Estrategia de autoconsumo fotovoltaico de Canarias

Gobierno de Canarias

Estrategia de autoconsumo fotovoltaico de Canarias (edición v 1)

Las Palmas de Gran Canaria, junio de 2020

Coordinación: Dirección General de Energía del Gobierno de Canarias

Autores: Instituto Tecnológico de Canarias, S.A.

Tabla de Contenidos

1. RESUMEN EJECUTIVO 4

2. ANTECEDENTES 6

3. DIAGNÓSTICO DEL POTENCIAL DE AUTOCONSUMO FOTOVOLTAICO DE CANARIAS 7

3.1. BASES DE CÁLCULO 7

3.1.1. Estimación de áreas ocupadas por edificaciones en Canarias 7

3.1.2. Estimación de altura de las edificaciones 11

3.1.3. Estimación de pendientes 18

3.1.4. Estimación de orientaciones 20

3.1.5. Estimación del área útil sobre cubierta para la instalación de generadores fotovoltaicos 22

3.1.6. Estimación de la energía generada por vivienda 23

3.1.7. Estimación de demanda por edificio y sector 26

3.1.8. Balance energético 33

3.1.9. Estimación de costes 34

3.2. RESULTADOS DEL DIAGNÓSTICO 37

3.2.1. Lanzarote 37

3.2.2. Fuerteventura 44

3.2.3. Gran Canaria 53

3.2.4. Tenerife 62

3.2.5. La Gomera 73

3.2.6. La Palma 80

3.2.7. El Hierro 88

3.3. RESUMEN DE RESULTADOS Y CONCLUSIONES EXTRAÍDAS DEL ANÁLISIS 94

3.4. SITUACIÓN DEL SECTOR DEL AUTOCONSUMO FOTOVOLTAICO 98

3.4.1. Real Decreto – Ley 15/2018 98

3.4.2. Real Decreto 244/2019 99

3.4.3. Condiciones técnicas de la instalación 102

3.4.4. Códigos de red 105

3.4.4.1. Requisitos generales para instalaciones Tipo A 106

3.4.4.2. Requisitos generales para instalaciones Tipo B 108

3.4.4.3. Códigos de red en sistemas eléctricos insulares 110

3.4.5. Autoconsumo comunitario 112
3.4.6. Tramitación administrativa 113
3.5. ANÁLISIS DAFO 118
4. OBJETIVOS DE LA ESTRATEGIA DE AUTOCONSUMO FOTOVOLTAICO 124
4.1. PRINCIPIOS BÁSICOS 124
4.2. OBJETIVOS GENERALES 126
4.3. OBJETIVOS SECTORIALES 127
5. PLAN DE ACCIÓN 128
6. COSTE DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LA ESTRATEGIA 134
6.1. INSULARIZADO PARA EL PERIODO 2021 - 2030 134
6.2. ANUALIZADO PARA EL PERIODO 2021 - 2030 147
6.3. INSULARIZADO PARA EL PERIODO 2031 - 2040 159
6.4. INSULARIZADO PARA EL PERIODO 2031 - 2040 171
6.5. RESUMEN DE COSTES DE IMPLANTACIÓN 184
7. CONCLUSIONES 190

1. RESUMEN EJECUTIVO

En esta estrategia se lleva a cabo un análisis en detalle de las posibilidades del autoconsumo fotovoltaico como elemento clave para el cambio hacia un modelo energético sostenible y descarbonizado basado en la generación distribuida, que fomente la democratización de la energía y contribuya a la lucha contra la pobreza energética.

Para la ejecución de esta estrategia, se ha considerado fundamental el desarrollo de un estudio de planificación que se soporte sobre los mejores recursos disponibles en la actualidad para la estimación del potencial de instalación de sistemas de autoconsumo fotovoltaico existente en Canarias. En este sentido, se ha contado con información catastral y un Modelo Digital de Terreno (MDT) de alta resolución (0.5x0.5 metros), generado por el ITC mediante el uso de datos LIDAR disponibles en el Sistema de Información sobre Ocupación del Suelo de España (SIOSE). Además, se hizo uso también de series temporales horarias de radiación solar, temperatura y velocidad del viento (mallado de 250x250 metros), que junto con los datos cartográficos extraídos del MDT (por ejemplo orientación e inclinación) permitieron el desarrollo de balances energéticos horarios para años tipo en **todas las referencias catastrales de Canarias**.

