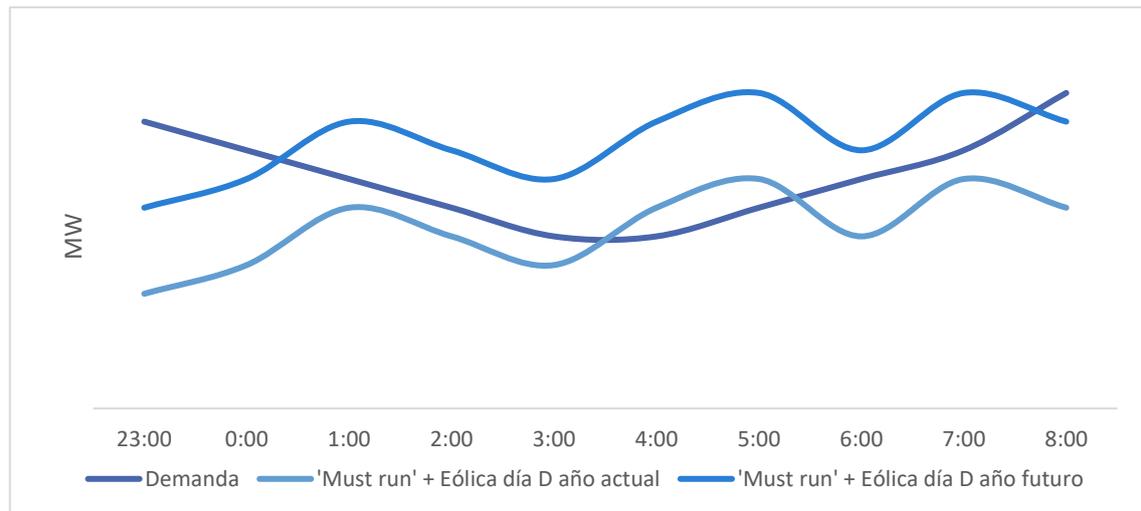


Figura 6: Incidencia del aumento de la generación renovable instalada sobre los vertidos (Fuente: Elaboración propia)

Queda, por tanto, validada a nivel técnico una propuesta de almacenamiento destinada a aprovechar los excedentes de producción renovable, así como a satisfacer la necesaria capacidad de regulación adicional que requiere el sistema eléctrico de Tenerife en dicho contexto. En el apartado 9.2 de esta memoria se presenta un borrador de modelo financiero basado en un escenario de generación realista para el sistema eléctrico de Tenerife.

#### 4.2 El encaje normativo como ventaja competitiva

Red Eléctrica de España opera los sistemas eléctricos español, tanto el peninsular como los sistemas no peninsulares de Canarias, Baleares, Ceuta y Melilla, garantizando en todo momento la seguridad y la continuidad del suministro eléctrico.

La operación del sistema comprende las actividades necesarias para garantizar dicha seguridad y continuidad, así como la correcta coordinación entre el sistema de producción y la red de transporte, asegurando que la energía producida por los generadores sea transportada hasta las redes de distribución en las condiciones de calidad que se desprenden de la aplicación de la normativa dictaminada por los Procedimientos de Operación.

La Ley 17/2007, de 4 de julio, confirmó la condición de Red Eléctrica de España como gestor de la red de transporte y le atribuyó la función de transportista único, en régimen de exclusividad. En cumplimiento de esta ley, Red Eléctrica de España adquirió, en 2010, los activos de Baleares y Canarias y el resto de los activos peninsulares pendientes de transferir de las empresas eléctricas. Esta compra supuso la consolidación definitiva del modelo de transportista único y operador del sistema.

Los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares son especialmente frágiles por su reducido tamaño y ausencia de interconexiones, por lo que la seguridad de suministro con los niveles deseados de generación renovable depende de la urgente incorporación de instalaciones de almacenamiento, para de esa forma favorecer la penetración estas fuentes de energía no gestionables, que tienen un muy favorable impacto medioambiental y provocan una notable reducción de costes en estos sistemas.

Como ya se anticipó en el capítulo 1, el plan de negocio de la empresa HYDRA partiría del estudio de viabilidad para el desarrollo de una planta de almacenamiento energético destinado a aprovechar los excedentes de energía renovable, derivados de los aspectos mencionados anteriormente. Por tanto, REE además de actuar como Operador del Sistema y transportista único, actuaría como “almacenador”, una figura actualmente poco regulada y cuyo encaje deberá

justificarse convenientemente en la fase 2 del cronograma adjunto (anexo 2). Atendiendo a la elevada regulación a la que está sometido el sector eléctrico en general y la actividad de REE en particular, se observa que esta actividad no está recogida específicamente como una de las competencias atribuidas a REE. Por ello, esta línea de negocio nacerá de la justificación dentro de las actuales: garantizar el suministro eléctrico, aportar mayor seguridad al sistema y, en especial, favorecer la eficiencia y una mayor integración de las energías renovables, con la consiguiente reducción de la dependencia de combustibles fósiles y su elevado coste económico y medioambiental.

Al demostrar que el motivo último es garantizar el suministro, la seguridad del sistema y la integración de energías renovables no gestionables, la Administración puede establecer que el Operador del Sistema sea el titular de las instalaciones destinadas a dicho fin, sobre todo al adquirir, por su naturaleza, la condición de servicio público y monopolio natural. En otros supuestos análogos, y previa convocatoria por el Gobierno de un procedimiento de concurrencia competitiva, se admitirá la existencia de otros titulares previa presentación de un calendario de ejecución y un aval que asegure la ejecución de las instalaciones. En este caso, siempre que se considere que las instalaciones tienen la finalidad comentada, el Ministerio de Transición Ecológica dictará una orden por la que se imponga a la empresa titular de estas instalaciones la obligación de transmitir las al operador del sistema, en el plazo máximo de seis meses desde su publicación en el Boletín Oficial del Estado.

Un precedente claro en este sentido es la normativa aplicable a las centrales hidroeléctricas de bombeo en los sistemas canarios, ejemplificado en el proyecto de la central Chira-Soria<sup>(5)</sup>, en Gran Canaria.

Sin embargo, no solo la tecnología de bombeo puede cumplir con esas finalidades, sino que existen otras tecnologías de almacenamiento (baterías, pilas de combustible, volantes de inercia, etc.) que presentan o pueden presentar características análogas y que pueden ser gestionadas con la misma finalidad, optimizando y complementando a las instalaciones de bombeo o sustituyéndolas cuando no se den las condiciones técnicas o económicas para hacer factibles a estas últimas. Se estima que la normativa vigente se refiere únicamente a la tecnología de bombeo hidráulico, por la mera novedad y poca implantación de las alternativas mencionadas a fecha de redacción de la misma, que hacían injustificada su inclusión.

Por tanto, la titularidad del Operador del Sistema de las instalaciones de almacenamiento en estos sistemas deberá estar condicionada por la finalidad de dichas instalaciones (lo que condiciona su diseño, como ocurre en el caso del bombeo de Chira-Soria en la isla de Gran Canaria) y no por la tecnología de almacenamiento empleada.

Sobre esta base, el marco normativo que sustenta la titularidad y gestión de activos de generación basados en el almacenamiento establece lo siguiente:

*Ley 17/2013, de 29 de octubre, para la garantía del suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, en su Artículo 5 (“Titularidad de las instalaciones de bombeo en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares”), establece:*

- 1. En los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares las instalaciones de bombeo tendrán como finalidades principales la garantía del suministro, la seguridad del sistema y la integración de energías renovables no gestionables. En estos casos, la titularidad de las instalaciones de bombeo deberá corresponder al Operador del Sistema.*
- 2. En otros supuestos distintos a los contemplados en el apartado anterior, la titularidad de las instalaciones de bombeo corresponderá al que resulte adjudicatario de un procedimiento de concurrencia competitiva convocado en los términos que reglamentariamente se determinen por*

real decreto del Consejo de Ministros. A tal fin, se solicitará informe a la Comunidad Autónoma o Ciudad Autónoma interesada en cada caso para que, en lo que pudiera afectar al concreto ejercicio de sus competencias, pueda realizar observaciones que se harán constar en la resolución del procedimiento. Las instalaciones de bombeo tendrán las mismas limitaciones de titularidad establecidas en el artículo 1.3 de la presente Ley para las instalaciones de generación en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares. Las instalaciones adjudicatarias de estos procedimientos de concurrencia competitiva no requerirán de la resolución de compatibilidad prevista en el artículo 2.

3. Con el fin de garantizar la realización de las inversiones, el solicitante deberá presentar, junto con su oferta para participar en el procedimiento de concurrencia competitiva al que hace referencia el apartado anterior, una propuesta de calendario para la construcción de la instalación, así como el resguardo de la Caja General de Depósitos de haber presentado un aval en los términos que se establezcan reglamentariamente. El calendario de ejecución será aprobado conjuntamente con la resolución del procedimiento, previo informe de las administraciones y organismos afectados y previa audiencia al interesado, quedando los efectos de la citada resolución condicionados al cumplimiento del calendario.

4. El incumplimiento de cualquiera de los hitos del calendario determinará, previo trámite de audiencia y mediante resolución motivada, la ejecución del aval y la declaración de la imposibilidad de percepción del régimen económico previsto en el artículo 12.2 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, por la empresa titular o por cualquier sociedad del grupo definido según lo establecido en artículo 42 del Código de Comercio.

[...]

Así mismo, en su disposición transitoria segunda indica lo siguiente:

[...]

3. En estos casos y siempre que se considere que estas instalaciones de bombeo tienen como finalidades principales la garantía del suministro, la seguridad del sistema y la integración de energías renovables no gestionables, el Ministro de Industria, Energía y Turismo dictará una orden por la que se imponga a la empresa titular de estas instalaciones la obligación de transmitir las al operador del sistema, en el plazo máximo de seis meses desde su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

4. El precio de compraventa de la instalación será acordado entre las partes y estará basado en los costes en que efectivamente se hubiera incurrido por el transmitente hasta la fecha de la referida resolución del Director General de Política Energética y Minas que determine la ejecución del aval y la imposibilidad de percepción del régimen económico. Si llegado el final del plazo otorgado no se hubiera alcanzado un acuerdo, el Ministerio de Industria, Energía y Turismo se dirigirá a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia para que nombre un árbitro independiente, que, en el plazo de tres meses desde su nombramiento, dictará un laudo vinculante para ambas partes en el que determinará el precio de la transmisión y establecerá un plazo no superior a dos meses para que ésta se lleve a efecto. Este arbitraje quedará sometido a las reglas procedimentales contenidas en la Ley 60/2003, de 23 de diciembre, de Arbitraje, y sus costes serán sufragados por mitad por ambas partes.

5. Una vez realizada la transmisión el operador del sistema quedará subrogado en todas las autorizaciones y concesiones administrativas en los mismos términos que el titular anterior, así como en sus derechos y obligaciones.

6. La transmisión, en su caso, de cualquier instalación que incorpore un bombeo deberá ser realizada exclusivamente al operador del sistema.

[...]

Se establece, de este modo, el precedente legal para activos de almacenamiento en sistemas eléctricos con las condiciones descritas. Independientemente de la vía a través de la cual se desarrolle un proyecto concreto, bien desde la propia REE, alguna de sus subsidiarias o un tercero, y siempre que la finalidad sea la especificada con anterioridad, la titularidad y gestión del activo recaerán en última instancia del lado del Operador del Sistema. Se establece por tanto un marco regulatorio favorable que justificaría el proyecto presentado por HYDRA.

En lo que respecta al procedimiento de regularización de una instalación de este tipo, se correspondería con lo dispuesto en la Ley 738/2015, de 31 de julio, por la que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

Esta Ley regula determinados aspectos de las instalaciones hidroeléctricas de bombeo, estableciéndolas como elementos fundamentales para dotar a los sistemas eléctricos de capacidad de respuesta rápida y segura facilitando su adecuada gestión, asimismo mejoran la seguridad de suministro y favorecen la penetración de las energías renovables no gestionables, que por una parte tienen un menor impacto medioambiental y por otra provocan una reducción de costes en estos sistemas.

También indica que el Consejo de Ministros declarará qué instalaciones de bombeo tienen como finalidad principal la garantía del suministro, la seguridad del sistema y la integración de energías renovables no gestionables en los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares y que en virtud de la Ley 17/2013, de 29 de octubre, serán de titularidad del operador del sistema de acuerdo con el procedimiento establecido en este real decreto.

Algunos puntos relevantes de esta Ley y que son de aplicación de cara a la obtención de las autorizaciones administrativas del proyecto a desarrollar por HYDRA serían:

[...]

