



ER – E01

Evaluación técnico económica de una instalación eólica en el municipio de Garafía



Enero 2015

ÍNDICE

ÍNDICE	2
TABLAS	3
FIGURAS	4
1. INTRODUCCIÓN	5
1.1 Contexto energético en la Isla de La Palma	5
1.2 Energía eólica en la Isla de La Palma	8
2. ENERGÍA EÓLICA	10
2.1 Descripción de la tecnología.....	10
2.2 Clasificación de las diferentes tecnologías	14
3. CONTEXTO REGULATORIO	17
3.1 Contexto histórico de la regulación renovable en España	17
3.2 Situación actual de la regulación en Canarias para la venta de electricidad renovable.....	20
4. DISEÑO BÁSICO DE LA INSTALACIÓN PROPUESTA	22
4.1 Emplazamiento	22
4.2 Tipología de instalación	24
4.3 Presupuesto básico	25
5. RESULTADOS	27
5.1 Resultados energéticos	27
5.2 Resultados económicos.....	28
5.3 Resultados ambientales	32

TABLAS

Tabla 1: Cobertura de demanda de Energía Eléctrica, 2012.....	6
Tabla 2: Líneas de transporte eléctrico de la Palma.....	8
Tabla 3: Elementos de un aerogenerador	10
Tabla 4: Tipos de rotor en función del eje escogido	11
Tabla 5: Tecnologías eólicas	14
Tabla 6: Parámetros retributivos para nuevas instalaciones renovables en la Isla de La Palma	21
Tabla 7: Zona definida como apta en la <i>Aprobación Inicial del PTEOIELP</i> para la instalación de energía eólica en el Ayuntamiento de Garafía	22
Tabla 8. Ponderación de los costes de inversión de la instalación eólica propuesta (CAPEX)	25
Tabla 9. Ponderación de los costes de O&M de la instalación propuesta (OPEX)	26
Tabla 10. Datos básicos de la instalación eólica	28
Tabla 11. CAPEX y condiciones de financiación de la planta eólica	28
Tabla 12: Parámetros retributivos para nuevas instalaciones renovables en la Isla de La Palma	29
Tabla 13: Ingresos de venta de electricidad a mercado supuestos por la regulación para la tecnología eólica	30
Tabla 14. Otros inputs generales	30

FIGURAS

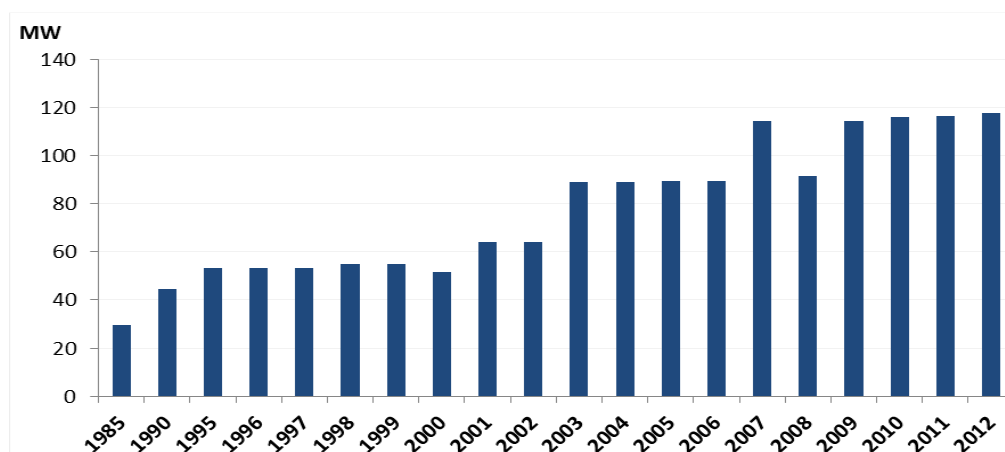
Ilustración 1: Evolución anual de la potencia eléctrica bruta total instalada en La Palma	5
Ilustración 2: Parque de generación según potencia eléctrica de La Palma 2012	5
Ilustración 3: Energía eléctrica puesta en red de La Palma.....	7
Ilustración 4: Evolución anual de la potencia eólica instalada	8
Ilustración 5: Distribución geográfica de los parques eólicos en La Palma.....	9
Ilustración 6: Evolución de la producción eléctrica de origen eólico mensual en la Palma	9
Ilustración 7: Situación de Garafía	22
Ilustración 8. Recurso eólico en Garafía a 60 m.....	23
Ilustración 9. Recurso eólico a 80 m.	23
Ilustración 10: Producción eólica anual a lo largo de la vida útil del proyecto.....	27
Ilustración 11: Flujos de caja del accionista	31

1. INTRODUCCIÓN

1.1 Contexto energético en la Isla de La Palma

Según la Dirección General de Industria y Energía del Gobierno de Canarias, la isla de La Palma experimentó un crecimiento promedio anual del 6,6% en su potencia eléctrica instalada entre el 2008 y el 2012, la mayor tasa de crecimiento de todo el Archipiélago. En total, a finales del 2012 la potencia eléctrica instalada en la isla era de 117,6 MW.

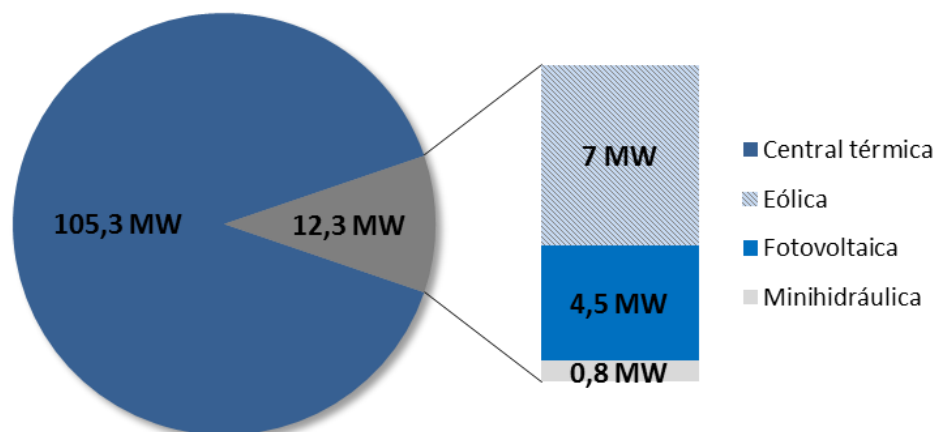
Ilustración 1: Evolución anual de la potencia eléctrica bruta total instalada en La Palma



Fuente: Dirección General de Industria y Energía, Gobierno de Canarias; 2012

Actualmente, el parque de generación de la isla de La Palma está constituido por una central térmica y por fuentes renovables (eólica, fotovoltaica (FV) y minihidráulica). El desglose del mix de generación eléctrica de la Isla se muestra en la siguiente ilustración.

Ilustración 2: Parque de generación según potencia eléctrica de La Palma 2012



Fuente: Dirección General de Industria y Energía, Gobierno de Canarias; 2012

La Isla de La Palma cuenta con una central térmica clásica: la central de Los Guinchos, situada en el municipio de Breña Alta. Cuenta con una turbina de gas de 22,5 MW y 10 grupos diesel de 82,8 MW en conjunto. El fueloil es el combustible mayoritariamente utilizado en la Isla para la producción de electricidad: en 2012 se consumieron 55.021 toneladas de fueloil y únicamente 922 toneladas de gasoil.

Además, como fuente renovable, la isla cuenta con una central hidroeléctrica de 800 kilovatios (KW), la central El Mulato (aunque se encuentra fuera de servicio desde 2002) y una serie de aerogeneradores y paneles fotovoltaicos.

