

## 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>.

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	60Nm <sup>3</sup> /h	10 barg	2x240+35KVA	5,2KW/h por Nm <sup>3</sup>	NA
Celras de generación	por cada 1MWe	HyPM-1000	750Nm <sup>3</sup> /h	NA	40KVA	NA	NA
<b>H2B2</b>							
Electrolizador	NA	EL400N	414Nm <sup>3</sup> /h	10 a 40 barg	2111,4KW	5,1KW/h por Nm <sup>3</sup>	NA
<b>Siemens</b>							
Electrolizador	NA	Silyzer 300	2000Kg/h				NA
Electrolizador	NA	Silyzer 200	225Nm <sup>3</sup> /h	35Barg	1,25MW		NA
<b>NEL</b>							
Electrolizador	NA	A3880	3880Nm <sup>3</sup> /h	200Barg	ND	4,4KWh/Nm <sup>3</sup>	0,9 L/Nm <sup>3</sup> H2
Electrolizador	NA	A1000	970Nm <sup>3</sup> /h	200Barg	ND	4,4KWh/Nm <sup>3</sup>	0,9 L/Nm <sup>3</sup> H2
Electrolizador	NA	M4000	4000Nm <sup>3</sup> /h	30Barg	ND	4,53KWh/Nm <sup>3</sup>	0,9 L/Nm <sup>3</sup> H2
<b>Ballard</b>							
Celras de generación	100KW	HD100	ND	NA	ND	NA	NA
<b>Nedstack</b>							
Celras de generación	13KW	FCS-13	154Nl/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.

## *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	<ul style="list-style-type: none"> <li><span style="color: blue;">■</span> Noble metals</li> <li><span style="color: lightblue;">■</span> Noble metals/ non-noble metals</li> <li><span style="color: green;">■</span> Non-noble metals</li> </ul>
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	

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