

## Estudio de Viabilidad de Instalaciones de Energías Renovables en las Lonjas de Altura y Bajura de la Autoridad Portuaria de Vigo

	NOMBRE	DIRECCIÓN/ DEPARTAMENTO	FIRMA Y FECHA
ELABORADO	MARÍA M. MORENO GARCÍA	DCPEG	
REVISADO	SARA BLANCO MONGE	DCPEG	
REVISIÓN DE CALIDAD	MARÍA M. MORENO GARCÍA	DCPEG	
APROBADO	ANTONIO V. GARCÍA RODRIGUEZ	DCPEG	

Este documento es propiedad de Isdefe. No podrá ser empleado para otro fin distinto de aquél para el que ha sido entregado. Tampoco podrá ser copiado ni transmitido en ninguna forma, total o parcialmente, sin autorización escrita del propietario.







**ÍNDICE**

<b>1. INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>1</b>
1.1. Objeto .....	1
1.2. Metodología .....	1
<b>2. DESCRIPCIÓN DE LA ZONA DE ESTUDIO .....</b>	<b>2</b>
2.1. Localización de las Instalaciones .....	2
2.1.1. Características Generales de los Edificios .....	3
2.1.1.1. Lonja de Altura.....	3
2.1.1.2. Lonja de Grandes Peces y Bajura.....	3
2.2. Determinación de la Demanda .....	4
2.2.1. Curvas de Carga de la Compañía Distribuidora .....	4
2.2.2. Datos de las Mediciones .....	5
<b>3. ANÁLISIS PREVIO DE ALTERNATIVAS.....</b>	<b>7</b>
3.1. Generación mediante Fotovoltaica.....	7
3.1.1. Introducción a la Tecnología .....	7
3.1.2. Análisis del Recurso Solar .....	8
3.2. Generación mediante Minieólica .....	8
3.2.1. Introducción a la Tecnología .....	8
3.2.2. Evaluación del Recurso Eólico .....	10
<b>4. LIMITACIONES AL TAMAÑO DE LA INSTALACIÓN .....</b>	<b>15</b>
4.1. Marco Regulatorio.....	15
4.2. Superficie y Ubicaciones Disponibles.....	16
<b>5. SELECCIÓN DE LA ALTERNATIVA MÁS ADECUADA PARA LA INSTALACIÓN DE AUTOCONSUMO DE ENERGÍAS RENOVABLES .....</b>	<b>17</b>
5.1. Instalación Solar Fotovoltaica.....	17
5.1.1. Características del emplazamiento .....	17
5.1.2. Componentes de la Instalación Fotovoltaica .....	18
5.1.3. Cálculo de la producción anual esperada.....	23
5.1.4. Comparativa de la Demanda del Edificio con la Producción de la Instalación.....	24
5.1.5. Beneficios ambientales .....	24
5.1.6. Inversión .....	25
5.1.7. Mantenimiento de la instalación .....	25
5.2. Instalación Minieólica .....	26
5.2.1. Características del emplazamiento .....	26
5.2.2. Componentes de la Instalación minieólica .....	26
5.2.3. Elección de la turbina.....	28

**ÍNDICE**

5.2.4.	Producción de energía de los aerogeneradores.....	30
5.2.5.	Comparativa de la Demanda del Edificio con la Producción de la Instalación.....	32
5.2.6.	Beneficios ambientales .....	33
5.2.7.	Inversión .....	33
5.2.8.	Mantenimiento de los aerogeneradores .....	33
5.3.	Consideraciones a tener en cuenta e Instalación Recomendada .....	34
5.4.	Cálculo de la Rentabilidad Económica de la Instalación Fotovoltaica.....	36
<b>6.</b>	<b>CONCLUSIONES .....</b>	<b>58</b>

**FIGURAS**

Figura 1. Edificios objeto de estudio.....	2
Figura 2. Gráfica de Consumo de Energía Activa Año 2017.....	5
Figura 3. Gráfica de Consumo Estimado Año 2018.....	7
Figura 4. Zonas climáticas en España.....	8
Figura 5. Generadores de eje vertical .....	10
Figura 6. Punto SIMAR 3014004 (Fuente: Puertos del Estado).....	11
Figura 7. Rosa de los vientos (Fuente: Puertos del Estado).....	12
Figura 8. Promedio velocidad media. Periodo 2017 (Fuente: Puertos del Estado) .....	13
Figura 9. Velocidades medias máximas-2017 (Fuente: Puertos del Estado) .....	14
Figura 10. Posible ubicación Instalación Miniéólica.....	16
Figura 11. Ubicación de la Instalación Solar Fotovoltaica.....	18
Figura 12. Características generales del panel fotovoltaico.....	18
Figura 13. Dimensiones del panel fotovoltaico .....	19
Figura 14. Imagen y características técnicas del Inversor 20 kW .....	20
Figura 15. Estructura soporte de los paneles fotovoltaicos.....	21
Figura 16. Datos de Producción de la Instalación Solar Fotovoltaica de 108 kWp.....	24
Figura 17. Ejemplos de configuración del Rotor .....	27
Figura 18. Rotor con 7 palas. (Fuente:Ciemat).....	27
Figura 19. Dimensiones del aerogenerador propuesto .....	29
Figura 20. Curva de energía del aerogenerador propuesto .....	30
Figura 21. Posible trazado de infraestructura eléctrica en Instalación Minieólica.....	35
Figura 22. Datos de Producción de la Instalación Solar Fotovoltaica de 425,25 kWp.....	59

**TABLAS**

Tabla 1.	Datos de Consumo de Energía Activa Año 2017.....	4
Tabla 2.	Datos de las Mediciones de Consumo de Energía Activa del 2 de marzo al 2 de abril 2018.....	6
Tabla 3.	Estimación del Consumo de Energía de las Lonjas en 2018.....	6
Tabla 4.	Características de la Cubierta Lonja de Altura.....	17
Tabla 5.	Datos Técnicos de la Instalación Solar Fotovoltaica.....	23
Tabla 6.	Ratio de Emisiones de CO2 por Producción .....	25
Tabla 7.	Características técnicas del aerogenerador propuesto.....	29
Tabla 8.	Distribución de Weibull.....	31
Tabla 9.	Capacidad de generación del sistema propuesto .....	32
Tabla 10.	Producción de Energía Eléctrica Mediante Instalación Eólica .....	32
Tabla 11.	Ratio de Emisiones de CO2 por Producción .....	33
Tabla 12.	Porcentaje de energía consumida por periodos .....	37
Tabla 13.	Precios Cargos Fijos .....	38
Tabla 14.	Precios Cargo Variable .....	38
Tabla 15.	Precios Cargo Variable asociado a los Costes del Sistema.....	39
Tabla 16.	Precios Cargo Variable asociado a los Pagos por Capacidad .....	39
Tabla 17.	Precios Cargo asociado a Otros Servicios del Sistema (Peaje de Respaldo).....	39
Tabla 18.	Rentabilidad de la Instalación Fotovoltaica.....	58

## 1. INTRODUCCIÓN

Este estudio forma parte de los trabajos incluidos en el contrato CI 1767 que la Autoridad Portuaria de Vigo, en adelante APV, tiene con la sociedad mercantil estatal Ingeniería de Sistemas para la Defensa de España S.A. (Isdefe), denominado “Análisis de Viabilidad de Instalación de Energías Renovables”.

### 1.1. OBJETO

El objeto es la elaboración de un estudio de viabilidad de implantación de alternativas de generación eléctrica únicamente con energías renovables en las Lonjas del puerto de Vigo, como parte de las estrategias en materia de eficiencia energética que la APV está desarrollando en sus instalaciones.

Todo ello, además, logrará minimizar el impacto ambiental de la actividad portuaria en su entorno pudiendo considerarse como una medida compensatoria del impacto ambiental presente y futuro del puerto, además de reducir su dependencia energética.

### 1.2. METODOLOGÍA

Las pautas para la evaluación de la viabilidad técnica y económica de acometer el tipo de actuaciones objeto de este estudio, han sido las siguientes:

- *Posibles ubicaciones para las instalaciones*

Se tendrán en cuenta las cubiertas y emplazamientos libres de obstáculos, capaces de soportar el peso de una instalación en caso de ser necesario, con orientaciones óptimas, y transitables para reducir los costes de instalación y simplificar las tareas de mantenimiento.

- *Caracterización de la producción energética*

Mediante la utilización de softwares e información sobre los recursos renovables en la zona de actuación, se podrá calcular la producción energética para cada una de las alternativas planteadas.

- *Estudio de la simultaneidad entre demanda y producción instantánea*

La producción máxima calculada que se podría obtener con cada una de las tecnologías consideradas, debe ser matizada en función del aprovechamiento posible, es decir, deben cruzarse las curvas de demanda de las instalaciones a abastecer con las curvas de producción de las instalaciones renovables o bien realizar alguna estimación al respecto para conocer la producción efectivamente aprovechable.

- *Solicitud de presupuesto para la instalación*

Debe tenerse en cuenta que el tamaño óptimo de la instalación dependerá de distintos factores. En concreto y de especial relevancia es considerar cuál es la instalación más pequeña de la que puede aprovecharse la energía el mayor número de horas posible. Esta instalación será la de menor coste y mayor beneficio. Además, se tendrá en cuenta la normativa que regula este tipo de instalaciones.

- *Análisis de rentabilidad*

Calcular el periodo de amortización de las instalaciones teniendo en cuenta el precio al que valorar la producción efectivamente aprovechable, así como costes de operación y mantenimiento. El periodo de amortización no debería ser mayor al de vida útil de la instalación.

- *Valoración de otros condicionantes: operativos, socioeconómicos, ambientales*

La información de partida para este estudio ha sido la siguiente:

- ◆ Orientaciones proporcionadas por la APV en entrevistas.
- ◆ Emplazamientos seleccionados por la APV.
- ◆ Planos de las instalaciones del puerto.
- ◆ Datos de vientos obtenidos del portal Portus de Puertos del Estado.
- ◆ Datos de consumos proporcionados por la APV: curvas de carga procedentes de la página web de la compañía distribuidora y datos de las mediciones realizadas mediante la instalación de analizadores de redes durante el periodo comprendido entre el 2 de marzo y el 2 de abril de 2018.

El estudio comienza con la descripción de las tecnologías que la APV tiene interés en instalar, incluyendo un análisis de los recursos de la zona.

Posteriormente, se concretará la definición de las instalaciones que se consideran viables técnicamente, añadiendo un estudio económico que permita determinar la rentabilidad de las mismas.

## 2. DESCRIPCIÓN DE LA ZONA DE ESTUDIO

### 2.1. LOCALIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES

Los edificios objeto de este estudio son las Lonjas de Altura y Bajura pertenecientes a la APV y situadas dentro del puerto, según se indica en la siguiente figura:



**Figura 1. Edificios objeto de estudio**

## 2.1.1. CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LOS EDIFICIOS

### 2.1.1.1. LONJA DE ALTURA

Se trata de un único edificio de 3 plantas sobre rasante, salvo la sala de subastas que es de planta única. El parking del edificio se encuentra en la cubierta del mismo, formando la tercera planta cubierta, al cual se accede mediante una rampa en forma de espiral.

De la superficie total del edificio, una parte considerable está concesionada a las empresas que en la lonja efectúan sus labores. Las zonas que pertenecen a la Autoridad Portuaria de Vigo son la sala de subastas, aparcamiento, salas técnicas, locales de la policía portuaria, y zonas comunes. El resto de zonas concesionadas cuentan con sus propios suministros energéticos.

En cuanto a las áreas dependientes de la propia Autoridad Portuaria, únicamente la sala de subastas y las dependencias de la policía portuaria se encuentran climatizadas. Los pasillos de distribución de la Lonja se encuentran en un patio que comunica con la planta de aparcamientos, la cual se encuentra ventilada con aire del exterior mediante una gran superficie de rejillas.

La ocupación varía en función del horario, siendo inferior a 100 personas en el horario de baja actividad (horario de oficina de mañana y tarde), e indefinido en el horario de descarga y subasta de pescado. El horario de oficina es de 9 a 18 horas, mientras que el de limpieza va desde el fin de la venta hasta el mediodía (8 a 13 horas). Por otro lado, la entrada de barcos y descarga de pescado se produce a partir de las 22 horas, y existe actividad de descarga y subastas de pescado hasta las 7-8 horas de la mañana. La actividad de la lonja es de lunes a sábado, funcionando el domingo únicamente por la mañana para la limpieza.

### 2.1.1.2. LONJA DE GRANDES PEGES Y BAJURA

Se trata de un único edificio de 3 plantas sobre rasante, salvo la sala de subastas que es de planta única. El parking del edificio se encuentra en la cubierta del mismo, formando la tercera planta cubierta, al cual se accede mediante una rampa en forma de espiral.

De la superficie total del edificio, una parte considerable está concesionada a las empresas que en la lonja efectúan sus labores. Las zonas que pertenecen a la Autoridad Portuaria de Vigo son la sala de subastas, aparcamiento, salas técnicas, y zonas comunes. El resto de zonas concesionadas cuentan con sus propios suministros energéticos.

En cuanto a las áreas dependientes de la propia Autoridad Portuaria, únicamente la sala de subastas se encuentra climatizada.

La ocupación varía en función del horario, siendo inferior a 60 personas en el horario de baja actividad (horario de oficina de mañana y tarde), e indefinido en el horario de descarga y subasta de pescado. El horario de oficina es de 9 a 18 horas, mientras que el de limpieza va desde el fin de la venta hasta el mediodía (8 a 13 horas). Por otro lado, la entrada de barcos y descarga de pescado se produce a partir de las 22 horas, y existe actividad de descarga y subastas de pescado hasta las 7-8 horas de la mañana. La actividad de la lonja es de lunes a sábado, funcionando el domingo únicamente por la mañana para la limpieza.

## 2.2. DETERMINACIÓN DE LA DEMANDA

### 2.2.1. CURVAS DE CARGA DE LA COMPAÑÍA DISTRIBUIDORA

La compañía distribuidora con la que la APV tiene el contrato de suministro eléctrico en los edificios objeto de estudio es Iberdrola, de cuya página web se pueden extraer los datos de consumo eléctrico, llegando a incluir datos horarios.

Se trata del contrato con número de CUPS ES0022000007860461DZ, punto de suministro en media tensión que además de dar servicio a los edificios objeto del presente estudio, alimenta a otras instalaciones del Puerto Pesquero (alumbrado exterior, suministro a buques, etc.) gestionadas por la Autoridad Portuaria de Vigo.

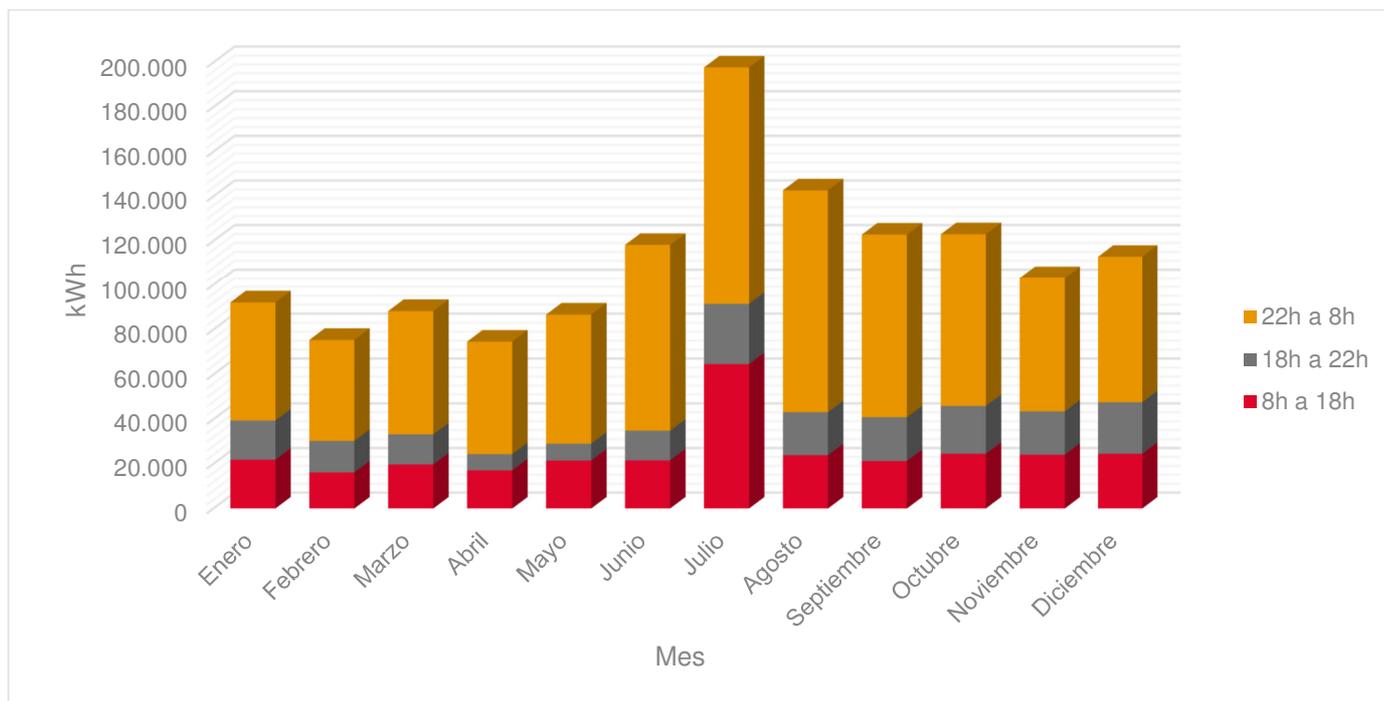
Debido al uso que tiene los edificios y teniendo en cuenta que el contrato incluye también los consumos del alumbrado exterior en la zona, ha sido posible dividir el consumo en tres franjas horarias, en las que se pueden incluir las distintas actividades que se desarrollan en las instalaciones, siendo estas franjas horarias las siguientes:

- Franja horaria 1: de 8h a 18h, en la que se incluye el horario de oficina y limpieza.
- Franja horaria 2: de 18h a 22h, en la que la actividad es mínima en los edificios.
- Franja horaria 3: de 22h a 8h, en la que se incluye las actividades de descarga y subastas.

Así, los consumos obtenidos en estos horarios para el año 2017 son los siguientes:

Mes:	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total (kWh):
8h a 18 h	21.891	16.190	19.768	17.124	21.485	21.610	64.620	23.889	21.313	24.542	24.083	24.515	301.030
18h a 22 h	17.602	14.129	13.468	7.248	7.602	13.270	26.833	19.306	19.622	21.469	19.501	23.174	203.224
22h a 8h	52.618	45.061	55.022	50.277	57.591	83.361	106.305	99.496	81.925	76.996	59.716	65.212	833.580
<b>Total (kWh):</b>	<b>92.111</b>	<b>75.380</b>	<b>88.258</b>	<b>74.649</b>	<b>86.678</b>	<b>118.241</b>	<b>197.758</b>	<b>142.691</b>	<b>122.860</b>	<b>123.007</b>	<b>103.300</b>	<b>112.901</b>	<b>1.337.834</b>

**Tabla 1. Datos de Consumo de Energía Activa Año 2017**



**Figura 2. Gráfica de Consumo de Energía Activa Año 2017**

Como se puede observar, tanto en la tabla como en la gráfica, y tal y como era de esperar teniendo en cuenta el uso de los edificios y la instalación de alumbrado exterior, los mayores consumos se dan en horario nocturno, ya que es cuando mayor actividad hay en las instalaciones objeto de estudio.

Se observa que el consumo en la franja horaria 1 fue significativamente mayor en el mes de Julio, lo puede ser debido a las necesidades de refrigeración en horario de oficina, dada la climatología de la zona. Se observa también que los meses de mayores consumos son los de verano, aunque los valores no son tan elevados como los de dicho mes.

### 2.2.2. DATOS DE LAS MEDICIONES

Se ha instalado un analizador de redes en el Centro de Transformación situado en la Lonja de Altura con fecha 1 de marzo de 2018, entre las 17h y las 21h. La información medida por este equipo es gestionada por medio de una plataforma de telegestión denominada OTEA, que permite el acceso a los diferentes parámetros medidos en este punto.