Los balances energéticos desarrollados para cada edificio de Canarias permitieron definir la potencia fotovoltaica instalable y la energía producida en cada instalación. También se estimó la demanda eléctrica, a partir de la cual se pudieron definir los excedentes energéticos previstos y la energía que debería continuar siendo proveída por las redes eléctricas insulares. El estudio también permitió definir los costes y los ahorros anuales conseguidos en la factura eléctrica por la instalación de sistemas de autoconsumo fotovoltaico.

Los análisis fueron desarrollados para dos supuestos. El Supuesto 1 considera que el usuario opta por la instalación de la mayor superficie posible de paneles fotovoltaicos sobre su cubierta. En el Supuesto 2 se simula aquella situación en la que se establece como límite técnico que los excedentes anuales **se situarían en el 10% de la demanda anual**, lo que se considera como límite **asumible y realista** en un sistema que apuesta por maximizar el autoconsumo sin que ello suponga la aplicación excesiva de políticas de cortes sobre generación renovable.

El **escenario óptimo propone la instalación de 1.271 MW de potencia fotovoltaica en régimen de autoconsumo para el total de Canarias**, **lo que supondría dedicar un 7,5% del área total disponible sobre cubierta para la generación de electricidad**. Para alcanzar ese objetivo se requeriría una inversión total de 3.244 M€, si bien el ahorro agregado de todos los autoconsumidores se situaría en 125,8 M€ al año. Con este escenario se integrarían en la red eléctrica 1.588,1 GWh/año para toda Canaria, habiendo descontado los vertidos a red si todo autoconsumidor instalara dispositivos de anti-vertido y, además, no se dispusiera de sistemas de almacenamiento energético asociados. En este supuesto pesimista, el autoconsumo evitaría la emisión de 1.248,3 $ktCO_2eq$ de Gases contaminantes de Efecto Invernadero (GEI) al año, lo que se traduce en un beneficio económico añadido de 31,2 M€/año. En el caso de que los vertidos pudieran ser aprovechados por otros consumidores ubicados cerca de cada instalación de autoconsumo (supuesto optimista), la reducción de emisiones GEI incrementaría hasta las 1.669 $ktCO_2$ equivalentes y el beneficio económico sería de 40 M€/año.

Potencia fotovoltaica en autoconsumo instalable por isla						
Municipio	Área total sobre cubierta	Área total para instalación PV	PV máxima instalable	PV instalable por criterio de cobertura	Inversión requerida	Ahorro
	m²	m²	MW	MW	M€	M€/año
Lanzarote	13.028.093	9.114.927	906	94	245	14,0
Fuerteventura	15.686.015	10.972.419	1.091	86	225	13,0
Gran Canaria	53.377.685	37.271.153	3.691	484	1.275	69,7
Tenerife	71.896.685	50.302.290	4.995	553	1.348	22,6
La Gomera	1.449.948	1.013.190	100	9	25	1,3
La Palma	5.296.240	3.705.838	366	34	97	4,8
El Hierro	1.208.618	843.048	83,4635	11	28	0,4
Total	**161.943.283**	**113.222.864**	**11.233**	**1.271**	**3.244**	**125,8**

Distribución por sectores								
Municipio	Lanzarote	Fuerteventura	Gran Canaria	Tenerife	La Gomera	La Palma	El Hierro	Canarias
	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	
Residencial	38,9	25,6	111,2	249,5	5,6	18,2	7,5	456,6
Comercios	19,6	13,8	72,0	63,5	0,5	3,7	0,6	173,7
Agricultura	0,6	0,9	8,3	19,7	0,7	3,9	0,6	34,7
Industrial	16,0	8,9	90,1	31,6	0,9	3,1	1,1	151,7
AA.PP	3,2	4,8	100,0	37,5	0,5	4,4	1,6	152,0
Hostelería	10,9	22,4	55,5	103,6	0,2	0,2	0,0	192,9
Oficinas	0,5	0,5	24,8	5,6	0,0	0,5	0,2	32,1
Otros usos	4,4	9,0	22,2	41,4	0,1	0,1	0,0	77,2
Total	**94**	**86**	**484**	**553**	**8,5**	**34,1**	**11,5**	**1.271**