*TÍTULO VII. Régimen económico y administrativo de las instalaciones de bombeo asignadas al operador del sistema en los territorios no peninsulares.*

*Artículo 73. Definición de las instalaciones de bombeo asignadas al operador del sistema en los territorios no peninsulares.*

*Las instalaciones de bombeo asignadas al operador del sistema conforme a lo establecido en el artículo 5 de la Ley 17/2013, de 29 de octubre, serán consideradas a todos los efectos activos pertenecientes a la actividad de operación del sistema, y por tanto, no se inscribirán en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica y a su producción no le serán de aplicación los peajes de generación.*

*Artículo 74. Procedimiento de asignación de la titularidad.*

*1. Cuando se detecte la necesidad de instalar bombeos en un sistema eléctrico aislado por garantía del suministro, seguridad del sistema o integración de energías renovables no gestionables, el operador del sistema lo solicitará a la Dirección General de Política Energética y Minas acompañado de un informe justificativo al efecto.*

*En este informe, tomando como base las instalaciones de generación existentes, las instalaciones de transporte existentes y planificadas y la demanda prevista, se valorará técnicamente la oportunidad de instalar una central de bombeo y se realizarán diferentes escenarios de implantación de energías renovables conforme establece el anexo VII.3. Así mismo, el informe incluirá una propuesta de los valores de la inversión de la instalación, los valores unitarios de*

*operación y mantenimiento variable y de los valores unitarios de la anualidad de operación y mantenimiento fijos de la instalación.*

*2. Tras la recepción del informe definido en el apartado anterior, el Ministerio de Industria, Energía y Turismo solicitará informe a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Dicho informe analizará la oportunidad de instalar bombes en un sistema eléctrico aislado por garantía del suministro, seguridad del sistema o integración de energías renovables no gestionables teniendo en cuenta todos los datos disponibles y en particular, los diferentes escenarios propuestos por el operador del sistema analizándolos desde un punto de vista económico y de afección a los costes del sistema eléctrico, de acuerdo con lo establecido en el anexo VII.3.*

*3. Asimismo, tras la recepción del informe definido en el apartado 1, el Ministerio de Industria, Energía y Turismo solicitará informe a la comunidad autónoma o ciudad autónoma afectada, que deberá ser evacuado en el plazo de un mes desde la recepción de la solicitud, para que, en el ejercicio de sus competencias, analice los diferentes escenarios contemplados.*

*4. Teniendo en cuenta los informes definidos en los apartados anteriores, el Consejo de Ministros declarará, en su caso, que la instalación de bombeo propuesta sea de titularidad del operador del sistema, al tener como finalidad principal la garantía del suministro, la seguridad del sistema y la integración de energías renovables no gestionables en los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares.*

*Una vez declarada por el Consejo de Ministros la necesidad de instalar bombes de titularidad del operador del sistema conforme a lo establecido en el artículo 5 de la Ley 17/2013, de 29 de octubre, por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo se aprobará la potencia de la instalación, las particularidades de su retribución y los siguientes parámetros retributivos:*

*a) El valor de la inversión de la instalación en el año de su puesta en servicio, diferenciando las inversiones con distinta vida útil regulatoria. Este valor de inversión tendrá la consideración, en su caso, de valor estándar de la inversión de la instalación.*

*b) El valor unitario de operación y mantenimiento variable.*

*c) El valor unitario de la anualidad de costes de operación y mantenimiento fijos.*

*En ningún caso se podrán aprobar valores de la inversión de la instalación, valores unitarios de operación y mantenimiento variable, ni valores unitarios de la anualidad de operación y mantenimiento fijos de la instalación que sean superiores a los especificados en la propuesta remitida por el operador del sistema al amparo de lo previsto en el apartado 1.5. Si transcurrido un periodo superior a un año desde la aprobación de la orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo de fijación de parámetros retributivos, no se hubiera dictado autorización administrativa y se hubieran producido circunstancias o hechos que alterasen las condiciones bajo las cuales se dictó la citada orden, el operador del sistema podrá solicitar la modificación de dichos parámetros.*

*A tal efecto, el operador del sistema remitirá solicitud motivada aportando en su caso una nueva propuesta de valor de inversión, de valor unitario de operación y mantenimiento variable y de valor unitario de la anualidad de costes de operación y mantenimiento fijos.*

*[...]*

Por otro lado, a nivel supranacional, el recién actualizado marco normativo europeo, incluido en el *Clean Energy for All Europeans Package*<sup>(13)</sup>, ampara la ejecución del proyecto presentado por Hydra por parte de REE en su condición de gestor de la red de transporte y Operador del Sistema.

Los motivos son análogos a los citados anteriormente en relación a la finalidad y necesidad derivada de las particularidades de los sistemas eléctricos canarios:

Reglamento 2019/944 UE relativo al mercado interior de la electricidad y Directiva 2019/944 UE sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE

Uno de los ejes fundamentales en los que se basan, tanto el Reglamento como la Directiva es, el objetivo de la descarbonización de la economía en general y del sector de la electricidad en particular, en cuyo mercado las fuentes de energía renovables están llamadas a ocupar un papel fundamental. Por tanto, establece como objetivo prioritario de la Unión Europea que los mercados eliminen los obstáculos al comercio transfronterizo y fomente las inversiones en infraestructuras de apoyo, como la generación más flexible, las interconexiones, la respuesta de la demanda y el almacenamiento de energía.

Este último punto se establece como fundamental de cara a la integración de energías renovables, siendo necesario que el futuro sistema eléctrico haga uso de todas las fuentes disponibles de flexibilidad, en particular de las distintas soluciones de almacenamiento de energía, así como de la digitalización a través de la integración de tecnologías innovadoras en el sistema eléctrico.

De igual modo, estipulan que se debe garantizar la no discriminación efectiva entre los participantes en el mercado, teniendo en cuenta las diferentes necesidades técnicas de cada sistema eléctrico y las diversas capacidades técnicas de las fuentes de generación, el almacenamiento de energía y la respuesta de la demanda; Así mismo, se enfatiza la necesidad de establecer, por parte de los distintos países miembros, el objetivo de no obstaculizar la transición hacia un modelo basado en energías renovables, una mayor flexibilidad, el almacenamiento de energía, la electro-movilidad y la respuesta de la demanda.

Más concretamente, hay varios aspectos de la Directiva que afectan y amparan directamente al modelo de negocio descrito.

En las consideraciones previas se establece:

[...]

*(62) Los gestores de redes no deben poseer, desarrollar, gestionar o explotar instalaciones de almacenamiento de energía. En el nuevo diseño del mercado de la electricidad, los servicios de almacenamiento de energía deben basarse en el mercado y ser competitivos. En consecuencia, se deben evitar las subvenciones cruzadas entre el almacenamiento de energía y las funciones reguladas de transporte y distribución. Dichas restricciones relativas a la propiedad de las instalaciones de almacenamiento energético tiene por objeto evitar una distorsión de la competencia, eliminar el riesgo de discriminación, garantizar el acceso equitativo a los servicios de almacenamiento de energía para todos los participantes en el mercado y fomentar un uso eficaz y eficiente de las instalaciones de almacenamiento de energía, más allá de la gestión de la red de transporte o distribución. Ese requisito debe interpretarse y aplicarse de conformidad con los derechos y principios establecidos en la Carta de los Derechos Fundamentales de la Unión Europea (en lo sucesivo, «Carta»), en particular la libertad de empresa y el derecho a la propiedad garantizados por los artículos 16 y 17 de la Carta.*

*(63) Cuando las instalaciones de almacenamiento de energía sean componentes de red plenamente integrados que no se utilicen para el balance o para la gestión de congestiones, no deben estar sujetas, previa aprobación de la autoridad reguladora, a cumplir con las mismas limitaciones estrictas que los gestores de redes para poseer, desarrollar, gestionar o explotar dichas instalaciones. Dichos componentes de red plenamente integrados pueden incluir instalaciones de almacenamiento de energía, como condensadores o volantes de inercia, que prestan servicios*

*importantes para la seguridad y la fiabilidad de la red, y contribuyen a permitir la sincronización entre las diferentes partes del sistema.*

*(64) Con el objetivo de avanzar hacia un sector de la electricidad totalmente descarbonizado, es decir, totalmente libre de emisiones, es necesario realizar progresos en el almacenamiento de energía cíclica. Dicho almacenamiento de energía es un elemento que podría utilizarse como instrumento para la gestión del sistema eléctrico para permitir ajustes tanto a corto plazo como cíclicos, para hacer frente a la variabilidad de la producción de electricidad procedente de fuentes renovables y a las contingencias asociadas en dichos horizontes.*

[...]

Todo ello puede resumirse en que, con carácter general, una empresa como REE, en su condición de gestor de red, no debe poseer, desarrollar, gestionar o explotar instalaciones de almacenamiento de energía, si bien se exime de dicha limitación cuando dichas instalaciones de almacenamiento de energía tengan la consideración, como es el caso, de componente de red plenamente integrado que presta servicio para la seguridad y fiabilidad de la red. Más aún, considerando su contribución, como instrumento de ajuste en la gestión de los deseables sistemas eléctricos con alta componente renovable.

Adicionalmente, en el artículo 40, relativo a las funciones de los gestores de redes de transporte como REE, se especifica, en su apartado 5:

[...]

*En particular, el marco jurídico permitirá a los gestores de redes de transporte adquirir tales servicios de suministradores de respuesta de demanda o de almacenamiento de energía y promoverán la adopción de medidas de eficiencia energética, cuando dichos servicios puedan mitigar de manera eficiente en términos de costes la necesidad de incrementar o sustituir la capacidad eléctrica y sustenten el funcionamiento eficiente y seguro de la red de transporte.*

[...]

En el artículo 54 se alude específicamente a la propiedad de las instalaciones de almacenamiento de energía por gestores de redes de transporte:

[...]

*1. Los gestores de redes de transporte no poseerán, desarrollarán, gestionarán o explotarán instalaciones de almacenamiento de energía.*

*2. Como excepción a lo dispuesto en el apartado 1, los Estados miembros podrán autorizar a los gestores de redes de transporte a poseer, desarrollar, gestionar o explotar instalaciones de almacenamiento de energía, cuando sean componentes de red plenamente integrados y las autoridades reguladoras hayan concedido su aprobación, o si se cumplen todas las condiciones siguientes: a) tras un procedimiento de licitación abierto, transparente y no discriminatorio sujeto a la revisión y aprobación de la autoridad reguladora, no se haya concedido a otras partes el derecho de poseer, desarrollar, gestionar o explotar dichas instalaciones, o no puedan prestar esos servicios a un coste razonable y en tiempo oportuno; b) dichas instalaciones o servicios auxiliares de no frecuencia sean necesarios para que los gestores de redes de transporte cumplan sus obligaciones en virtud de la presente Directiva con vistas a un funcionamiento eficiente, fiable y seguro de la red de transporte y no sean utilizados para comprar o vender electricidad en los mercados de la electricidad; y c) la autoridad reguladora haya valorado la necesidad de dicha excepción, haya realizado un examen previo de la aplicabilidad del procedimiento de licitación, incluidas las condiciones de este, y haya concedido su aprobación.*

[...]

Por último, y como refuerzo a las dos vías de excepción, por tratarse de componente de red plenamente integrado o bien por cumplimiento de los tres requisitos descritos, se hace referencia expresa a la condición de región ultraperiférica y a los motivantes de dichas excepciones:

[...]

*2. Las excepciones otorgadas por la Comisión según dispone el apartado 1 estarán limitadas en el tiempo y supeditadas a condiciones tendentes a potenciar la competencia y la integración con el mercado interior, así como a garantizar que dichas excepciones no obstaculizan la transición hacia las energías renovables y hacia una mayor flexibilidad, capacidad de almacenamiento de energía, electromovilidad y la respuesta de demanda. Para las regiones ultraperiféricas, en el sentido del artículo 349 del TFUE, que no puedan interconectarse con los mercados de la electricidad de la Unión, la excepción no estará limitada en el tiempo y sí estará sujeta a las condiciones destinadas a garantizar que la excepción no obstaculice la transición hacia la energía renovable.*

[...]

Como conclusión, se puede establecer que, tanto desde el punto de vista del marco normativo europeo como nacional, hay una base sólida que justifica la viabilidad normativa de Hydra. Tanto el proceso de legalización de este tipo de instalación, como la titularidad de la misma por parte del operador del sistema (base en la que se fundamenta el proyecto en cuestión) y la propia finalidad de la misma, que no es otra que la de garantizar el suministro eléctrico, aportar mayor seguridad al sistema y favorecer la mayor integración de las energías renovables, encuentran base legal para su desarrollo.