Los datos que se van a tener en cuenta para este estudio, son los correspondientes al periodo comprendido entre el 2 marzo y el 2 de abril de 2018, teniendo en cuenta las tres franjas horarias descritas anteriormente, ya que definen el funcionamiento de las instalaciones en relación a la actividad de los edificios.

Es necesario indicar que el analizador mide los parámetros de los edificios juntos y que el contrato de suministro eléctrico incluye el consumo de los mismos, además de otros consumos de la zona, por tanto, los valores medidos no se corresponderán con los facturados e indicados en el apartado anterior.

Así, para el periodo de mediciones considerado, los datos de consumo de las Lonjas de la APV dividido en las tres franjas horarias definidas, son los siguientes:

FRANJA HORARIA	CONSUMO (KWH)
De 8 h a 18 h	14.554
De 18 h a 22 h	10.738
De 22 h a 8 h	44.443
<b>TOTAL MENSUAL</b>	<b>69.735</b>

**Tabla 2. Datos de las Mediciones de Consumo de Energía Activa del 2 de marzo al 2 de abril 2018**

Si comparamos el resultado de la medición con el consumo extraído de la página web de la compañía distribuidora indicado en la Tabla 1 del apartado anterior para el mes de marzo, se observa que este último es más reducido, aunque representa un porcentaje elevado sobre el consumo total, lo que indica que el consumo de las dos Lonjas es el que más peso tiene dentro del contrato de suministro.

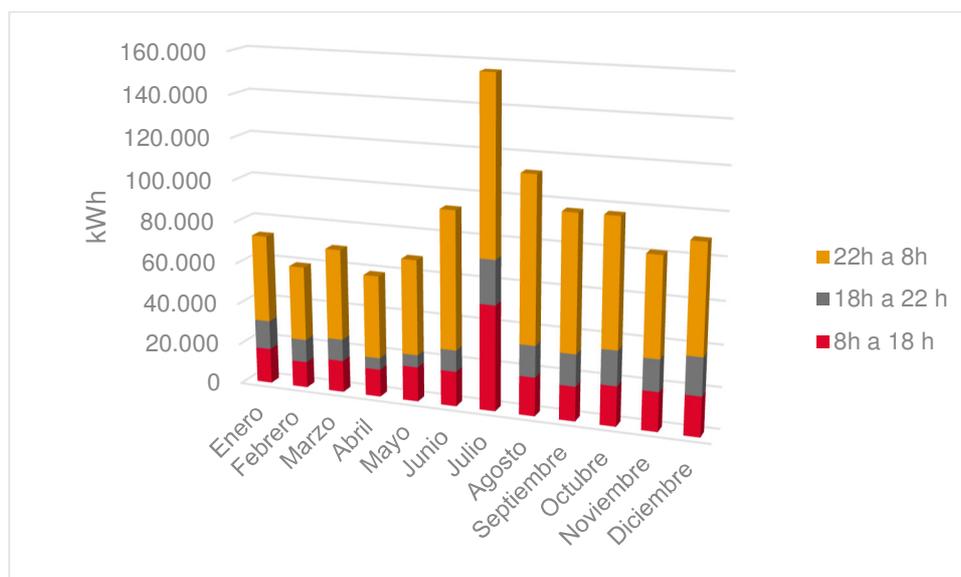
Para hacer una estimación del consumo que se tendría en el año 2018 en estos dos edificios, se va a seguir una metodología de aproximación para el cálculo del mismo:

- Puesto que el analizador de redes está conectado en baja tensión, y la compañía distribuidora mide el consumo en alta tensión, de los valores de la página web se van a descontar las pérdidas en el transformador, para que esta medida se asemeje más al consumo en baja tensión. Se consideran unas pérdidas en el transformador de un 4%.
- Se calculará el porcentaje de energía que supone el consumo del mes de marzo de las Lonjas medido en 2018 sobre el consumo del mes de marzo de 2017, y se aplicará al resto de los meses (incluyendo las franjas horarias), para estimar el resto del consumo anual.

De esta forma se ha estimado que el consumo de las Lonjas es aproximadamente un 82,3% del total medido por la compañía distribuidora en ese punto de suministro. Los resultados obtenidos con esta estimación, son los siguientes:

Mes:	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total (kWh):
8h a 18 h	17.297	12.792	15.619	13.530	16.976	17.075	51.058	18.875	16.840	19.391	19.029	19.370	237.852
18h a 22 h	13.908	11.164	10.641	5.727	6.007	10.485	21.201	15.254	15.504	16.963	15.408	18.310	160.573
22h a 8h	41.575	35.604	43.474	39.725	45.504	65.866	83.994	78.614	64.731	60.837	47.183	51.526	658.634
<b>Total (kWh):</b>	<b>72.779</b>	<b>59.560</b>	<b>69.735</b>	<b>58.982</b>	<b>68.487</b>	<b>93.425</b>	<b>156.254</b>	<b>112.744</b>	<b>97.075</b>	<b>97.191</b>	<b>81.620</b>	<b>89.206</b>	<b>1.057.058</b>

**Tabla 3. Estimación del Consumo de Energía de las Lonjas en 2018**



**Figura 3. Gráfica de Consumo Estimado Año 2018**

### 3. ANÁLISIS PREVIO DE ALTERNATIVAS

#### 3.1. GENERACIÓN MEDIANTE FOTOVOLTAICA

##### 3.1.1. INTRODUCCIÓN A LA TECNOLOGÍA

La obtención directa de electricidad a partir de la luz se conoce con el nombre de efecto fotovoltaico. Para conseguirlo, se requiere un material que absorba la luz del Sol y sea capaz de transformar la energía radiante absorbida en energía eléctrica. Ésta es la función de una célula fotovoltaica.

Un sistema de energía solar fotovoltaico o sistema de captación solar fotovoltaico está compuesto de paneles fotovoltaicos integrados por un grupo de estas células fabricadas a partir de materiales semiconductores, siendo el silicio el más utilizado

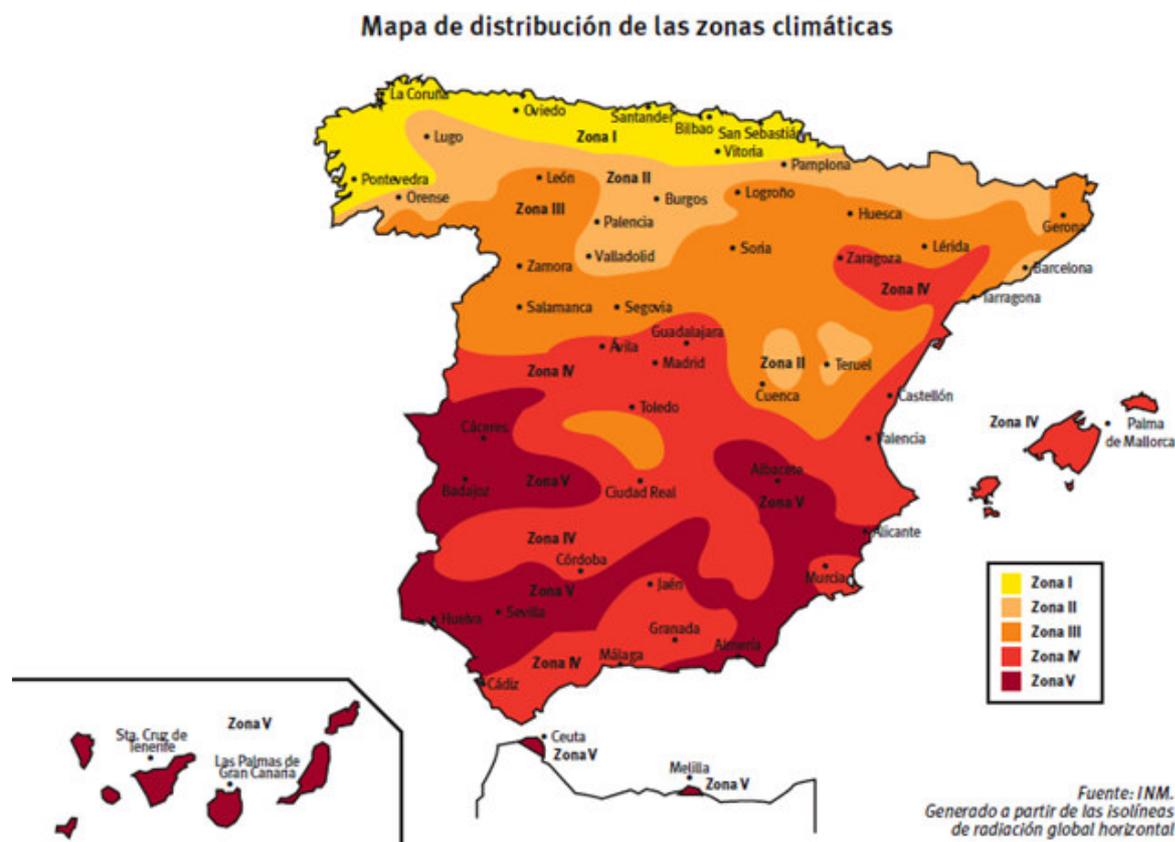
Cuando un panel fotovoltaico es expuesto a la radiación, la energía se transmite a través de los fotones contenidos en dicha radiación al semiconductor, provocando el desplazamiento de los electrones de sus átomos. El flujo producido por esos electrones en su desplazamiento crea una corriente eléctrica continua. Esa corriente puede ser utilizada de diversas formas como:

- Almacenarse en una batería
- Consumo propio
- Transformarse en corriente alterna e inyección a la red

La energía solar fotovoltaica puede suministrar energía en emplazamientos aislados de la red o mediante instalaciones conectadas a la red eléctrica, que pueden ser de pequeño tamaño o centrales de gran tamaño.

### 3.1.2. ANÁLISIS DEL RECURSO SOLAR

En la siguiente gráfica se muestran las diferentes zonas de radiación de España en función de la ubicación. En este caso, Vigo se encuentra dentro de la zona I, lo que supone una radiación solar sobre la superficie horizontal no muy elevada.



**Figura 4. Zonas climáticas en España**

La instalación fotovoltaica objeto de estudio se localizaría en el Puerto Pesquero de Vigo. La localización presenta las siguientes características geográficas y meteorológicas:

- Latitud: 42°14'13" N; Longitud: 8 °43'59" O; Altitud: 10 m.
- Irradiación solar media anual sobre superficie horizontal:  $G_d(0) < 3,8 \text{ kWh/m}^2$ .
- Clima mediterráneo, templado y húmedo, con temperatura media anual de 16,6°C y temperaturas que oscilan entre 11°C (invierno) y 23°C (verano).

## 3.2. GENERACIÓN MEDIANTE MINIEÓLICA

### 3.2.1. INTRODUCCIÓN A LA TECNOLOGÍA

Aproximadamente el 2% de la energía que llega del sol se transforma en energía cinética de los vientos atmosféricos. El 35% de esta energía se disipa en la capa atmosférica de un kilómetro por encima del suelo. Del resto, se estima que por su aleatoriedad y dispersión sólo podría ser utilizada una decimotercera parte, cantidad suficiente para abastecer 10 veces el consumo actual de energía primaria mundial. De aquí viene su enorme potencial e interés.

Hoy en día, la forma habitual de aprovechar el viento es a través del uso de aerogeneradores de eje horizontal, consistentes básicamente en un rotor, normalmente de tres palas, que capta la energía del viento y la transforma en energía mecánica de rotación. El movimiento rotacional se transmite a través de un eje y diversas etapas multiplicativas a un generador para la producción de energía eléctrica. Los elementos mencionados se sitúan sobre una naveta o bastidor soportado, a su vez, por una torre.

Se entiende por tecnología minieólica la correspondiente a aerogeneradores considerados de baja potencia (hasta 100 kW de potencia unitaria) y a torres de hasta 30 metros, diseñados para capturar la energía en cotas bajas con velocidades de viento moderadas.

Las instalaciones eólicas de pequeña potencia presentan unas características propias que las dotan de **ventajas adicionales respecto de la gran eólica**, como un potencial mayor de eficiencia global al evitar pérdidas en las redes de transporte y distribución, y permiten también la integración de generación renovable sin necesidad de crear nuevas infraestructuras eléctricas. Además, pueden fomentar la implicación ciudadana en la mejora de la eficiencia energética, el autoabastecimiento energético y la lucha contra el cambio climático.

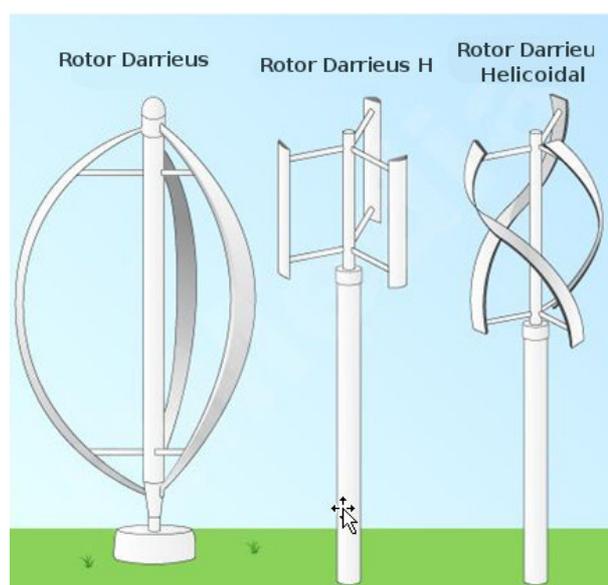
Desde el punto de vista técnico y operacional, las instalaciones minieólicas tienen las siguientes características:

- Generación de energía próxima a los puntos de consumo, reduciendo las pérdidas de transporte (generación distribuida).
- Versatilidad de instalaciones y ubicaciones ligado al autoconsumo, con posibilidad de integración con sistemas híbridos, y tecnologías existentes para suelo y cubierta.
- Accesibilidad tecnológica al usuario final, por las relativamente bajas inversiones requeridas, con una instalación sencilla, y facilidad de transporte de equipamientos y montaje.
- Funcionamiento con vientos moderados, sin requerir complejos estudios de viabilidad.
- Aprovechamiento de pequeños emplazamientos o de terrenos con orografías complejas.
- Optimización del aprovechamiento de las infraestructuras eléctricas de distribución existentes, a las que se conectan directamente, sin requerir infraestructuras eléctricas adicionales de evacuación.
- Bajo coste de operación y mantenimiento, y elevada fiabilidad.
- Reducido impacto ambiental, por el menor tamaño e impacto visual, y por su integración en entornos humanizados.

Técnicamente, estas aeroturbinas tienen una estructura similar a las grandes, pero el diseño es mucho más simple (sistemas de orientación pasivos, generadores eléctricos robustos de bajo mantenimiento, ausencia de multiplicadores, etc.). La sencillez de su funcionamiento hace que, en general, estas pequeñas instalaciones puedan ser atendidas por los mismos usuarios.

En los aerogeneradores más usuales, denominados aerogeneradores de eje horizontal (similares a los molinos de viento), las aspas giran en torno a un eje horizontal, y se caracterizan por requerir una importante estructura de soporte (torre) y un sistema de orientación hacia la dirección del viento. Pero existen también los aerogeneradores de eje vertical que, aunque actualmente son menos conocidos, tienen unas características que los convierten en una alternativa interesante en los espacios urbanos abiertos (parques, paseos), en edificios públicos o comerciales y en general sobre cualquier tipo de tejado. Estas ventajas son:

- Estructura de soporte más sencilla y baja, no hacen falta mecanismos de orientación. Por eso, no se necesitan grandes inversiones. La instalación y el mantenimiento son sencillos.
- Pueden aprovechar los vientos de baja intensidad, y también funcionan adecuadamente en condiciones de ráfagas y de cambios de dirección del viento, ya que no necesitan orientarse.
- Tienen un bajo impacto visual, y la variedad de diseños permite una buena integración en el paisaje urbano.
- Son silenciosos y tienen menor impacto para las aves.



Fuente: <http://generadoresenergiaeolica.blogspot.com.es>.

**Figura 5. Generadores de eje vertical**

### 3.2.2. EVALUACIÓN DEL RECURSO EÓLICO

Un aerogenerador obtiene su potencia de entrada convirtiendo la fuerza del viento en un par actuando sobre las palas del rotor. Los factores que influyen sobre la cantidad de energía transferida al rotor por el viento son la densidad del aire, el área de barrido del rotor y la velocidad del viento.

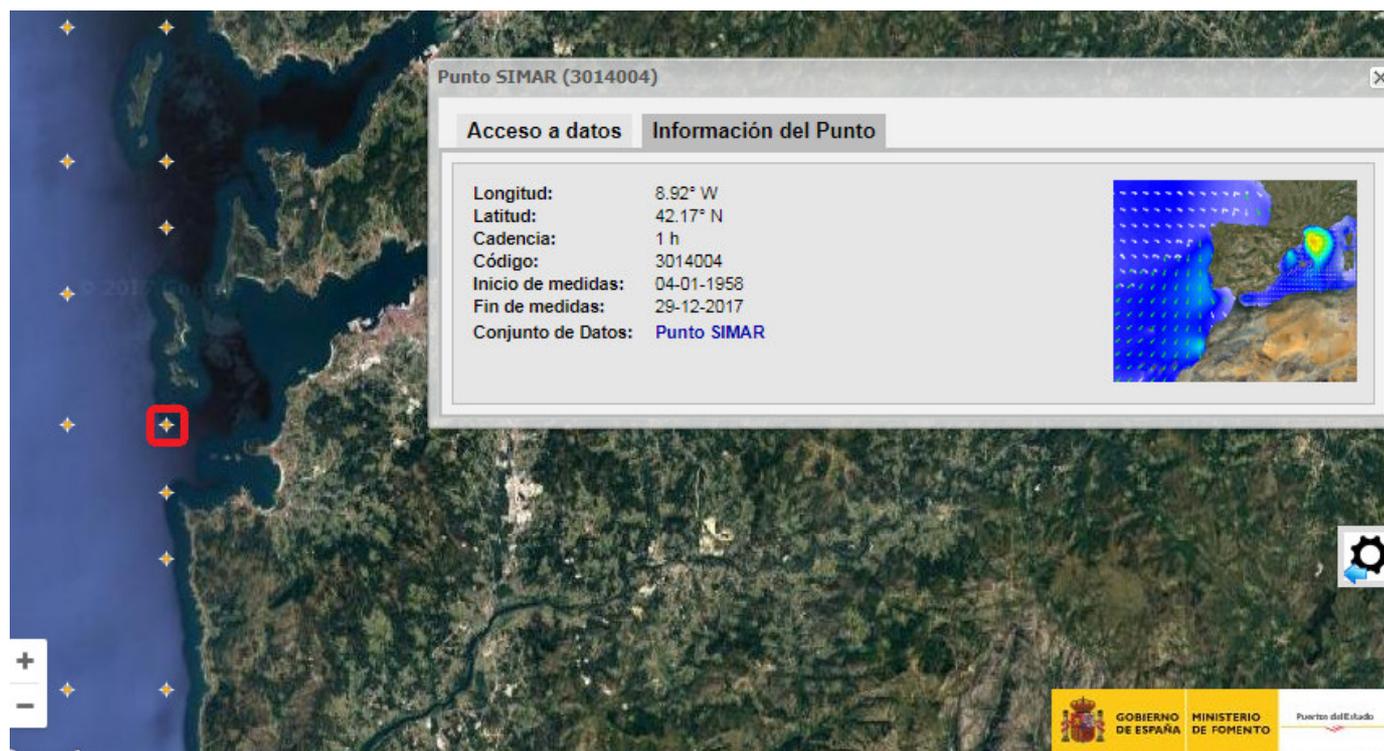
La cantidad de energía proporcionada por las masas de aire en movimiento en su circulación por las capas bajas atmosféricas representa un nivel del potencial energético. Así pues, el viento, al considerarlo como un recurso energético y desde el punto de vista de la disponibilidad como suministro, tiene unas características específicas: variaciones temporales y espaciales a pequeña y gran escala de tiempo, tanto en superficie como en altura, contando además con una componente aleatoria que afecta en gran parte a su variación total.