De los 1.271 MW instalables en el conjunto de Canarias, se ha considerado que 21,2 MW podrían ser instalados en ubicaciones donde existen protecciones ambientales por existencia de Espacios Naturales Protegidos (ENP). En este sentido, si bien habría que estudiar caso por caso, se ha supuesto que dicha solución no sólo es posible sino que además es lo deseable dado que se ubicarían en edificios existentes en los que hace falta suministro eléctrico. En muchos de estos casos, para continuar proveyendo sus servicios, se requieren aumentar la potencia contratada, pero la repotenciación de las redes de transporte y distribución no siempre es viable. Por ello, el autoconsumo fotovoltaico podría verse como la solución más sostenible en esos casos.

En el apartado 4 de este documento se presentan un conjunto de objetivos formulados en base a los resultados del estudio que podrían ser integrados en la planificación de la Comunidad Autónoma de Canarias (PTECan). Adicionalmente, se definen un conjunto de 60 acciones concretas estructuradas en 9 líneas de actuación con las que se considera que se podrían materializar los objetivos planteados. Finalmente, se estima el coste de implementación de la estrategia. Serían necesarios 262 M€, de los cuales 230 M€ provendrían de mecanismos de subvención que ayudaran a sufragar aquella parte de la instalación que aleja sensiblemente este tipo de proyectos de su rentabilidad económica óptima (del 4% al 7% de TIR). También presentan gran importancia sobre el global de la inversión del plan de acción aquellas acciones relativas a los incentivos fiscales y planes que fomentan la innovación como medio para conseguir los mayores índices posibles de cobertura de demanda mediante el uso de instalaciones fotovoltaicas en régimen de autoconsumo, así como la creación de nuevos modelos de negocio que fomenten el empleo verde en las Islas Canarias. Recordar que sólo la reducción de emisiones GEI supone un ahorro de 40 M€/año.

2. ANTECEDENTES

Con fecha 29 de noviembre de 2019 se aprueba el encargo con Orden Nº 111/2019 por la que se encarga al Instituto Tecnológico de Canarias, S.A, la realización de diversos estudios en materia energética que sirvan de apoyo y complemento al futuro Plan de Transición Energética de Canarias (PTECan). Este encargo plantea tres actuaciones específicas relacionadas con el autoconsumo fotovoltaico, el almacenamiento y el uso del vehículo eléctrico.

- **Tarea 1**. **Elaboración de la Estrategia para el autoconsumo fotovoltaico (FV) en Canarias**. De acuerdo con las bases planteadas en la orden de encomienda, se desarrolla un diagnóstico del potencial de instalación de fotovoltaica en modalidad de autoconsumo para los distintos sectores: residencial, industrial, turístico, agrícola y administraciones públicas. El mencionado diagnóstico será clave para identificar las barreras que frenan el desarrollo de esta modalidad de generación y elaborar un plan de acción con medidas que permitan alcanzar los objetivos perseguidos por el ejecutivo regional en coherencia con la potencialidad existente.

- **Tarea 2**. **Elaboración de la Estrategia de almacenamiento energético en Canarias**. Se analizan todas las alternativas de almacenamiento energético existentes y las tendencias de desarrollo de la tecnología. Asimismo, se estudia dónde se ubicarían esas capacidades de almacenamiento en los distintos eslabones de la cadena de valor de la energía de Canarias. El estudio debe plantear un análisis de viabilidad técnica y económica para el despliegue de sistemas de almacenamiento energético a distintas escalas. Finalmente, se evaluará el marco regulatorio necesario para adaptar su normalización teniendo en cuenta las particularidades de Canarias.

- **Tarea 3**. **Actualización de la Estrategia del vehículo eléctrico en Canarias**. Esta acción plantea la actualización de la Estrategia Canaria de Movilidad Eléctrica desarrollada en el año 2015. Las proyecciones evaluarán el crecimiento previsto para el horizonte 2030 y 2050.