## 5. Plan estratégico y modelo de negocio

### 5.1 Análisis DAFO

Debilidades	Amenazas
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Riesgo regulatorio en el sector energético en general y renovable en particular (procesos judiciales retribución fotovoltaica, etc.), por encima de la media UE.</li> <li>• Tecnología emergente, poco probada, con incertidumbre en su vida útil.</li> <li>• Costes unitarios elevados por reciente disponibilidad comercial de los equipos.</li> <li>• Escasa capacidad de negociación con proveedores por su escaso número y especialización.</li> <li>• Inversión inicial necesaria muy elevada.</li> <li>• Eficiencia del ciclo de almacenamiento poco competitiva.</li> <li>• Riesgo de accidente asociado a la extrema inflamabilidad del hidrógeno.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Posibles injerencias partidistas en el sector y utilización del proyecto como arma política.</li> <li>• Vacío regulatorio en cuanto a almacenamiento en red (retribución dependiente de la Administración)</li> <li>• Posible liberalización del mercado eléctrico insular que atraería competidores.</li> <li>• Posibles desarrollos disruptivos en tecnologías alternativas de almacenamiento que resulten más eficientes o rentables.</li> <li>• Cancelación de proyectos de eólica y renovable con la consiguiente reducción de vertidos aprovechables.</li> <li>• Modernización del parque de generación convencional que implique reducciones en el “must run” y así de los vertidos aprovechables.</li> <li>• Incremento de la demanda nocturna debido a una adopción masiva del coche eléctrico, provocando menores vertidos aprovechables</li> </ul>

Fortalezas	Oportunidades
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Apoyo de las Administraciones por favorecer la transición energética (descarbonización, abaratamiento de costes de producción y menor dependencia exterior).</li> <li>• Apoyo del lobby renovable gracias al incremento de sus ingresos por la mayor producción de sus instalaciones.</li> <li>• Necesidad explícita del almacenamiento para mantener la calidad del suministro eléctrico (regulación en tiempo real y respaldo).</li> <li>• Inexistencia de competidores</li> <li>• Diversificación del modelo de negocio de la matriz (Grupo Red Eléctrica) y sinergias.</li> <li>• Mejora de la opinión pública respecto a las Administraciones y al Operador del Sistema, frente a desperdicio de energía limpia y subvencionada.</li> <li>• Beneficio para el medio ambiente por reducción de emisiones y escaso impacto de la planta.</li> <li>• Ventaja competitiva para el Operador del Sistema por know how, propiedad de red y recursos asociados</li> <li>• Demanda eléctrica estancada en crecimiento, lo que favorece los vertidos renovables.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Vacío regulatorio en cuanto a almacenamiento en red (barrera de entrada).</li> <li>• Implantación masiva de sistemas de autoconsumo (<i>prosumers</i>), resultando en una reducción de demanda (red) y mayores vertidos.</li> <li>• Escalabilidad muy simple que permitirá aprovechar el futuro abaratamiento y las mejoras de los equipos.</li> <li>• Replicabilidad directa en sistemas semejantes.</li> <li>• Posicionamiento global como especialista.</li> <li>• Financiación y subvenciones a la innovación y la sostenibilidad (Horizonte Europa, FCH JU, etc.)</li> <li>• Posibilidades de diversificación de líneas de negocio ("<i>Power To Gas</i>", "<i>Power to Mobility</i>", "<i>Power to Industry</i>", "<i>Power to Fuel</i>" "<i>CCUS</i>").</li> <li>• Colaboración de beneficio mutuo con fabricantes para mejorar y escalar la emergente tecnología de pilas de combustible.</li> <li>• Previsión a corto plazo de reducción de costes de equipos principales.</li> </ul>

## 5.2 Modelo de negocio y objetivos estratégicos

El modelo de negocio que propone la empresa Hydra se enfoca en aprovechar la transición de la generación de combustibles fósiles hacia la utilización de recursos renovables, los cuales generan oportunidades de negocio en el almacenamiento de excedentes, para que sean gestionados de acuerdo con las necesidades de un sistema eléctrico.

El objetivo general a alcanzar es el posicionamiento de Hydra como una marca líder mundial, en un período de cinco años, en soluciones de almacenamiento energético estacionario, para hacer frente a los problemas de los sistemas eléctricos, basados en la producción de "hidrógeno verde" y su uso en pilas de combustible en red, por medio de la implementación de un proyecto piloto.

Se presenta como fundamental lograr una alianza con empresas del sector de la generación y control de energía eléctrica para promoverán este tipo de proyecto y mejorar la integración de los recursos renovables garantizando la continuidad del suministro, la seguridad del sistema y disponibilidad de la energía. A la vista de la normativa vigente, la opción con mayores probabilidades de éxito consiste en integrar el modelo de negocio en la matriz del Grupo Red Eléctrica, como línea de negocio independiente, pero en sincronía con las funciones de Red Eléctrica de España como Operador del Sistema.

Los elementos básicos en este negocio son la penetración de los recursos renovables a nivel mundial y en especial en los sistemas eléctricos aislados, que generan excedentes de energía en

períodos de bajo consumo, y las nuevas tecnologías asociadas al hidrógeno para los sistemas de almacenamiento.

Además, Hydra y REE en conjunto con las administraciones públicas y las asociaciones del sector renovable, promoverán los beneficios de la tecnología, con resultados del proyecto piloto que permitan crear conciencia de las virtudes del sistema descrito y la necesidad creciente de su implantación en contextos comparables.

La empresa deberá ser constituida como sociedad anónima en España, participada en buena parte por REC, y domicilio fiscal en Canarias, para beneficiarse de las particulares fiscales de la Zona Especial Canaria (impuesto de sociedades del 4%). A continuación, se deberá lograr financiación para la fase inicial del proyecto piloto y las necesidades de la empresa.

Los objetivos estratégicos que busca Hydra serán los siguientes:

- ✓ Oficializar el vínculo con REE para el desarrollo, como intraemprendimiento, de la nueva línea de negocio descrita.
- ✓ Obtener la viabilidad técnica, económica, legal y medioambiental del proyecto.
- ✓ Lograr la financiación del proyecto de manera favorable para REE y acorde las restricciones del mercado.
- ✓ Firmar los contratos de servicios de ingeniería, construcción, servicios de operaciones y consultorías necesarias para el desarrollo del proyecto piloto.
- ✓ Ejecutar la fase de construcción del proyecto piloto e iniciar las operaciones de la planta.
- ✓ Posicionar la marca Hydra como expertos mundiales en la utilización del hidrogeno como vector de almacenamiento de energía renovable en red.

En una segunda etapa, la Hydra, ya consolidada como consultoría especializada en plantas de H<sub>2</sub> para almacenamiento en red, deberá enfocar los esfuerzos en los siguientes objetivos estratégicos:

- ✓ Trasladar el conocimiento y experiencias a países con necesidades y condiciones para el desarrollo de proyectos.
- ✓ Acelerar el desarrollo de la tecnología en los suministradores, brindándoles la información de los problemas y soluciones de la industria para la creación de nuevos equipos.
- ✓ Realizar nuevos proyectos que aceleren el crecimiento de la industria y disminuyan los costes de las tecnologías y la operación.
- ✓ Promover la creación de reglamentos que faciliten el desarrollo del hidrogeno y reconozcan de manera justa las inversiones que se realizan.

Con base en los objetivos anteriores se pretende llevar a cabo la misión de Hydra. Cada uno de los objetivos estratégicos son medibles, para los cuales, se establecerán los controles del seguimiento destinados a disminuir los riesgos y tomar decisiones oportunas sobre la ejecución.

## 6. Plan de operaciones

### 6.1 Análisis de actividades y tareas (mapa de procesos)

#### 6.1.1 Propuesta de intraemprendimiento.

Tras la fase inicial de acotación del problema de los excedentes renovables no integrables, objeto del cual nace la idea de este proyecto, el planteamiento para solucionarlo y la identificación de oportunidades de desarrollo en el seno de Red Eléctrica, se procederá con la materialización de una propuesta concreta que justifique la creación de esta empresa.

Para ello, se diseñará una solución que aporte una visión clara de la tecnología a implementar mediante el proyecto piloto y las condiciones de contorno de su mercado específico. Con ello, se

presentará a la matriz un estudio preliminar que justifique el proyecto desde un punto de vista técnico, jurídico y económico.

Como se ha anticipado en capítulos anteriores, el encaje se basa en dar soporte de consultoría e ingeniería especializada para llevar a cabo el desarrollo de un proyecto de almacenamiento que utilizará los excedentes de energía renovable, inicialmente para el sistema eléctrico de Tenerife. Esta propuesta se alinea con los objetivos del plan estratégico del Grupo Red Eléctrica, publicado en febrero de 2019 (ver anexo 3), el cual sienta las bases para la transformación del modelo económico. El plan de negocio de Hydra, además de cumplir con las bases de este plan en cuanto a descarbonización e integración mayoritaria de energías renovables, genera un valor añadido en las actividades del Operador del Sistema aportando mayores garantías de suministro y mayor estabilidad del sistema, a la vez que genera una potente vía de diversificación de negocio con grandes expectativas de expansión.

Tras la presentación de la propuesta inicial y aclaraciones a la misma, se pretende firmar un acuerdo de colaboración que sienta las bases de la propuesta de intraemprendimiento dentro de Red Eléctrica, que justificará la creación de la empresa para el desarrollo del proyecto.

#### 6.1.2 Lanzamiento de la empresa.

En esta fase será crucial establecer una planificación de hitos a corto y medio plazo que ayuden a asentar la empresa y marquen el camino de cara a la consecución de los objetivos de la empresa.

Esta primera fase (ver anexo 1 también), comprendería:

- ✓ Establecimiento de la empresa:
  - Selección de la forma jurídica: Sociedad Anónima, en línea con las demás empresas del grupo y a fin de preparar la expansión futura.
  - Creación de la sociedad a través de escritura pública, con domicilio social en Canarias, dado su mercado objetivo inicial y las ventajas fiscales de la Zona Espacial Canaria.
  - Depósito del capital social y solicitud de NIF.
  - Formalización en el registro mercantil y el alta en el impuesto sobre actividades económicas.
  - Legalización de libros.
  - Registro de marcas.
- ✓ Constitución del equipo de trabajo. En esta fase se definirá el organigrama de la empresa, los roles desempeñados en una fase inicial y las necesidades de personal en el medio plazo. También se dará de alta en la Seguridad Social a todos los integrantes.
- ✓ Localización física de la empresa. Búsqueda de unas oficinas donde desarrollar la actividad de la empresa.
- ✓ Recursos materiales: Fundamentalmente se compondrán de activos no corrientes:
  - Inmovilizado material. Hardware y mobiliario de oficina.
  - Inmovilizado intangible. Registro de marca, desarrollo de página web, desarrollo de estudios de modelación de plantas de almacenamiento basadas en hidrógeno, desarrollo de software específico, adquisición de software adicional.
- ✓ Identificación y planificación de los gastos operativos fijos, como son el alquiler de la oficina, gastos de alquiler de internet, comunicaciones, mantenimiento, material de oficina, servicios externos, canon por uso de plataformas basadas en la nube y por supuesto, los gastos salariales.
- ✓ Obtención de certificaciones ISO, prueba fehaciente de que la compañía es competente y confiable, lo que será un requisito fundamental de cara a poder trabajar con REE y lo que

abrirá puertas en el medio plazo para poder expandir el negocio. Los certificados objetivos serán:

- ISO 9001 que garantice la correcta Gestión de la Calidad.
- ISO 14001 que garantice la correcta implementación del Sistema de Gestión Ambiental.
- OHSAS 18001 que certifique el cumplimiento de los estándares del Sistema de Gestión de Seguridad y Salud en el trabajo.
- ✓ Contratación de seguros. En esta etapa se deben dar de alta las pólizas que cubran la responsabilidad derivada de las actividades desarrolladas por la empresa. En una primera fase serán de aplicación las pólizas de responsabilidad civil y aquellas exigidas por normativa aplicables a las instalaciones donde se desarrollan las actividades de consultoría.
- ✓ Planificación de inversiones. En esta primera etapa es importante definir las líneas de crecimiento paralelo en el medio-largo plazo, distintas del objeto principal de desarrollo del proyecto de intraemprendimiento, las cuales pueden marcar la senda de crecimiento futuro.

### 6.1.3 Lanzamiento del estudio de viabilidad del proyecto piloto.

Este hito se corresponde con la “fase 2” detallada en el cronograma adjunto (anexo 1).

Se realizaría una reunión de lanzamiento entre REE-HYDRA donde se establezcan, aparte de los detalles del acuerdo en la prestación de los servicios de consultoría e ingeniería para el desarrollo y ejecución del proyecto, las condiciones precedentes de cara a la firma del mismo sujeto al avance en la consecución de permisos y financiación.

Una parte fundamental de esta fase será la “Due diligence legal” que deberá elaborar en detalle el análisis preliminar de encaje normativo ya explicado en el apartado 4.2.

La culminación de esta fase 2 será la presentación del dossier de inversión para aprobación por parte del comité de REE, que aportará todos los detalles desde el punto de vista técnico, administrativo, legal y económico-financiero que justifiquen la inversión en el proyecto, elaborando al menos sobre los siguientes aspectos:

- ✓ Principales datos de la planta: Este apartado incluirá una descripción detallada de las características principales de la planta propuesta.
  - Equipos principales
  - Electrolizador
  - Tanques de almacenamiento
  - Celdas de hidrogeno
  - Equipos secundarios
  - Potencia en el punto de interconexión
  - Energía media inyectada a la red durante la vida útil de la planta
  - Inversión material
  - Inversión: Este estudio aportará todos los detalles en cuanto al CAPEX estimado, el cual aparte de considerar la inversión asociada a la construcción de la planta, contemplará todos los costes asociados a desarrollo y promoción del proyecto, conexión a red y compra de terrenos.
- ✓ Estudio detallado de producción: Especificará la senda de producción de energía contemplando todas las casuísticas en cuanto al porcentaje de energía aprovechada, reinyectada, pérdidas asociadas a la instalación y coeficientes de incertidumbre. Contemplará un caso base y escenarios pesimistas y optimistas.

- ✓ Desarrollo administrativo del proyecto: Descripción de los principales hitos administrativos relativos a permisos y licencias, estimados en declaración de impacto ambiental, autorizaciones administrativas previas y de construcción tanto para la propia planta como la infraestructura de evacuación, licencia de obras del ayuntamiento correspondiente al emplazamiento del proyecto y el permiso de interconexión. Todo ello irá acompañado de un cronograma detallando los hitos de liberación de cada uno.
- ✓ Plan de negocio: Se debe detallar la inversión material, el calendario de devengos asociado y los flujos de caja del proyecto, aportando la distribución de TIR en todos los escenarios analizados.

Con la aprobación de la inversión por parte de este comité, se procederá con la finalización del proceso de tramitación y legalización de la planta, así como con la contratación definitiva de equipos y servicios, para lo que será necesario preparar un paquete de ingeniería de detalle a incluir en la ronda final de licitación.

## 6.2 Definición de los recursos físicos

Para el funcionamiento normal de la empresa es necesario contar con espacio de oficinas en renta para disminuir los costes de inversión inicial. La empresa entrará en funciones con la participación de seis profesionales. Además, se utilizará un vehículo para el transporte en la modalidad de alquiler de la misma manera.