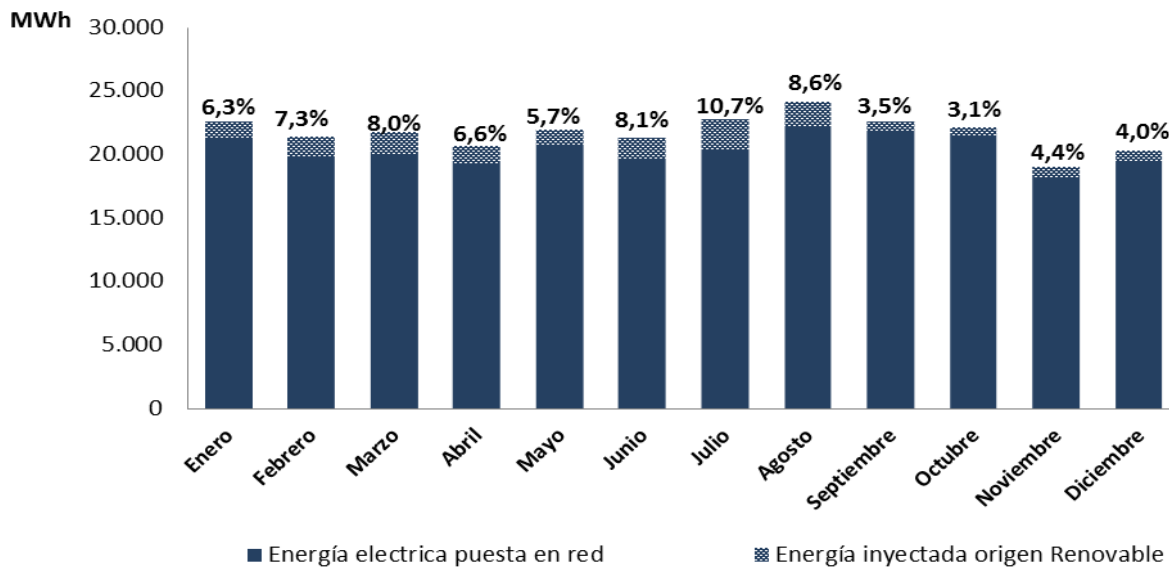
Tabla 1: Cobertura de demanda de Energía Eléctrica, 2012

Cobertura de demanda de Energía Eléctrica, 2012	
Centrales térmicas	263.835 MWh
Motor Diesel	262.701 MWh
Turbina Gas	1134 MWh
Fuentes renovables	16.755 MWh
Eólica	10.568 MWh
Fotovoltaica	6.187 MWh
Minihidráulica	0 MWh

Fuente: Dirección General de Industria y Energía, Gobierno de Canarias; 2012

Según la Dirección General de Industria y Energía, la demanda eléctrica de la Isla en el año 2012 fue de 260,63 GWh, manteniéndose prácticamente en los mismos niveles de años anteriores. El porcentaje de inyección de energía de origen renovable en la Isla no se mantiene constante a lo largo del año, observándose una mayor proporción entre los meses de junio y agosto.

Ilustración 3: Energía eléctrica puesta en red de La Palma



Fuente: Dirección General de Industria y Energía, Gobierno de Canarias; 2012

Red Eléctrica es el operador del sistema eléctrico de la Isla además del único transportista. Su papel es garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico y la correcta supervisión, operación y control del sistema de producción y transporte.

Ilustración 11: Red de transporte de la Isla de La Palma



Fuente: Red Eléctrica de España, enero 2014

En el año 2012, la red de transporte de La Palma se mantuvo invariable respecto al año anterior. La isla de La Palma sólo tiene dos líneas de transporte mayoritariamente aéreas. Una desde la subestación de Los Guinchos a la subestación del Valle y la segunda desde la subestación de Los Guinchos a la subestación Mulato.

Tabla 2: Líneas de transporte eléctrico de la Palma

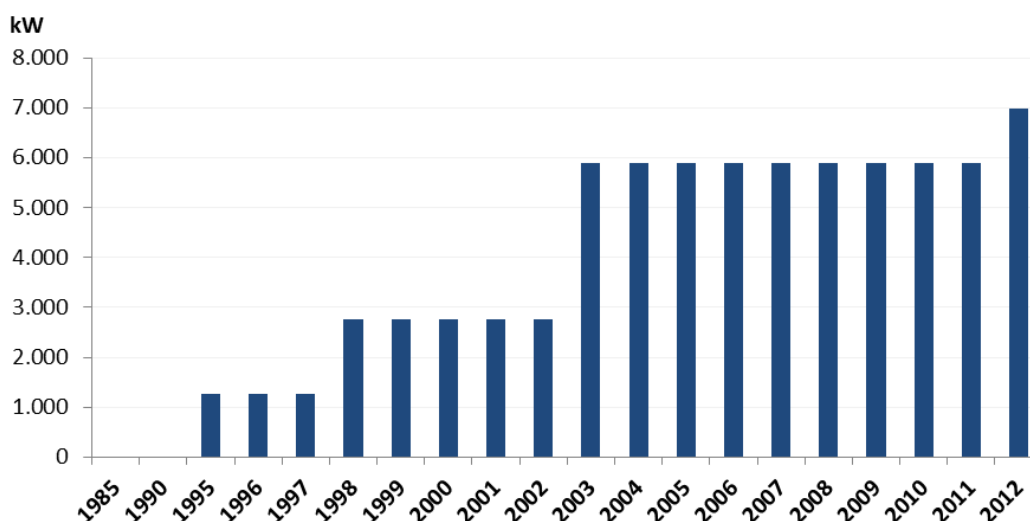
Subestación origen	Subestación final	Tensión de la línea	Intensidad máx. del circuito	Longitud (km)		
				Aérea	Subterránea	Total
Los Guinchos	Valle	66 kV	420 A	18,96 km	0	18,96 km
Los Guinchos	Mulato	20 kV	368 A	17,6 km	1,5 km	19,1 km
Total				36,56 km	1,5 km	38,06 km

Fuente: Dirección General de Industria y Energía, Gobierno de Canarias; 2012

1.2 Energía eólica en la Isla de La Palma

La potencia eólica instalada en La Palma en el año 2012 fue de 6.970 kW, según la Dirección General de Industria y Energía del Gobierno de Canarias. Esta potencia supone un aumento del 18,5% respecto al año anterior (equivalente a 1.090 kW) gracias a la repotenciación de dos parques eólicos en la isla.

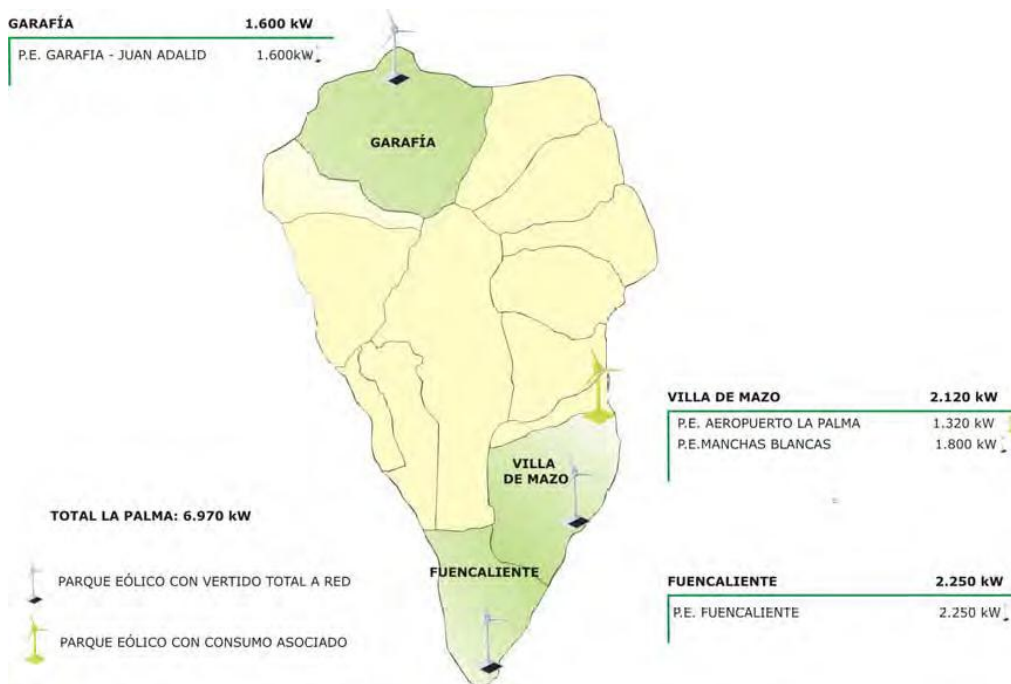
Ilustración 4: Evolución anual de la potencia eólica instalada



Fuente: Dirección General de Industria y Energía; Gobierno de Canarias

En 2012, La Palma contaba con 4 parques eólicos extendidos por 3 municipios (Garafía, Fuencaliente y Villa de Mazo). En total, los parques suman 10 aerogeneradores de los cuales 8 vierten totalmente la producción a la red y 2 se dedican al autoconsumo de energía (aeropuerto de Villa de Mazo).