Se presenta en este documento la estrategia para el autoconsumo fotovoltaico. De modo inicial se desarrolla una estimación del potencial existente en Canarias para la instalación de sistemas de autoconsumo basados en generación fotovoltaica. Esta estimación ha sido llevada a cabo con un Sistema de Información Geográfica (SIG) el cual se soporta con datos catastrales e imágenes LIDAR de alta resolución para todo el territorio del archipiélago canario, los cuales se consideran los mejores recursos en abierto disponibles para el desarrollo de este tipo de investigaciones. Una vez cuantificado el potencial de instalación por isla y sector de la actividad, se determina la demanda aproximada en cada una de las regiones existentes, estableciendo cuál es la aptitud de Canarias para el uso de generación fotovoltaica en régimen de autoconsumo.

En base al potencial existente, se razona cuáles son los factores clave que pueden suponer una barrera para la instalación de sistemas de autoconsumo fotovoltaico, planteándose a partir de este estudio un plan de acción anualizado e insularizado con el que alcanzar el máximo nivel posible de autoconsumo en el horizonte a 2030.

3. DIAGNÓSTICO DEL POTENCIAL DE AUTOCONSUMO FOTOVOLTAICO DE CANARIAS

3.1. BASES DE CÁLCULO

Se describe en este apartado las bases de cálculo usadas en este estudio sobre la cuantificación del potencial existente en Canarias para la instalación de sistemas de autoconsumo fotovoltaico. Este análisis se centra en la vertiente geográfica, usando como referencia datos catastrales publicados por la Dirección General de Catastro del Ministerio de Hacienda del Gobierno de España y un Modelo Digital de Terreno de alta resolución (0.5 x 0.5 m^2) desarrollado por el Instituto Tecnológico de Canarias, S.A en base a los datos LIDAR (Light Detection and Ranging) publicados por el Centro Nacional de Información Geográfica del Ministerio de Transporte, Movilidad y Agenda Urbana del Gobierno de España.

Usando ambas fuentes de información, se logra determinar el área sobre cubierta existente en Canarias que, en principio, tendría aptitudes para la instalación de paneles fotovoltaicos. Esta aptitud se mide en función del espacio existente sobre cubierta con inclinaciones y orientaciones aptas para su instalación. Así pues, se calcula la potencia instalable y la energía producida por dichos generadores fotovoltaicos. De la misma forma, se determina la demanda anual en cada edificio.

No pueden ignorarse las restricciones derivadas de la estabilidad de los sistemas eléctricos insulares, las cuales condicionan en gran medida el potencial real de desarrollo de esta solución. En cualquier caso, este tipo de análisis en detalle requeriría la modelización de toda la red eléctrica de distribución de Canarias, discerniendo para cada centro de transformación de la Comunidad Autónoma la cantidad de potencia fotovoltaica inyectada. Esta desagregación por centro de transformación no puede ser desarrollada en el ámbito de este estudio ya que no se dispone de datos sobre la ubicación precisa de todos los centros de transformación de Canarias y de otros parámetros de gran importancia como la potencia nominal de estos centros de transformación y su estado de carga. No obstante, sí se logra definir el balance energético de todos los edificios de Canarias y con ello se generan mapas de calor de las zonas con mayor penetración renovable y excedentes energéticos.

3.1.1. Estimación de áreas ocupadas por edificaciones en Canarias

El presente estudio se centra en la cuantificación del potencial existente en Canarias para la instalación de plantas fotovoltaicas en régimen de autoconsumo. En este sentido, se ha considerado fundamental basar este estudio en los mejores recursos disponibles en Canarias para este análisis de planificación energética.

Los estudios de diagnosis desarrollados en este trabajo se llevan a cabo mediante el uso de un Sistema de Información Geográfica (SIG) que permite el análisis territorial para la cuantificación del potencial de instalación de plantas fotovoltaicas sobre cubiertas en el archipiélago canario.

Inicialmente se parte de la información pública proporcionada por la Dirección General de Catastro del Ministerio de Hacienda. Tanto a través de su página web como mediante una API

(Application Programming Interface) desarrollada por dicha institución, el usuario puede acceder a toda la información catastral disponible para Canarias. Las consultas se realizan por términos municipales, accediéndose a distintos datos de interés para el desarrollo del presente estudio.