Cada profesional de la empresa contará con su respectivo mobiliario, equipo de informático y servicios externos como servidores, pagos de página web, servicios de profesionales para el manejo del marketing digital y redes sociales.

Al mismo tiempo, será necesario los servicios de limpieza de oficinas, servicios legales y de publicidad. En ocasiones se contratará los servicios de organización de eventos para prospectos o futuros clientes de nuestros servicios.

En la siguiente etapa para la elaboración del proyecto piloto, se requiere la disponibilidad de un terreno y la construcción de la propia planta de almacenamiento y reinyección de energía a red basada en hidrógeno.

La infraestructura requerida consiste en:

- Una planta de electrolisis.
- Un sistema de almacenamiento de hidrógeno.
- Una instalación de reinyección eléctrica mediante pilas de combustible.
- BOP (*Balance of Plant*)

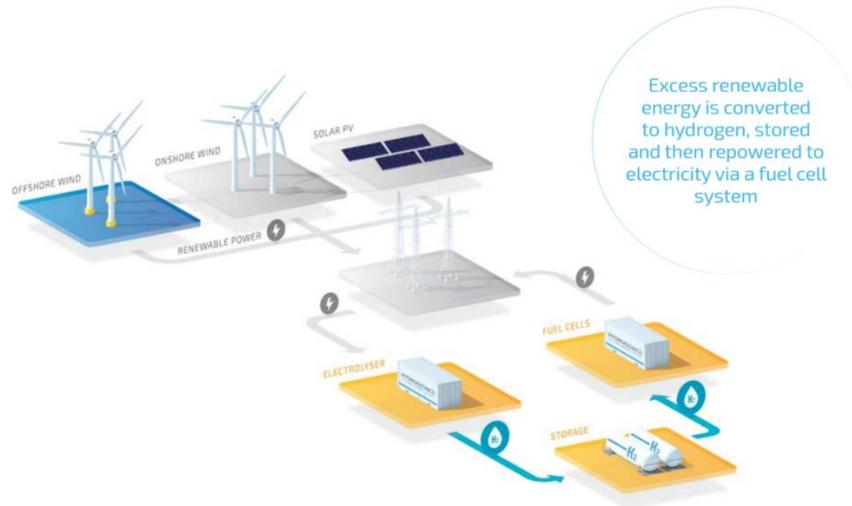


Figura 7: Detalle de instalaciones principales consideradas en la planta descrita (Fuente: Hydrogenics)

A continuación, se desglosan las principales partidas:

1. **Terreno:** Estará ubicado en Tenerife, y deberá contar con una extensión de ocho mil metros cuadrados. Preferiblemente con pendientes menores al 10% y en zonas desarrolladas con accesos a la red eléctrica para acometida (electrolizadores) y evacuación (celdas de combustible), servicios de agua desmineralizada (agua de alimentación a electrolizadores) e infraestructura de fibra óptica para los sistemas de telecomunicaciones y despacho de carga. Además, contará con la aprobación favorable del operador del sistema en cuanto a la gestión de los flujos de almacenamiento y reinyección. Se selecciona una ubicación que cumple las características descritas en las inmediaciones del Puerto de Granadilla, lo que adicionalmente facilitará el cumplimiento de normativa ATEX y la declaración de impacto ambiental, por tratarse de una zona industrial especialmente habilitada, y facilitará la expansión futura de la actividad de la empresa. Se optará por la adquisición del mismo frente a la consideración de arrendamiento, atendiendo a la amortización durante la vida útil de la instalación.
2. **Equipos:** La planta se compone de tres equipos, o conjuntos de equipos, principales, los cuales serán descritos a continuación:
  - a. **Electrolizador:** es el responsable de convertir el agua e hidrogeno por medio del proceso de electrolisis. El proceso requiere de energía y agua para obtener oxígeno e hidrogeno (PEM), los cuales mediante la tecnología de Membrana de Intercambio Protónico realiza el proceso (utiliza polímero de ácido sulfónico fluorado o similar), al ser el líquido de la pila solo agua, se eliminan grandes problemas de corrosión. Este tipo de tecnologías operan a temperaturas bajas (aproximadamente 80°C), tienen gran versatilidad en cambios de demanda de producción de H<sub>2</sub>, y tienen capacidad de arranque en frío. La energía utilizada para el proceso de electrolisis se obtendrá de excedentes de Energía eólica para evitar vertidos. Atendiendo al análisis del sector expuesto previamente, se optará por modelos Hydrogenics HyLIZER 5000, con una generación de hidrógeno de 5000 Nm<sup>3</sup>/h, una potencia absorbida de 25 MW, y un rendimiento de 4,5 kWh/Nm<sup>3</sup> (consumo de servicios auxiliares incluido). La superficie de la planta de electrólisis que equivale a un 31% del área total.

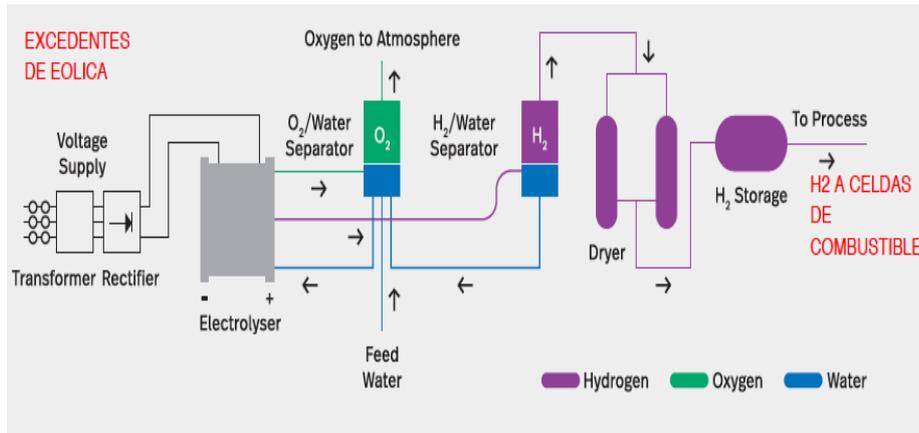


Figura 8: Detalle de equipos principales involucrados en el proceso de electrólisis. (Elaboración propia y referencia NEL)

Considerando las previsiones mencionadas en los escenarios realista y pesimista, se han estimado potencias de 100 y 50 MW respectivamente como referencias optimizadas de aprovechamiento de los vertidos dichas hipótesis, resultando para cada una las siguientes volúmenes de energía almacenada anualmente:

**Escenario 2 (Realista)**

	2020	2021	2022	2023	2024	2025
<b>Energía aprovechada (100 MW H2)</b>	27321	72166	108874	136381	158047	175636
<b>% Energía aprovechada (100 MW H2)</b>	100%	92%	75%	62%	52%	45%
<b>Horas equivalentes electrolizador</b>	273	722	1089	1364	1580	1756

**Escenario 3 (Pesimista)**

	2020	2021	2022	2023	2024	2025
<b>Energía aprovechada (50 MW H2)</b>	2573	2573	23645	47001	63289	76375
<b>% Energía aprovechada (50 MW H2)</b>	100%	100%	88%	61%	44%	35%
<b>Horas equivalentes electrolizador</b>	51	51	473	940	1266	1527

- b. Tanques de almacenamiento: equipo encargado de almacenar el hidrógeno después de generado. El tiempo de almacenamiento dependerá de las necesidades específicas del sistema. Se ha estimado la capacidad requerida para el almacenamiento de referencia (equipos de electrólisis funcionando a plena carga durante 7 horas aproximadamente (valle nocturno) en 6500 kg de H<sub>2</sub> para la planta de 50 MW y 13000kg para la planta de 100 MW, lo que requerirá 13 y 26 tanques de referencia (NEL) de 500 kg cada uno (a 200 MPa). Los tanques requieren un área del 20% del total de la planta.
- c. Celdas de hidrógeno: es el equipo mediante el cual se genere energía a partir del hidrógeno producido por el electrolizador. Las celdas requieren de un área total del 43%. Las celdas de combustible se basarán en tecnología LT-PEM (Low Temperature Proton Exchange Membrane) por los motivos antes mencionados para el electrolizador.

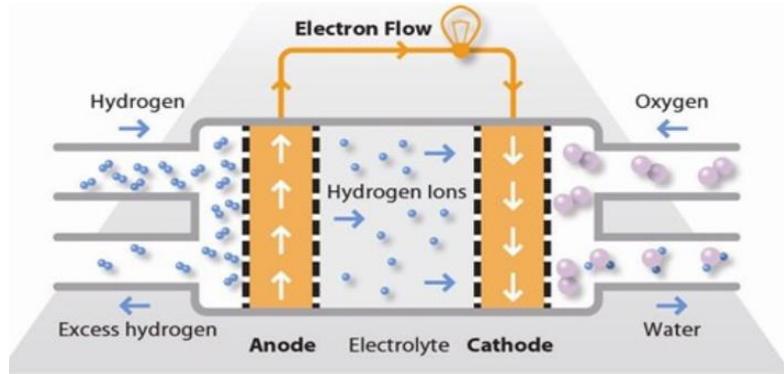


Figura 9:Detalle gráfico del proceso de Electrolisis. (Fuente: Fuel Cell Today)

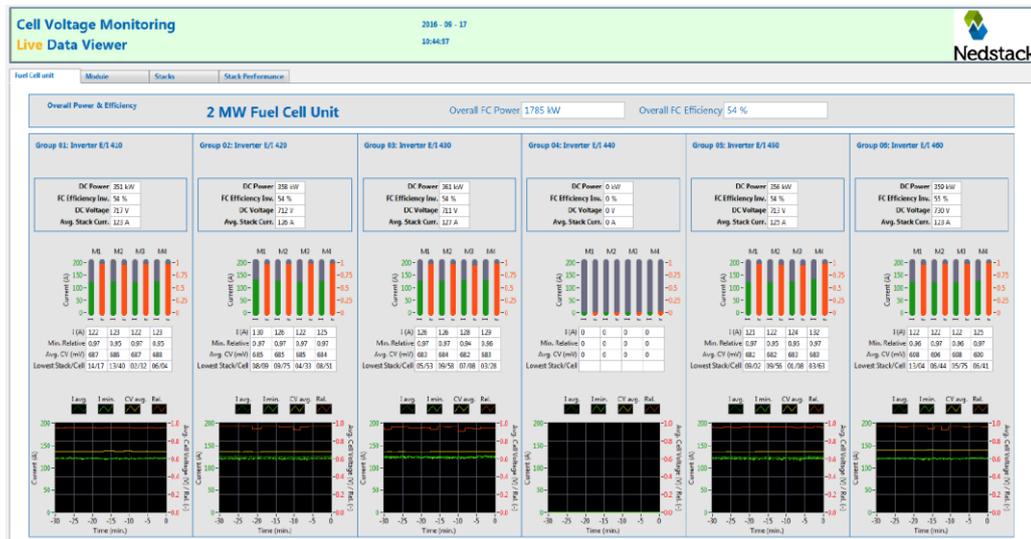


Figura 10: Sistema de Monitorización típico de las celdas (Fuente: Nedstack)

Se ha estimado la capacidad óptima para la reinyección de energía a la red en un 50% de la potencia de electrolisis, es decir 50 MW para la planta propuesta en el escenario realista y de 25 MW en la derivada del pesimista. Se utilizarán por tanto 50 o 25 unidades del modelo HyPM-1000 de Hydrogenics, de 1 MW de potencia unitaria y rendimiento del 55% (consumo de sistemas auxiliares incluido). Las pilas requerirán un 33% del área total.

- d. Sistemas Auxiliares (proporcionados junto con los electrolizadores y las pilas):
- BOP mecánico (Sistema de compresión de H<sub>2</sub>, tanques de H<sub>2</sub>, sistema de agua de alimentación, circuitos de refrigeración, drenajes etc)
  - Sistema Eléctrico (Subestación AIS, CCMs, SAI, rectificadores, tierras etc.)
  - Sistemas de I&C (sistema de control, despacho, instrumentación)
  - Sistema de comunicaciones (telefonía, red estructurada, megafonía)
  - HVAC (Heat Ventilation Air Condition System)
  - PCI (Protección contra incendios)

El área requerida para los equipos secundarios es del 10% y un 6% en oficinas salas de control e ingeniería integradas.

- 3. Oficinas, almacenes, subestación y cuartos de servicio:** Se estima que su requerimiento oficinas se limitará a la gestión de la planta y la planificación de su mantenimiento, si bien, al tratarse de un intra-emprendimiento, serán conceptos integrados por la matriz (Centro de Control del Operador del Sistema, subestación de la red de transporte, almacenes de REE, etc.).

Los servicios más importantes en la etapa de ejecución del proyecto piloto se estiman requerir son los siguientes:

1. Fabricantes de equipos: del estudio de mercado realizado para este proyecto se han revisado siete suministradores de equipos, entre los que han destacado Hydrogenics, NEL y Nedstack. Estos líderes del mercado ofrecen los equipos principales (electrolizadores, tanques y celdas) y los necesarios servicios de puesta en marcha y seguimiento del rendimiento de los mismos.
2. Servicios externos de ingeniería: se requerirá una empresa de ingeniería y arquitectura que organice la planta, distribuya los equipos y determine los diseños y especificaciones para la misma. Además, serán responsables de la supervisión durante la construcción.
3. Servicio de construcción: será la empresa que finalmente ejecute los planos y especificaciones técnicas determinadas en la ingeniería. En este servicio se derivan otras subcontrataciones de materiales, equipos secundarios entre otros.
4. Servicios LTSA (*Long Term Service Agreement*): en la etapa de operación de la planta se requerirá a varias empresas que brinden los servicios de mantenimiento de los diferentes equipos descritos y la obra civil. Dichas empresa debe garantizar la vida útil de la planta y la continuidad de la operación. De este servicio se supone las contrataciones de zonas verdes, limpieza del inmueble, entre otras.
5. Servicios de seguridad: Serán responsables de resguardar la planta durante su vida útil.