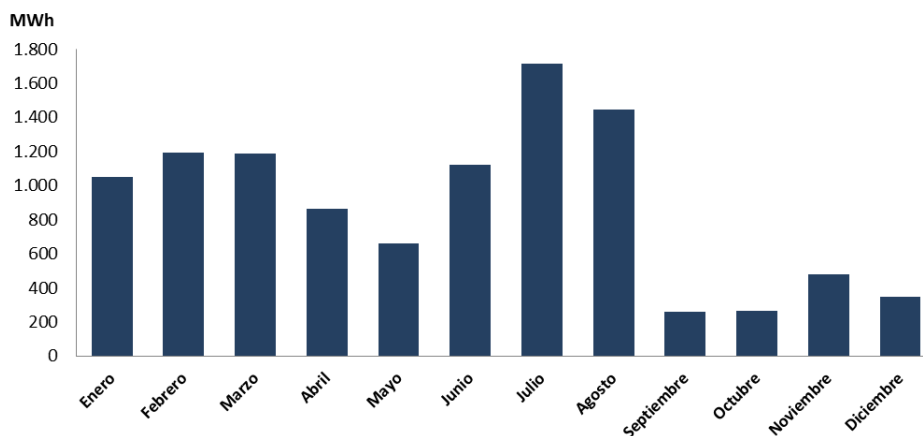
Ilustración 5: Distribución geográfica de los parques eólicos en La Palma



Fuente: Dirección General de Industria y Energía; Gobierno de Canarias

Durante el año 2012, la producción eléctrica de origen eólico alcanzó en la isla 10.568 MWh, esta cantidad representa un 8,1% menos que la producción del año 2011.

Ilustración 6: Evolución de la producción eléctrica de origen eólico mensual en la Palma



Fuente: Dirección General de Industria y Energía; Gobierno de Canarias

2. ENERGÍA EÓLICA

2.1 Descripción de la tecnología

Un aerogenerador eólico transforma la energía cinética del viento en energía mecánica, de donde se obtiene electricidad. El correcto funcionamiento de un aerogenerador se basa en los diferentes elementos que lo conforman, descritos en esta sección.

Tabla 3: Elementos de un aerogenerador

Principales elementos en un aerogenerador
<ul style="list-style-type: none"> • Sistema de soporte • Sistema de captación • Sistema de transmisión • Sistema de generación • Sistema de orientación • Sistema de control • Sistema hidráulico • Sistemas de refrigeración

2.1.1 Sistema de soporte

El sistema de soporte está compuesto por tres elementos, que si bien no participan en la generación de electricidad, son necesarios e indispensables para el correcto funcionamiento del aerogenerador:

- La cimentación es la parte que permite mantener la estructura. Su misión es absorber las tensiones de la estructura y transmitir las al terreno.
- La torre es un elemento de acero en forma tubular que soporta la góndola y el rotor. Antiguamente también se hacían tipo celosía, pero se dejaron de emplear por la baja protección que ofrecían al personal de mantenimiento.
- La góndola es el elemento superior del aerogenerador situado encima de la torre. En su interior contiene los diferentes dispositivos que van a transformar la energía mecánica del rotor en energía eléctrica. Suele contar en el exterior con un anemómetro y una veleta que facilitan información continua a todo el sistema para su control.

2.1.2 Sistema de captación

Este sistema es el responsable de extraer del viento toda la energía posible para obtener, posteriormente y mediante el sistema de generación, energía eléctrica. Está compuesto por:

- El rotor es el conjunto formado por las palas y el buje que las une, que transforma la energía cinética del viento en energía mecánica. Cuanto mayor sea el área barrida del rotor, mayor será la producción. Existen dos tipos diferentes de rotor según su eje:

Tabla 4: Tipos de rotor en función del eje escogido

	Ventajas	Desventajas	Modelo
Eje vertical	<ul style="list-style-type: none"> • No necesita un sistema de orientación al ser omnidireccional. • Instalados a ras de suelo, lo que facilita su mantenimiento y disminuyen sus costes de montaje. 	<ul style="list-style-type: none"> • Menor eficiencia. • Necesidad, en algunos modelos, de sistemas exteriores de arranque. • Necesidad de que la maquinaria sea desmontable para poder realizar las tareas de mantenimiento. 	<ul style="list-style-type: none"> • Savonius • Darrieus • Giromill • Windside
Eje horizontal	<ul style="list-style-type: none"> • Mayor eficiencia energética. 	<ul style="list-style-type: none"> • Mayor complejidad técnica. • Instalados a mayor altura por lo que necesitan la creación de un pie que aguante el peso. 	<ul style="list-style-type: none"> • Tripala • Bipala • Monopala

En la actualidad, casi la totalidad de las turbinas eólicas son del tipo eje horizontal y tripalas.

- Las palas son las aspas de aerogenerador que se unen mediante el buje. Suelen ser de poliéster o epoxy reforzado con fibra de vidrio. Las palas pueden diferenciarse en paso fijo y paso variable.
 - Las palas de paso fijo son aquellas que poseen una posición invariable, por lo que no pueden adaptarse a las velocidades del viento y extraer la máxima energía posible. Estas palas, cuando la velocidad del viento es excesiva, modifican su perfil aerodinámico provocando turbulencias.
 - Las palas de paso variable pueden girar sobre si mismas de forma que modifican su ángulo para adaptarse mejor al viento existente. Esto permite controlar la energía mecánica suministrada al aerogenerador.
- El buje es el punto de unión de las palas, donde se apoyan y giran. Está acoplado al eje de baja velocidad del aerogenerador.

2.1.3 Sistema de transmisión

Formado por los siguientes componentes:

- El eje lento es aquel que se mueve a baja velocidad conectando el buje del rotor al multiplicador. Por el interior discurren conductos del sistema hidráulico o eléctrico, para el accionamiento de los frenos aerodinámicos, del paso variable y del control de los sensores del rotor.
- El multiplicador es un dispositivo que multiplica la velocidad de giro que llega del rotor a través del eje lento mediante un sistema de engranajes para adaptarla a las necesidades del generador. El eje de salida se denomina eje de alta velocidad.
- El eje de alta velocidad es el eje de salida del multiplicador, que gira aproximadamente a 1.500 revoluciones por minuto (r.p.m.), lo que permite el funcionamiento del generador eléctrico. Está equipado con un freno de disco mecánico de emergencia.

2.1.4 Sistema de generación

El generador eléctrico se encarga de transformar la energía mecánica en energía eléctrica, normalmente de corriente alterna, mediante el alternador. La electricidad producida se conduce hasta la base de la torre, donde es transformada (elevación de tensión y reducción de intensidad) y enviada a la red.

- El alternador puede ser síncrono o asíncrono, si bien es cierto que dentro de cada tipología existe diferentes versiones. La principal diferencia entre los dos tipos de alternadores es la frecuencia a la que funcionan, la rotación del eje de los síncrono está sincronizada con la frecuencia de la corriente. Es decir, de giro es constante y depende de la frecuencia de la red. En el caso de los alternadores asíncronos, su rotación es independiente de la frecuencia de la red y es inducida por un campo electromagnético o magnético.
- El cableado de potencia se encarga de transportar la energía eléctrica generada desde el alternador hasta el transformador evitando posibles daños a la red o a la propia turbina en caso de producirse contingencias en el aerogenerador o red de distribución.
- El transformador interno es el encargado de elevar la tensión de generación desde los 690V o 1.000 V (en función del aerogenerador) hasta 20 kV, reduciendo la intensidad y con ello las pérdidas eléctricas y el calentamiento del cableado.