En general, se ha accedido a datos de edificaciones (BU). Según las especificaciones INSPIRE (conjunto de datos catastrales), se considera edificio a toda construcción, superficial o subterránea, con el propósito de alojar personas, animales y cosas, o la producción y distribución de bienes o servicios y que sean estructuras permanentes en el terreno. En este sentido, se matiza que la representación de edificios en España es compleja, razón por la que los elementos de construcción se trazan según los volúmenes construidos, señalándose con números romanos si dichas edificaciones son superficiales o subterráneas. Por todo ello, a modo de ejemplo, un recinto etiquetado como –I+II define que dicha construcción tiene una planta bajo rasante y dos sobre rasante.

Los datos de construcciones fueron construidos usando el modelo INSPIRE 2D extended BU, el cual desagrega las construcciones en tres conjuntos de objeto:

- **Building**: Se refiere al objeto principal que define el edificio y representa la geometría de la huella de los edificios en una serie de atributos definidos en un esquema 2D extendido.
- **BuildingPart**: Lo definen como cada una de las construcciones de una parcela que tiene un volumen homogéneo y que pueden ser sobre o bajo rasante. Estos contienen los atributos de altura.
- **OtherConstructions**: Se refieren al conjunto de datos catastrales que marca la ubicación de piscinas.

De los conjuntos de datos mencionados, se descargan capas en formato shape en las que se puede acceder a una tabla de atributos donde, por cada referencia catastral se presentan los siguientes datos característicos:

- **INSPIRED**: Se refiere al identificador único de cada obstáculo u objeto de la capa shape.
- **Referencia catastral**: Referencia catastral de cada edificio contenido en la capa.
- **Fecha de inscripción**: Fecha en la que se ha dado de alta en la base de datos el objeto mencionado.
- **Condición**: Se refiere al estado de conservación del edificio. Existen tres categorías: ruinoso, deficiente y funcional.
- **Fecha de construcción**: Fecha en la que se construye el inmueble. Este parámetro puede tener dos atributos, beginning y end. Si sólo hay una construcción la fecha se presenta en el primer atributo. En el caso de que en el edificio exista más de una construcción se presenta en beginning la fecha de construcción de la primera vivienda y en end la fecha de construcción de la última vivienda.
- **Fecha de baja**: También se presenta la fecha de baja de una construcción determinada.

- **Geometría**: Muestra las coordenadas de los vértices en un anillo exterior el cual se presenta en el sentido de las agujas del reloj.
- **Tipo de uso**: Se define el uso dominante del edificio. En general se estima calculando los metros cuadrados del inmueble que están siendo usados para una actividad concreta. Se distinguen entre **Residencial, Agricultura, Industrial, Oficinas, Comercios y Servicios públicos**.
- **Número de edificios**: Número de inmuebles de la parcela catastral que contiene el edificio.
- **Wellings**: Número de inmuebles de la parcela catastral que contiene el edificio, destinados a vivienda.
- **Área oficial**: Presenta la superficie del edificio en metros cuadrados y el tipo de superficie medida.
- **Condición del edificio**: Indica con números romanos si el edificio se encuentra sobre o bajo rasante y cuántas plantas cumplen esa condición según el ejemplo descrito con anterioridad en este apartado.

En general, el conjunto de datos de edificios es ofrecido por la sede de catastro mediante un servicios WMS y WFS. No obstante, la aplicación que permite el acceso directamente desde el sistema SIG se produce mediante ficheros ATOM los cuales se actualizan cada 6 meses (según las bases establecidas en el manual "*Cartografía Catastral INSPIRE*"). Por tanto, en algunos casos la información no estaba actualizada y hubo que acceder a este a través de la sede oficial de Catastro (web).

Se presentan a continuación algunas comparaciones entre la capa de información catastral y la ortofoto para la misma región.