## 7. Plan de marketing

De acuerdo a lo expuesto anteriormente, la empresa HYDRA nace como consecuencia de la oportunidad identificada en la utilización de los excedentes de energía renovable para obtener hidrógeno por electrólisis. Con esa finalidad, se ha desarrollado un profundo análisis tanto del mercado como del contexto actual de incorporación de energías renovables al *mix* energético, así como de los potenciales clientes capaces de estar interesados en esta propuesta.

En base a lo anterior, se ha determinado que la mejor manera de lanzar la actividad de la empresa es dentro de la matriz del Operador del Sistema a través de un intraemprendimiento. El propio desarrollo de sus actividades justifica promover esta iniciativa y el posterior desarrollo del proyecto piloto propuesto, que además se ve respaldado por un marco normativo favorable, pese a lo novedoso de la solución.

En este contexto, y con una idea de crecimiento inicial centrada en la prestación de servicios de consultoría e ingeniería que lleven al éxito de este primer proyecto piloto, no se ha desarrollado un plan de marketing específico para tal fin. No obstante, tal como establece el plan de operaciones definido para Hydra, en la etapa de concepción y asentamiento de la empresa, se establecerá una línea de trabajo paralela a la actividad central que planifique las inversiones futuras.

Esto se canalizará a través de la Dirección de Desarrollo de Negocio y se definirá las líneas de crecimiento en el corto - medio plazo que impulsen el crecimiento de la compañía.

Se dispone de varios recursos clave para el lanzamiento de una campaña de marketing:

- ✓ Equipo de desarrollo muy cualificado y con experiencia en diversas áreas del sector eléctrico, lo que aporta un profundo conocimiento del sector y normativa aplicable. Esto garantiza mayor seguridad a la hora de identificar las oportunidades de mercado y posibilidades de penetración en el mismo.
- ✓ Red de contactos internacional y multidisciplinar. Este es un aspecto clave de cara a la expansión del producto a otros mercados, no solo en el ámbito nacional sino internacional.
- ✓ Acceso de datos e información sensible propiedad de REE. Esto aporta un conocimiento muy valioso sobre la gestión de este tipo de activos de generación por parte del operador del sistema, lo que puede ser de aplicación en otros sistemas energéticos o en el propio seno de otros operadores fuera de nuestras fronteras.

El desarrollo de marketing en esta fase inicial se centraría en la búsqueda de segmentos dentro de la zona de influencia objeto de este estudio, es decir, las Islas Canarias. En una primera fase la estrategia se centraría en un único producto, que sería la venta de los servicios de consultoría e ingeniería para la promoción, desarrollo y construcción de este tipo de plantas. Por ello, la vía de expansión natural serán otros sistemas insulares mencionados en el estudio de mercado, con necesidades análogas a las de los sistemas canarios.

Las líneas de desarrollo una vez consolidada la empresa como prestadora de estos servicios, deben basarse en lo siguiente:

- ✓ Desarrollo del producto. Se debe potenciar la venta de este producto ampliando el segmento de clientes más allá del operador de red. Un nicho muy atractivo en este sentido es el de las *utilities* presentes en el territorio nacional. A diferencia de REE, donde este tipo de proyectos se justifican para dar estabilidad a la red y garantizar el suministro, una *utility* lo integraría como un complemento a un sistema de generación renovable estándar, lo que desde el punto de vista normativo simplifica bastante su gestión, si bien en la actualidad aún no se rentabilizaría por la inexistencia de vertidos. La ventaja de prestar estos servicios de consultoría a este tipo de empresas es que operan en varios mercados, lo que puede significar la puerta de entrada a un proceso de internacionalización de la compañía.

Los servicios de ingeniería y consultoría además de para estos tipos de clientes, pueden ser canalizados a organismos de la administración, promotores o contratistas que pretendan ejecutar este tipo de proyectos y en última instancia operar como ingeniería de la propiedad en fases previas y constructivas.

- ✓ Diversificación. Una vez consolidadas la actividad “core” de la compañía, se debe plantear el lanzamiento de nuevos servicios enfocados a un segmento de clientes muy específico y con un potencial de crecimiento importante. Esta diversificación sería relacionada basada en una integración horizontal, ya que estaríamos aprovechando uno de los elementos claves del proceso, el hidrógeno que producimos, para abrir nuevas líneas de negocio. Así mismo, como ya se ha descrito en el capítulo 3, las posibilidades de internacionalización en una fase posterior (una vez consolidada la empresa como referencia en el sector español) son elevadas, habida cuenta de la problemática creciente de la integración de las energías renovables en los sistemas eléctricos.

Estas líneas de negocio se basarían en lo siguiente:

- Proporcionar hidrógeno a las empresas consumidoras de este elemento en sus procesos industriales. El segmento preferencial sería la industria petroquímica debido al gran consumo que se da en la obtención de productos derivados del petróleo.

- Suministrar hidrógeno a las empresas que explotan la infraestructura puntos de repostaje de hidrógeno para movilidad basada en este principio. En este sentido las antiguas empresas petroleras, hoy energéticas en general, también son un cliente objetivo. Se observa cómo la tendencia es que estas compañías están evolucionando hacia la movilidad eléctrica basadas en el litio y el hidrógeno, lo que abre potenciales oportunidades de negocio en esta línea.

Además de los recursos clave descritos con anterioridad, es muy importante consolidar la relación de asociados clave que ayude a impulsar los planes de expansión. La campaña de marketing tiene que centrar muchos esfuerzos en fortalecer la relación comercial y profesional con:

- ✓ REE y asociados.
- ✓ Proveedores de equipos principales (electrolizadores y pilas de combustible).
- ✓ Administraciones públicas (locales, regionales, nacionales y supranacionales).
- ✓ Asociaciones y organismos afines a las tecnologías del hidrógeno.
- ✓ Industria consumidora de hidrógeno en procesos industriales.
- ✓ Industria propietaria de infraestructura de puntos de recarga de hidrógeno para movilidad.
- ✓ Industria automovilística promotora de modelos de vehículo basados en el hidrógeno.

Como conclusión, se deberán impulsar estrategias de marketing centradas en el lanzamiento y consolidación de las siguientes líneas maestras.

- ✓ Venta de servicios de consultoría e ingeniería para el dimensionamiento y construcción de plantas de este tipo, así como servicios de ingeniería de la propiedad asociados.
- ✓ Producción de hidrógeno, almacenamiento y posterior venta a industrias consumidoras.
- ✓ Búsqueda de co-desarrollos con socios clave en el ámbito de la movilidad basada en hidrógeno.
- ✓ Búsqueda de co-desarrollos con socios clave en el ámbito del conocido como “*Power to gas*”, es decir, el aprovechamiento del hidrógeno renovable como hidrocarburo sintético en conjunción con procesos de captura de CO<sub>2</sub> (CCUS), para su introducción en la red gasista y el desplazamiento de hidrocarburos de origen fósil.

## 8. Equipo y plan de recursos humanos

La empresa Hydra nacerá como un intra-emprendimiento dentro de REE, en una alianza que permite ser competitiva en un entorno agresivo con empresas globales y hará posible el desarrollo descrito sin depender de desarrollos normativos pendientes. La empresa deberá contener su propia estructura de equipo director experimentado para cumplir con sus objetivos.

En el marco de una sociedad anónima con la participación de REE, Hydra se convertirá en líder mundial en la consultoría y el desarrollo de proyectos a base de hidrogeno para empresas de generación o gestoras de redes eléctricas, en países o regiones del mundo en transición desde producción mediante combustibles fósiles hacia las energías renovables.

Como se ha descrito anteriormente, los principales procesos en la operación de la empresa se orientarán, fundamentalmente, en el desarrollo y estudios de viabilidad de proyectos de almacenamiento basados en tecnología de hidrógeno. Los procesos que generan valor en el cliente son los siguientes:

1. Comercialización de la marca, servicios y proyectos.
2. Gestión de proyectos.
3. Innovación y desarrollo.
4. Gestión financiera.
5. Integración de los esfuerzos.

Los procesos medulares de la empresa exigen la creación de equipos de trabajo interfuncionales que compartan las habilidades técnicas con la actividad principal a desarrollar de cada proceso.

Los líderes de los equipos de trabajo serán los propios miembros del equipo director, el cual tendrá la responsabilidad de la gestión de los procesos medulares. Cada proceso medular será liderado por los socios de la empresa, los cuales tendrán una participación en conjunto con REE quien será un socio capitalista y asesor en algunos temas de soporte empresarial y técnicos.

Los socios serán promotores originales de este plan de negocio, junto con el socio capitalista, la entidad matriz Red Eléctrica Corporación. El aporte de Red Eléctrica fortalece la confianza con organizaciones financieras y colabora a mitigar los riesgos, lo que, en conjunto con otras sinergias mencionadas anteriormente, producirá un crecimiento acelerado de la empresa. Por su parte, el trabajo diario será aportado por los socios promotores, que imbuirán una dinámica ágil en su desarrollo huyendo de las rigideces propias de las grandes corporaciones, y contribuirán a la citada aceleración.

Se propone el siguiente organigrama gerencial, subordinado al Consejo de Administración de Red Eléctrica, o su representación designada:

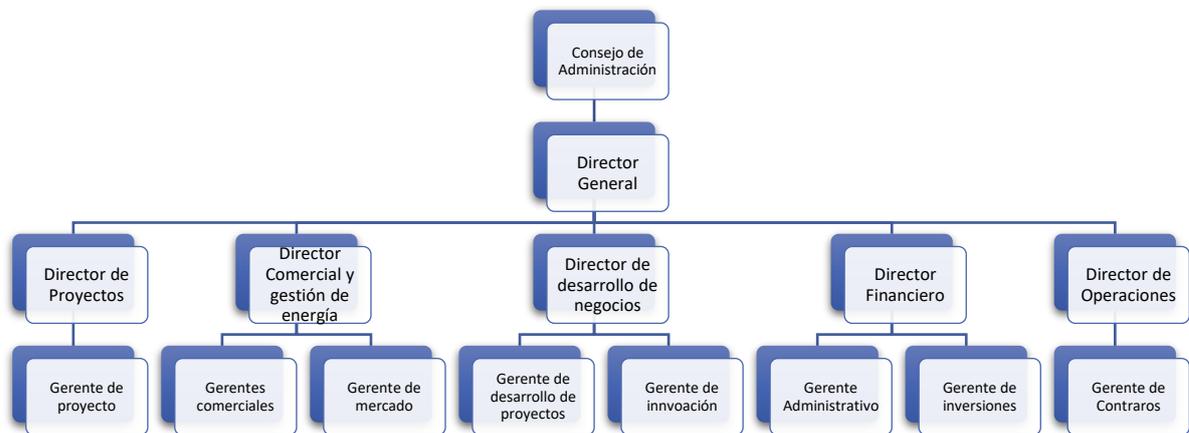


Figura 11: Estructura organizativa

El equipo director tendrá la responsabilidad concreta de lograr los objetivos estratégicos. Tanto el conocimiento técnico como las habilidades blandas serán pilares en las personas que conformen y representen a la empresa. Igualmente, el equipo de dirección será responsable de establecer las metas a corto, medio y largo plazo de la empresa, determinar una planificación y las estrategias para alcanzar el éxito, coordinando así todos procesos críticos.

A su vez, cada director será responsable de alinear los esfuerzos de sus equipos de trabajo con la estrategia y planificación, crear objetivos de corto plazo alcanzables para sus equipos de trabajo sustentando el plan de negocio.

Cabe destacar que los componentes del equipo de dirección cuentan con experiencia en diferentes áreas de la energía, como mercados, generación, desarrollo de proyectos y operación de sistemas de potencia, creando, de este modo, un amplio conocimiento y experiencia del sector energético que se convertirá en una ventaja competitiva de Hydra.

Con el apoyo de REE, se tendrá soporte en la Dirección de Recursos Humanos, sobre todo en el proceso de captación y selección de talento. Así mismo, se contará con plataformas tecnológicas para la publicación y captación de candidatos en los puestos de tercer nivel que se muestran en la estructura de la figura 11.

A la vista de la magnitud de los proyectos que dirigirá Hydra, se hace necesaria la participación del departamento legal, que inicialmente será soportado desde la matriz. Sin embargo, a mediano plazo se convertirá en una o varias contrataciones, sobre todo en la apertura de nuevos proyectos en diferentes países con legislaciones distintas donde Hydra requiera soporte. No obstante, también se contará con el soporte de despachos especializados para temas que requieran de un conocimiento específico (especialmente durante las fases de estudio de viabilidad y definición de marco regulatorio).

Así mismo, en el medio plazo y si las divisiones correspondientes de la matriz no dispusiesen de los medios requeridos, se hará necesaria la contratación de servicios externos de comunicación y marketing, para la planificación y ejecución de una estrategia de lanzamiento de marca mundial.

Las competencias son todas aquellas habilidades, aptitudes y destrezas que ha adquirido una persona a lo largo de su vida personal, profesional y académica.