2.1.5 Sistema de orientación

Es un dispositivo que permite orientar correctamente el aerogenerador en función de los datos obtenidos de los sensores (veleta y anemómetro), para colocar el rotor de manera perpendicular al viento.

Por seguridad, los aerogeneradores cuentan con un sistema de freno que tiene la finalidad de detener el funcionamiento del aerogenerador. Su accionamiento puede ser hidráulico o eléctrico, actuando en pinzas de freno o motor eléctrico respectivamente.

Existen dos tipos de aerogeneradores según la orientación que requiere el rotor para obtener el mayor aprovechamiento de la fuerza del viento.

- Orientación a barlovento: el rotor se encuentra enfocado de frente a la dirección del viento. Es la orientación más utilizada actualmente ya que permite un mayor aprovechamiento. Este sistema requiere disponer de un mecanismo de orientación hacia el viento.
- Orientación a sotavento: el rotor se encuentra enfoca en el sentido contrario al viento, de modo que el viento debe atravesar la torre y la góndola para llegar a las palas lo que disminuye el aprovechamiento del viento. Como ventaja destaca que no es necesario un sistema de orientación ya que es el viento, moviendo la góndola, el que orienta las palas. Como medida de seguridad suele poseer un sistema de reorientación.

2.1.6 Sistema de control

- El controlador de turbina es un dispositivo que continuamente supervisa las condiciones de la turbina eólica, recoge datos de su operación y regula diferentes elementos del aerogenerador para garantizar su correcto funcionamiento.
- Los sensores de control se encargan de medir los parámetros físicos de operación y supervisión de la turbina para garantizar su correcto funcionamiento. Miden temperaturas, presiones, velocidad y dirección del viento, tensiones e intensidades eléctricas, vibraciones, etc.

2.1.7 Sistema hidráulico

Los sistemas hidráulicos son elementos auxiliares que permiten el accionamiento del giro de las palas sobre su eje, así como el frenado del rotor o el giro y frenado de la góndola. Está formado por un grupo de presión, conductos hidráulicos y válvulas de control.

2.1.8 Sistemas de refrigeración

El sistema de refrigeración es el encargado de enfriar los elementos que durante su labor se calientan y podrían provocar un mal funcionamiento del aerogenerador. Contiene un ventilador eléctrico utilizado para enfriar el generador eléctrico y una unidad de refrigeración empleada para enfriar el aceite del multiplicador. Algunas turbinas tienen generadores enfriados por agua.

2.2 Clasificación de las diferentes tecnologías

En la actualidad existen diferentes tipos de tecnología que se clasifican en función de la velocidad de rotación (*Rotation Speed*) y del sistema de engranajes (*Drive Train*) del aerogenerador.

Tabla 5: Tecnologías eólicas

Tecnología	Aerogenerador
Turbinas de viento de velocidad constante o fija	<ul style="list-style-type: none"> Asíncrono convencional
	<ul style="list-style-type: none"> De inducción
Turbinas de viento de velocidad variable	<ul style="list-style-type: none"> Asíncrono doblemente alimentado
	<ul style="list-style-type: none"> Síncrono de imán permanente
	<ul style="list-style-type: none"> Superconductor de alta temperatura

2.2.1 Turbinas de viento de velocidad constante o fija

Este tipo de aerogeneradores, que se suele emplear en parques eólicos pequeños, alcanzan una eficiencia energética óptima del rotor sólo a la velocidad del viento para la que fueron diseñados. Además, las variaciones en el viento no pueden ser absorbidas por los dispositivos de generación por lo que tiene que ser absorbida por las partes mecánicas causando así tensiones.

Dentro de este tipo de turbinas se incluyen:

- Aerogeneradores asíncronos convencionales

Este tipo de turbinas son conocidas como CAG por su nombre en inglés *Conventional Asynchronous Generator*. También se suele designar como *Conventional Induction Generator* (CIG). Fue la tecnología más extendida hasta la aparición de DFAG, que se describirá más adelante.

Entre las principales ventajas que posee este tipo de aerogenerador destaca el tener un diseño relativamente simple y construcción sencilla, que implica costes de fabricación relativamente bajos. Asimismo, el coste de mantenimiento también es bastante reducido en comparación con otras clases de aerogeneradores. Entre sus desventajas encontramos que el consumo de energía reactiva es elevado, lo que

implica un sobrecoste al tener que pagar las penalizaciones subsecuentes al operador de la red.

Este tipo de equipos ha dejado de utilizarse por no cumplir los códigos de red establecidos por los gestores de red de energía de muchos países.

- Aerogeneradores de inducción

Este tipo de turbinas, también conocidas por las siglas CSG (*Conventional Synchronous Generator*) y actualmente en desuso, presentan características similares a las CAG, con la diferencia de que los CSG pueden establecer un control más o menos efectivo sobre el consumo de la energía reactiva.

2.2.2 Turbinas de viento de velocidad variable

Este tipo de turbinas tienen una frecuencia de rotación diferente a la frecuencia de la red, lo que permite que las turbinas puedan operar a diferentes velocidades de viento maximizando así la eficiencia del rotor.

Dentro de este tipo de turbinas se incluyen:

- Aerogeneradores asíncronos doblemente alimentados

Este tipo de turbinas se conocen como DFAG por su nombre en inglés *Doubly-Fed Asynchronous Generator*. Esta tecnología destaca por la incorporación de un convertidor de frecuencia conectado al rotor que permite el control de las tensiones e intensidades, de manera que la máquina permanece constantemente sincronizada con la red aunque varíen las velocidades de rotación.

Por otro lado y en comparación con otras configuraciones, las máquinas doblemente alimentadas no son extremadamente caras, ya que su componente más costosa es el convertidor de frecuencia.

La principal desventaja de este sistema es que su configuración incluye una caja de cambios en el tren motriz y un anillo de deslizamiento, los cuales requieren un mantenimiento constante.

- Aerogeneradores síncronos de imán permanente

Estas turbinas, denominadas también PMSG (*Permanent Magnet Synchronous Generator*), poseen un rotor que no está conectado a la red, sino que contiene dos imanes muy potentes que generan un campo electromagnético en ausencia de corriente, lo que permite funcionar al aerogenerador. Toda la energía que se genera debe ser transmitida a través de un convertidor completo (*Full converter*)

El aerogenerador puede operar en amplios rangos de viento, ya que la velocidad de rotación está desacoplada de la frecuencia de red. Además tampoco consume

energía reactiva, cumpliendo así con los requisitos de la red. Estos equipos no poseen anillo de deslizamiento por lo que los coste de mantenimiento son menores.

Su principal inconveniente es que la materia prima empleada en su fabricación es escasa y se encuentra principalmente en localizaciones geopolíticamente inestables, además de que su proceso de extracción es altamente contaminante.

- Aerogeneradores superconductores de alta temperatura

Actualmente esta tecnología está en desarrollo, pero se espera que a finales del 2016 ya existan diseños comerciales.

Estos aerogeneradores de acción directa (*Direct Drive*), conocidos como HTSGs por su nombre en inglés *High Temperature Superconductor*, utilizan un cable superconductor de alta temperatura y cerámica en su funcionamiento. El uso de estos materiales permite reducir el peso y tamaño de la estructura, además de generar una energía de muy alta calidad. Se espera que la eficiencia de este tipo de tecnología se espera que sea mucho más elevada que otras.

3. CONTEXTO REGULATORIO

3.1 Contexto histórico de la regulación renovable en España

El desarrollo del marco regulatorio que normaliza la producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables se ha producido a lo largo de los últimos 15 años. A lo largo de este periodo se han atravesado varias fases de desarrollo normativo, con marcadas diferencias en la intencionalidad del mismo. Esta intencionalidad ha variado desde una primera etapa en la que simplemente se perseguía una regularización de este tipo de producción eléctrica en el sistema, seguida por un periodo de incentivación y expansión de la presencia renovable hasta la actual fase de contención de incentivos para este tipo de tecnologías.