Se debe tener en cuenta que el viento aprovechable en ambiente urbano es muy dependiente del lugar donde esté instalado el aerogenerador.

Lo primero que se va a estudiar es la velocidad del viento media, medida en la estación meteorológica más cercana al punto de interés, en el puerto de Vigo. Existe un punto SIMAR con datos simulados por ordenador mediante modelado numérico de alta resolución de atmósfera, nivel de mar y oleaje.

Los datos de viento facilitados son promedios horarios a 10 metros de altura sobre el nivel del mar. Debido a la resolución de la malla utilizada para integrar no es posible reproducir el efecto de accidentes orográficos de extensión inferior a 50Km. Tampoco quedan modelados la influencia en el viento de procesos de convección de escala local. No obstante, el modelo reproduce correctamente los vientos regionales inducidos por la topografía como el Cierzo, Tramontana, Mistral, etc.

Para este estudio se utilizarán los datos disponibles del punto SIMAR más cercano al puerto, el punto *SIMAR 3014004*, con datos del año 2017.



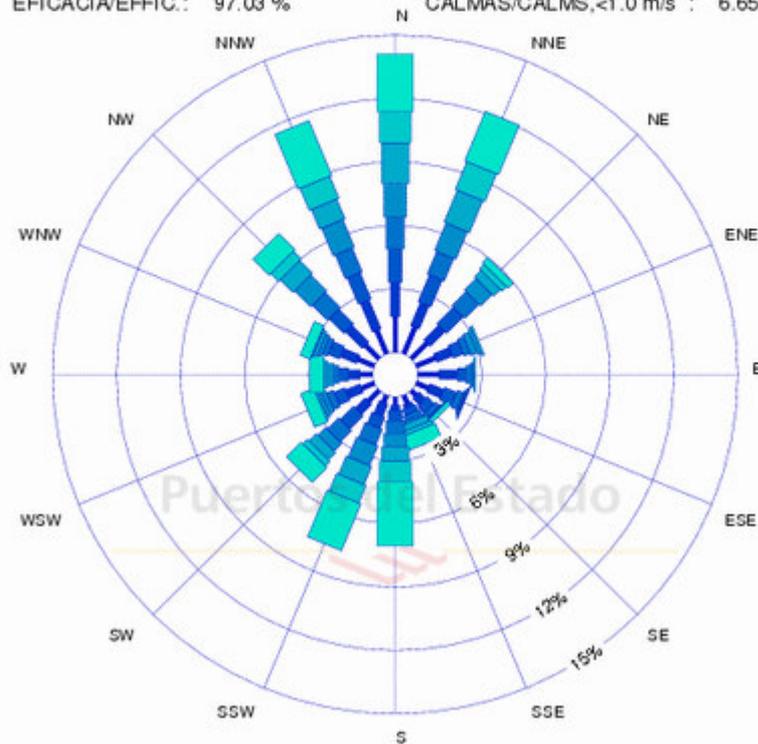
**Figura 6. Punto SIMAR 3014004 (Fuente: Puertos del Estado)**

A continuación, se muestra la Rosa de los Vientos del punto mencionado anteriormente, en la que se observa que las direcciones predominantes del viento son dirección Norte (N) y Nornordeste, (NNE).

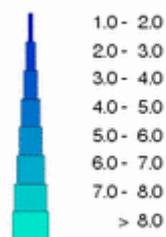
**ROSA DE VELOCIDAD MEDIA DEL VIENTO en SIMAR 3014004 en el periodo 2017-2017**

**WIND SPEED ROSE at SIMAR Point 3014004 , period 2017-2017**

LUGAR/LOCATION: SIMAR 3014004      MUESTREO/SAMPLING: 1Hor.  
 PERIODO/PERIOD: 2017-2017      INTERVALO/INTERVAL: Global  
 EFICACIA/EFFIC.: 97.03 %      CALMAS/CALMS,<1.0 m/s : 6.65 %

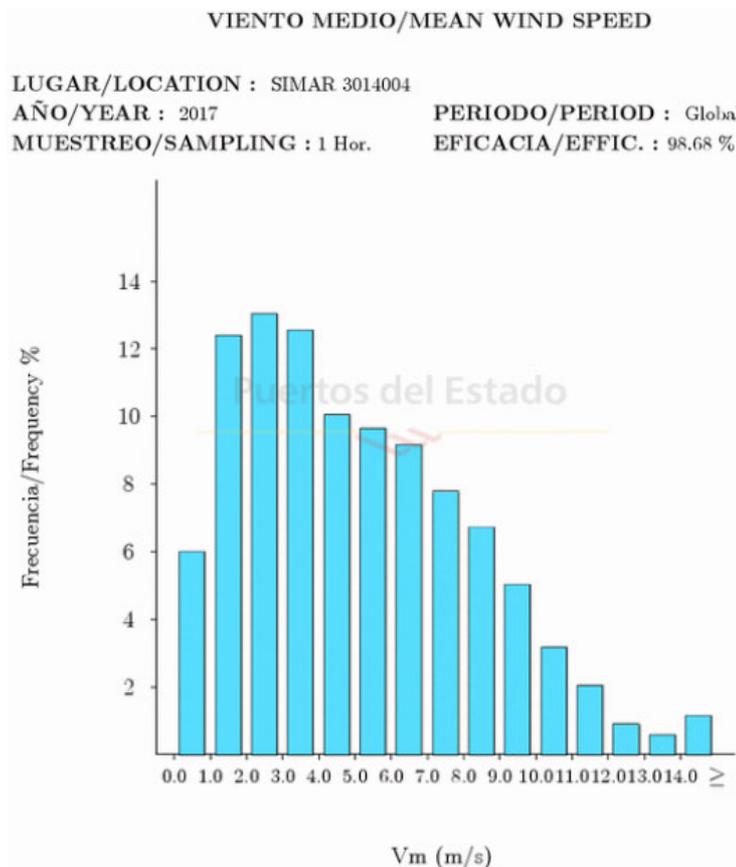
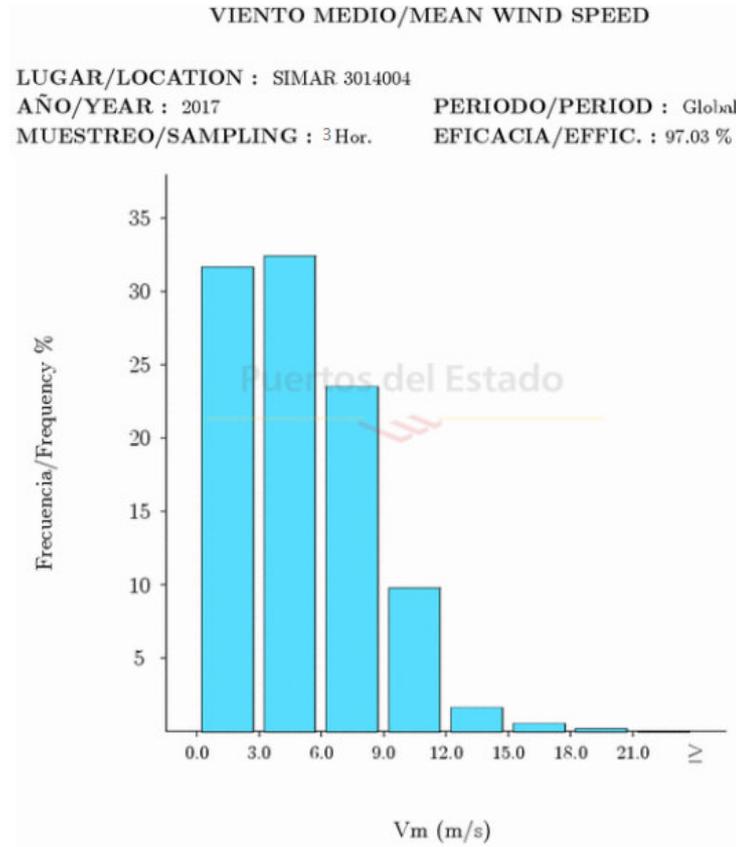


Velocidad Media / Mean Speed (m/s)



**Figura 7. Rosa de los vientos (Fuente: Puertos del Estado)**

En la siguiente figura se reflejan las velocidades medias en el año 2017, observándose que la **velocidad media promedio** en este punto se encuentra en el intervalo de **3-6 m/s**:



**Figura 8. Promedio velocidad media. Periodo 2017 (Fuente: Puertos del Estado)**

Por último, en la siguiente tabla se muestran las **velocidades medias máximas** estimadas para todo el periodo 2017, observándose la velocidad máxima **en el mes de febrero con un valor de 21,22 m/s**:

<b>Vm:</b>	<b>Intensidad del Viento Medio / Mean Wind Speed</b>	<b>m/s</b>		
<b>Dir:</b>	<b>Dirección media de procedencia / Mean Direction, "coming from"</b>	<b>0= Norte / North; 90= Este / East</b>		
<b>Punto WANA 3014004 Año 2017 / 3014004 WANA Point, Year 2017</b>				
<b>Mes / Month</b>	<b>Vm Max. / Max. Vm</b>	<b>Dir</b>	<b>Día / Day</b>	<b>Hora / Hour</b>
Enero / January	17.32	188	26	12
Febrero / February	21.22	208	03	03
Marzo / March	14.33	189	03	04
Abril / April	16.37	204	30	01
Mayo / May	12.69	193	13	13
Junio / June	14.10	334	03	18
Julio / July	13.47	331	20	19
Agosto / August	13.57	332	07	18
Septiembre / September	11.76	05	01	19
Octubre / October	15.83	185	15	23
Noviembre / November	18.20	184	22	15
Diciembre / December	20.19	221	10	19

**Figura 9. Velocidades medias máximas-2017 (Fuente: Puertos del Estado)**

Como conclusión de las figuras mostradas anteriormente, la **velocidad media del viento en el puerto de Vigo oscila entre los 3-6 m/s**, con dirección predominante hacia el norte y noreste. **La velocidad máxima estimada para el año 2017 fue en el mes de febrero, con un valor de 21,22 m/s.**

Estas características del viento intervienen en los siguientes aspectos:

- La selección del emplazamiento más favorable para la instalación de un parque eólico.
- La estimación de la producción energética y del funcionamiento del sistema eólico.
- El diseño de la instalación eólica y elección del aerogenerador a emplear.

Estas propiedades hacen que la evaluación y caracterización del viento sea necesaria tanto para optimizar las aplicaciones, como para predecir las condiciones de operación y funcionamiento.

Las condiciones del viento anteriormente expuestas constituyen un escenario adecuado para implantar la tecnología minieólica en el puerto de Vigo, situado en una zona urbana.

No existe la necesidad de infraestructuras, por lo que la instalación y mantenimiento es muy sencilla y económica. Tampoco se necesita de estudios de viabilidad complicados y es una tecnología viable con vientos moderados.

## 4. LIMITACIONES AL TAMAÑO DE LA INSTALACIÓN

### 4.1. MARCO REGULATORIO

Actualmente, el marco regulatorio por el que se rigen las instalaciones objeto de este estudio se engloba dentro del Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo, el cual es de aplicación a las “instalaciones conectadas en el interior de una red, aun cuando no viertan energía a las redes de transporte y distribución en ningún instante”.

Este RD establece la siguiente clasificación de modalidades de autoconsumo:

■ *Modalidad Tipo 1:*

Destinadas al consumo propio. No estarán dadas de alta en el correspondiente registro como instalaciones de producción. Solo existe un único objeto, el consumidor.

Los requisitos que deben cumplir las instalaciones de este tipo son:

- ◆ La potencia contratada del consumidor no será superior a 100 kW.
- ◆ La potencia de la instalación de generación será inferior a la potencia contratada.
- ◆ El titular del consumo y la producción será el mismo.
- ◆ Las instalaciones de generación y el punto de suministro deberán cumplir con el RD 1699/2011, por el que se regula la conexión a la red de las instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.

■ *Modalidad Tipo 2:*

Aquellas en las que el consumidor de energía eléctrica está asociado a una o varias instalaciones de producción debidamente inscritas en el registro de instalaciones de producción de energía eléctrica. Existen dos sujetos, el productor y el consumidor.

Los requisitos que deben cumplir las instalaciones de este tipo son:

- ◆ La suma de las potencias de producción será igual o inferior a la contratada.
- ◆ Si existen varias instalaciones de producción, el titular de todas será la misma persona física y jurídica.
- ◆ Las instalaciones de producción deberán cumplir con: RD 1955/2000, RD 1699/2011 y RD 413/2014.

Para el caso que nos ocupa, existe un único contrato de suministro eléctrico con la compañía distribuidora Iberdrola, compartido entre las dos Lonjas, que incluye además otros consumos del puerto, con las siguientes características:

- Tarifa: 6.1.A
- Potencia Contratada: 140, 160, 160, 170, 170 y 468 kW en períodos P1 a P6, respectivamente.

En el caso de la APV, aunque no existe interés en la producción de energía eléctrica y solo se plantea la ejecución de una instalación de este tipo para consumo propio, la propuesta quedará incluida dentro de la

modalidad tipo 2, ya que la potencia contratada con que cuenta actualmente el contrato de suministro es superior a 100 kW, pudiendo tener la instalación renovable una potencia máxima nominal de 468 kW, que es la mayor de las potencias que se tienen contratadas en los seis periodos de facturación.

## 4.2. SUPERFICIE Y UBICACIONES DISPONIBLES

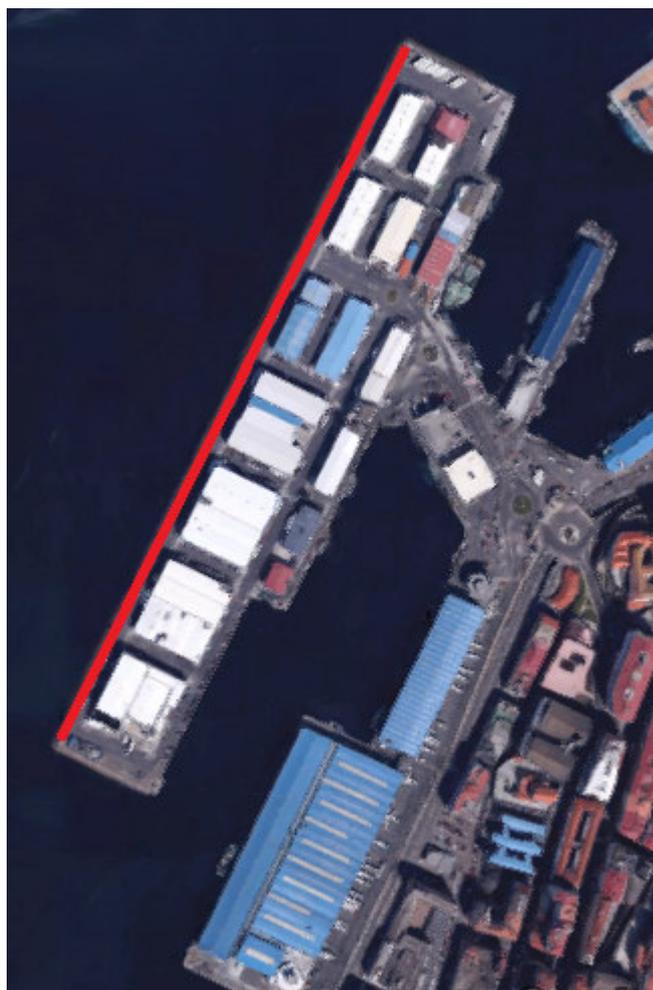
### ■ *Instalación Fotovoltaica*

Las cubiertas de los dos edificios objeto de este estudio, disponen de superficie suficiente como para poder albergar una instalación solar de la potencia que se plantea, pero la cubierta de la Lonja de Altura resulta más apropiada, ya que es transitable, por lo que facilitaría las tareas de ejecución y mantenimiento de la instalación. Además, la orientación e inclinación de la cubierta también la hacen óptima.

La superficie de la cubierta es muy elevada, por lo que no existen limitaciones de espacio en relación a la potencia a instalar.

### ■ *Instalación Miniéolica*

Para el caso de esta instalación, la ubicación planteada por parte de la APV es la escollera situada junto al punto limpio del Puerto Pesquero de Vigo, que se puede ver en la siguiente imagen:



**Figura 10. Posible ubicación Instalación Miniéolica**

La longitud de la escollera es de aproximadamente 740 m y los equipos que se han valorado y que se detallan más adelante, han de tener una separación mínima de 4 m, por lo que tampoco en este caso existen limitaciones de potencia a instalar en relación a la superficie disponible.

Así, cualquier potencia que se quiera plantear para los dos tipos de instalaciones solo tendrá como limitación la establecida por el RD 900/2015 en cuanto a la potencia máxima a instalar.

## **5. SELECCIÓN DE LA ALTERNATIVA MÁS ADECUADA PARA LA INSTALACIÓN DE AUTOCONSUMO DE ENERGÍAS RENOVABLES**

En este apartado se van a plantear las dos instalaciones renovables que se han venido describiendo a lo largo del documento: solar fotovoltaica y eólica.

Para que sean comparables, ambas se van dimensionar con una potencia nominal de 100 kW, con el objetivo de que la APV pueda disponer de información de las dos alternativas en igualdad de potencia.

Se incluye un apartado de conclusiones en el que se plantea cuál es la alternativa más viable para el caso que nos ocupa.

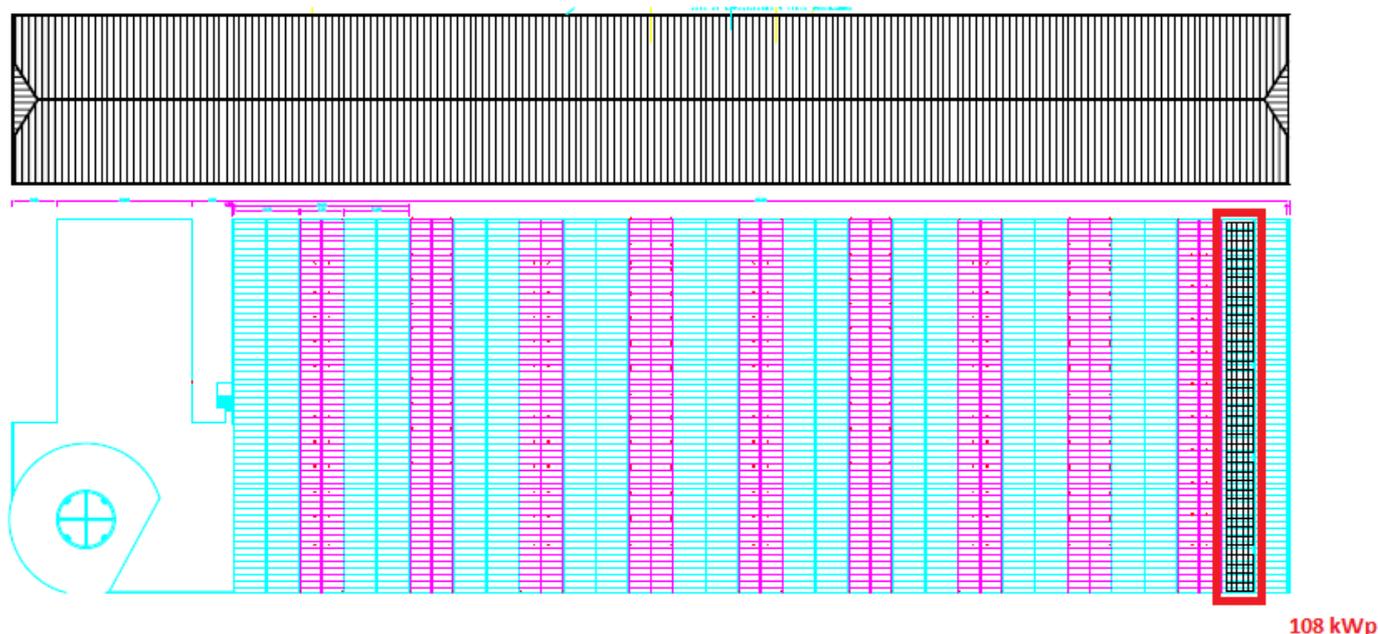
### **5.1. INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA**

#### **5.1.1. CARACTERÍSTICAS DEL EMPLAZAMIENTO**

Como se ha indicado en el apartado anterior, la cubierta más apropiada para la instalación de esta tecnología es la de la Lonja de Altura. Las características de la misma, son las que se muestran en la siguiente tabla:

<b>CARACTERÍSTICAS DE LA CUBIERTA</b>	
<b>Localización</b>	Puerto Pesquero de Vigo (Pontevedra)
<b>Latitud (º)</b>	42º14'13" N
<b>Zona Climática</b>	Zona I
<b>Tipo de Cubierta</b>	Inclinada de Chapa Metálica
<b>Uso de la Instalación</b>	Autoconsumo

**Tabla 4. Características de la Cubierta Lonja de Altura**



**Figura 11. Ubicación de la Instalación Solar Fotovoltaica**

### 5.1.2. COMPONENTES DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

La instalación se compondrá de un campo generador fotovoltaico, formado por varias filas en serie-paralelo de módulos fotovoltaicos, inversores, controles y sistemas de protección.