De las competencias organizacionales requeridas para todos los puestos directivos en todas sus ramas deben de ser:

- ✓ **Excelencia:** Generar soluciones integradas de alto valor a cualquier generador intermitente y cualquier operador de sistema. Dejando huella en cualquier cliente, motivados por un interés genuino en satisfacer sus necesidades y expectativas.
- ✓ **Aprender y cambiar:** Aprender y mostramos curiosidad e iniciativa a través del cuestionamiento y la generación de ideas y soluciones novedosas que usamos para renovar los proyectos/actividades de la empresa.
- ✓ **Construir juntos:** Interactuar con organismos y líderes en el sector tanto en situaciones cotidianas como de crisis, cada líder de la empresa debe de promover relaciones sanas, armónicas y productivas que generan bienestar, a la vez facilitar el potencial de esfuerzos individuales, interfuncionales e interdepartamentales y orientados hacia el cumplimiento de soluciones integradas de alto valor para los clientes internos y externos.
- ✓ **Contribuir a resultados:** Cumplimiento de las metas/responsabilidades y la búsqueda consciente y permanente de mejora, oportunidad y calidad de procesos/proyectos en los que participa.
- ✓ **Vocación social:** Basada en criterios de dedicación y compromiso social, evidenciando identificación y coherencia con los valores de: respeto al ser humano y sus derechos, honestidad, solidaridad y equidad.

Así mismo, se requiere que todos los directivos de la empresa tengan como base las siguientes competencias profesionales transversales que serán las bases para poner en práctica en el entorno laboral:

Competencias Profesionales equipo Hydra		
Iniciativa e innovación	Visión de negocio	Redes de contacto
Organización y planificación	Calidad de gestión	Negociación
Liderazgo y desarrollo de equipo	Orientación a resultados	Comunicación
Flexibilidad y orientación al cambio	Orientación al cliente	Trabajo en equipo

Tabla 6: Competencias profesionales transversales para directivos

Los puestos de trabajo definidos en la estructura organizativa se describen a continuación:

1. **Director General:** Corresponde al líder y representante de la empresa. Como cabeza de la empresa sus funciones son de alto nivel en la organización y se realizarán tanto hacia lo externo como a lo interno. Hacia el exterior de la organización, dirigiéndose al público en general y a los grupos de interés, será la imagen de la empresa, mientras que internamente, su máxima responsabilidad será la integración de los esfuerzos de todo el equipo de Hydra de cara a las necesidades del cliente, garantizando la eficiencia y sostenibilidad de la empresa. Sus conocimientos técnicos deberán ser sólidos, si bien no específicos, es decir, no se espera un perfil experto en el diseño de todos los componentes de una planta, pero si capaz explicar de forma clara los procesos que en ella tienen lugar. Su máxima responsabilidad es liderar a un equipo de alto nivel al cumplimiento de los objetivos empresariales. El perfil del director partirá de un alto grado académico, del orden de Master o Doctorado, en temas de administración de empresas, estudio de ingeniería eléctrica o mecánica, con experiencia en el sector de la energía y preferiblemente con conocimiento de plantas de generación de hidrógeno. Las habilidades blandas identificadas en esta función son:

- Comunicación asertiva
- Manejo de prensa
- Liderazgo de equipos de alto nivel
- Empatía
- Planificación estratégica
- Motivador e inspirador
- Resiliente
- Orientado al logro y resolución de conflictos
- Capacidad de colaboración y delegación de actividades
- Visión de negocio

El Director General, asumirá riesgos de exposición pública a nivel mundial como líder de la industria y estará llamado a ser figura influyente en el sector energético.

2. **Director comercial y de gestión de la energía:** La dirección comercial en la empresa Hydra es uno de los roles más complejos, a la vista de las restricciones normativas del modelo de negocio. Su máxima responsabilidad será la firma de nuevos acuerdos y oportunidades comerciales para la empresa Hydra. Rendirá cuentas al Director General y sus funciones nacerán de la validación de oportunidades de negocio, ya sea identificadas en el mercado o a través del Director de Desarrollo de Negocio, basadas en la búsqueda de clientes colaterales y la expansión internacional. El segundo paso corresponderá a la identificación del cliente meta, la captación del cliente o colaborador y el cierre de contratos. Además, como gestor de energía deberá explorar y madurar oportunidades en diferentes partes del mundo, en las cuales, la tecnología propuesta aporte valor a nuevos clientes y consumidores de electricidad. El perfil profesional del director comercial deberá ser del grado de Master en comercio internacional en ingeniería eléctrica, con especialización en mercados de energía. Se han identificado las siguientes habilidades blandas:

- Motivador e inspirador
- Orientado a la resolución de conflictos y al logro
- Afable
- Comunicación asertiva
- Inspirador de confianza al cliente
- Empatía
- Escucha activa

- Planificador y ordenado
- Paciente e insistente
- Proactivo
- Negociación

El director comercial dedicará buena parte de su tiempo a la prospección activa de agentes de mercado que puedan convertirse en clientes colaterales o futuros.

3. **Director de Desarrollo de Negocio:** Responsable de la investigación y desarrollo de nuevos negocios para Hydra, un líder técnico con comunicación con fabricantes, gerentes de proyectos y administradores de contrato, los cuales identifiquen las oportunidades de mejora en diseño, implementación y operación de las plantas de hidrogeno para ser trasladados a los suministradores de equipos. Además, el rol de esta dirección es clave en la sostenibilidad de la empresa ante cambios tecnológicos y en el entorno que deberán ser identificados para tomar acciones y decisiones dentro de Hydra. Las funciones de este rol requieren de un alto nivel técnico, con un grado de Master en ingeniería, y una formación en economía aplicada, deseable experiencia en investigación de soluciones de la industria eléctrica. Por las responsabilidades asignadas al encargado de este puesto es requerido las siguientes competencias blandas:

- Motivador e inspirador
- Orientado al cumplimiento de objetivos
- Creativo
- Resiliente
- Autónomo
- Proactivo

4. **Director financiero:** Su máxima responsabilidad es garantizar la sostenibilidad financiera de Hydra, alineando los financiamientos disponibles con los proyectos y el mercado; y dando un seguimiento de los costes asociados a la operación empresarial. Además, dentro de sus funciones será apoyar la dirección de los proyectos en el seguimiento de costes de cada uno de los proyectos en ejecución. El director financiero deberá poseer un título de Administrador de Empresas o Ingeniería con especialización en finanzas, deseable experiencia en financiación de proyectos del sector energético y en gestión de riesgos. También deberá contar con las siguientes habilidades blandas:

- Visión global del negocio
- Estratega
- Líder
- Analítico
- Resiliente
- Orientado a objetivos
- Planificador organizado
- Motivador
- Negociador

Otra característica relevante del director financiero debe ser su integridad y ética en el desarrollo de este puesto. Su trayectoria será impecable y de demostrada transparencia.

5. **Director de Operaciones:** Con el principal objetivo de articular y supervisar los procesos de la empresa, el director de operaciones velará por desarrollará los controles, indicadores y planes de trabajo para el logro de objetivos, advertirá desviaciones sobre la previsión y ejecutará las acciones oportunas para la consecución de metas, en coordinación con el Director de Proyectos y en contacto directo con el Operador del Sistema personalizado en

el Centro de Control de REE. Contará con estudios de ingeniería de procesos, electricidad o mecánica y experiencia en dirección de empresas, deseable con énfasis en compañías del sector energético y conocimientos en normativa ISO9001 e ISO14001 y sistemas de gestión empresariales. Para el desempeño de sus funciones es necesario que el colaborador cuente con las siguientes competencias:

- Visión global de negocio
  - Líder
  - Negociador
  - Planificador y organizado
  - Motivador
  - Comunicación asertiva
  - Proactivo
  - Orientado a logros
  - Resiliente
6. **Director de Proyectos:** Responsable de la dirección de todos los proyectos en desarrollo, garantizará la ejecución eficiente del presupuesto, así como, el alcance y tiempo dentro los estándares de calidad establecidos en el proyecto. Dentro de sus funciones principales estará también la coordinación con los demás directores funcionales para la implementación de las mejores prácticas en proyectos actuales y futuros. El director de proyectos contará con el grado de ingeniería eléctrica o mecánica y master en la dirección de proyectos, será deseable certificaciones en administración de proyectos o asociadas como PMP, PgMP, PfMP, entre otras. Además, deberá poseer las siguientes competencias blandas:
- Proactivo
  - Comprometido con el logro de objetivos
  - Motivador
  - Líder
  - Orientado al cliente
  - Negociador
  - Organizado

En el proceso de selección Hydra será estricto en la consideración de los valores y competencias “blandas” y “duras”, garantizando la idoneidad y compatibilidad de las personas en la organización.

La política retributiva de Hydra estará ajustada al mercado según las competencias y responsabilidades de cada colaborador, en un marco de equidad, proporcionalidad y no discriminación. Las personas que laboran en Hydra asumirán nuevos retos, por lo que, las retribuciones serán flexibles y acorde las necesidades de cada uno, sin perder competitividad.

Será valorada, tanto la retribución económica justa, como el tiempo y la salud de las personas, brindando las herramientas (digitalización, deslocalización, *smart office*, etc.) para generar un ambiente saludable de trabajo, huyendo de convencionalismos que condicionan la productividad. Específicamente se establecerán formas de pago que premien la excelencia, como, bonus por objetivos, reconocimientos económicos o en especie por hitos sobresalientes, etc.

Se prestará especial atención a aspectos como la conciliación de la vida laboral y personal, la inclusión social y la formación de cada profesional, haciendo propias todas las medidas que en este sentido se promueven en el Grupo Red Eléctrica a través de su convenio colectivo.

## 9. Plan financiero

### 9.1 Plan financiero de la estructura empresarial HYDRA

La empresa de ingeniería y consultoría HYDRA se enmarcaría, dentro del esquema de intraemprendimiento que contempla el plan estratégico de Red Eléctrica Corporación, publicado el pasado 19 de febrero (ver anexo 3).

Dentro de las líneas principales de dicho plan estratégico, se enfatiza la necesidad de actuar sobre los tres vectores fundamentales que constituyen el nuevo paradigma del sector eléctrico en España:

- ✓ Descarbonización;
- ✓ Digitalización;
- ✓ Descentralización

En este contexto, la integración de las energías renovables y el almacenamiento absorberían una gran parte de la inversión total estimada en el plan, representando más del 26% del total de las inversiones, con el siguiente reparto:

- ✓ Integración de renovables: 1.538 M€
- ✓ Almacenamiento: 215 M€

A pesar de la falta de concreción mostrada por REE, a la espera de la exposición del presente plan de negocio, respecto a la forma en que se estructuraría dicha colaboración profesional en el contexto de un intraemprendimiento, en los diferentes contactos con la empresa ha quedado evidente su interés en este tipo de iniciativas, que pudieran enmarcarse dentro del programa de aceleradoras de start-ups que contempla su propio plan estratégico, y que persigue como objetivo el “establecer mecanismos de contacto, interacción, identificación y adquisición de start-ups tecnológicas que, por su actividad, presenten interés como base para la exploración de nuevos negocios basados en lo digital, y/o generar alianzas estratégicas.”, y el fomento del almacenamiento energético como “Facilitador de medios y recursos. Dará soporte para lograr la estrategia y objetivos establecidos y hacer seguimiento de los mismos.”

Dadas las particularidades de enmarcar una start-up de consultoría dentro del contexto de intraemprendimiento de una empresa como el Grupo Red Eléctrica, las cuales resultan difíciles de evaluar, no se ha podido profundizar en los detalles de su plan financiero como se hubiera hecho en caso de tratarse de una start-up convencional, habida cuenta de que las sinergias entre la nueva división y la matriz permitirían compartir y optimizar costes. No obstante, por lo general, el lanzamiento de empresas de perfil consultoría/ingeniería no presenta de gran complejidad ya que el servicio ofrecido se basa en “horas-hombre” y la inversión inicial requerida está limitada a los activos necesarios para la prestación del servicio en cuestión.

A continuación, se presenta una simulación de la información principal que incluiría el plan financiero de la empresa:

1. Se prevén las siguientes inversiones en inmovilizado material (la oficina sería alquilada con un coste estimado de 1,200 €/mes):
  - a. Mobiliario de despachos y salas (4.000 €);
  - b. Recursos y equipos informáticos (4.500 €);
  - c. Otros equipos de ofimática (1.000 €).
2. En inmovilizado intangible, se incluyen las inversiones para:
  - a. El registro de la marca (1.000 €);
  - b. Los programas de ordenador y las bases de datos necesarias (700 €);
  - c. Otros programas informáticos por valor de 1.300 €.

3. Los gastos de primer establecimiento para la captación de clientes y la publicidad de lanzamiento no serían considerados durante el periodo en el que la empresa estuviera gestionada como parte de la incubadora de start-ups del Grupo.
4. En el Activo Corriente, se contaría con 20.000€ de tesorería inicial aportadas directamente por los socios.

Una vez definido el plan de inversión, obtendríamos el importe total a financiar, que como se puede observar, no es relevante. Los seis socios harían la aportación de capital inicial necesario sin necesidad de recurrir a préstamos bancarios.

Por otro lado, la cuenta de resultados registraría todos los ingresos y gastos realizados a lo largo del año. También recogería gastos que no implican salida de dinero: las amortizaciones, que registran la pérdida de valor que año tras año sufre el inmovilizado y las provisiones y deterioros de valor del activo corriente (clientes que posiblemente no paguen, deterioro de existencias, posibles pérdidas extraordinarias, etc.).