El primer desarrollo normativo formal se produce con la Ley 54/1997 o Ley del Sector Eléctrico, que establece los principios de un nuevo modelo de funcionamiento basados en la libre competencia y considerando otros novedosos aspectos como la mejora de la eficiencia energética, la reducción del consumo y la protección del medio ambiente. Esta ley reconoce la existencia de un régimen ordinario y un régimen especial de producción de energía eléctrica. En este último se incluye la producción de energía eléctrica mediante fuentes de energías renovables, cogeneración de alto rendimiento y residuos.

Tras esta primera ley se elaboran sucesivas normas reglamentarias que incluyen los primeros incentivos económicos para las energías renovables:

- Real Decreto 2818/1998, sobre producción de energía eléctrica a través de instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos o cogeneración. Este Real Decreto introduce incentivos económicos para aumentar la competitividad de determinadas instalaciones renovables y favorecer así su presencia en el mercado.
- Real Decreto 841/2002, por el que se regula la actividad de las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial y se establece un marco de incentivos más amplio que el existente para aumentar su participación en el mercado de producción. También se determinan nuevas obligaciones sobre la información de previsiones de producción y se define el proceso de adquisición de la energía eléctrica por las empresas comercializadoras.

Ambos reales decretos son derogados en 2004 por el Real Decreto 436/2004, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

Este Real Decreto tiene como objetivo unificar la normativa existente relacionada con la producción y venta de energía eléctrica en régimen especial. Para conseguirlo, se define un sistema basado en la libre voluntad del titular de la instalación para decidir si vender su producción o excedentes de energía eléctrica al distribuidor o vender dicha producción o excedentes directamente en el mercado diario, en el mercado a plazo o a través de un contrato bilateral:

- En el primer caso, la retribución la conforma una tarifa que es definida como un porcentaje de la Tarifa Eléctrica Media (TEM) o de referencia regulada en el Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre.

- En el segundo, el titular percibía un precio negociado en el mercado más un incentivo por participar en él y una prima, si la instalación concreta tiene derecho a percibirla. Este incentivo y esta prima complementaria se definían también genéricamente como un porcentaje de la tarifa eléctrica media o de referencia.

Posteriormente, se aprueba el Real Decreto 661/2007 por el que se regula la actividad de producción y venta de energía eléctrica en régimen especial y que deroga la regulación existente en la materia. Esta normativa, muy ventajosa para el sector renovable, favorece una muy rápida implementación de algunas energías (principalmente, energía fotovoltaica y eólica), superando ampliamente las previsiones iniciales realizadas por el regulador. Esta circunstancia, unida a la progresiva reducción de los costes tecnológicos, impulsa al regulador a realizar sucesivas correcciones en la normativa en un espacio corto de tiempo con el objetivo de "...garantizar la rentabilidad razonable y la propia sostenibilidad financiera del sistema". Entre las principales correcciones efectuadas, que impactan de una forma especialmente significativa al desarrollo solar fotovoltaico y solar termoeléctrico, se encuentran los siguientes:

- El Real Decreto 1578/2008, que reduce considerablemente los incentivos especificados en el RD 661/2007 incluyendo medidas retroactivas para instalaciones ya existentes.
- Siguiendo el nuevo marco se aprueba el Real Decreto-ley 6/2009, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social, que obliga a los promotores a contar con una serie de licencias, autorizaciones y otros para tener reconocido el sistema económico de aplicación. De esta manera, se podrá planificar las instalaciones pertenecientes al régimen especial, y conocer la distribución en el tiempo de las primas de retribución y por tanto el impacto en los costes que se imputan al sistema tarifario.
- Real Decreto 1003/2010, por el que se regula la liquidación de la prima equivalente a las instalaciones de producción de energía eléctrica de tecnología fotovoltaica en régimen especial.
- Real Decreto 1565/2010, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Real Decreto 1614/2010, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica a partir de tecnologías solar termoeléctrica y eólica. Fundamentalmente, se introduce una limitación de las horas equivalentes de funcionamiento con derecho a prima o prima equivalente de las instalaciones de este tipo de tecnologías.
- A estas modificaciones reglamentarias se añadieron diversas medidas adoptadas con carácter de urgencia, como las plasmadas en el Real Decreto-ley 6/2010 (medidas para el impulso de la recuperación económica y el empleo) y en el Real Decreto-ley 14/2010 (por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico). En esta última norma, además de crear un peaje de generación, se limitan las horas de funcionamiento con derecho a retribución primada de las plantas fotovoltaicas (como ya se había hecho para la tecnología eólica y termoeléctrica en el RD 1614/2010).

En 2012, con el Real Decreto-ley 1/2012, se endurecen todavía más las medidas reglamentarias, suspendiendo los procedimientos de preasignación de retribución y eliminando los incentivos económicos para las nuevas instalaciones de cogeneración, fuentes de energía renovables y

residuos. Esta normativa paraliza de forma efectiva el casi 100% del mercado renovable español. El sector se limita a seguir con actividades de operación de plantas ya existentes, la búsqueda de nuevos mercados en el extranjero y la definición de nuevos modelos de negocio en nichos de mercado, como el **autoconsumo** de energía FV (frente a la tradicional venta de la electricidad a mercado).

El 1 de febrero de 2013 se aprueba el Real Decreto-ley 2/2013, que establece medidas urgentes en el sistema eléctrico y que establece duras medidas retroactivas sobre la retribución de plantas ya existentes (anteriores al RD-ley 1/2012). Entre otros aspectos, suprime la opción de venta al precio de mercado más prima para aquellas tecnologías a las que era aplicable y especifica un nuevo marco para el cálculo de la retribución de las instalaciones (acogidas hasta el momento al marco retributivo de anteriores RD).

En ese contexto, y en menos de un año, se promulga el Real Decreto-ley 9/2013, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico. Este Real Decreto habilita al Gobierno para aprobar un nuevo régimen jurídico y económico para las instalaciones de producción de energía eléctrica ya existentes a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. Este cambio regulatorio causa una profunda revolución en el sector, sumido todavía a día de hoy en procesos judiciales para tratar de revertir o minimizar el impacto económico sufrido

El Real Decreto 413/2014 define el nuevo esquema de retribución para venta de electricidad al mercado de las instalaciones ya operativas, ya adelantado en el RD-ley 9/2013. El sistema de retribución está compuesto por los siguientes componentes:

- **Retribución a la inversión:** un término por unidad de potencia instalada que, según el regulador, cubre (sólo cuando proceda), los costes de inversión para cada instalación tipo que no puedan ser recuperados por la venta de la energía en el mercado.
- **Retribución a la operación:** un término a la operación que según el regulador, cubre (en caso de que proceda), la diferencia entre los costes de explotación y los ingresos por la participación en el mercado de producción de dicha instalación tipo

En el caso concreto de las zonas no peninsulares, como es el caso de la Comunidad Autónoma de Canarias, el régimen retributivo podrá incorporar excepcionalmente un incentivo a la inversión cuando la instalación suponga una reducción significativa de los costes de generación.

Con el fin de incentivar la generación renovable en los territorios no peninsulares también se desarrolla y aprueba la Orden IET/1459/2014, de 1 de agosto, por la que se aprueban los parámetros retributivos y se establece el mecanismo de asignación del **régimen retributivo específico para nuevas instalaciones eólicas y fotovoltaicas en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares**. En ella se desarrolla el mecanismo de asignación del régimen retributivo específico, que se realizará mediante subastas que podrá convocar el Secretario de Estado de Energía siempre que se cumplan determinadas condiciones técnicas y de sostenibilidad económica del sistema.

3.2 Situación actual de la regulación en Canarias para la venta de electricidad renovable

Tal y como se ha comentado anteriormente, a día de hoy la venta de electricidad de origen renovable (eólico y fotovoltaico) se rige en los territorios no peninsulares por el RD 413/2014 y la Orden IET/1459/2014.

Al contrario que en el resto de España, los territorios no peninsulares presentan un **régimen retributivo aplicable también a nuevas instalaciones** eólicas y fotovoltaicas. Esto es debido a que el regulador reconoce que en estas zonas de España el coste de generación a partir de tecnologías renovables es inferior al coste de generación de sus respectivos mix eléctricos (predominantemente, basados en tecnologías térmicas de origen fósil). Por tanto, el incentivo de las energías renovables en estas zonas es justificable desde un punto de vista económico para favorecer el equilibrio del sistema eléctrico.