- **Módulos Fotovoltaicos**

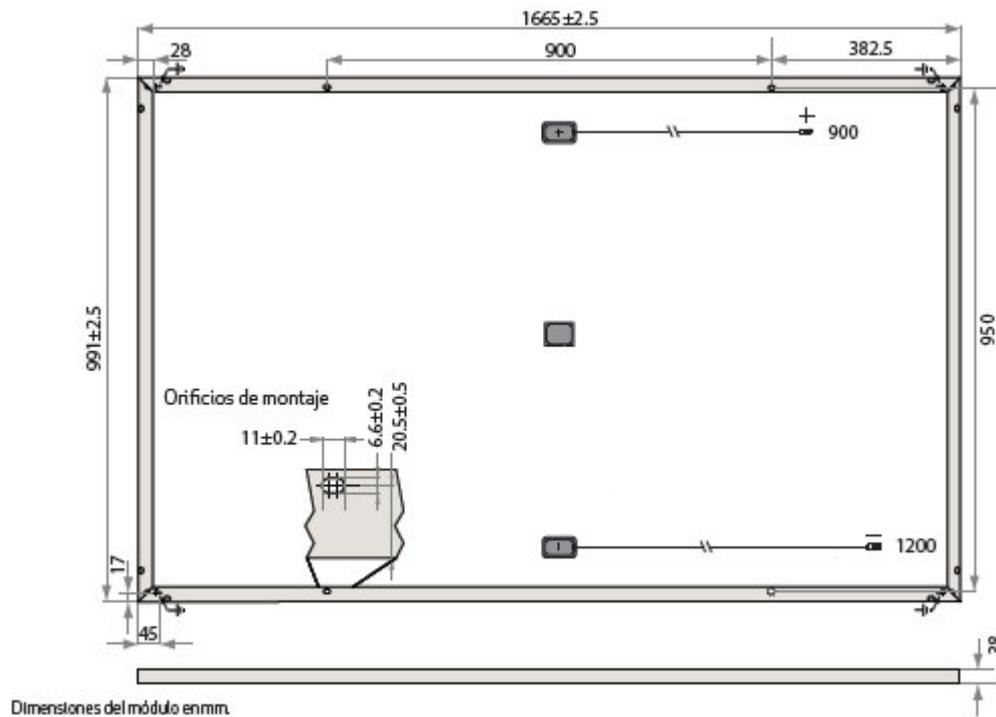
El módulo fotovoltaico propuesto está compuesto por células policristalinas de alta potencia y elevado rendimiento.

A continuación, se muestran las características técnicas del mismo:

<b>PARÁMETROS ELÉCTRICOS @ STC</b>	<b>REC265TP</b>	<b>REC270TP</b>	<b>REC275TP</b>	<b>REC280TP</b>
Potencia nominal - $P_{MPP}$ (Wp)	265	270	275	280
Clasificación de la clase de potencia - (W)	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5
Tensión nominal - $V_{MPP}$ (V)	31,1	31,2	31,4	31,9
Corriente nominal - $I_{MPP}$ (A)	8,53	8,66	8,76	8,78
Tensión a circuito abierto - $V_{OC}$ (V)	38,3	38,6	38,8	39,2
Corriente corto circuito - $I_{SC}$ (A)	9,21	9,29	9,40	9,44
Eficiencia del módulo (%)	16,1	16,4	16,7	17,0

Los datos analizados demuestran que el 99,7% de los módulos tienen una tolerancia de corriente y tensión del  $\pm 3\%$  respecto al valor nominal. Valores en condiciones estándares de medida STC (masa de aire AM 1,5, irradiancia 1000W/m<sup>2</sup>, temperatura de la célula 25°C). En bajas radiaciones de 200W/m<sup>2</sup> y condiciones STC (1,5AM y Temperatura de célula de 25°C) es posible obtener, al menos el 94% de la eficiencia.

**Figura 12. Características generales del panel fotovoltaico**



**Figura 13. Dimensiones del panel fotovoltaico**

Las garantías que aporta el fabricante son las siguientes:

- ◆ 10 años de garantía de producto
- ◆ 25 años de garantía lineal de potencia nominal

■ *Inversor*

El inversor es capaz de transformar en corriente alterna y entregar a la red toda la potencia que el generador fotovoltaico genera en cada instante, funcionando a partir de un umbral mínimo de radiación.

El funcionamiento del inversor se realiza de forma completamente automática, tanto para la puesta en marcha como para la parada. Al amanecer, el inversor realiza las mediciones pertinentes y una vez alcanzado el nivel mínimo de funcionamiento, el inversor arranca y comienza la generación de corriente.

Se ha seleccionado un inversor trifásico con una potencia nominal de 20 kW, con un rendimiento máximo de 98,4 %.



Datos técnicos	
<b>Entrada (CC)</b>	
Potencia máx. del generador fotovoltaico	27000 Wp
Potencia asignada de CC	15330 W
Tensión de entrada máx.	1000 V
Rango de tensión MPP/tensión asignada de entrada	240 V a 800 V/600 V
Tensión de entrada mín./de inicio	150 V/188 V
Corriente máx. de entrada, entradas: A/B	33 A/33 A
Número de entradas de MPP independientes/strings por entrada de MPP	2/A:3; B:3
<b>Salida (CA)</b>	
Potencia asignada (a 230 V, 50 Hz)	15000 W
Potencia máx. aparente de CA	15000 VA
Tensión nominal de CA	3 / N / PE; 220 V / 380 V 3 / N / PE; 230 V / 400 V 3 / N / PE; 240 V / 415 V
Rango de tensión de CA	180 V a 280 V
Frecuencia de red de CA/rango	50 Hz/44 Hz a 55 Hz 60 Hz/54 Hz a 65 Hz
Frecuencia asignada de red/tensión asignada de red	50 Hz/230 V
Corriente máx. de salida/corriente asignada de salida	29 A/21,7 A
Factor de potencia a potencia asignada/Factor de desfase ajustable	1/0 inductivo a 0 capacitivo
THD	≤ 3%
Fases de inyección/conexión	3/3
<b>Rendimiento</b>	
Rendimiento máx./europeo	98,4%/98,0%

**Figura 14. Imagen y características técnicas del Inversor 20 kW**

■ *Estructura soporte*

Para la optimización de la captación energética de las instalaciones fotovoltaicas se ha optado por instalar los módulos sobre estructuras fijas coplanares, con una inclinación de 6º, que es la que tienen las aguas de la cubierta respecto a la horizontal, y respetando la orientación de la cubierta, que es Suroeste con un azimut de 20º. De esta manera, aunque ni la orientación ni la inclinación son las óptimas, se facilita la ejecución de la instalación y se reducen costes, por lo que merece la pena aprovechar las características de la cubierta tal y como es. Además, el hecho de que la inclinación sea baja hará que disminuya la producción en invierno, pero se compensará en la época de verano.

Los perfiles transversales de soporte de la estructura de sujeción de los módulos fotovoltaicos se unirán rígidamente sobre perfiles que apoyan sobre la cubierta. La instalación quedaría de forma similar a como se muestra en la siguiente imagen:



**Figura 15. Estructura soporte de los paneles fotovoltaicos**

Las especificaciones que han de tenerse en cuenta para el cálculo estructural de la estructura soporte son los siguientes:

- ◆ La estructura soporte de módulos ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en la normativa CTE.
- ◆ El diseño y la construcción de la estructura y el sistema de fijación de módulos, permitirá las necesarias dilataciones térmicas, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos, siguiendo las indicaciones del fabricante.
- ◆ Los puntos de sujeción para el módulo fotovoltaico serán suficientes en número, teniendo en cuenta el área de apoyo y posición relativa, de forma que no se produzcan flexiones en los módulos superiores a las permitidas por el fabricante y los métodos homologados para el modelo del módulo.
- ◆ La estructura estará protegida superficialmente contra la acción de los agentes ambientales. La realización de taladros en la estructura se llevará a cabo antes de proceder, en su caso, al galvanizado o protección de la estructura.
- ◆ La tornillería estará realizada en acero inoxidable cumpliendo la Norma MV-106. En el caso de ser la estructura galvanizada, se admitirán tornillos galvanizados, exceptuando la sujeción de los módulos a la misma que serán de acero inoxidable.

La estructura soporte está constituida por siguientes materiales:

- ◆ Bastidores y Perfil-P12A en Aluminio 6060 T6 sin tratamiento anodizado.

- ◆ Grapas y soportes en acero inoxidable AISI304 y en aluminio L2520 con tratamiento anticorrosivo mediante recubrimiento de resina de poliéster termoendurecible (sólo aluminio).
- ◆ Tornillería y Soporte-S6 en acero inoxidable AISI304 según la normativa ASTM A276, a excepción de los tornillos autotaladrantes fijados sobre acero que son cincados.
- ◆ Fijación a hormigón mediante taco mecánico tipo Fischer. Perfiles de aluminio.

Los topes de sujeción de módulos y la propia estructura no arrojarán sombra sobre los módulos.

#### ■ *Contadores, protecciones y cableado*

La instalación contará con los siguientes elementos:

- ◆ Según el artículo 13.2. b) del RD 900/2015, que es el caso que aplicaría a la instalación planteada:

*“Si la suma de las potencias instaladas de las instalaciones de producción conectadas en la red interior del consumidor no es superior a 100 kW y el sujeto consumido y los titulares de la instalación de producción son la misma persona física y jurídica, alternativamente a lo dispuesto en el apartado a), los sujetos deberán disponer de:*

- 1. Un equipo de medida bidireccional que mida la energía generada neta.*
- 2. Un equipo de medida bidireccional ubicado en el punto frontera de la instalación.*
- 3. Potestativamente, un equipo de medida que registre la energía consumida total por el consumidor asociado.”*

- ◆ Elemento de corte general.
- ◆ Interruptor automático diferencial, como protección contra derivaciones en la parte de alterna de la instalación.
- ◆ Interruptor automático de la conexión para la desconexión-conexión automática de la instalación en caso de anomalía de tensión o frecuencia de la red, junto a un relé de enclavamiento.
- ◆ Relés de máxima y mínima frecuencia.
- ◆ Relés de máxima y mínima tensión.

Las protecciones descritas estarán incorporadas en los equipos generadores (inversores) cumpliendo la legislación vigente.

Con objeto de optimizar la eficiencia energética y garantizar la absoluta seguridad del personal, se tendrán en cuenta los siguientes puntos adicionales:

- ◆ Todos los equipos situados a la intemperie tendrán un grado de protección mínimo IP65 y los de interior IP21.
- ◆ Todos los conductores cumplirán todas las especificaciones preceptuadas en el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión y así mismo las exigencias técnicas de la compañía eléctrica que opere en la zona.
- ◆ Todos los cables serán adecuados para uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma UNE 21123.

Los marcos de los módulos y las estructuras soporte se conectarán a la tierra siguiendo la normativa vigente en este tipo de instalaciones; es decir, sin alterar las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora.

■ *Monitorización*

El control y la monitorización son fundamentales para garantizar el buen funcionamiento de la instalación. Por ello, se propone la instalación de un sistema de monitorización que permita acceder a las lecturas tomadas desde un punto externo al emplazamiento.

Los equipos necesarios para el control y monitorización de una instalación de este tipo son los siguientes:

- ◆ El propio inversor como dispositivo de almacenamiento de los datos. El inversor seleccionado dispone de Datalogger interno para almacenamiento de datos hasta 3 meses. Control desde un PC remoto o in situ desde el teclado del frontal del inversor a través de la pantalla LCD.
- ◆ Una tarjeta de comunicaciones en cada inversor para transmitir los datos.
- ◆ Un módem GSM con tarjeta SIM de telefonía móvil configurada para datos, con el fin de enviar dichos datos de la instalación a distancia.
- ◆ Un módem que se situará en el lugar desde donde se desee recibir los datos enviados desde la instalación.

**5.1.3. CÁLCULO DE LA PRODUCCIÓN ANUAL ESPERADA**

A continuación, se muestra el resultado del cálculo de la producción energética esperada para la instalación planteada.

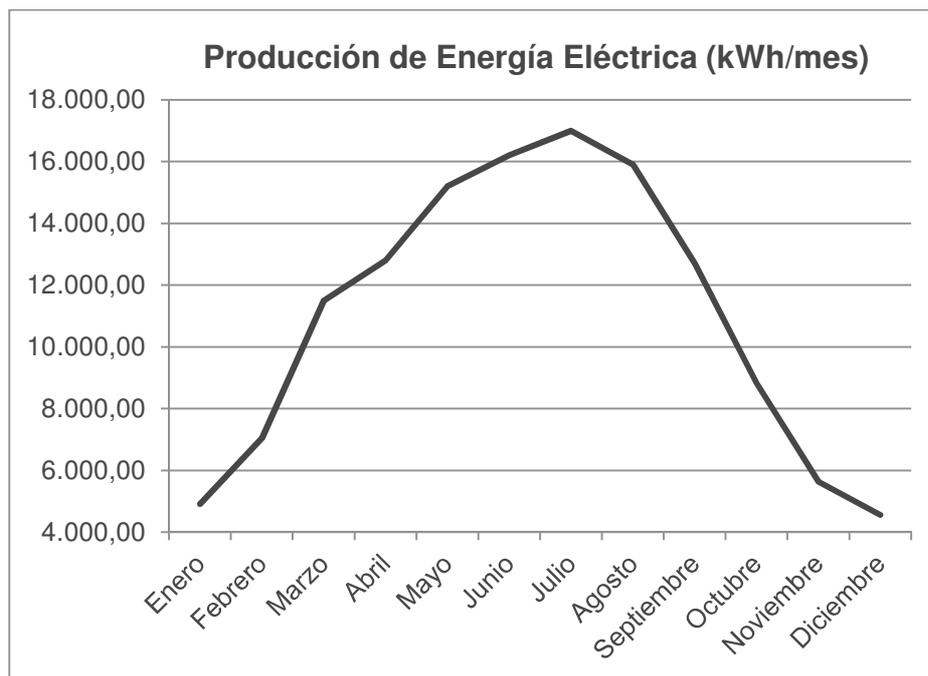
Para el cálculo de la energía eléctrica generada, se han tenido en cuenta los siguientes datos:

<b>DATOS DE RADIACIÓN</b>			
<b>Localidad:</b>	Vigo	<b>Azimut:</b>	20º
<b>Provincia:</b>	Pontevedra	<b>Inclinación(<math>\beta</math>)</b>	6º
<b>Latitud:</b>	42º 14' 13" N	<b>Longitud:</b>	8º 43' 59" O
<b>CAMPO GENERADOR</b>			
<b>Módulo fotovoltaico:</b>	270 Wp	<b>Nº de módulos:</b>	400
<b>Conexión Inversor:</b>	Trifásico	<b>Nº de Inversores:</b>	5
<b>Potencia nominal de salida:</b>		98,2 kW	
<b>Área total de generador fotovoltaico:</b>		660 m <sup>2</sup>	

**Tabla 5. Datos Técnicos de la Instalación Solar Fotovoltaica**

Para el cálculo de la producción, se han introducido estos datos en el programa PVGIS, obteniendo la siguiente información:

MES	PRODUCCIÓN
Enero	4.920,00
Febrero	7.050,00
Marzo	11.500,00
Abril	12.800,00
Mayo	15.200,00
Junio	16.200,00
Julio	17.000,00
Agosto	15.900,00
Septiembre	12.700,00
Octubre	8.820,00
Noviembre	5.640,00
Diciembre	4.560,00
<b>Total</b>	<b>132.290,00</b>



**Figura 16. Datos de Producción de la Instalación Solar Fotovoltaica de 108 kWp**

#### 5.1.4. COMPARATIVA DE LA DEMANDA DEL EDIFICIO CON LA PRODUCCIÓN DE LA INSTALACIÓN

El consumo eléctrico anual de las Lonjas y otros servicios incluidos en el contrato de suministro eléctrico que se está teniendo en cuenta para el estudio, tal y como se ha indicado en el apartado 2.2.1 de este documento es de 1.337.834 kWh/año.

El consumo anual que se ha estimado a partir de las mediciones durante el periodo considerado, tal y como se ha indicado en el apartado 2.2.2., y que se corresponde únicamente con los dos edificios objeto de estudio es de 1.057.058 kWh/año.

Así, la **cobertura energética** que daría la instalación fotovoltaica en el uso considerado respecto del contrato de suministro actual, estaría en torno al **9,88% de la demanda anual** de las instalaciones.

Si consideramos únicamente el consumo de las Lonjas según las estimaciones, **la instalación fotovoltaica cubriría el 12,51% de la demanda de las instalaciones.**

#### 5.1.5. BENEFICIOS AMBIENTALES

Para valorar los beneficios ambientales que supondría la instalación de una instalación fotovoltaica de producción de energía eléctrica para autoconsumo en las Lonjas de la Autoridad Portuaria de Vigo, es necesario tener en cuenta el ratio de emisiones de CO<sub>2</sub> por producción, que tiene el siguiente valor:

RATIO EMISIONES DE CO <sub>2</sub> POR PRODUCCIÓN		
GENERACIÓN ELÉCTRICA ESPAÑOLA	357	gr CO <sub>2</sub> / kWh

**Tabla 6. Ratio de Emisiones de CO<sub>2</sub> por Producción**

Así, la producción de energía eléctrica mediante el uso de la instalación de generación distribuida planteada, **evitará la emisión de 47,23 tn CO<sub>2</sub> a la atmósfera al año.**

#### 5.1.6. *INVERSIÓN*

Para el cálculo de la inversión en la instalación, se han tenido en cuenta todos los componentes de la instalación, la necesidad de realizar un proyecto, la dirección de obra en la ejecución, inspecciones reglamentarias para la puesta en marcha, legalización, etc.

Para ello, se ha solicitado un presupuesto tipo “llave en mano”, en el que se ha establecido un precio de 1 €/Wp.

Por tanto, la **inversión** que sería necesario realizar estaría en torno a **108.000 €.**

#### 5.1.7. *MANTENIMIENTO DE LA INSTALACIÓN*

Los sistemas fotovoltaicos se caracterizan por precisar muy poco mantenimiento, debido principalmente a la ausencia de partes móviles y de consumibles. Se han dividido en dos grupos las operaciones de mantenimiento a llevar a cabo: una la deberá realizar personal técnico y otra la llevará a cabo el usuario.

##### ■ *Mantenimiento por parte del personal técnico*

- ◆ Medida de la tensión de circuito abierto y corriente de cortocircuito durante las horas centrales de un día soleado.
- ◆ Cajas de conexiones: comprobación del estado de estanqueidad, conservación y apriete de las conexiones del campo fotovoltaico.
- ◆ Comprobación de la estabilidad, rigidez y sujeción de los paneles.
- ◆ Comprobación que los paneles están bien fijados a la estructura soporte y que no existen holguras o aflojamiento en las fijaciones que puedan provocar vibraciones por efecto del viento.
- ◆ Comprobación del estado general de conexionado del inversor.

##### ■ *Mantenimiento por parte del usuario*

- ◆ Comprobación de la generación eléctrica del campo fotovoltaico: en las horas centrales de un día soleado, comprobar observando las señalizaciones e indicaciones del inversor que la tensión e intensidad del campo fotovoltaico son las previstas.
- ◆ Comprobación del estado de funcionamiento del inversor.