Los principales gastos en los que incurriría una empresa de consultoría de estas características serían:

- ✓ Gastos salariales;
- ✓ Seguridad social a cargo de la empresa;
- ✓ Alquiler del local;
- ✓ Suministros: agua, luz, gas, teléfono, conexión a Internet;
- ✓ Servicios externos: limpieza, reparaciones, mantenimiento informático, material de oficina, etc.;
- ✓ Gastos comerciales: publicidad, relaciones públicas, etc.
- ✓ Cuotas de colegios y asociaciones profesionales;
- ✓ Seguros: de responsabilidad civil, de incendio y otros riesgos;
- ✓ Tributos municipales, en función del régimen de tenencia del local;

En relación con la estimación de los gastos (en una hipotética actuación fuera del amparo de REE), se calcularía cuánto se tendría que facturar para no tener beneficio ni pérdida, es decir, para alcanzar el punto de equilibrio. El punto de equilibrio, en cifra anual de ventas, es el cociente entre la suma de gastos fijos y financieros y el margen de venta expresado en tanto por uno.

## 9.2 Plan financiero del proyecto piloto

La actividad principal de la empresa durante su primer año de vida se centraría en desarrollar el plan de viabilidad de un proyecto demostrativo en el sistema eléctrico de Tenerife, basado en un escenario de generación “realista” tal y como se ha explicado en el apartado 4.1.

La estructuración del plan de viabilidad financiero de dicho proyecto diferiría en función del modelo adoptado:

- ✓ Caso 1: proyecto desarrollado, financiado y explotado por la propia REE en el contexto de la aplicación de la Tasa de Retribución Financiera (TRF)<sup>(2)(3)</sup>;
- ✓ Caso 2: estructuración de la propiedad y de la financiación con un enfoque similar al proyecto Gorona del Viento<sup>(8)(9)</sup>. Este caso contempla que el proyecto sea financieramente sostenible a partir de la compra de energía excedentaria de origen renovable y la venta de energía durante periodos “punta” No obstante, este caso requeriría de un desarrollo normativo y regulatorio específico como ya se ha anticipado previamente.

En los anexos 2.1 y 2.2 de esta memoria, se adjunta un plan de viabilidad financiero preliminar que justificaría el caso 2 para los escenarios pesimista y realista, de 25MWe y 50 MWe (en potencia de pilas de combustible) respectivamente. La estructura de financiación sería basada en

financiación corporativa (no en Project Finance) dado el tipo de empresas e instituciones que se esperaría que formaran parte del consorcio de ejecución del proyecto.

Por otro lado, el modelado del caso 1 (basado en la TRF) se adjunta en los anexos 2.3 y 2.4 para 25MWe y 50 MWe.

Modelado del CAPEX:

Dado que la tecnología para almacenamiento de H2 no está disponible aún a gran escala comercial, el modelado del CAPEX en esta etapa cobra una importancia fundamental.

Para la realización del estudio de viabilidad preliminar del proyecto piloto descrito en esta memoria, se ha contactado con suministradores líderes de la industria de Hidrógeno, entre ellos:

1. Hydrogenics,
2. Nedstack
3. NEL
4. Fuel Cell Energy
5. Power Cell
6. Siemens

Siguiendo las recomendaciones de dichos fabricantes, se obtuvieron los costes de referencia para los equipos principales, es decir: electrolizadores, tanques de almacenamiento y celdas de hidrogeno.

A partir de la información obtenida, se ha procedido a modelar el CAPEX para los dos casos evaluados en el estudio de viabilidad preliminar (25MWe y 50MWe), tal y como se adjunta en la tabla 7:

Item	50 MW	100 MW	Porcentaje
<b>Electrolizadores</b>	€ 46.000.000,00	€ 92.000.000,00	40,71%
<b>Tanques</b>	€ 1.429.057,00	€ 2.858.115,00	1,26%
<b>Celdas (almacenamiento)</b>	€ 59.800.000,00	€ 119.600.000,00	52,92%
<b>Subestación + Línea evacuación (66kV)</b>	€ 1.500.000,00	€ 1.800.000,00	0,80%
<b>Costes ingeniería, instalación y servicios auxiliares</b>	€ 6.256.102,00	€ 9.731.615,18	4,31%
<b>Total CAPEX [EUR/MWe]</b>	<b>€ 114.985.159,00</b>	<b>€ 225.989.730,18</b>	
<b>Compra terrenos</b>	€ 3.500.000,00	€ 6.500.000,00	
<b>% activos amortizables</b>	<b>94,72%</b>	<b>95,81%</b>	

Tabla 7: Resumen de activos invertibles

Las referencias más fiables corresponden al fabricante Hydrogenics quien ha facilitado los costes de los electrolizadores, equipos auxiliares intrínsecos y pilas de combustible, así como los tanques NEL. Los equipos mencionados representan el 93,6% del CAPEX del proyecto piloto.

El criterio para la selección de proveedores es la capacidad de producción de hidrogeno y generación de energía respectivamente, en función de las necesidades de los sistemas eléctricos analizados, así como su eficiencia y el reconocido prestigio del propio fabricante. En la siguiente tabla se muestra los fabricantes con sus respectivos equipos y sus capacidades:

Estudio de mercado							
Equipo	Capacidad de generación	Modelo	Flujo de H2	Presión de op.	Potencia	Consumo energía	Consumo agua
<b>Hydrogenics</b>							
Electrolizador	NA	HySTAT-60-10	60Nm3/h	10 barg	2x240+35KVA	5,2KW/h por Nm3	NA
Celras de generación	por cada 1MWe	HyPM-1000	750Nm3/h	NA	40KVA	NA	NA
<b>H2B2</b>							
Electrolizador	NA	EL400N	414Nm3/h	10 a 40 barg	2111,4KW	5,1KW/h por Nm3	NA
<b>Siemens</b>							
Electrolizador	NA	Silyzer 300	2000Kg/h				NA
Electrolizador	NA	Silyzer 200	225Nm3/h	35Barg	1,25MW		NA
<b>NEL</b>							
Electrolizador	NA	A3880	3880Nm3/h	200Barg	ND	4,4KWh/Nm3	0,9 L/Nm3 H2
Electrolizador	NA	A1000	970Nm3/h	200Barg	ND	4,4KWh/Nm3	0,9 L/Nm3 H2
Electrolizador	NA	M4000	4000Nm3/h	30Barg	ND	4,53KWh/Nm3	0,9 L/Nm3 H2
<b>Ballard</b>							
Celras de generación	100KW	HD100	ND	NA	ND	NA	NA
<b>Nedstack</b>							
Celras de generación	13KW	FCS-13	154NI/min	NA	ND	NA	NA
<b>Plug Power</b>							
Celras de generación	2,2KW	E-200X	ND	NA	ND	NA	NA
<b>Power Cell</b>							
Celras de generación	125KW	S3	2,2Bar	NA	ND	NA	NA

NA No aplica  
ND No disponible

Tabla 8: Resumen conclusiones estudio de mercado

De la tabla anterior se destacan los equipos de la marca NEL e Hydrogenics por la gran cantidad de hidrogeno que producen. Con respecto a las celdas de hidrogeno se deben destacar, sin duda, las Hydrogenics y Nedstack. Los casos analizados son de la tecnología PEM con excepción de Power Cell, sin embargo, en el caso de Power Cell no se obtuvieron referencias de costes para analizar.

## 10. Gestión del tiempo

El anexo 1 de la memoria comprende las fases 1 y 2 de los dos primeros años de vida de la empresa esquematizado en un Diagrama de Gantt.

### Fase 1: Creación de la empresa

Como ya se ha elaborado en el apartado 6.1 de la memoria, esta fase comprende un esquema de las actividades principales que deberían llevarse a cabo en los primeros meses hasta que la empresa esté preparada para comenzar la prestación de servicios. Los pasos incluidos en esta fase tendrán que ser actualizados una vez se tenga más visibilidad sobre el proceso de intraemprendimiento de REE.

La duración estimada para esta fase 1 es de 8 meses.

### Fase 2: Estudio de viabilidad de proyecto piloto

En línea con lo expuesto en el capítulo 6.1, toda la propuesta de intraemprendimiento objeto de esta memoria gira en torno a la capacidad de la empresa de demostrar valor añadido a REE mediante la prestación de servicios. Partiendo de los análisis preliminares ya explicados en esta memoria, se propone que la primera actividad de la empresa sea continuar con el estudio de viabilidad técnica, legal y financiera del proyecto piloto propuesto.

En este sentido, el Diagrama de Gantt propuesto en el anexo 1 elabora todas las etapas principales de esta fase 2, que comienza con la reunión de lanzamiento con REE y culmina con la presentación de una propuesta de inversión al comité de REE, con una duración estimada de unos 15 meses y medio.

## 11. Resumen ejecutivo

### *El problema*

En los sistemas eléctricos insulares, en general, y los ubicados en las islas Canarias en particular, presentan una operabilidad especialmente sensible a los efectos de la creciente producción renovable no gestionable. En primer lugar, por su variabilidad, no pueden constituir la base del mix generador en tiempo real, ya que ello comprometería la continuidad del suministro ante cambios en la disponibilidad del recurso primario. Por otra parte, el hecho de que la potencia instalada ocasione, en momentos de máxima producción, excedentes sobre la capacidad de integración del sistema eléctrico, fuerza al Operador del Sistema a limitar dicha producción para garantizar la seguridad y fiabilidad en él.

Con los actuales objetivos de descarbonización de la economía, de especial relevancia en Canarias, donde casi el 85% de la generación eléctrica proviene de la combustión de hidrocarburos, se está produciendo un rápido crecimiento en el número de instalaciones eólicas y fotovoltaicas. Este hecho está motivado no solo por el abaratamiento de dichas tecnologías, sino también por el abaratamiento que representan, ante la inexistencia de mercado eléctrico en el archipiélago en favor de un parque de generación convencional monopolístico basado costes reconocidos.

Las previsiones de nuevas instalaciones renovables para el próximo lustro, basadas en buena parte en las concesiones administrativas otorgadas y en trámite, así como los proyectos actualmente en construcción, conducen inexorablemente a la magnificación de los problemas descritos en la gestión del equilibrio demanda-generación en tiempo real.

Sin embargo, la única herramienta disponible para mantener los índices de calidad del sistema eléctrico, la limitación a la generación renovable, se presenta dramática: se dispone de un recurso limpio, gratuito y aprovechable por las instalaciones en servicio, que es desperdiciado originando sobrecostes para el sistema eléctrico y los consumidores, mayor perjuicio medioambiental asociado a las emisiones de los generadores convencionales y perjuicio económico a los promotores de los parques eólicos y renovables, así como a las administraciones que los impulsan.

### *La solución*

Una planta de almacenamiento energético permite dotar a un sistema eléctrico de la flexibilidad imprescindible para hacer frente a estas exigencias, a la vez que posibilita la instalación de más parques renovables y autoconsumo con seguridad.

A diferencia de los sistemas de almacenamiento mediante bombeo y de las baterías electroquímicas convencionales, una planta de almacenamiento basada en hidrógeno, mediante el ciclo de electrólisis-pila de combustible, cuenta con características más favorables, una escalabilidad muy superior y costes/MWh almacenado notablemente inferiores: frente a grandes obras para construir embalses y tuberías, muchas veces en parajes protegidos, o invertir en costosas baterías ion-litio industriales con una vida útil comprometida por uso cíclico; los electrolizadores (almacenamiento) y las pilas de combustible (reinyección) ofrecen una buena respuesta dinámica en un espacio reducido y la capacidad del sistema se amplía a base de simples tanques de hidrógeno, enormemente más baratos.

La citada flexibilidad e incremento del potencial de integración de energías renovables redundan en una mayor eficiencia del sistema, una reducción de costes globales y una reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub>.

## *El negocio*

A la vista de lo anterior, se plantea un modelo de negocio consistente en llevar a cabo las labores de consultoría especializada utilizando el hidrógeno como vector para realizar, en una primera fase que comprende los dos primeros años de vida de la empresa, el estudio de viabilidad de una planta de almacenamiento integrada en el sistema eléctrico de Tenerife, así como la asistencia para su ejecución, puesta en marcha y ulterior operación en una fase posterior.

Por tratarse, el eléctrico español, de un sector extensamente regulado, más si cabe en lo relativo a los sistemas eléctricos insulares, pero con un vacío normativo importante en todo lo referente al almacenamiento, se plantea al Operador del Sistema, Red Eléctrica de España, como actor prevalente para desarrollar el negocio descrito.

Así, perfectamente integrada con su rol de garante del suministro eléctrico, la eficiencia y la integración renovables hacia la descarbonización, esta línea de negocio encontraría encaje con la legislación europea y nacional: En términos generales, el Operador del Sistema no puede poseer instalaciones de almacenamiento, con la clara excepción de aquellas que constituyan componentes de red plenamente integrados o resulten necesarias para cumplir eficazmente su cometido, ambas aplicables al caso descrito.

Se aprecia que la posición de REE representa una importante ventaja competitiva frente a otros agentes de mercado que pudieran plantear alternativas semejantes, no solo por su menor riesgo regulatorio sino también por el conocimiento pleno de las características y necesidades concretas de los sistemas eléctricos que opera como la planificación de red, las nuevas instalaciones generadoras y la evolución de la demanda entre otras.

Los ingresos se obtendrán, por tanto, del sistema de costes reconocidos sobre la inversión y los presupuestos de operación y mantenimiento. Partirá de la Tasa de Retribución Financiera estipulada recientemente en un 5,58%, a la que podrán añadirse, de acuerdo con las negociaciones pertinentes con la Administración, cuantiosos complementos por su carácter de proyecto singular, de los que ya ha disfrutado la Central Hidroeléctrica de El Hierro, o los previstos para la central de bombeo de Chira Soria en Gran Canaria.