El régimen retributivo propuesto por el regulador se basa en estudios económicos realizados sobre instalaciones tipo para cada emplazamiento considerado. Para cada emplazamiento no peninsular se ha definido qué parámetros son razonables considerar para una instalación renovable en materia de inversión, vida útil, horas de funcionamiento, costes, ingresos esperados en el mercado eléctrico, etc. Definiendo una rentabilidad razonable (que el regulador marca como 7,503%) se determinan dos incentivos, que el regulador proporcionará adicionalmente a lo obtenido por la venta de electricidad en el mercado:

- **Retribución a la inversión:** si el regulador considera que la instalación va a necesitar un incentivo económico para lograr la rentabilidad marcada del 7,503%
- **Incentivo a la inversión por reducción de costes de generación:** si el regulador considera que la tecnología renovable abarata de forma efectiva el mix eléctrico de la zona

Para asignar la retribución a las instalaciones solicitantes, el regulador realizará un proceso de subastas por el que los solicitantes se postularán en dicha puja con reducciones de los incentivos propuestos originalmente. Se realiza una excepción para las instalaciones eólicas, para las que se establece un primer cupo de 450 MW en Canarias que no requerirá de proceso de subasta y se asignará de forma directa por parte del regulador.

La Orden IET/1459/2014 especifica que los incentivos originales (antes de subasta) a aplicar en la Isla de La Palma serán los siguientes:

Tabla 6: Parámetros retributivos para nuevas instalaciones renovables en la Isla de La Palma

Tecnología considerada	Año de autorización de explotación de la instalación	Retribución a la inversión 2014 – 2016 (Eur/MW)	Incentivo a la inversión por reducción de costes de generación (Eur/MWh)
Fotovoltaica tipo I ¹	2014	122.334	0
	2015	108.441	0
	2016	102.294	0
Fotovoltaica tipo II ²	2014	95.850	5,53
	2015	90.156	5,53
	2016	84.954	5,53
Eólica	2014	87.521	7,48
	2015	87.299	7,48
	2016	87.451	7,48

Fuente: Orden IET/1459/2014

Una de las debilidades del sistema, según el sector renovable, es que la cuantía de dichos incentivos sólo está definida hasta el 2016. A partir de ahí, el regulador podrá recalcularlos e incluso eliminarlos, tanto para plantas de nueva construcción como para aquellas que ya están en operación y disfrutando de los incentivos. Por tanto, es imposible determinar a día de hoy la retribución que obtendrán las plantas a lo largo de toda su vida útil. Este hecho aumenta en gran medida la incertidumbre del inversor a la hora de acometer una nueva instalación renovable y, según el sector, lastrará el éxito de la regulación.

¹ Instalaciones sobre cubiertas

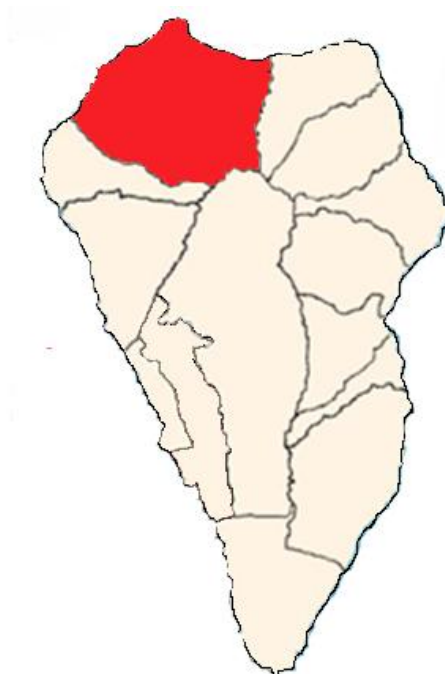
² Instalaciones sobre suelo

4. DISEÑO BÁSICO DE LA INSTALACIÓN PROPUESTA

4.1 Emplazamiento

En el presente informe se describe el estudio técnico-económico de una instalación eólica en suelo situada en el Ayuntamiento de Garafía. Este municipio se encuentra situado en el extremo norte de la Isla de La Palma, tal y como muestra el siguiente mapa.

Ilustración 7: Situación de Garafía



En la *Aprobación Inicial del Plan Territorial Especial de Ordenación de Infraestructuras Energéticas de la Isla de La Palma (PTEOIELP)* se especifica que en el municipio de Garafía existe una zona apta para la instalación de infraestructuras eólicas.

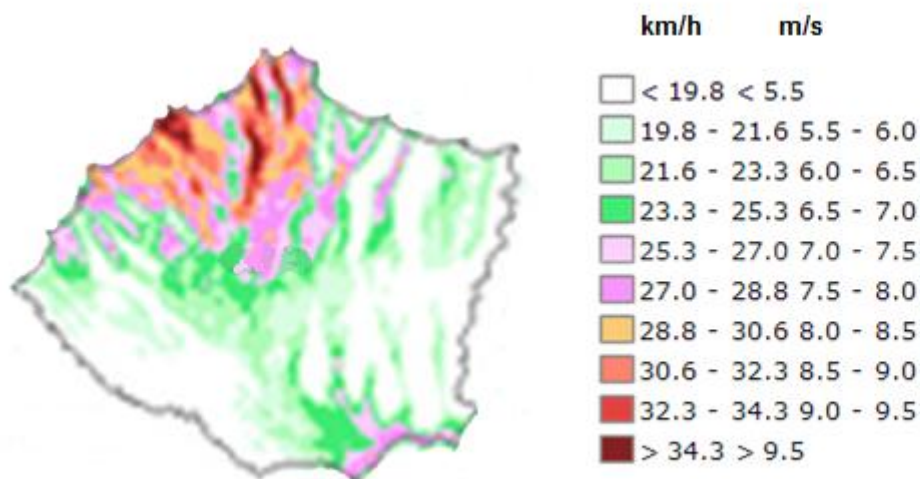
Tabla 7: Zona definida como apta en la *Aprobación Inicial del PTEOIELP* para la instalación de energía eólica en el Ayuntamiento de Garafía

Zona definida en el Plan	Superficie disponible (m ²)	Observaciones
ET5-S10-DAE10	2.681.277 m ²	El Plan estima que podrían instalarse hasta 50 MW exclusivamente de energía eólica La zona ya cuenta con un parque de 1,3 MW

Fuente: PTEOIELP

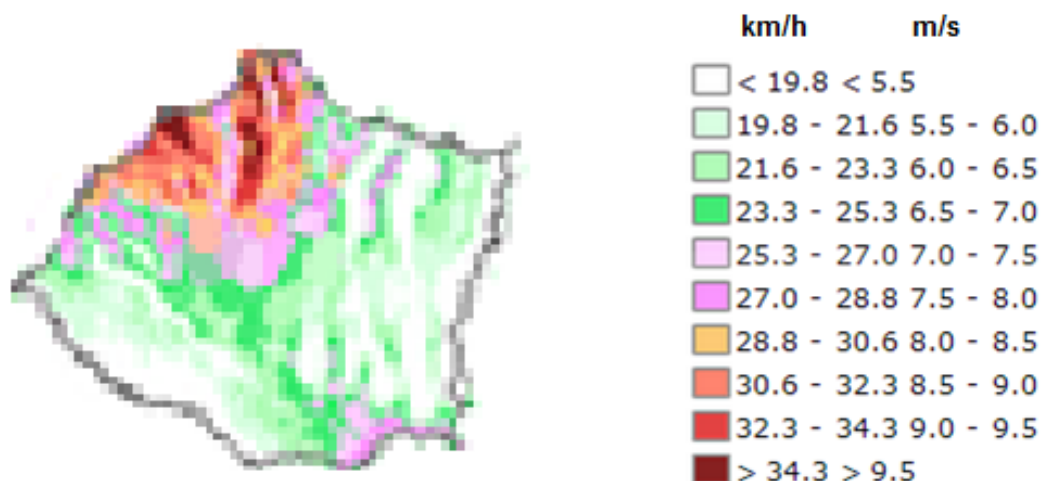
Tal y como se observa en la Ilustración 8 y en la Ilustración 9 el recurso eólico para una planta eólica *onshore* en el municipio de Garafía puede alcanzar hasta los 9,5 m/s en las zonas más ventajosas.