<sup>1</sup> Fuente: Documento Reconocido del Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios (RITE). FACTORES DE EMISIÓN DE CO<sub>2</sub> y COEFICIENTES DE PASO A ENERGÍA PRIMARIA DE DIFERENTES FUENTES DE ENERGÍA FINAL CONSUMIDAS EN EL SECTOR DE EDIFICIOS EN ESPAÑA (Resolución conjunta de los Ministerios de Industria, Energía y Turismo, y Ministerio de Fomento). Aplicación a partir de la fecha: 14 de enero de 2016)

- ◆ Comprobación de la inyección de energía en la red: en las horas centrales de un día soleado, comprobar que el contador de salida de la instalación fotovoltaica se mueve.

Todas las operaciones de mantenimiento se realizarán con las medidas de seguridad apropiadas, siendo imprescindible que la persona o personas que suban a la cubierta para comprobar el estado de los paneles, lleven consigo arneses, casco protector, gafas de protectoras, cuerdas, zapatos de goma y demás elementos para su seguridad.

## 5.2. INSTALACIÓN MINIEÓLICA

### 5.2.1. CARACTERÍSTICAS DEL EMPLAZAMIENTO

El objetivo más importante en la elección del emplazamiento es maximizar la captación de energía para reducir el coste de producción.

Se deben tener en cuenta los siguientes parámetros:

- La moderada velocidad media del viento.
- Aceptables variaciones diarias y estacionales.
- Aceptables niveles de turbulencias y de vientos extremos que afectan a la integridad estructural y vida útil del sistema.

Como ya se ha indicado en el apartado 4.2, la APV ha planteado como posible ubicación por su buena exposición a la fuerza de los vientos y reducido impacto ambiental y visual, la escollera donde se encuentra situado el Punto Limpio del Puerto Pesquero, que cuenta con una longitud de 740 m y es de hormigón.

### 5.2.2. COMPONENTES DE LA INSTALACIÓN MINIEÓLICA

En líneas generales, una instalación minieólica está formada un aerogenerador acompañado de un sistema de protección contra sobrevelocidad en caso de velocidades de viento extremas, elemento esencial para la seguridad del aerogenerador y para alargar su vida útil al evitar importantes cargas mecánicas sobre las palas.

Una aeroturbina de pequeña potencia puede ser de eje horizontal o de eje vertical. En las de eje horizontal el rotor puede estar a barlovento de la torre, (dirección de incidencia del viento delante la torre) o a sotavento, en cuyo caso el rotor se encuentra detrás de la torre en la dirección dominante del viento.

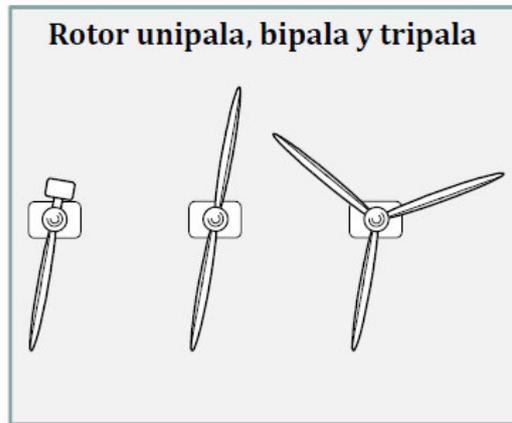
Las aeroturbinas de eje horizontal son más eficientes y más económicas, sin embargo, presentan dificultades para soportar continuas orientaciones y su eficiencia se reduce operando en régimen turbulento. Las de eje vertical están siempre orientadas a la dirección predominante del viento y son menos sensibles a las condiciones de alta turbulencia. Estas condiciones las hacen ideales para su integración en zonas residenciales y urbanas.

Un aerogenerador de pequeña potencia, en general, está compuesto por los siguientes elementos:

- *Rotor*

En este elemento, la energía cinética del viento se convierte en momento de giro. Puede diseñarse con una pala, dos palas, tres palas, cuatro, cinco e incluso más si es de eje horizontal. Para rotores de eje vertical el uso mínimo es de dos palas.

La potencia extraída por la aeroturbina no dependerá del número de palas, sino de su diseño y del área barrida por las mismas. Se ha estudiado que el mejor rendimiento se alcanza con tres palas. Los materiales y la geometría de las palas varían en función del fabricante y de las necesidades de la instalación.



**Figura 17. Ejemplos de configuración del Rotor**



**Figura 18. Rotor con 7 palas. (Fuente:Ciemat)**

■ *Generador eléctrico*

Está acoplado mecánicamente al rotor y convierte la energía mecánica en energía eléctrica, normalmente de frecuencia y tensión variable.

■ *Timón o aleta de cola*

Se trata del sistema de orientación. Todas las aeroturbinas de eje horizontal disponen de algún sistema que les permite orientarse a la dirección predominante del viento para maximizar la conversión de la energía eólica. En las turbinas de eje vertical no se requiere sistema de orientación al ser simétricas con respecto a todas las direcciones.

- *Torre soporte*

Elemento que permite a la aeroturbina estar lo más alejada posible del suelo, de cara a aprovechar el perfil vertical del viento y producir la máxima energía posible. Este componente dependerá de las características del emplazamiento donde se sitúe el aerogenerador, de las restricciones medioambientales y del presupuesto.

- *Sistema de acondicionamiento de potencia*

En el caso de aerogeneradores para carga de baterías (sistemas aislados de la red), será un convertidor CA/CC y un regulador de carga. En el caso de conexión a red, será un convertidor CC/CA.

### 5.2.3. ELECCIÓN DE LA TURBINA

Para la elección del miniaerogenerador en esta instalación se han tenido en cuenta varios modelos de distintas casas fabricantes de esta tecnología.

Se ha tenido en cuenta que los aerogeneradores horizontales modernos necesitan estar orientados en la dirección del viento, bien sea de forma manual o mediante el uso de un mecanismo de control. Sin embargo, las turbinas de eje vertical no necesitan tal sistema de control, siendo indiferente de qué lado sople el viento, ya que la posición del rotor siempre es la correcta.

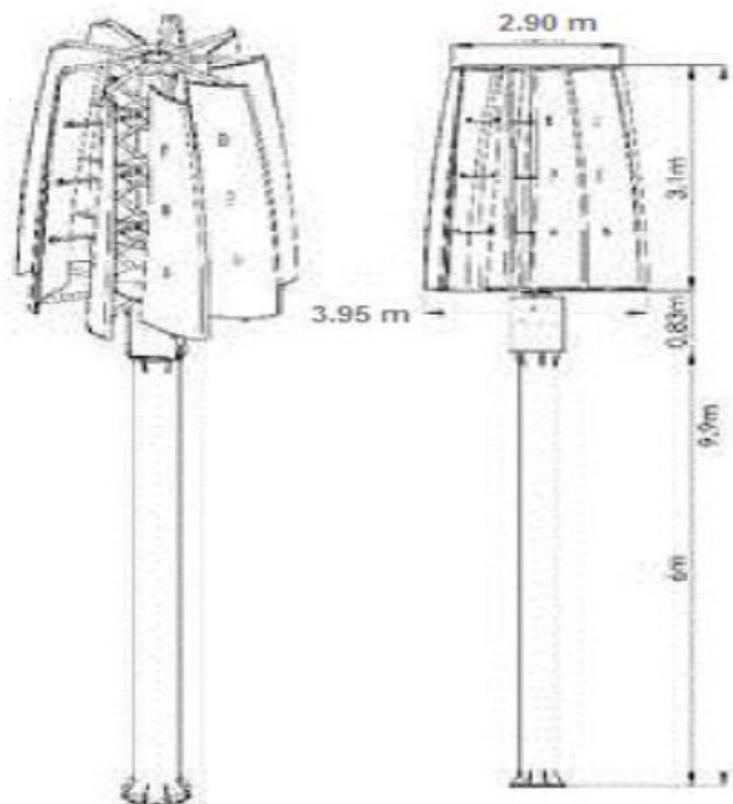
Además, es necesario tener en consideración el impacto ambiental que una instalación de este tipo puede generar en un ambiente urbano, dado el emplazamiento en el que se encuentra situado el Puerto de Vigo, y los materiales de fabricación de las instalaciones, ya que deben ser capaces de resistir el ambiente marino que puede oxidar los mismos.

Por estos motivos, el aerogenerador seleccionado es uno de eje vertical, que presenta las siguientes características:

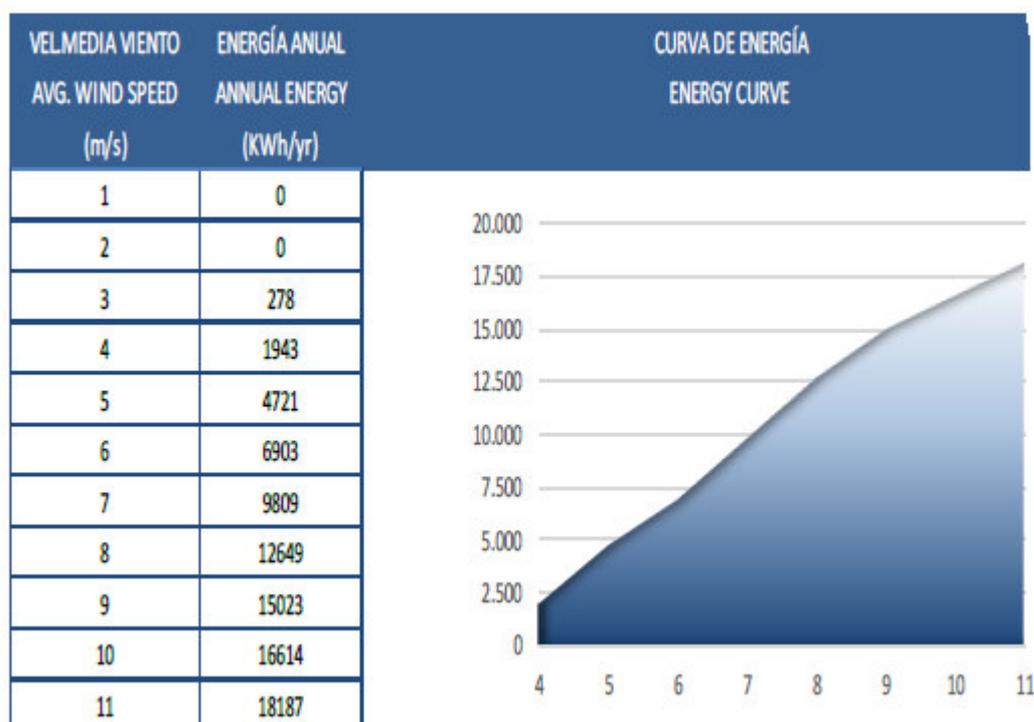
<b>COMPONENTES CONJUNTO AEROTURBINA</b>
Rotor de eje vertical
Caja de transmisión, generador de imanes permanentes
Mástil de acero protegido con baño galvanizado
Inversor eólico. Conexión a red
Descargadores de Tensión
Módulo de comunicaciones
Estación meteorológica (opcional)
<b>DIMENSIONES Y PESOS</b>
Peso del rotor + generador y transmisión: 510 kg
Diámetro del rotor: 2,90 – 3,95 m
Altura del rotor/transmisión: 3,1 m / 0,90 m
Altura del mástil: desde 6 m
Peso del mástil: desde 390 kg

RENDIMIENTOS
Potencia nominal: 5.000 W
Velocidad de arranque: 1,5 m/s
Velocidad máxima de rotación: 110 rpm
Regulación de giro por curva del inversor y sobre velocidad por resistencia
Nivel acústico a una distancia de 10 m y a una velocidad de 6 m/s: 32,6 dBA
Durabilidad: 25 años
INFORMACIÓN ADICIONAL
Material de los álabes: Poliuretano expandido de Bayer MaterialScience
Tensión nominal de salida: 230 Vac ( $\pm 15\%$ )
Certificaciones: ISO 9001, 14001 y CE
Certificaciones en proceso: IEC 61400 -2/ -11/ -12, AWEA 9.1, BWEA 2009 Standard

**Tabla 7. Características técnicas del aerogenerador propuesto**



**Figura 19. Dimensiones del aerogenerador propuesto**



**Figura 20. Curva de energía del aerogenerador propuesto**

#### 5.2.4. PRODUCCIÓN DE ENERGÍA DE LOS AEROGENERADORES

Los pasos a tener en cuenta para el cálculo de la energía producida por los aerogeneradores, son los que se muestran a continuación:

- Obtención de la curva de potencia del aerogenerador.
- Obtención del histograma de velocidades de viento (medido o estimado mediante distribución Weibull).
- Obtención de las horas/año de cada velocidad de viento.
- Obtención de la energía por cada velocidad de viento.

La energía almacenada viene dada por la siguiente expresión:

$$P = 1/2 \cdot \rho \cdot A \cdot V^3$$

Donde P es la potencia instantánea,  $\rho$  la densidad del viento, A el área del rotor y V la velocidad del viento.

Si se consiguiera extraer toda la energía contenida en el viento (lo cual no es posible como demuestra Betz), la energía generada a lo largo de un día sería:

$$E = P \cdot t$$

Donde E es la energía total, P es la potencia instantánea y t el tiempo.

La realidad es que no es posible convertir toda la energía del viento en energía eléctrica. Las razones fundamentales son tres:

- El mencionado límite de Betz, que limita la potencia máxima extraíble a aproximadamente el 59%.
- La eficiencia aerodinámica de las palas y la eficiencia mecánica del resto de componentes.
- La eficiencia eléctrica del generador, controlador e inversor.

Por ello, la nueva ecuación que utilizamos para saber la potencia generada es:

$$P = C_p \cdot 1/2 \cdot \rho \cdot A \cdot V^3$$

Donde  $C_p$  es el coeficiente de potencia que representa la eficiencia total del sistema. Este valor suele tomar un valor máximo de entre el 20 y el 30% para el punto de trabajo nominal.

Se ha observado que la velocidad del viento sigue una distribución de probabilidad de Weibull. Esta distribución tiene dos parámetros de ajuste, C y k cuya expresión es la siguiente:

$$(x; C, k) = k/C \cdot (x/C)^{-1} \cdot e^{-(x/C)^k} \text{ para } x \geq 0$$

Donde C es el parámetro de escala (aproximadamente la velocidad media del emplazamiento) y k es el parámetro de forma. A continuación, se muestra una tabla con los valores que toma k según la rugosidad del terreno, que se pueden usar cuando dicha constante no es conocida:

TERRENO	K DE WEIBULL
Terreno interior	2
Mar	3
Islas	4

**Tabla 8. Distribución de Weibull**

Otro dato importante a conocer es la rugosidad del terreno (en este caso, de la escollera), la cual influye en el perfil de velocidades del viento. Cuanto más rugoso sea el terreno, habrá que situar el aerogenerador a una mayor altura para conseguir una misma velocidad. La distribución de velocidades en función de la altura viene dada por la siguiente expresión:

$$v(z) = v_{ref} \cdot \ln(z/z_0) / \ln(z_{ref}/z_0)$$

Donde v es la velocidad del viento a una altura z sobre el nivel del suelo y  $v_{ref}$  la velocidad de referencia, es decir, una velocidad de viento ya conocida a una altura  $z_{ref}$ .

Otros factores a tener en cuenta son la temperatura y la altura sobre el nivel del mar del emplazamiento elegido, ya que influyen directamente sobre la potencia generada.

Con todos estos datos y con la curva de potencia del aerogenerador se puede obtener una estimación de la energía generada en un periodo de tiempo determinado.

Aproximadamente, se puede decir que:

$$E = 1,9 \cdot C_p \cdot 1/2 \cdot \rho \cdot A \cdot V^3 \cdot t$$

Donde E es la energía total generada en un tiempo t.

Para simplificar los cálculos, se realizará una estimación de la producción energética de la instalación minieólica, a través de las horas equivalentes de la misma.

Las **horas equivalentes** se definen como la relación entre la energía producida anual en kWh, dividida por la potencia nominal del aerogenerador en kW. El resultado serán las horas a las que los aerogeneradores de la instalación tendrán que funcionar a su potencia nominal para producir la energía de un año.

En entornos urbanos suelen ser habituales valores inferiores a las 1.000 horas equivalentes.

Para el cálculo de energía obtenida en un año, se tomará un valor de horas equivalentes en funcionamiento de la instalación de unas 900 horas.

Teniendo en cuenta que se dispone de una longitud aproximada en la escollera de 740 m, y que la separación entre los aerogeneradores ha de ser como mínimo de 4 m (según indicaciones del fabricante), se podrán instalar los 20 aerogeneradores que serían necesarios para alcanzar los 100 kW de potencia nominal que se están planteando para la instalación.

$$\text{Energía anual} = 100 \text{ kW} * 900 \text{ horas} = 90.000 \text{ kWh/año}$$

Por tanto, la energía anual generada se estima en 90.000 kWh/año.

Por otro lado, si atendemos a la información facilitada por el fabricante, su curva de energía queda mostrada en la figura 20 de este documento. Considerando unas pérdidas del 5%, para un total de 20 aerogeneradores es posible calcular la generación del sistema en función del viento, tal y como muestra la siguiente tabla.

ENERGÍA EÓLICA TOTAL PRODUCIDA							
Media anual viento (m/s)	4	5	6	7	8	9	10
Energía anual unitaria (kWh)	1.943	4.721	6.903	9.809	12.649	15.023	16.614
<b>Energía anual del sistema propuesto (kWh)</b>	<b>36.917</b>	<b>89.699</b>	<b>131.157</b>	<b>186.371</b>	<b>240.331</b>	<b>285.437</b>	<b>315.666</b>

**Tabla 9. Capacidad de generación del sistema propuesto**

Según se ha comentado con anterioridad la velocidad media del viento en esta zona oscila entre los 3 y los 6 m/s y la frecuencia de cada velocidad quedó mostrada en la figura 8. Si aplicamos su porcentaje de frecuencia a la energía generada en función de la velocidad, **la energía anual generada resultante es la que se muestra en la siguiente tabla:**

ENERGÍA EÓLICA TOTAL PRODUCIDA								TOTAL
Media anual viento (m/s)	4	5	6	7	8	9	10	
Frecuencia velocidad media global	13%	10%	9,5%	9,2%	9%	7,5%	5,5%	-
<b>Energía anual del sistema propuesto (kWh)</b>	<b>4.799,21</b>	<b>8.969,90</b>	<b>12.459,92</b>	<b>17.146,13</b>	<b>21.629,79</b>	<b>21.407,78</b>	<b>17.361,63</b>	<b>103.774,35</b>

**Tabla 10. Producción de Energía Eléctrica Mediante Instalación Eólica**

### 5.2.5. COMPARATIVA DE LA DEMANDA DEL EDIFICIO CON LA PRODUCCIÓN DE LA INSTALACIÓN

El consumo eléctrico anual de las Lonjas y otros servicios incluidos en el contrato de suministro eléctrico que se está teniendo en cuenta para estudio, tal y como se ha indicado en el apartado 2.2.1 de este documento es de 1.337.834 kWh/año.

El consumo anual solo de los dos edificios de las Lonjas, que se ha estimado a partir de las mediciones durante el periodo considerado, tal y como se ha indicado en el apartado 2.2.2, es de 1.057.058 kWh/año.

Así, la **cobertura energética** que daría la instalación minieólica en el uso considerado respecto del contrato de suministro actual, estaría en torno al **7,76% de la demanda anual** de las instalaciones.