## *La financiación*

Se ha determinado que el catalizador de la necesidad y, por ende, de la aceptación por parte de la Administración para autorizar y especificar las condiciones económicas asociadas, será la magnitud de los vertidos (energía renovable no integrable) previstos.

Estos, a su vez, dependen de dos factores fundamentalmente: la potencia instalada total de parques eólicos y fotovoltaicos, y la capacidad de aprovechamiento del sistema de almacenamiento. El primer aspecto vendrá determinado por las previsiones de crecimiento citadas previamente, mientras que el segundo dependerá del tamaño de la instalación que sustenta el modelo de negocio.

Por tanto, partiendo de un escenario de previsión realista para los próximos 5 años en Tenerife, se plantea una planta de 100 MW de potencia de electrólisis, es decir, con capacidad para absorber una potencia instantánea de 100 MW, para la cual se optimiza su potencia de reinyección a la red mediante pilas de combustible que acumulan una potencia total de 50 MW. Dicho sistema, con los tanques de almacenamiento de hidrógeno y demás equipos auxiliares, acordes a tal dimensionamiento, así como todos los gastos de establecimiento asociados, supone una inversión neta estimada en 232 M€.

En un supuesto análogo que utilizase una previsión de nuevos parques pesimista, contemplando retrasos y posibles cancelaciones de proyectos o denegaciones administrativas tardías, se consideraría una planta de 50 MW de potencia absorbida y 25 MW de potencia de reinyección, con una inversión neta estimada en 118 M€.

### *Los resultados*

Debido a la inexistencia de un marco retributivo concreto para un proyecto como el descrito, no es viable aventurar unos resultados con márgenes de error aceptables.

Aún así, el hecho de partir de la citada Tasa de Retribución Financiera, garantiza la rentabilidad de la inversión, obteniéndose en los cálculos una TIR neta mínima del 2,6% y una TIRM mínima del 2,5%, con un pay-back máximo de 20 años, igual a la vida útil considerada para dicha instalación.

Estos resultados son fruto de las estimaciones más conservadoras, que solo podrían mejorar a raíz de la concreción de la retribución a percibir. Sirva como ejemplo el caso de la citada central hidroeléctrica de El Hierro, con una vida útil estimada en 25 años y una inversión de 46 M€, que resultó amortizada plenamente en tan solo 4 años (2014-2018) gracias a diferentes complementos retributivos que resultan aplicables o replicables, con justificación incluso más firme, para la instalación de almacenamiento propuesta en Tenerife.

Entendiendo que la puesta en valor del proyecto por parte de la Administración dependerá del aprovechamiento de la energía, que de otra manera se desperdiciaría inexorablemente, así como el coste de la generación convencional desplazada en la reinyección y sus emisiones de CO<sub>2</sub> asociadas, se han calculado dichos parámetros como bazas negociadoras.

El aprovechamiento estimado medio en ambos escenarios (realista y pesimista) es de un 75% de los vertidos previstos, debiendo valorarse la relación coste/beneficio de escalar la planta conforme se incremente la potencia instalada si se desea mayorar dicha cifra a costa de una menor ratio de utilización de la planta.

Los costes evitados de la generación convencional, con datos de diciembre de 2019, ascienden a 219€/MWh, a los que habría que añadir costes de arranque diarios evitados de los grupos a sustituir por la reinyección de energía almacenada. Cabe destacar que el coste mencionado depende, a dicha fecha, en un 78% del precio del petróleo y en un 12% de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub>, habiendo experimentado este último concepto un crecimiento espectacular en los últimos dos años y con previsiones de crecimiento constante para la década entrante.

Por último, el impacto medioambiental previsto asciende a 1,12tCO<sub>2</sub>/MWh evitado.

En el plan de negocio quedan especificadas las cuantías anuales previstas en ambos escenarios.

### *Las personas*

El equipo de desarrollo incluirá a los artífices del plan de negocio, con conocimientos y habilidades específicas que propiciarán su éxito, así como a aquellos profesionales que actualmente desempeñan funciones relevantes para el proyecto en la matriz de REE. De esta forma, se aprovecharán las sinergias de un equipo procedente de diversas áreas del sector junto con el *know how* del Operador del Sistema y sus recursos asociados.

### *El éxito*

La estrategia descrita en el modelo de negocio Hydra, como proveedor de un servicio necesario para los sistemas eléctricos aislados, sustenta la base de un ambicioso plan de acción en torno al almacenamiento estacionario de energía utilizando hidrógeno.

El desarrollo de la planta descrita inducirá un conocimiento de alto valor añadido para la empresa en un sector en auge, a la vez que la demostración de su potencial la posicionará como referente mundial en este tipo de proyectos.

Esta nueva línea de negocio supone para REE un extenso abanico de vertientes y posibilidades futuras asociadas a la conocida como “economía del hidrógeno”, que suponen alicientes adicionales como medio para ampliar la base de negocio actual del grupo, sobre todo en el ámbito internacional.

## 12. “One page”

Los vertidos de energía renovable, originados por la limitación a esta generación debido a la imposibilidad para ser plenamente integrada de forma segura en los sistemas eléctricos aislados, supone un emergente nicho de mercado para las tecnologías de almacenamiento energético estacionario.

Las tecnologías del hidrógeno, entendido este como vector de almacenamiento energético en un ciclo electrólisis-pila de combustible, se encuentra en un punto de madurez técnica suficiente para su aplicación a escala industrial (MW), llegando a batir en costes y/o funcionalidades a sus competidores en dicho ámbito, como son el bombeo hidráulico y las baterías de ion-litio.

El modelo de negocio propuesto consiste en desarrollar y llevar a cabo instalaciones destinadas al aprovechamiento de excedentes de generación renovable, mediante su almacenamiento en forma de hidrógeno para su posterior reinyección al sistema eléctrico, atendiendo a las variaciones de demanda y de la disponibilidad del recurso eólico y/o fotovoltaico.

Se promoverá, por tanto, un proyecto inicial a tal efecto en Tenerife, debido a su idoneidad técnico-económica, con una inversión de entre 118 y 232 M€, susceptibles de financiar mediante programas europeos y nacionales de apoyo a la innovación y la sostenibilidad.

El encaje normativo de dicha instalación, en España y Europa, maximiza la viabilidad de tal modelo como línea de negocio para el Operador del Sistema eléctrico, Red Eléctrica de España. Este puede integrarla en sus funciones como comisionado de la descarbonización, la eficiencia y la garantía del suministro, aprovechándose además de su posición central como ventaja competitiva.

La retribución vendrá garantizada por la tasa de retribución financiera, del 5,58%, que se atribuye a los activos de red, pudiendo incrementarse la rentabilidad del proyecto por su singularidad, de acuerdo a las negociaciones pertinentes con la Administración y que serán acordes a precedentes comparables, como la central hidroeléctrica de El Hierro, con una referencia de *pay-back* de 4 años.

El equipo promotor consta de profesionales con muy alta cualificación, provenientes de diversas áreas de especialidad en el ámbito de la energía, con verdadera pasión por el éxito, lo que, unido a la solvencia y garantías aportadas por el Grupo Red Eléctrica, adalid de la excelencia empresarial en el sector, forman una combinación óptima para lograr los mejores resultados.

Por todo ello, esta propuesta representa una gran oportunidad de negocio, con un riesgo contenido dada la fuente de ingresos descrita, y un amplísimo horizonte de desarrollo en el ámbito internacional y en la inminente “economía del hidrógeno”. Todo ello en una apuesta clara y decidida por la sostenibilidad que trasciende a la sociedad y al medio ambiente.



Figura 12: Conceptualización de almacenamiento de energía renovable en hidrógeno

### 13. Bibliografía y referencias

- (1) [https://es.wikipedia.org/wiki/Michael\\_Porter](https://es.wikipedia.org/wiki/Michael_Porter)
- (2) CNMC: metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades del sector eléctrico para el periodo 2020-2025.  
<https://www.cnmc.es/2018-11-02-la-cnmc-publica-la-metodologia-de-calculo-de-la-tasa-de-retribucion-financiera-de-las>
- (3) Expediente INF/DE/119/18 (CNMC): Propuesta de Tasa de Retribución Financiera.  
[https://www.cnmc.es/sites/default/files/2190358\\_8.pdf](https://www.cnmc.es/sites/default/files/2190358_8.pdf)
- (4) Ley 17/2007, de 4 de julio, por la que se modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, para adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/54/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad.
- (5) <https://www.ree.es/es/actividades/proyectos-singulares/central-chira-soria>
- (6) Ley 17/2013, de 29 de octubre, para la garantía del suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.
- (7) Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.
- (8) Orden IET/1711/2013, de 23 de septiembre, por la que se establece el método de cálculo de los costes fijos y variables de la instalación de producción eléctrica hidroeléctrica de Gorona del Viento.
- (9) Gorona del Viento El Hierro, S.A., es la empresa encargada de la gestión, explotación y mantenimiento de la “Central Hidroeléctrica de El Hierro”. Una instalación cuyo objetivo es abastecer a la Isla del Meridiano de energía eléctrica a partir de fuentes limpias y renovables como el agua y el viento.  
Gorona del Viento está participada por el Cabildo de El Hierro en un 65,82 %, la sociedad Endesa en un 23,21 %, el Instituto Tecnológico de Canarias en un 7,74 % y el Gobierno de Canarias en un 3,23 %.  
El entonces Ministerio de Industria, Energía y Turismo, actualmente Ministerio para la Transición Ecológica, encargó al IDAE la gestión y seguimiento de la aplicación de los fondos públicos destinados al proyecto. Para ello, en marzo de 2007 se suscribió un Convenio entre el IDAE y GORONA, que establecía, además de la labor encomendada, la colaboración y el apoyo técnico del IDAE para el desarrollo global del proyecto.  
La inversión efectuada fue de 79 M€. A fecha de elaboración de esta memoria, Gorona del Viento ha conseguido cancelar sus préstamos, por valor de 25,6 millones de euros, solicitados con motivo de la ejecución del proyecto y que la empresa ha logrado devolver a tan sólo 3 años desde que comenzara la explotación comercial del mismo.
- (10) JRC Technical reports: Global deployment of large capacity stationary fuel cells.
- (11) FCH: Development of Business Cases for Fuel Cells and Hydrogen Applications for Regions and Cities.
- (12) Procedimientos de Operación de REE: <https://www.ree.es/es/actividades/operacion-del-sistema-electrico/procedimientos-de-operacion>
- (13) <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/clean-energy-all-europeans>
- (14) Análisis PEST: Fortalezas, Oportunidades, Debilidades y Amenazas.  
[https://es.wikipedia.org/wiki/An%C3%A1lisis\\_PEST](https://es.wikipedia.org/wiki/An%C3%A1lisis_PEST)
- (15) <https://www.fch.europa.eu/page/who-we-are>
- (16) <https://www.elmundo.es/economia/macroeconomia/2018/10/05/5bb752d846163f601a8b45b3.html>

(17) PLAN NACIONAL INTEGRADO DE ENERGÍA Y CLIMA (PNIEC) 2021-2030.

(18) <https://www.euislands.eu/>

(19) Pumped Hydro Storage», Asociación Europea de Almacenamiento de Energía; «Energy Storage: Which Market Designs and Regulatory Incentives Are Needed?»

(20) La tecnología PEM tiene las siguientes características que soportan su selección:

- ✓ Cero Emisiones de partículas, NOX, SOx.
- ✓ Baja temperatura de operación disminuye problemas de corrosión
- ✓ Cero emisiones CO y CO2.
- ✓ Vida útil > 20.000 horas antes de “ Major Overhaul”.
- ✓ Alta “Power Density”.
- ✓ Operación a baja temperatura, mayor versatilidad.
- ✓ Arranque en frío.
- ✓ Buena regulación en carga.
- ✓ Facilidad de operación a cargas parciales de manera continua.
- ✓ Alta disponibilidad.

(21) A continuación, se muestran las principales tecnologías vs temperaturas de operación y el motivo de la selección de la tecnología PEM.

	Operating temp (°C)	Fuel	Electrolyte
PEMFC	40-90	H <sub>2</sub>	Proton Exchange Membrane
AFC	40-200	H <sub>2</sub>	KOH
DMFC	60-130	Methanol	Proton Exchange Membrane
PAFC	200	H <sub>2</sub>	Phosphoric Acid
MCFC	650	CH <sub>4</sub> , H <sub>2</sub>	Molten Carbonate
SOFC	600-950	CH <sub>4</sub> , H <sub>2</sub>	Solid Oxide

Legend:

- Noble metals
- Noble metals/ non-noble metals
- Non-noble metals

fuel cell alternatives

## 14. Anexos

Anexo 1: Cronograma

Anexo 2.1: Borrador modelo financiero para 25 MWe en caso 2 (sin Tarifa de Retribución Financiera)

Anexo 2.2: Borrador modelo financiero para 50 MWe en caso 2 (sin Tarifa de Retribución Financiera)

Anexo 2.3: Borrador de modelo financiero para 25 MWe en caso 1 (con Tarifa de Retribución Financiera)

Anexo 2.4: Borrador de modelo financiero para 25 MWe en caso 1 (con Tarifa de Retribución Financiera)

Anexo 3: Plan estratégico de REE.

Anexo 4: Documentación técnica de suministradores de equipos principales