Ilustración 8. Recurso eólico en Garafía a 60 m.



Fuente: ITC

Ilustración 9. Recurso eólico a 80 m.



Fuente: ITC

La Orden IET/1459/2014 establece una referencia de 3.400 horas equivalentes de funcionamiento eólico para emplazamientos atractivos en la isla. Asimismo, el Instituto Tecnológico de Canarias proporciona un simulador de recurso eólico en el territorio que ofrece amplios rangos de resultados en función de la localización y modelo de aerogenerador escogido. Aproximadamente, este rango podría variar entre 1.500 y 4.000 horas.

4.2 Tipología de instalación

Considerando el emplazamiento escogido para la instalación y que dicha planta no está asociada a ningún edificio en particular, se propone que esta instalación venda su producción a la red bajo los parámetros especificados en la Orden IET/1459/2014.

Dado el contexto energético actual en la Isla y los órdenes de magnitud considerados en el contexto de este proyecto para la inversión en instalaciones renovables, se propone una instalación en suelo con una potencia de 5 MW. De todos modos, y tal como se comentó en apartados anteriores, según el PTEOIELP el Ayuntamiento de Garafía podría dar cabida a aproximadamente 50 MW de potencia eólica.

La selección del modelo de aerogenerador a instalar depende de razones técnicas y económicas. Los parámetros técnicos más relevantes son los siguientes:

- Potencia: actualmente, existe el mercado una amplia variedad de máquinas con un alto rango de potencia, desde los 300 kW hasta valores superiores a 6 MW
- Diámetro de rotor: dependiendo de la potencia escogida, el diámetro podrá variar entre los 40 m. a los 130 m.
- Clase de aerogenerador: La clase de un aerogenerador viene definida por los fabricantes e indica los niveles de vientos máximos que son capaces de soportar. Un aerogenerador Clase III es para emplazamiento con vientos bajos (hasta 7.5 m/s) y un aerogenerador con Clase II es para emplazamiento con vientos moderados (hasta 8.5 m/s).
- Altura de buje: a mayor altura, mayores velocidades de viento aprovechadas (y mayor producción eléctrica)
- Tecnología: En la actualidad las tecnologías predominantes son las de inducción directa y las de inducción doblemente alimentados

Dadas las condiciones de potencial de recurso existente en el municipio de Garafía (con áreas de velocidad >8 m/s), se proponen 2 aerogeneradores para vientos de Clase II con potencia unitaria de 2,5 MW. El diámetro del rotor para este tipo de máquinas rondaría los 110 m., con un área de barrido superior a 10.000 m². Se considera una multiplicadora de 3 etapas y un generador doblemente alimentado. La altura del buje rondaría los 90 - 100 m.

Cada aerogenerador debería estar situado a más de 500 m de cualquier obstáculo puesto que lo contrario supondría potenciales interferencias en el régimen laminar del viento, reduciendo hasta en un 10% la potencia eólica esperada. Las distancias de separación entre aerogeneradores son

de al menos 10 veces el diámetro del aerogenerador en la dirección dominante del viento y de al menos 5 en la perpendicular del mismo.

Por tanto, para esta potencia se necesitaría una superficie de entre 500.000 y 1.000.000 m². Dado que según el PTEOIELP la superficie disponible es de 2.681.277 m², el espacio disponible no supone una limitación para el tamaño de la instalación.

4.3 Presupuesto básico

Para el diseño de esta instalación y el cálculo del CAPEX a considerar, se consideran 1,4 Eur/W instalado en modalidad llave en mano. Este valor se ha obtenido tras consultar el mercado internacional actual para este tipo de instalaciones y contrastar con expertos locales las particularidades de la Isla de La Palma. Se ha tomado un valor consistente pero optimista dentro del abanico de respuestas obtenidas.

Además, sería necesario añadir al CAPEX otros costes asociados a asesores, comisiones bancarias, etc. que contablemente se podrán amortizar como inversión inicial de la instalación. En total, se considera una inversión inicial de aproximadamente 7.500.000 Euros.

Para la potencia total diseñada para esta instalación, el presupuesto total de la planta se desglosaría según las siguientes partidas:

Tabla 8. Ponderación de los costes de inversión de la instalación eólica propuesta (CAPEX)

Categoría	Peso en la partida presupuestaria
Aerogeneradores	60%
Obra eléctrica	14%
Obra civil	12%
Instalación	7%
Financiación	5%
Desarrollo	2%

Fuente: Análisis de Creara

En cuanto a los costes de operación y mantenimiento (OPEX), tomando como referencia los costes de O&M (y otros costes operativos adicionales) de proyectos existentes en España, el rango de valores es muy amplio y típicamente varía entre los 60 y 75 Eur/kW instalado. Tras consultar con fuentes locales, se ha seleccionado el rango alto para determinar el OPEX de la instalación propuesta. En total, unos 375.000 Euros anuales (para el primer año de operación).

El tipo de costes que se incluyen en esta partida, con su correspondiente ponderación aproximada en el total, se muestran a continuación:

Tabla 9. Ponderación de los costes de O&M de la instalación propuesta (OPEX)

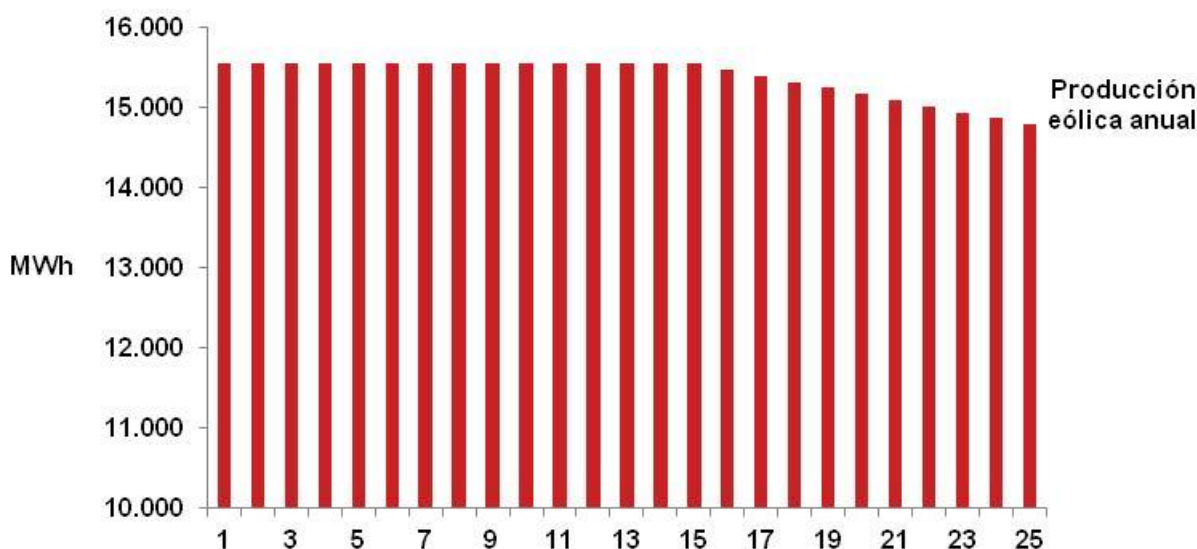
Categoría	Peso en la partida presupuestaria
Mantenimiento (preventivo y correctivo)	60%
Seguro + cánones	20%
Gestión administrativa	9%
Mantenimiento eléctrico	6%
Otros	5%

5. RESULTADOS

5.1 Resultados energéticos

Considerando el factor de planta y las horas equivalentes mencionadas en apartados anteriores, la producción anual en el primer año de operación de la instalación ascendería a 15.330 MWh. Teniendo en cuenta una degradación anual de la producción del 0,5% a partir del decimosexto año de operación³ y una vida útil de la instalación de 25 años, la producción eólica obtenida a lo largo del proyecto se muestra a continuación:

Ilustración 10: Producción eólica anual a lo largo de la vida útil del proyecto



Fuente: Análisis de Creara

La instalación de esta planta supondría un aumento en la producción renovable de energía en la isla de un 90%.