Si consideramos únicamente el consumo de las dos Lonjas según las estimaciones, **la instalación minieólica cubriría el 9,82% de la demanda de las instalaciones.**

### 5.2.6. BENEFICIOS AMBIENTALES

Para valorar los beneficios ambientales que supondría la instalación de una instalación minieólica de producción de energía eléctrica para autoconsumo para abastecer la demanda de las Lonjas de la Autoridad Portuaria de Vigo, es necesario tener en cuenta el ratio de emisiones de CO<sub>2</sub> por producción, que tiene el siguiente valor:

RATIO EMISIONES DE CO <sub>2</sub> POR PRODUCCIÓN		
GENERACIÓN ELÉCTRICA ESPAÑOLA	357	gr CO <sub>2</sub> / kWh

**Tabla 11. Ratio de Emisiones de CO<sub>2</sub> por Producción**

Así, la producción de energía eléctrica mediante el uso de la instalación de generación distribuida planteada, **evitará la emisión de 37,05 tn CO<sub>2</sub> a la atmósfera al año.**

### 5.2.7. INVERSIÓN

El valor facilitado para inversión en la instalación, únicamente incluye el precio de los equipos y el importe de la instalación en lo que se refiere a suministro, montaje, instalación y puesta en marcha.

Por tanto, la **inversión** que sería necesario realizar estaría en torno a **368.340 €**. A este valor habría que sumarle los costes derivados de la realización del proyecto, dirección de obra, inspecciones reglamentarias, legalización, etc.

### 5.2.8. MANTENIMIENTO DE LOS AEROGENERADORES

Se recomienda en concepto de mantenimiento preventivo, una revisión cada 12 meses. Durante dicha revisión se debe prestar especial atención a:

- Engrasado de rodamientos del paso variable.  
 Se comprobará el nivel de grasa de los rodamientos. Si este no es suficiente, ha de aplicarse grasa en el alojamiento de los rodamientos a través del engrasador.
- Comprobar el correcto funcionamiento del paso.
- Comprobar el correcto funcionamiento de las escobillas.

<sup>2</sup> Fuente: Documento Reconocido del Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios (RITE). FACTORES DE EMISIÓN DE CO<sub>2</sub> y COEFICIENTES DE PASO A ENERGÍA PRIMARIA DE DIFERENTES FUENTES DE ENERGÍA FINAL CONSUMIDAS EN EL SECTOR DE EDIFICIOS EN ESPAÑA (Resolución conjunta de los Ministerios de Industria, Energía y Turismo, y Ministerio de Fomento). Aplicación a partir de la fecha: 14 de enero de 2016)

- ◆ Chequeo de los anillos de cobre
- ◆ Chequeo de las conexiones de los cables
- Comprobar el correcto funcionamiento del paso presionando sobre las tres palancas de torsión a la vez. Se debe notar la fuerza resistente del muelle y la posterior recuperación de la posición inicial.

### 5.3. CONSIDERACIONES A TENER EN CUENTA E INSTALACIÓN RECOMENDADA

Una vez expuestas las dos alternativas planteadas, se procede a hacer una comparativa entre las dos instalaciones para valorar cuál de ellas sería más apropiado instalar.

Para ello, se describen las siguientes consideraciones a tener en cuenta a la hora de seleccionar una u otra instalación:

#### ■ *Producción*

En los apartados 5.1.3 y 5.2.4 se ha mostrado la producción estimada para cada una de las tecnologías planteadas a igualdad de potencia nominal instalada.

Como se puede ver, la producción de la instalación fotovoltaica es superior, con una diferencia de 28.515,65 kWh/año más producidos.

#### ■ *Inversión y Rentabilidad en lo que se refiere a peajes y cargos por autoconsumo*

Como se ha indicado en los apartados correspondientes a la inversión a realizar, la instalación minieólica supone una inversión inicial mucho más elevada que lo que supone la instalación fotovoltaica.

Además, para los dos tipos de instalaciones, los peajes y cargos por autoconsumo establecidos en el RD 900/2015 son de igual aplicación, ya que estos están relacionados con la tarifa eléctrica contratada que se esté considerando, si bien es cierto que, puesto que la producción de la instalación fotovoltaica es algo superior a la de la minieólica, los ahorros que se obtendrían en la facturación serían también mayores.

#### ■ *Condiciones para la ejecución*

La ejecución de ambos tipos de instalaciones sería muy distinta, debido a las respectivas ubicaciones que tomarían cada una.

La instalación fotovoltaica se instalaría en la cubierta de la Lonja de Altura, la cual es una superficie accesible y transitable, y en la que no parece haber ninguna dificultad más que las propias de la ejecución para llevarla a cabo.

La instalación minieólica se ubicaría en la escollera mencionada en anteriores apartados. Se trata de una superficie de hormigón en la que habría que realizar 20 cimentaciones, una para cada uno de los aerogeneradores instalados.

Para los aerogeneradores seleccionados, y según indicaciones del fabricante, es necesaria la realización de una zapata de hormigón de 2 x 2 x 1 m, normalmente. Puesto que la escollera tiene un peto de hormigón, únicamente sería necesario anclar mediante pernos químicos la placa de anclaje del aerogenerador, para lo que se necesitaría una profundidad de suelo de en torno a 1 m o 1,5 m.

Sería necesario comprobar *in situ* que se cumplen todas estas condiciones y valorar las posibilidades de espacio para desarrollar cada una de las cimentaciones y zanjas para las instalaciones eléctricas.

■ **Mantenimiento**

Como se ha descrito en los apartados 5.1.67 y 5.2.78, el mantenimiento de este tipo de instalaciones es sencillo y, aunque requiere de personal técnico cualificado, el mismo usuario puede hacer ciertas comprobaciones que indiquen que la instalación funciona adecuadamente.

La periodicidad de las revisiones no es elevada, por lo que se pueden programar las tareas de mantenimiento con cierta holgura, sin que supongan costes excesivos en ambos casos.

■ **Limitaciones operativas: distancia al punto de conexión y necesidad de infraestructura eléctrica**

En lo que se refiere al punto de conexión de las instalaciones para verter la energía generada a la red interna de las Lonjas, el Centro de Transformación (CT) se encuentra situado en el interior de la Lonja de Altura, aproximadamente en la mitad del edificio.

En el caso de la instalación fotovoltaica, sería apropiado situar los módulos fotovoltaicos en una zona de la cubierta que quede más o menos alineada con la ubicación del CT, de manera que las instalaciones eléctricas que se utilicen para la conexión tengan la menor longitud posible e invadan otras zonas o usos en su recorrido hasta el CT, siempre que esto sea posible.

En el caso de la instalación miniéolica, la distancia que habría que salvar es precisamente la distancia existente entre la escollera y el CT situado en la Lonja de Altura.

En un cálculo aproximado y estimando cuál podría ser un trazado óptimo, se considera que la realización de zanjas y la infraestructura eléctrica necesaria, debería seguir el siguiente recorrido marcado en rojo en la siguiente imagen:



**Figura 21. Posible trazado de infraestructura eléctrica en Instalación Miniéolica**

Se ha medido que esta distancia serían unos 725 m aproximadamente, considerando que la línea de evacuación pudiera partir del punto considerado en la figura anterior.

Debido a la gran longitud de línea que habría que salvar para verter la energía generada, las pérdidas debidas a la elevada caída de tensión dificultarían la posibilidad de verter la energía en baja tensión,

por lo que sería necesario instalar un CT intermedio que permitiese recorrer parte de este recorrido en alta tensión, de manera que se pudieran reducir las mismas.

Esto supondría unos costes en la inversión a realizar que podrían afectar negativamente a la viabilidad económica de este tipo de tecnología.

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores, se considera que la instalación más adecuada es la fotovoltaica, ya que permitiría cubrir una parte importante de la demanda energética de los dos edificios considerados, siendo más viable el desarrollo de la misma, debido a una menor necesidad de infraestructura para su ejecución.

#### **5.4. CÁLCULO DE LA RENTABILIDAD ECONÓMICA DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA**

Para el cálculo de la rentabilidad de la instalación, será necesario tener en cuenta los siguientes datos:

- Inversión a realizar, que según el presupuesto indicado en el apartado 5.1.6, estará en torno a 108.000 €.
- Peajes a las Redes de Transporte y Distribución y Cargos a las Modalidades de Autoconsumo, teniendo en cuenta las tarifas aplicadas en el año 2017 (ya que es el año de consumo del que se dispone de información completa).

En relación al RD 900/2015, las instalaciones de producción de energía eléctrica, están sujetas a los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución propios de los contratos de suministro eléctrico, y además a los cargos por producción para autoconsumo establecidos en este Real Decreto.

Para la aplicación de estos costes, se tendrá en cuenta lo siguiente:

- (i) Ahorro económico que supone la energía generada mediante la instalación fotovoltaica, en función de la tarifa actualmente contratada en el edificio:

El cálculo del ahorro económico que supone la energía generada por la instalación fotovoltaica, se va a realizar teniendo en cuenta el porcentaje de energía que se consume en cada periodo tarifario, y que ha sido extraído de los consumos de 2017 de la página web de la compañía comercializadora.

Esto es tan solo una estimación ya que no se dispone de datos de producción horaria de la instalación, como para saber los periodos tarifarios precisos en los que se está produciendo la energía y por tanto, no demandando energía de la red, pero este enfoque permite disponer de un cálculo muy aproximado de los ahorros económicos que se podrían obtener mes a mes.

El porcentaje de energía consumida en cada periodo tarifario a lo largo del año 2017, según datos de la web de Iberdrola, ha sido:

Mes:	Enero	% consumido en cada periodo Enero	Febrero	% consumido en cada periodo Febrero	Marzo	% consumido en cada periodo Marzo	Abril	% consumido en cada periodo Abril	Mayo	% consumido en cada periodo Mayo	Junio	% consumido en cada periodo Junio
P1	14.794	16,35	11.663	15,57	0	0,00	0	0,00	0	0,00	5.019	4,24
P2	23.313	25,77	18.435	24,61	0	0,00	0	0,00	0	0,00	16.456	13,90
P3	0	0,00	0	0,00	12.860	14,57	0	0,00	0	0,00	6.308	5,33
P4	0	0,00	0	0,00	21.738	24,63	0	0,00	0	0,00	14.164	11,96
P5	0	0,00	0	0,00	0	0,00	24.093	32,28	30.535	35,23	0	0,00
P6	52.368	57,88	44.808	59,82	53.660	60,80	50.556	67,72	56.143	64,77	76.444	64,57
<b>Total (kWh)</b>	<b>90.475</b>	<b>100,00</b>	<b>74.906</b>	<b>100,00</b>	<b>88.258</b>	<b>100</b>	<b>74.649</b>	<b>100</b>	<b>86.678</b>	<b>100</b>	<b>118.391</b>	<b>100</b>
Mes:	Julio	% consumido en cada periodo Julio	Agosto	% consumido en cada periodo Agosto	Septiembre	% consumido en cada periodo Septiembre	Octubre	% consumido en cada periodo Octubre	Noviembre	% consumido en cada periodo Noviembre	Diciembre	% consumido en cada periodo Diciembre
P1	36.442	18,43	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	16.551	14,66
P2	44.891	22,70	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	24.460	21,66
P3	0	0,00	0	0,00	10.462	8,52	0	0,00	18.523	17,93	0	0,00
P4	0	0,00	0	0,00	36.592	29,78	0	0,00	25.008	24,21	0	0,00
P5	0	0,00	0	0,00	0	0,00	46.385	37,64	0	0,00	0	0,00
P6	116.425	58,87	139.118	100,00	75.806	61,70	76.844	62,36	59.769	57,86	71.890	63,68
<b>Total (kWh)</b>	<b>197.758</b>	<b>100</b>	<b>139.118</b>	<b>100</b>	<b>122.860</b>	<b>100</b>	<b>123.229</b>	<b>100</b>	<b>103.300</b>	<b>100</b>	<b>112.901</b>	<b>100</b>

**Tabla 12. Porcentaje de energía consumida por periodos**

Así, aplicaremos estos porcentajes al total de la energía mensual generada por la instalación fotovoltaica, y la tarifa económica correspondiente. De esta forma, se aproximará el ahorro económico procedente de la energía generada por la instalación, al valor económico de la energía que se habría consumido si no existiera la instalación fotovoltaica.

(ii) Cargos a las Modalidades de Autoconsumo:

La disposición transitoria primera del mencionado Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, establece cómo se aplica el Régimen Económico Transitorio al autoconsumo, que para la modalidad tipo 2, cuando la potencia instalada de las instalaciones de producción conectadas en la red interior del consumidor no es superior a 100 kW, y el sujeto consumidor y los titulares de las instalaciones de producción son la misma persona física y jurídica, que es el caso que aplicaría según el artículo 13.2. b), indica:

(ii.1) Para determinar los componentes de la facturación de los peajes de acceso al consumidor asociado y los servicios auxiliares de generación de los sujetos acogidos a la modalidad de autoconsumo tipo 2 que dispongan de los equipos de medida indicados en el artículo 13.2.b), la facturación conjunta de los peajes de acceso del consumidor asociado y de los servicios auxiliares de generación se calculará considerando el control de potencia demandada, la demanda horaria y, en su caso, el término de energía reactiva en el punto frontera de la instalación.

(ii.2) Además de los peajes de acceso anteriores, serán de aplicación de forma transitoria los cargos asociados a los costes del sistema y el cargo por otros servicios del sistema de acuerdo con lo previsto a continuación, según la Orden ETU/1282/2017, de 22 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para el 2018:

a) *Los precios de los cargos fijos de aplicación en función de la potencia, en €/kW, serán los siguientes para cada categoría de peajes de acceso:*

Peaje de acceso	Cargo fijo (€/kW y año)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 A ( $P_c \leq 10$ kW)	8,144129					
2.0 DHA ( $P_c \leq 10$ kW)	8,144129					
2.0 DHS ( $P_c \leq 10$ kW)	8,144129					
2.1 A ( $10 < P_c \leq 15$ kW)	14,545413					
2.1 DHA ( $10 < P_c \leq 15$ kW)	14,545413					
2.1 DHS ( $10 < P_c \leq 15$ kW)	14,545413					
3.0 A ( $P_c > 15$ kW)	31,925550	5,878730	14,207985			
3.1 A (1 kV a 36 kV)	35,952537	6,717794	4,985851			
<b>6.1 A (1 kV a 30 kV)</b>	<b>22,169359</b>	<b>7,844864</b>	<b>9,790954</b>	<b>11,926548</b>	<b>14,278122</b>	<b>4,882162</b>
6.1 B (30 kV a 36 kV)	14,050921	3,782129	6,817708	8,953302	11,304876	3,525577
6.2 (36 kV a 72,5 kV)	9,082012	1,409534	4,372144	6,352856	8,073738	2,442188
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	9,279523	2,525841	3,909548	5,479569	6,893947	1,911493
6.4 (mayor o igual a 145 kV)	2,815509	0,000000	1,718359	3,457606	4,990376	0,970612

**Tabla 13. Precios Cargos Fijos**

- b) *Los precios del término de cargo variable, en €/kWh, que se aplicará sobre el autoconsumo horario denominado cargo transitorio por energía consumida serán los siguientes para cada categoría de peajes de acceso:*

Peaje de acceso	Cargo transitorio por energía autoconsumida (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 A ( $P_c \leq 10$ kW)	0,043187					
2.0 DHA ( $P_c \leq 10$ kW)	0,057144	0,006148				
2.0 DHS ( $P_c \leq 10$ kW)	0,057938	0,006430	0,006112			
2.1 A ( $10 < P_c \leq 15$ kW)	0,054883					
2.1 DHA ( $10 < P_c \leq 15$ kW)	0,068081	0,015450				
2.1 DHS ( $10 < P_c \leq 15$ kW)	0,068875	0,018220	0,011370			
3.0 A ( $P_c > 15$ kW)	0,020568	0,013696	0,008951			
3.1 A (1 kV a 36 kV)	0,015301	0,009998	0,012035			
<b>6.1 A (1 kV a 30 kV)</b>	<b>0,011775</b>	<b>0,011336</b>	<b>0,007602</b>	<b>0,009164</b>	<b>0,009986</b>	<b>0,006720</b>
6.1 B (30 kV a 36 kV)	0,011775	0,008312	0,007322	0,008260	0,009403	0,006349
6.2 (36 kV a 72,5 kV)	0,012669	0,011554	0,007881	0,008377	0,008716	0,006245
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	0,015106	0,012816	0,008530	0,008510	0,008673	0,006278
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	0,011775	0,008531	0,007322	0,007788	0,008257	0,006104

**Tabla 14. Precios Cargo Variable**

*Este término de cargo variable está constituido por los componentes correspondientes a:*

- *Componente de cargos variables asociados a los costes del sistema, estimados a partir de los términos variables de los peajes definidos en dicha orden, y descontando el peaje de acceso a las redes de transporte y distribución y, asimismo, las pérdidas correspondientes a cada peaje de acceso y periodo tarifario. Los precios serán los siguientes:*

Peaje de acceso	Componente de cargo variable asociado a los costes del sistema (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	0,033214					
2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	0,047029	0,000000				
2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	0,047824	0,000000	0,000125			
2.1 A (10 < Pc ≤ 15 kW)	0,044909					
2.1 DHA (10 < Pc ≤ 15 kW)	0,057967	0,009301				
2.1 DHS (10 < Pc ≤ 15 kW)	0,058761	0,011790	0,005382			
3.0 A (Pc > 15 kW)	0,006850	0,004048	0,003550			
3.1 A (1 kV a 36 kV)	0,003526	0,001191	0,006691			
<b>6.1 A (1 kV a 30 kV)</b>	<b>0,000000</b>	<b>0,003024</b>	<b>0,000280</b>	<b>0,002337</b>	<b>0,003158</b>	<b>0,001376</b>
6.1 B (30 kV a 36 kV)	0,000000	0,000000	0,000000	0,001433	0,002575	0,001005
6.2 (36 kV a 72,5 kV)	0,000894	0,003242	0,000559	0,001550	0,001888	0,000902
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	0,003331	0,004504	0,001208	0,001683	0,001845	0,000934
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	0,000000	0,000219	0,000000	0,000960	0,001429	0,000761

**Tabla 15. Precios Cargo Variable asociado a los Costes del Sistema**

- *Componente de pagos por capacidad, cuyos precios serán los previstos en el artículo 4 de la Orden IET/2735/2015, de 17 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2016 y se aprueban determinadas instalaciones tipo y parámetros retribuidos de instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.*

Peajes de acceso	Precio unitario para la financiación de los pagos por capacidad Euro/kWh (b.c.)					
	P1	P2	P3	P4	P5	P6
<i>Peajes de baja tensión</i>						
2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	0,004630					
2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	0,004771	0,000805				
2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	0,004771	0,001087	0,000644			
2.1 A (10 < Pc ≤ 15 kW)	0,004630					
2.1 DHA (10 < Pc ≤ 15 kW)	0,004771	0,000805				
2.1 DHS (10 < Pc ≤ 15 kW)	0,004771	0,001087	0,000644			
3.0 A (Pc > 15 kW)	0,008374	0,004304	0,000058			
<i>Peajes de alta tensión</i>						
3.1 A (1 kV a 36 kV)	0,006432	0,003463	0,000000			
<b>6.1A (1 kV a 30 kV)</b>	<b>0,006432</b>	<b>0,002969</b>	<b>0,001979</b>	<b>0,001484</b>	<b>0,001484</b>	<b>0,000000</b>
6.1B (30 kV a 36 kV)	0,006432	0,002969	0,001979	0,001484	0,001484	0,000000
6.2 (36 kV a 72,5 kV)	0,006432	0,002969	0,001979	0,001484	0,001484	0,000000
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	0,006432	0,002969	0,001979	0,001484	0,001484	0,000000
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	0,006432	0,002969	0,001979	0,001484	0,001484	0,000000

**Tabla 16. Precios Cargo Variable asociado a los Pagos por Capacidad**

c) *Componentes asociados a otros servicios del sistema:*

Componente	Precio (€/Kwh)
Retribución operador del mercado	0,000025
Retribución operador del sistema	0,000109
Servicio de interrumpibilidad	0,002000
Servicios de ajuste	0,003210

*Total cargos otros costes: 0,005344 €/kWh*

**Tabla 17. Precios Cargo asociado a Otros Servicios del Sistema (Peaje de Respaldo)**

Teniendo en cuenta lo anterior, se va a simular cómo habría sido la factura energética del contrato en el que están incluidas las Lonjas de Altura y Bajura de la APV, de acuerdo a los datos de facturación de 2017 extraídos de la web de Iberdrola.