Figura 1 Ortofoto en región específica localizada en Ingenio (Gran Canaria)

Figura 1 Información catastral a la que se accede en la misma región del municipio de Ingenio

Figura 2 Ortofoto en región específica localizada en Santa Cruz de La Palma (La Palma)

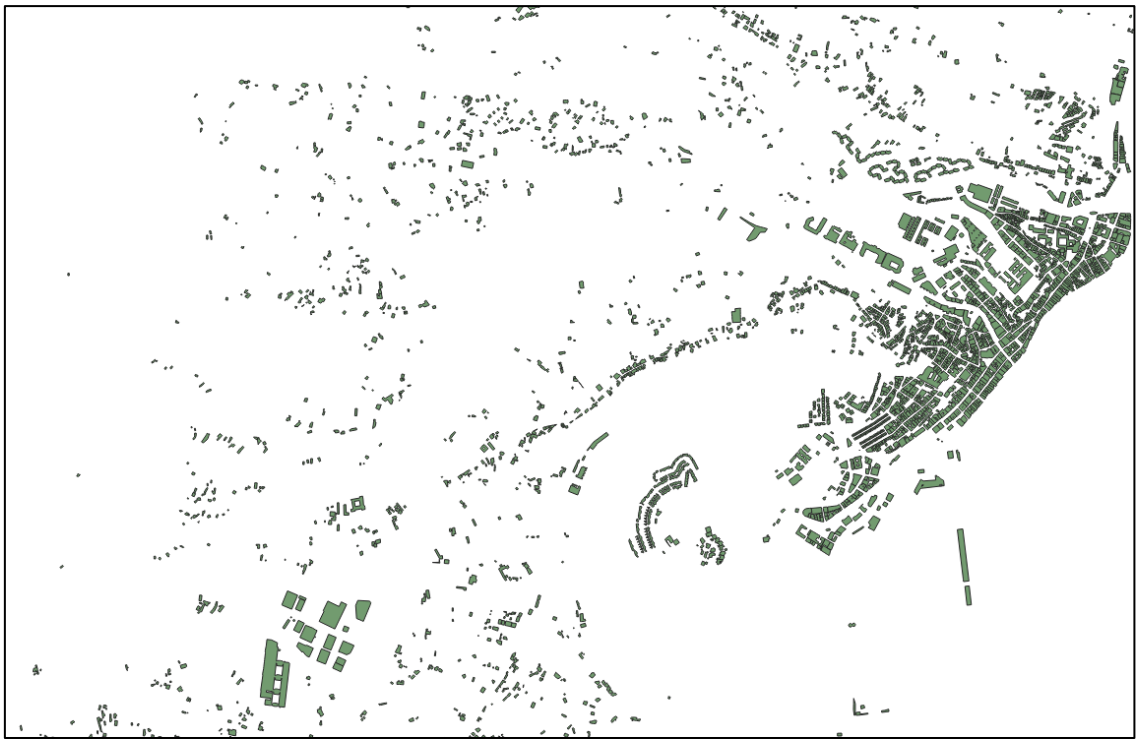

Figura 3 Información catastral a la que se accede en la misma región del municipio de Santa Cruz de La Palma

3.1.2. Estimación de altura de las edificaciones

Las imágenes anteriores demuestran el nivel de detalle de los datos catastrales a los que se han accedido para definir las áreas ocupadas por las edificaciones. No obstante, a efectos de los estudios llevados a cabo en este trabajo, no sólo basta con saber la ubicación de los edificios, también es fundamental conocer las alturas de estos obstáculos y las condiciones de pendientes y orientación de las cubiertas para evaluar la potencialidad real de instalación de plantas fotovoltaicas en estos edificios.

En el momento actual, la fuente de datos más precisa disponible que pueda aportar esta información son las imágenes LIDAR. El LIDAR es una tecnología que permite determinar la distancia desde un emisor láser a un objeto o superficie utilizando un haz láser pulsado. Esa distancia es medida a través del tiempo necesario desde que se emite un pulso de luz hasta que esta luz se refleja sobre una superficie determinada.