³ Ver Orden IET/1459/2014

5.2 Resultados económicos

Se ha realizado la valoración económica del proyecto eólico bajo las condiciones establecidas en el primer semiperiodo regulatorio de la Orden IET/1459/2014 para determinar la rentabilidad esperada de un proyecto de estas características.

En primer lugar, recogemos de apartados anteriores los datos básicos de la instalación, incluyendo los valores de producción anual para el emplazamiento escogido.

Tabla 10. Datos básicos de la instalación eólica

Concepto	Valor
Vida útil de la instalación	25 años
Potencia a instalar	5 MW
Factor de planta	36%
Horas equivalentes de producción	3.100 horas
Pérdidas anuales de la producción	0,5% ⁴

Fuente: PV GIS; Entrevistas de Creara; Análisis de Creara

Típicamente, y dadas las elevadas sumas de inversión involucradas en el proyecto, este tipo de instalaciones suelen estar financiadas en porcentajes elevados. Consideramos que esta inversión, como la mayor parte de plantas eólicas de estas características instaladas a día de hoy en el mercado internacional, estaría financiada bajo una modalidad *project finance* con las condiciones mostradas en la Tabla 11. Dichas condiciones se han obtenido de experiencias en plantas similares en otros mercados y de entrevistas concedidas por agentes de mercado y entidades financieras.

Tabla 11. CAPEX y condiciones de financiación de la planta eólica⁵

Concepto	Valor
CAPEX	7.522.000 Eur.
Ratio de apalancamiento	70%
Monto a financiar	5.265.000 Eur.
Periodo de repago de la deuda	15 años
Cuenta de reserva para el servicio de la deuda (DSRA)	5%

⁴ A aplicar a partir del decimosexto año

⁵ Como simplificación del modelo, no se está teniendo en cuenta ningún ratio mínimo de cobertura del servicio de la deuda

Concepto	Valor
Coste de deuda	4,80%

Fuente: Entrevistas de Creara; Análisis de Creara

Por tanto, el accionista debería hacerse cargo de aproximadamente 2.256.000 Euros, al que se le aplicará un coste de *equity* acorde con las condiciones de mercado actuales en España. En base a entrevistas con agentes de mercado se ha considerado un 10% para este concepto.

Tal y como se ha comentado en apartados anteriores, los costes anuales del proyecto se fijan en 375.000 Eur. para el primer año de operación. En cuanto a los ingresos considerados, se dividen entre los incentivos recogidos en la regulación y las retribuciones obtenidas con la venta de electricidad a mercado. Considerando que la instalación se realiza en el año 2015, los incentivos propuestos por la regulación, son los que siguen:

Tabla 12: Parámetros retributivos para nuevas instalaciones renovables en la Isla de La Palma

Tecnología considerada	Año de autorización de explotación de la instalación	Retribución a la inversión 2014 – 2016 (Eur/MW)	Incentivo a la inversión por reducción de costes de generación (Eur/MWh)
Eólica	2015	87.299	7,48

Fuente: Orden IET/1459/2014

Para poder realizar la valoración del proyecto se considerarán que estos incentivos serán los mismos a lo largo de todo el proyecto. Es decir, se toma la hipótesis ventajosa de que el regulador mantendrá los mismos incentivos a pesar de los cambios regulatorios esperados a partir de 2016.

La Orden IET/1459/2014 establece estimaciones para los precios de venta a mercado eléctrico de los próximos años. Además, especifica que para la producción eólica habrá que aplicar un coeficiente de reducción de la retribución de venta de electricidad eólica por el patrón de generación horaria frente al del resto de tecnologías.

Tabla 13: Ingresos de venta de electricidad a mercado supuestos por la regulación para la tecnología eólica

Año considerado de venta	Precio de venta a mercado (general) Eur/MWh	Precio de venta a mercado (energía FV) Eur/MWh
2014	48,21	42,85
2015	49,52	44,02
2016	49,75	44,22
2017 (y en adelante)	52,00	46,22

Fuente: Orden IET/1459/2014

Por último, en la siguiente tabla se muestran otros inputs a tener en cuenta en el modelo, tales como los impuestos a considerar, el plazo para la amortización de los activos o valores generales como el IPC.

Tabla 14. Otros inputs generales

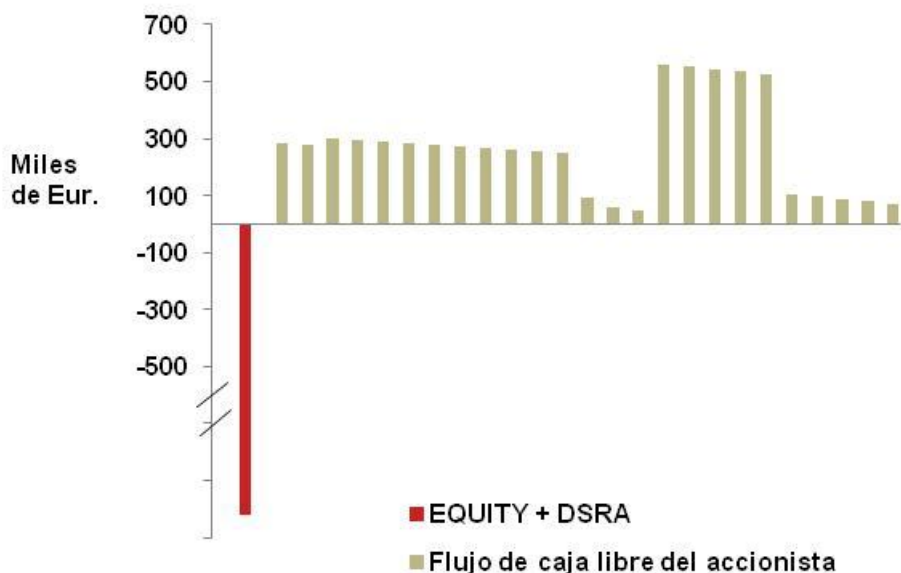
Concepto	Valor
IPC considerado	1,5%
Plazo de amortización de activos	10 años
Impuesto de sociedades	25%
Impuesto directo sobre la producción eléctrica	7%
Periodo de disminución de pérdida fiscal	18 años

Fuente: Entrevistas de Creara; Análisis de Creara

Fuente: Orden IET/1459/2014

Considerando todos los parámetros especificados a lo largo del capítulo, la TIR desde el punto de vista del accionista alcanza el 10,81%. Los flujos de caja (del accionista) sobre los que se calcula esta tasa se observan en la siguiente ilustración.

Ilustración 11: Flujos de caja del accionista



Con un coste de *equity* considerado del 10% se concluye que este proyecto, bajo los supuestos considerados en el presente informe, sería viable desde el punto de vista económico (aunque con un atractivo ajustado).

Sin embargo, es importante recordar que a lo largo del análisis se han tomado consideraciones que afectan al resultado final de la rentabilidad: la más relevante de ellas, considerar que no se producirán reducciones en los incentivos regulatorios a partir de 2016.

Una mínima disminución de dichos incentivos reduciría el atractivo del proyecto por debajo del mínimo ratio necesario de rentabilidad: 10%.

5.3 Resultados ambientales

La energía eólica es una energía limpia, ya que su producción eléctrica no supone emisiones contaminantes a la atmósfera in situ. Toda la energía vertida a la red de la isla, no produce emisiones de CO₂.

Debe tenerse en cuenta que estas instalaciones sí suponen emisiones de CO₂ en su ciclo de vida. Es decir, aunque la producción eléctrica no implica emisiones contaminantes, sí se producirán éstas en la fabricación de los componentes, transporte, instalación y desmantelamiento de la instalación.

No obstante, esta instalación supondrá en su funcionamiento una reducción de emisiones de 10.424 ton CO₂ / año

Un hogar español, emite en promedio 834,8 kg de CO₂ anuales, por lo tanto con esta instalación, la cantidad de CO₂ evitada es equivalente a la producida por casi 12.487 viviendas en España.