Nótese que no pueden utilizarse los datos de consumo energético estimados para el año 2018 con los datos de las mediciones, ya que los peajes de acceso y cargos a las modalidades de autoconsumo, están directamente ligados a la tarifa contratada.

También es necesario indicar que no se han tenido en cuenta ni los impuestos ni los alquileres incluidos en la facturación, tan solo términos correspondientes al consumo de potencia y energía.

Así, la aplicación de los peajes y cargos anteriormente definidos, supondrían que la factura energética tendría la siguiente configuración, mes a mes, con el consecuente coste anual:

### **ENERO 2017:**

#### 1.- Facturación sin instalación fotovoltaica:

<b>ENERO 2017</b>		
CONSUMO ENERGÍA ACTIVA	90.475,00	kWh
CONSUMO DE ENERGÍA REACTIVA	0,00	kVAr
TÉRMINO DE POTENCIA	831,26	€
TÉRMINO DE ENERGÍA ACTIVA	8.473,71	€
TÉRMINO DE ENERGÍA REACTIVA	0,00	€
<b>TOTAL</b>	<b>9.304,97</b>	<b>€</b>

#### 2.- Facturación con instalación fotovoltaica:

<b>ENERO 2017</b>		
PRODUCCIÓN FV = AUTOCONSUMO HORARIO	4.920,00	kWh
DEMANDA HORARIA	85.555,00	kWh
CONSUMO ENERGÍA REACTIVA	0,00	kVAr
<b>ARTÍCULO 16 DEL RD 900/2015:</b>		
TÉRMINO DE POTENCIA	831,26	€
TÉRMINO DE ENERGÍA ACTIVA	8.012,91	€
TÉRMINO DE ENERGÍA REACTIVA	0,00	€
<b>TOTAL PEAJES</b>	<b>8.844,17</b>	<b>€</b>
<b>ARTÍCULO 17 DEL RD 900/2015:</b>		
POTENCIA CARGOS FIJOS	0,00	€
AUTOCONSUMO EN P1	9,472902	€
AUTOCONSUMO EN P2	14,37125	€
AUTOCONSUMO EN P3	0	€
AUTOCONSUMO EN P4	0	€

ENERO 2017		
AUTOCONSUMO EN P5	0	€
AUTOCONSUMO EN P6	19,13691	€
COSTES DEL SISTEMA EN P1	0	€
COSTES DEL SISTEMA EN P2	3,833685	€
COSTES DEL SISTEMA EN P3	0	€
COSTES DEL SISTEMA EN P4	0	€
COSTES DEL SISTEMA EN P5	0	€
COSTES DEL SISTEMA EN P6	3,91851	€
PAGOS POR CAPACIDAD EN P1	5,174497	€
PAGOS POR CAPACIDAD EN P2	3,763959	€
PAGOS POR CAPACIDAD EN P3	0	€
PAGOS POR CAPACIDAD EN P4	0	€
PAGOS POR CAPACIDAD EN P5	0	€
PAGOS POR CAPACIDAD EN P6	0	€
<b>TOTAL CARGOS VARIABLES</b>	<b>59,67171</b>	<b>€</b>
<b>ARTÍCULO 18 DEL RD 900/2015:</b>		
<b>Total</b>	<b>26,29248</b>	<b>€</b>
<b>FACTURACIÓN TOTAL</b>	<b>8.930,13</b>	<b>€</b>

### 3.- Ahorro en la Facturación:

ENERO 2017		
<b>AHORRO</b>	374,84	€

### FEBRERO 2017:

#### 1.- Facturación sin instalación fotovoltaica:

FEBRERO 2017		
CONSUMO ENERGÍA ACTIVA	74.906,00	kWh
CONSUMO DE ENERGÍA REACTIVA	0,00	kVAr
TÉRMINO DE POTENCIA	528,79	€
TÉRMINO DE ENERGÍA ACTIVA	7.015,55	€
TÉRMINO DE ENERGÍA REACTIVA	0,00	€
<b>TOTAL</b>	<b>7.544,34</b>	<b>€</b>

**2.- Facturación con instalación fotovoltaica:**

<b>FEBRERO 2017</b>		
PRODUCCIÓN FV = AUTOCONSUMO HORARIO	7.050,00	kWh
DEMANDA HORARIA	67.856,00	kWh
CONSUMO ENERGÍA REACTIVA	0,00	kVAr
<b>ARTÍCULO 16 DEL RD 900/2015:</b>		
TÉRMINO DE POTENCIA	528,79	€
TÉRMINO DE ENERGÍA ACTIVA	6.355,26	€
TÉRMINO DE ENERGÍA REACTIVA	0	€
<b>TOTAL PEAJES</b>	<b>6.884,05</b>	<b>€</b>
<b>ARTÍCULO 17 DEL RD 900/2015:</b>		
POTENCIA CARGOS FIJOS	0	€
AUTOCONSUMO EN P1	12,92539	€
AUTOCONSUMO EN P2	19,66869	€
AUTOCONSUMO EN P3	0	€
AUTOCONSUMO EN P4	0	€
AUTOCONSUMO EN P5	0	€
AUTOCONSUMO EN P6	28,33984	€
COSTES DEL SISTEMA EN P1	0	€
COSTES DEL SISTEMA EN P2	5,246835	€
COSTES DEL SISTEMA EN P3	0	€
COSTES DEL SISTEMA EN P4	0	€
COSTES DEL SISTEMA EN P5	0	€
COSTES DEL SISTEMA EN P6	5,802919	€
PAGOS POR CAPACIDAD EN P1	7,060392	€
PAGOS POR CAPACIDAD EN P2	5,151407	€
PAGOS POR CAPACIDAD EN P3	0	€
PAGOS POR CAPACIDAD EN P4	0	€
PAGOS POR CAPACIDAD EN P5	0	€
PAGOS POR CAPACIDAD EN P6	0	€
<b>TOTAL CARGOS VARIABLES</b>	<b>84,19547</b>	<b>€</b>
<b>ARTÍCULO 18 DEL RD 900/2015:</b>		
<b>Total</b>	<b>37,6752</b>	<b>€</b>
<b>FACTURACIÓN TOTAL</b>	<b>7.005,92</b>	<b>€</b>

3.- Ahorro en la Facturación:

FEBRERO 2017		
<b>AHORRO</b>	<b>538,42</b>	€

**MARZO 2017:**

1.- Facturación sin instalación fotovoltaica:

MARZO 2017		
CONSUMO ENERGÍA ACTIVA	88.258,00	kWh
CONSUMO DE ENERGÍA REACTIVA	0,00	kVAr
TÉRMINO DE POTENCIA	167,55	€
TÉRMINO DE ENERGÍA ACTIVA	8.509,41	€
TÉRMINO DE ENERGÍA REACTIVA	0,00	€
<b>TOTAL</b>	<b>8.676,96</b>	€

2.- Facturación con instalación fotovoltaica:

MARZO 2017		
PRODUCCIÓN FV = AUTOCONSUMO HORARIO	11.500,00	kWh
DEMANDA HORARIA	76.758,00	kWh
CONSUMO ENERGÍA REACTIVA	0,00	kVAr
<b>ARTÍCULO 16 DEL RD 900/2015:</b>		
TÉRMINO DE POTENCIA	167,55	€
TÉRMINO DE ENERGÍA ACTIVA	7.400,39	€
TÉRMINO DE ENERGÍA REACTIVA	0	€
<b>TOTAL PEAJES</b>	<b>7.567,94</b>	€
<b>ARTÍCULO 17 DEL RD 900/2015:</b>		
POTENCIA CARGOS FIJOS	0,00	€
AUTOCONSUMO EN P1	0	€
AUTOCONSUMO EN P2	0	€
AUTOCONSUMO EN P3	13,14928	€
AUTOCONSUMO EN P4	26,79402	€
AUTOCONSUMO EN P5	0	€
AUTOCONSUMO EN P6	48,50128	€
COSTES DEL SISTEMA EN P1	0	€
COSTES DEL SISTEMA EN P2	0	€
COSTES DEL SISTEMA EN P3	0,48432	€

MARZO 2017		
COSTES DEL SISTEMA EN P4	6,833002	€
COSTES DEL SISTEMA EN P5	0	€
COSTES DEL SISTEMA EN P6	9,931214	€
PAGOS POR CAPACIDAD EN P1	0	€
PAGOS POR CAPACIDAD EN P2	0	€
PAGOS POR CAPACIDAD EN P3	3,423103	€
PAGOS POR CAPACIDAD EN P4	4,338971	€
PAGOS POR CAPACIDAD EN P5	0	€
PAGOS POR CAPACIDAD EN P6	0	€
<b>TOTAL CARGOS VARIABLES</b>	<b>113,4552</b>	<b>€</b>
<b>ARTÍCULO 18 DEL RD 900/2015:</b>		
<b>TOTAL</b>	<b>63,43862</b>	<b>€</b>
<b>FACTURACIÓN TOTAL</b>	<b>7.744,83</b>	<b>€</b>

### 3.- Ahorro en la Facturación:

MARZO 2017		
<b>AHORRO</b>	<b>932,13</b>	<b>€</b>

### **ABRIL 2017:**

#### 1.- Facturación sin instalación fotovoltaica:

ABRIL 2017		
CONSUMO ENERGÍA ACTIVA	74.654,00	kWh
CONSUMO DE ENERGÍA REACTIVA	0,00	kVAr
TÉRMINO DE POTENCIA	1.555,57	€
TÉRMINO DE ENERGÍA ACTIVA	4.638,60	€
TÉRMINO DE ENERGÍA REACTIVA	0,00	€
<b>TOTAL</b>	<b>6.194,17</b>	<b>€</b>

2.- Facturación con instalación fotovoltaica:

ABRIL 2017		
PRODUCCIÓN FV = AUTOCONSUMO HORARIO	12.800,00	kWh
DEMANDA HORARIA	63.524,00	kWh
CONSUMO ENERGÍA REACTIVA	0,00	kVAr
<b>ARTÍCULO 16 DEL RD 900/2015:</b>		
TÉRMINO DE POTENCIA	1.555,57	€
TÉRMINO DE ENERGÍA ACTIVA	3.953,20	€
TÉRMINO DE ENERGÍA REACTIVA	0,00	€
<b>TOTAL PEAJES</b>	<b>5.508,77</b>	<b>€</b>
<b>ARTÍCULO 17 DEL RD 900/2015:</b>		
POTENCIA CARGOS FIJOS	0	€
AUTOCONSUMO EN P1	0	€
AUTOCONSUMO EN P2	0	€
AUTOCONSUMO EN P3	0	€
AUTOCONSUMO EN P4	0	€
AUTOCONSUMO EN P5	35,87184	€
AUTOCONSUMO EN P6	50,65393	€
COSTES DEL SISTEMA EN P1	0	€
COSTES DEL SISTEMA EN P2	0	€
COSTES DEL SISTEMA EN P3	0	€
COSTES DEL SISTEMA EN P4	0	€
COSTES DEL SISTEMA EN P5	11,34421	€
COSTES DEL SISTEMA EN P6	10,372	€
PAGOS POR CAPACIDAD EN P1	0	€
PAGOS POR CAPACIDAD EN P2	0	€
PAGOS POR CAPACIDAD EN P3	0	€
PAGOS POR CAPACIDAD EN P4	0	€
PAGOS POR CAPACIDAD EN P5	5,330844	€
PAGOS POR CAPACIDAD EN P6	0	€
<b>TOTAL CARGOS VARIABLES</b>	<b>113,5728</b>	<b>€</b>
<b>ARTÍCULO 18 DEL RD 900/2015:</b>		
<b>TOTAL</b>	<b>59,47872</b>	<b>€</b>
<b>FACTURACIÓN TOTAL</b>	<b>5.681,82</b>	<b>€</b>

### 3.- Ahorro en la Facturación:

ABRIL 2017		
<b>AHORRO</b>	<b>512,35</b>	€

### MAYO 2017:

#### 1.- Facturación sin instalación fotovoltaica:

MAYO 2017		
CONSUMO ENERGÍA ACTIVA	86.678,00	kWh
CONSUMO DE ENERGÍA REACTIVA	0,00	kVAr
TÉRMINO DE POTENCIA	1.839,04	€
TÉRMINO DE ENERGÍA ACTIVA	5.070,24	€
TÉRMINO DE ENERGÍA REACTIVA	0,00	€
<b>TOTAL</b>	<b>6.909,28</b>	€

#### 2.- Facturación con instalación fotovoltaica:

MAYO 2017		
PRODUCCIÓN FV = AUTOCONSUMO HORARIO	15.200,00	kWh
DEMANDA HORARIA	71.478,00	kWh
CONSUMO ENERGÍA REACTIVA	0,00	kVAr
<b>ARTÍCULO 16 DEL RD 900/2015:</b>		
TÉRMINO DE POTENCIA	1.839,04	€
TÉRMINO DE ENERGÍA ACTIVA	4.181,11	€
TÉRMINO DE ENERGÍA REACTIVA	0,00	€
<b>TOTAL PEAJES</b>	<b>6.020,15</b>	€
<b>ARTÍCULO 17 DEL RD 900/2015:</b>		
POTENCIA CARGOS FIJOS	0	€
AUTOCONSUMO EN P1	0	€
AUTOCONSUMO EN P2	0	€
AUTOCONSUMO EN P3	0	€
AUTOCONSUMO EN P4	0	€
AUTOCONSUMO EN P5	53,47172	€
AUTOCONSUMO EN P6	66,16062	€
COSTES DEL SISTEMA EN P1	0	€
COSTES DEL SISTEMA EN P2	0	€
COSTES DEL SISTEMA EN P3	0	€

MAYO 2017		
COSTES DEL SISTEMA EN P4	0	€
COSTES DEL SISTEMA EN P5	16,91004	€
COSTES DEL SISTEMA EN P6	13,54718	€
PAGOS POR CAPACIDAD EN P1	0	€
PAGOS POR CAPACIDAD EN P2	0	€
PAGOS POR CAPACIDAD EN P3	0	€
PAGOS POR CAPACIDAD EN P4	0	€
PAGOS POR CAPACIDAD EN P5	7,946329	€
PAGOS POR CAPACIDAD EN P6	0	€
<b>TOTAL CARGOS VARIABLES</b>	<b>158,0359</b>	<b>€</b>
<b>ARTÍCULO 18 DEL RD 900/2015:</b>		
<b>TOTAL</b>	<b>81,2288</b>	<b>€</b>
<b>FACTURACIÓN TOTAL</b>	<b>6.259,42</b>	<b>€</b>

### 3.- Ahorro en la Facturación:

MAYO 2017		
<b>AHORRO</b>	<b>649,86</b>	<b>€</b>

### JUNIO 2017:

#### 1.- Facturación sin instalación fotovoltaica:

JUNIO 2017		
CONSUMO ENERGÍA ACTIVA	118.391,00	kWh
CONSUMO DE ENERGÍA REACTIVA	0,00	kVAr
TÉRMINO DE POTENCIA	3.566,09	€
TÉRMINO DE ENERGÍA ACTIVA	7.561,22	€
TÉRMINO DE ENERGÍA REACTIVA	0,00	€
<b>TOTAL</b>	<b>11.127,31</b>	<b>€</b>

## 2.- Facturación con instalación fotovoltaica:

JUNIO 2017		
PRODUCCIÓN FV = AUTOCONSUMO HORARIO	16.200,00	kWh
DEMANDA HORARIA	102.191,00	kWh
CONSUMO ENERGÍA REACTIVA	0,00	kVAr
<b>ARTÍCULO 16 DEL RD 900/2015:</b>		
TÉRMINO DE POTENCIA	3.566,09	€
TÉRMINO DE ENERGÍA ACTIVA	6.526,58	€
TÉRMINO DE ENERGÍA REACTIVA	0,00	€
<b>TOTAL PEAJES</b>	<b>10.092,67</b>	<b>€</b>
<b>ARTÍCULO 17 DEL RD 900/2015:</b>		
POTENCIA CARGOS FIJOS	0	€
AUTOCONSUMO EN P1	8,086758	€
AUTOCONSUMO EN P2	25,52586	€
AUTOCONSUMO EN P3	6,561693	€
AUTOCONSUMO EN P4	17,761	€
AUTOCONSUMO EN P5	0	€
AUTOCONSUMO EN P6	70,2925	€
COSTES DEL SISTEMA EN P1	0	€
COSTES DEL SISTEMA EN P2	6,809299	€
COSTES DEL SISTEMA EN P3	0,241683	€
COSTES DEL SISTEMA EN P4	4,529403	€
COSTES DEL SISTEMA EN P5	0	€
COSTES DEL SISTEMA EN P6	14,39323	€
PAGOS POR CAPACIDAD EN P1	4,417327	€
PAGOS POR CAPACIDAD EN P2	6,685452	€
PAGOS POR CAPACIDAD EN P3	1,708181	€
PAGOS POR CAPACIDAD EN P4	2,876181	€
PAGOS POR CAPACIDAD EN P5	0	€
PAGOS POR CAPACIDAD EN P6	0	€
<b>TOTAL CARGOS VARIABLES</b>	<b>169,8886</b>	<b>€</b>
<b>ARTÍCULO 18 DEL RD 900/2015:</b>		
<b>TOTAL</b>	<b>86,5728</b>	<b>€</b>
<b>FACTURACIÓN TOTAL</b>	<b>10.349,13</b>	<b>€</b>

### 3.- Ahorro en la Facturación:

JUNIO 2017		
<b>AHORRO</b>	<b>778,18</b>	€

### **JULIO 2017:**

#### 1.- Facturación sin instalación fotovoltaica:

JULIO 2017		
CONSUMO ENERGÍA ACTIVA	197.758,00	kWh
CONSUMO DE ENERGÍA REACTIVA	0,00	kVAr
TÉRMINO DE POTENCIA	7.506,05	€
TÉRMINO DE ENERGÍA ACTIVA	2.115,12	€
TÉRMINO DE ENERGÍA REACTIVA	0,00	€
<b>TOTAL</b>	<b>21.513,61</b>	€

#### 2.- Facturación con instalación fotovoltaica:

JULIO 2017		
PRODUCCIÓN FV = AUTOCONSUMO HORARIO	17.000,00	kWh
DEMANDA HORARIA	180.758,00	kWh
CONSUMO ENERGÍA REACTIVA	0,00	kVAr
<b>ARTÍCULO 16 DEL RD 900/2015:</b>		
TÉRMINO DE POTENCIA	7.506,05	€
TÉRMINO DE ENERGÍA ACTIVA	12.803,42	€
TÉRMINO DE ENERGÍA REACTIVA	0,00	€
<b>TOTAL PEAJES</b>	<b>20.309,47</b>	€
<b>ARTÍCULO 17 DEL RD 900/2015:</b>		
POTENCIA CARGOS FIJOS	0	€
AUTOCONSUMO EN P1	36,88739	€
AUTOCONSUMO EN P2	43,74556	€
AUTOCONSUMO EN P3	0	€
AUTOCONSUMO EN P4	0	€
AUTOCONSUMO EN P5	0	€
AUTOCONSUMO EN P6	67,2559	€
COSTES DEL SISTEMA EN P1	0	€
COSTES DEL SISTEMA EN P2	11,6696	€
COSTES DEL SISTEMA EN P3	0	€

**JULIO 2017**

COSTES DEL SISTEMA EN P4	0	€
COSTES DEL SISTEMA EN P5	0	€
COSTES DEL SISTEMA EN P6	13,77145	€
PAGOS POR CAPACIDAD EN P1	20,14945	€
PAGOS POR CAPACIDAD EN P2	11,45735	€
PAGOS POR CAPACIDAD EN P3	0	€
PAGOS POR CAPACIDAD EN P4	0	€
PAGOS POR CAPACIDAD EN P5	0	€
PAGOS POR CAPACIDAD EN P6	0	€
<b>TOTAL CARGOS VARIABLES</b>	<b>204,9367</b>	<b>€</b>
<b>ARTÍCULO 18 DEL RD 900/2015:</b>		
<b>TOTAL</b>	<b>90,848</b>	<b>€</b>
<b>FACTURACIÓN TOTAL</b>	<b>20.605,26</b>	<b>€</b>