En la práctica, el mapeo de terrenos se lleva a cabo con un Escáner Láser Aerotransportado (Airborne Light Scanner – ALS). Dicho escáner tiene la peculiaridad de combinar el propio movimiento del avión que lo transporta (movimiento longitudinal) con el movimiento específico del espejo móvil que hace desviar el haz de luz láser por el escáner (movimiento transversal). Por todo ello, para conocer las coordenadas específicas de capa punto del territorio se realiza una lectura no sólo del tiempo de reflejo, sino de otros parámetros tales como la posición del sensor y el ángulo del espejo en cada instante. Asimismo, se toman datos de un sistema GPS diferencial (cruza la posición del avión con datos de estaciones en superficie para medir posición y altura del avión) y un sistema de navegación inercial (aporta datos de trayectorias y giros del avión) para arrojar como resultado la altura de los obstáculos para toda la malla.

La tecnología LiDAR fue utilizada por el Regional GeoData Air para mapear toda la superficie de Canarias mediante vuelos en los que se transportaba un sensor de tecnología Leica ALS60. Dicho sensor generó una nube de millones de puntos en 3D con una densidad media de 0,5 puntos por metro cuadrado. Esta se considera la máxima precisión existente en la actualidad.

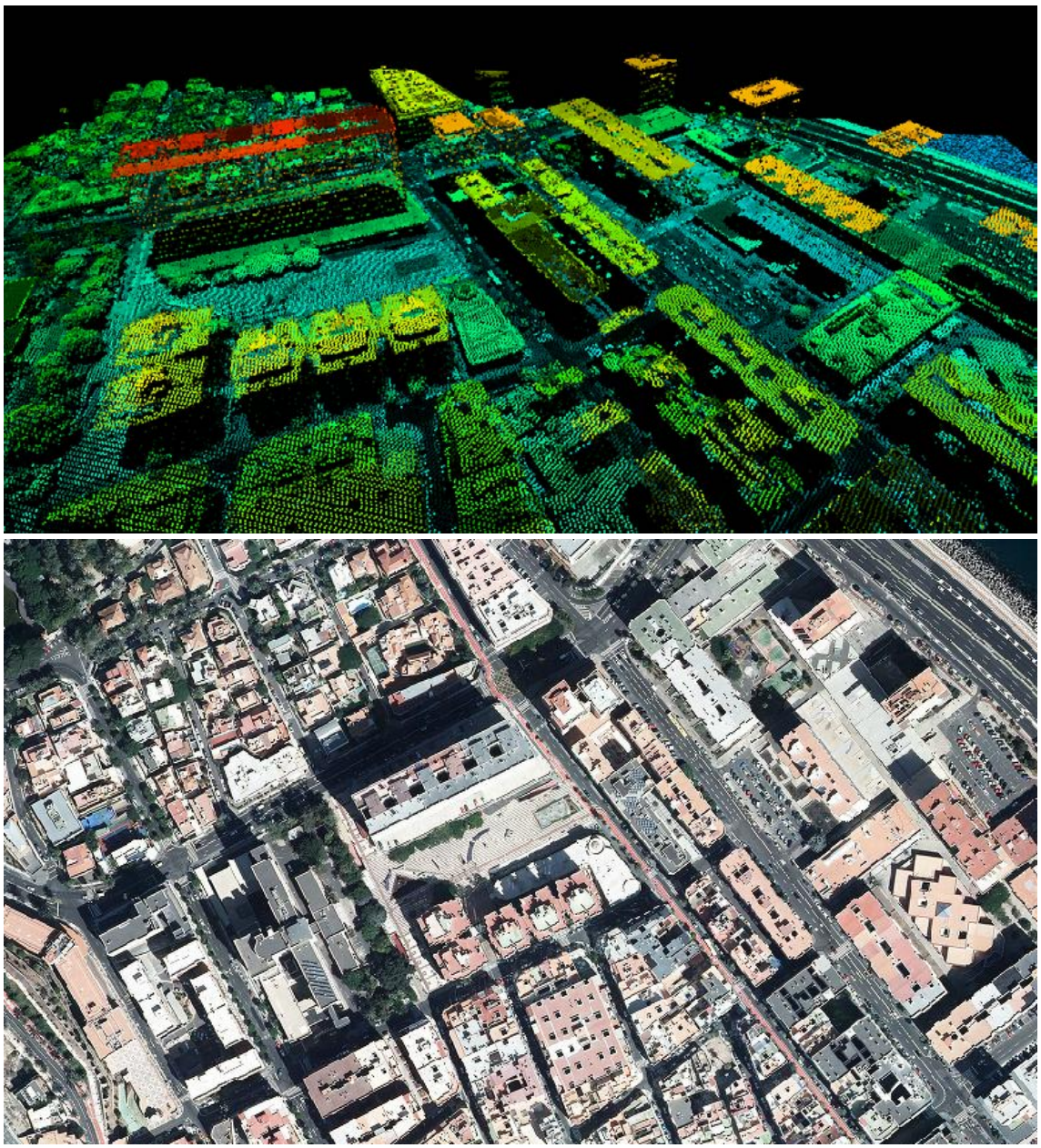

Figura 4 Ejemplo datos LIDAR vistos en 3D con visor GRAFCAN

La imagen anterior fue obtenida mediante el visor 3D – LIDAR desarrollado por GRAFCAN. No obstante, conviene mencionar que para los trabajos realizados en este estudio se ha accedido a los datos LIDAR disponibles en el Instituto Geográfico Nacional (IGN) del Ministerio de Transporte, Movilidad y Agenda Urbana del Gobierno de España. Los datos LIDAR se descargan en cuadrículas de 2 x 2 km y con una extensión específica LAZ. El formato LAZ es un tipo de archivo binario obtenido de la compresión de los ficheros LAS mediante una librería de compresión llamada LASzip. A su vez, los archivos LAS son un formato de archivo público para el