**3.- Ahorro en la Facturación:**
**JULIO 2017**

<b>AHORRO</b>	<b>908,35</b>	<b>€</b>
---------------	---------------	----------

**AGOSTO 2017:**
**1.- Facturación sin instalación fotovoltaica:**
**AGOSTO 2017**

CONSUMO ENERGÍA ACTIVA	139.118,00	kWh
CONSUMO DE ENERGÍA REACTIVA	0,00	kVAr
TÉRMINO DE POTENCIA	1.633,44	€
TÉRMINO DE ENERGÍA ACTIVA	7.381,31	€
TÉRMINO DE ENERGÍA REACTIVA	0,00	€
<b>TOTAL</b>	<b>9.014,75</b>	<b>€</b>

2.- Facturación con instalación fotovoltaica:

AGOSTO 2017		
PRODUCCIÓN FV = AUTOCONSUMO HORARIO	15.900,00	kWh
DEMANDA HORARIA	123.218,00	kWh
CONSUMO ENERGÍA REACTIVA	0,00	kVAr
<b>ARTÍCULO 16 DEL RD 900/2015:</b>		
TÉRMINO DE POTENCIA	1.633,44	€
TÉRMINO DE ENERGÍA ACTIVA	6.543,00	€
TÉRMINO DE ENERGÍA REACTIVA	0,00	€
<b>TOTAL PEAJES</b>	<b>8.176,44</b>	<b>€</b>
<b>ARTÍCULO 17 DEL RD 900/2015:</b>		
POTENCIA CARGOS FIJOS	0	€
AUTOCONSUMO EN P1	0	€
AUTOCONSUMO EN P2	0	€
AUTOCONSUMO EN P3	0	€
AUTOCONSUMO EN P4	0	€
AUTOCONSUMO EN P5	0	€
AUTOCONSUMO EN P6	106,848	€
COSTES DEL SISTEMA EN P1	0	€
COSTES DEL SISTEMA EN P2	0	€
COSTES DEL SISTEMA EN P3	0	€
COSTES DEL SISTEMA EN P4	0	€
COSTES DEL SISTEMA EN P5	0	€
COSTES DEL SISTEMA EN P6	21,8784	€
PAGOS POR CAPACIDAD EN P1	0	€
PAGOS POR CAPACIDAD EN P2	0	€
PAGOS POR CAPACIDAD EN P3	0	€
PAGOS POR CAPACIDAD EN P4	0	€
PAGOS POR CAPACIDAD EN P5	0	€
PAGOS POR CAPACIDAD EN P6	0	€
<b>TOTAL CARGOS VARIABLES</b>	<b>128,7264</b>	<b>€</b>
<b>ARTÍCULO 18 DEL RD 900/2015:</b>		
<b>TOTAL</b>	<b>84,9696</b>	<b>€</b>
<b>FACTURACIÓN TOTAL</b>	<b>8.390,14</b>	<b>€</b>

### 3.- Ahorro en la Facturación:

AGOSTO 2017		
<b>AHORRO</b>	<b>624,61</b>	€

### SEPTIEMBRE 2017:

#### 1.- Facturación sin instalación fotovoltaica:

SEPTIEMBRE 2017		
CONSUMO ENERGÍA ACTIVA	122.860,00	kWh
CONSUMO DE ENERGÍA REACTIVA	0,00	kVAr
TÉRMINO DE POTENCIA	2.878,67	€
TÉRMINO DE ENERGÍA ACTIVA	7.453,20	€
TÉRMINO DE ENERGÍA REACTIVA	0,00	€
<b>TOTAL</b>	<b>10.331,87</b>	€

#### 2.- Facturación con instalación fotovoltaica:

SEPTIEMBRE 2017		
PRODUCCIÓN FV = AUTOCONSUMO HORARIO	12.700,00	kWh
DEMANDA HORARIA	110.160,00	kWh
CONSUMO ENERGÍA REACTIVA	0,00	kVAr
<b>ARTÍCULO 16 DEL RD 900/2015:</b>		
TÉRMINO DE POTENCIA	2.878,67	€
TÉRMINO DE ENERGÍA ACTIVA	6.682,76	€
TÉRMINO DE ENERGÍA REACTIVA	0,00	€
<b>TOTAL PEAJES</b>	<b>9.561,43</b>	€
<b>ARTÍCULO 17 DEL RD 900/2015:</b>		
POTENCIA CARGOS FIJOS	0	€
AUTOCONSUMO EN P1	0	€
AUTOCONSUMO EN P2	0	€
AUTOCONSUMO EN P3	8,221211	€
AUTOCONSUMO EN P4	34,66286	€
AUTOCONSUMO EN P5	0	€
AUTOCONSUMO EN P6	52,65821	€
COSTES DEL SISTEMA EN P1	0	€
COSTES DEL SISTEMA EN P2	0	€
COSTES DEL SISTEMA EN P3	0,302807	€

SEPTIEMBRE 2017		
COSTES DEL SISTEMA EN P4	8,839711	€
COSTES DEL SISTEMA EN P5	0	€
COSTES DEL SISTEMA EN P6	10,78239	€
PAGOS POR CAPACIDAD EN P1	0	€
PAGOS POR CAPACIDAD EN P2	0	€
PAGOS POR CAPACIDAD EN P3	2,140197	€
PAGOS POR CAPACIDAD EN P4	5,613235	€
PAGOS POR CAPACIDAD EN P5	0	€
PAGOS POR CAPACIDAD EN P6	0	€
<b>TOTAL CARGOS VARIABLES</b>	<b>123,2206</b>	<b>€</b>
<b>ARTÍCULO 18 DEL RD 900/2015:</b>		
<b>TOTAL</b>	<b>67,8688</b>	<b>€</b>
<b>FACTURACIÓN TOTAL</b>	<b>9.752,52</b>	<b>€</b>

### 3.- Ahorro en la Facturación:

SEPTIEMBRE 2017		
<b>AHORRO</b>	<b>579,35</b>	<b>€</b>

### OCTUBRE 2017:

#### 1.- Facturación sin instalación fotovoltaica:

OCTUBRE 2017		
CONSUMO ENERGÍA ACTIVA	123.229,00	kWh
CONSUMO DE ENERGÍA REACTIVA	0,00	kVAr
TÉRMINO DE POTENCIA	2.635,06	€
TÉRMINO DE ENERGÍA ACTIVA	7.253,84	€
TÉRMINO DE ENERGÍA REACTIVA	0,00	€
<b>TOTAL</b>	<b>9.888,90</b>	<b>€</b>

## 2.- Facturación con instalación fotovoltaica:

OCTUBRE 2017		
PRODUCCIÓN FV = AUTOCONSUMO HORARIO	8.820,00	kWh
DEMANDA HORARIA	114.409,00	kWh
CONSUMO ENERGÍA REACTIVA	0,00	kVAr
<b>ARTÍCULO 16 DEL RD 900/2015:</b>		
TÉRMINO DE POTENCIA	2.635,06	€
TÉRMINO DE ENERGÍA ACTIVA	6.734,64	€
TÉRMINO DE ENERGÍA REACTIVA	0,00	€
<b>TOTAL PEAJES</b>	<b>9.369,70</b>	<b>€</b>
<b>ARTÍCULO 17 DEL RD 900/2015:</b>		
POTENCIA CARGOS FIJOS	0	€
AUTOCONSUMO EN P1	0	€
AUTOCONSUMO EN P2	0	€
AUTOCONSUMO EN P3	0	€
AUTOCONSUMO EN P4	0	€
AUTOCONSUMO EN P5	33,15315	€
AUTOCONSUMO EN P6	36,96025	€
COSTES DEL SISTEMA EN P1	0	€
COSTES DEL SISTEMA EN P2	0	€
COSTES DEL SISTEMA EN P3	0	€
COSTES DEL SISTEMA EN P4	0	€
COSTES DEL SISTEMA EN P5	10,48444	€
COSTES DEL SISTEMA EN P6	7,568051	€
PAGOS POR CAPACIDAD EN P1	0	€
PAGOS POR CAPACIDAD EN P2	0	€
PAGOS POR CAPACIDAD EN P3	0	€
PAGOS POR CAPACIDAD EN P4	0	€
PAGOS POR CAPACIDAD EN P5	4,926825	€
PAGOS POR CAPACIDAD EN P6	0	€
<b>TOTAL CARGOS VARIABLES</b>	<b>93,09272</b>	<b>€</b>
<b>ARTÍCULO 18 DEL RD 900/2015:</b>		
<b>TOTAL</b>	<b>47,13408</b>	<b>€</b>
<b>FACTURACIÓN TOTAL</b>	<b>9.509,93</b>	<b>€</b>

3.- Ahorro en la Facturación:

OCTUBRE 2017		
<b>AHORRO</b>	<b>378,97</b>	€

**NOVIEMBRE 2017:**

1.- Facturación sin instalación fotovoltaica:

NOVIEMBRE 2017		
CONSUMO ENERGÍA ACTIVA	103.300,00	kWh
CONSUMO DE ENERGÍA REACTIVA	0,00	kVAr
TÉRMINO DE POTENCIA	2.630,21	€
TÉRMINO DE ENERGÍA ACTIVA	6.460,39	€
TÉRMINO DE ENERGÍA REACTIVA	0,00	€
<b>TOTAL</b>	<b>9.090,60</b>	€

2.- Facturación con instalación fotovoltaica:

NOVIEMBRE 2017		
PRODUCCIÓN FV = AUTOCONSUMO HORARIO	5.640,00	kWh
DEMANDA HORARIA	97.660,00	kWh
CONSUMO ENERGÍA REACTIVA	0,00	kVAr
<b>ARTÍCULO 16 DEL RD 900/2015:</b>		
TÉRMINO DE POTENCIA	2.630,21	€
TÉRMINO DE ENERGÍA ACTIVA	6.107,66	€
TÉRMINO DE ENERGÍA REACTIVA	0,00	€
<b>TOTAL PEAJES</b>	<b>8.737,87</b>	€
<b>ARTÍCULO 17 DEL RD 900/2015:</b>		
POTENCIA CARGOS FIJOS	0	€
AUTOCONSUMO EN P1	0	€
AUTOCONSUMO EN P2	0	€
AUTOCONSUMO EN P3	7,688081	€
AUTOCONSUMO EN P4	12,51246	€
AUTOCONSUMO EN P5	0	€
AUTOCONSUMO EN P6	21,92926	€
COSTES DEL SISTEMA EN P1	0	€
COSTES DEL SISTEMA EN P2	0	€
COSTES DEL SISTEMA EN P3	0,283171	€

**NOVIEMBRE 2017**

COSTES DEL SISTEMA EN P4	3,190924	€
COSTES DEL SISTEMA EN P5	0	€
COSTES DEL SISTEMA EN P6	4,490278	€
PAGOS POR CAPACIDAD EN P1	0	€
PAGOS POR CAPACIDAD EN P2	0	€
PAGOS POR CAPACIDAD EN P3	2,001409	€
PAGOS POR CAPACIDAD EN P4	2,026244	€
PAGOS POR CAPACIDAD EN P5	0	€
PAGOS POR CAPACIDAD EN P6	0	€
<b>TOTAL CARGOS VARIABLES</b>	<b>54,12183</b>	<b>€</b>
<b>ARTÍCULO 18 DEL RD 900/2015:</b>		
<b>TOTAL</b>	<b>30,14016</b>	<b>€</b>
<b>FACTURACIÓN TOTAL</b>	<b>8.822,13</b>	<b>€</b>

**3.- Ahorro en la Facturación:**
**NOVIEMBRE 2017**

<b>AHORRO</b>	<b>268,47</b>	<b>€</b>
---------------	---------------	----------

**DICIEMBRE 2017:**
**1.- Facturación sin instalación fotovoltaica:**
**DICIEMBRE 2017**

CONSUMO ENERGÍA ACTIVA	112.901,00	kWh
CONSUMO DE ENERGÍA REACTIVA	0,00	kVAr
TÉRMINO DE POTENCIA	4.440,47	€
TÉRMINO DE ENERGÍA ACTIVA	7.732,11	€
TÉRMINO DE ENERGÍA REACTIVA	0,00	€
<b>TOTAL</b>	<b>12.172,58</b>	<b>€</b>

2.- Facturación con instalación fotovoltaica:

DICIEMBRE 2017		
PRODUCCIÓN FV = AUTOCONSUMO HORARIO	4.560,00	kWh
DEMANDA HORARIA	108.341,00	kWh
CONSUMO ENERGÍA REACTIVA	0,00	kVAr
<b>ARTÍCULO 16 DEL RD 900/2015:</b>		
TÉRMINO DE POTENCIA	4.440,47	€
TÉRMINO DE ENERGÍA ACTIVA	7.419,81	€
TÉRMINO DE ENERGÍA REACTIVA	0,00	€
<b>TOTAL PEAJES</b>	<b>11.860,28</b>	<b>€</b>
<b>ARTÍCULO 17 DEL RD 900/2015:</b>		
POTENCIA CARGOS FIJOS	0	€
AUTOCONSUMO EN P1	7,871404	€
AUTOCONSUMO EN P2	11,19911	€
AUTOCONSUMO EN P3	0	€
AUTOCONSUMO EN P4	0	€
AUTOCONSUMO EN P5	0	€
AUTOCONSUMO EN P6	19,51214	€
COSTES DEL SISTEMA EN P1	0	€
COSTES DEL SISTEMA EN P2	2,987482	€
COSTES DEL SISTEMA EN P3	0	€
COSTES DEL SISTEMA EN P4	0	€
COSTES DEL SISTEMA EN P5	0	€
COSTES DEL SISTEMA EN P6	3,995342	€
PAGOS POR CAPACIDAD EN P1	4,299692	€
PAGOS POR CAPACIDAD EN P2	2,933146	€
PAGOS POR CAPACIDAD EN P3	0	€
PAGOS POR CAPACIDAD EN P4	0	€
PAGOS POR CAPACIDAD EN P5	0	€
PAGOS POR CAPACIDAD EN P6	0	€
<b>TOTAL CARGOS VARIABLES</b>	<b>52,79831</b>	<b>€</b>
<b>ARTÍCULO 18 DEL RD 900/2015:</b>		
<b>TOTAL</b>	<b>24,36864</b>	<b>€</b>
<b>FACTURACIÓN TOTAL</b>	<b>11.937,45</b>	<b>€</b>

### 3.- Ahorro en la Facturación:

DICIEMBRE 2017		
AHORRO	235,13	€

Así, teniendo en cuenta los resultados anteriores, podemos calcular la rentabilidad de la instalación:

INVERSIÓN (€)	AHORRO ANUAL (€/AÑO)	TRS (AÑOS)
108.000	6.780,67	15,93

**Tabla 18. Rentabilidad de la Instalación Fotovoltaica**

## 6. CONCLUSIONES

El estudio realizado a lo largo de este documento, para valorar la viabilidad tanto técnica como económica de la instalación de un sistema de producción de energía eléctrica para autoconsumo mediante energías renovables, indica que el desarrollo de la instalación fotovoltaica es perfectamente viable, aunque hay que tener en consideración algunos condicionantes tanto a nivel técnico como a nivel normativo, que son los siguientes:

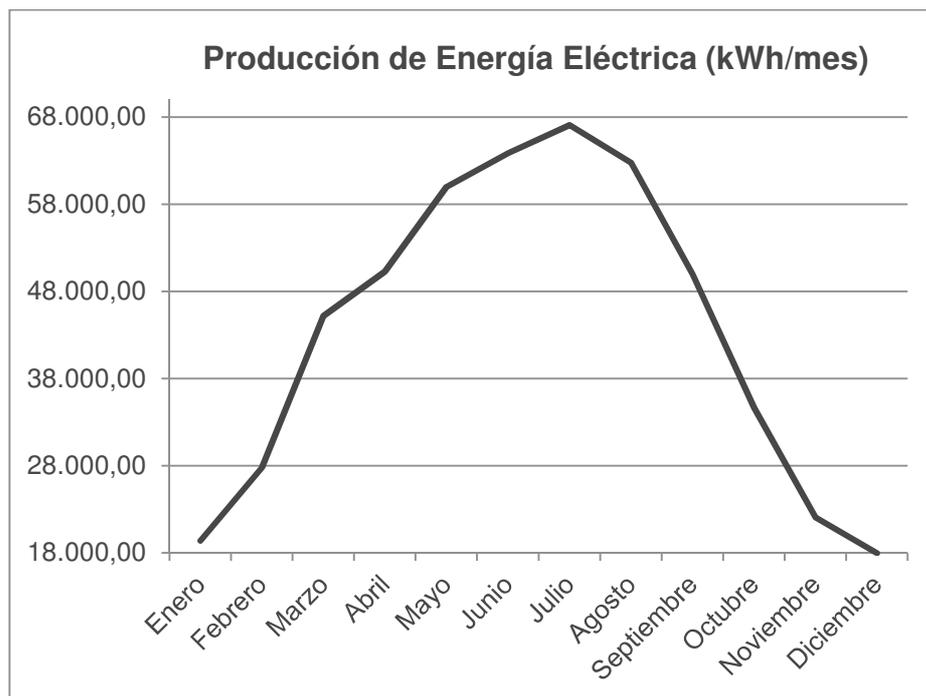
1. A pesar de no tener intención de verter a la red parte o la totalidad de la energía producida por la instalación fotovoltaica y que la instalación planteada no tenga una potencia superior a 100 kW, el hecho de que en el contrato de suministro eléctrico la potencia contratada sea superior a 100 kW hace que esta instalación sea incluida en la modalidad de autoconsumo tipo 2, por lo que hay que tener en cuenta que será necesario que la APV solicite la inscripción en el registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica, en la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital, así como solicitar un punto de conexión según el procedimiento establecido en el RD 1699/2011 para la evacuación de la energía.

La autorización y legalización, por el hecho de considerarse que se está realizando una actividad de “venta de energía”, aunque en realidad no se esté haciendo, se puede complicar en cuanto a la consideración de estar realizando una actividad económica, y ralentizar la tramitación de esta instalación.

2. Tal y como se ha indicado en el apartado 4.1., la máxima potencia que se podría instalar teniendo en cuenta lo establecido en el RD 900/2015 es de 468 kW, que es la mayor de las potencias que se tienen contratadas en los seis periodos de facturación.

A continuación, se muestra la producción energética anual para una instalación fotovoltaica con dicha potencia:

MES	PRODUCCIÓN
Enero	19.400,00
Febrero	27.800,00
Marzo	45.200,00
Abril	50.300,00
Mayo	60.000,00
Junio	63.900,00
Julio	67.100,00
Agosto	62.800,00
Septiembre	50.000,00
Octubre	34.700,00
Noviembre	22.100,00
Diciembre	18.000,00
<b>Total</b>	<b>521.300,00</b>



**Figura 22. Datos de Producción de la Instalación Solar Fotovoltaica de 425,25 kWp**

Como se puede ver en la tabla y gráfica anteriores, la producción de la instalación fotovoltaica seguiría sin cubrir la demanda total de los edificios, pero elevaría en gran medida la cobertura energética y puesto que se dispone de superficie suficiente, la APV podría plantear la posibilidad de aumentar la potencia instalada para tener una mayor cobertura de la demanda.

- El periodo de retorno simple de la inversión resultante, alrededor de los 16 años, podría parecer elevado, pero teniendo en cuenta que la vida útil de una instalación de este tipo está en torno a los 25 años, se considera una amortización razonable de la inversión.

Por otro lado, la decisión de acometer este tipo de inversiones no debe basarse únicamente en términos económicos, ya que los beneficios medioambientales derivados de disponer de una instalación de generación distribuida para abastecer la demanda de las Lonjas del Puerto de Vigo a través de fuentes de energía renovables son importantes:

- ◆ Reducción del nivel de dependencia energética de la APV mediante el aprovechamiento de la capacidad de generación propia, contribuyendo al cumplimiento de los compromisos nacionales establecidos en relación al cambio climático.
- ◆ Mejora de la diversificación energética de la APV a través del uso de energías renovables.
- ◆ Fomento del uso de energías renovables en la APV, contribuyendo a la política de Responsabilidad Social Corporativa de la APV.
- ◆ Reducción de emisiones contaminantes, así como de la huella de carbono, mejorando la calidad medioambiental del entorno.