intercambio de datos procedentes de nubes de puntos tridimensionales. Por ello, aunque fue desarrollado principalmente para el intercambio de datos de nubes de puntos LIDAR, permite el intercambio de cualquier conjunto de elementos con coordenadas en 3 dimensiones X, Y, Z. Este formato de archivo binario es una alternativa a los sistemas de propiedad o a los sistemas de intercambio de archivos ASCII genéricos utilizados por muchas empresas. El formato LAS mantiene la información específica a la naturaleza de los datos LIDAR sin ser demasiado complejo, siendo este punto de especial interés teniendo en cuenta la cantidad de datos que son recogidos en cada pasada del avión.

De acuerdo con la información proveída por el IGN, la especificación usada en los archivos LAS a los que se ha accedido es la 1.2 formato 3, los cuales presentan la siguiente estructura de datos.

Variable	Formato	Tamaño	Necesidad
X	Long	4 bytes	*
Y	Long	4 bytes	*
Z	Long	4 bytes	*
Intensidad	Unsigned short	2 bytes	
Número retorno	3 bits (bit 0, 1, 2)	3 bits	*
Número de retornos	3 bits (bit 3, 4, 5)	3 bits	*
Dirección del escaneo	1 bit (6)	1 bit	*
Borne de la línea de vuelo	1 bit (7)	1 bit	*
Clasificación	Unsigned chart	1 byte	*
Ángulo de escaneo	Unsigned chart	1 byte	*
Datos de usuario	Unsigned short	1 byte	
ID	Unsigned short	2 bytes	*
Tiempo GPS	Double	8 bytes	*
Rojo	Unsigned short	2 bytes	*
Verde	Unsigned short	2 bytes	*
Azul	Unsigned short	2 bytes	*

Tabla 1 Formato de datos 3 LIDAR versión 1.2

En el marco de esta encomienda, el Instituto Tecnológico de Canarias, S.A procede con la descarga de todos los ficheros LAS para la Comunidad Autónoma de Canarias. Como se describía en el párrafo anterior, originalmente los archivos se descargaron en formato comprimido, habiendo usado un sistema de descompresión de archivos LAZ (Open Source) para acceder a los datos originales recabados en la campaña de medición desarrollada por el Regional GeoData Air.

El tratamiento de esta descompresión se hace por lotes, generando archivos ráster de 2 x 2 km en los que se accede específicamente a las coordenadas geográficas X – Y – Z de cada punto. A modo de referencia, tras la descompresión se producen 3000 archivos en formato TIF con un tamaño total de 50 GB para toda Canarias.

Los archivos en cuadrículas de 2 x 2 km no son de utilidad para el objetivo de este estudio. Es por ello que ha sido necesario generar un Modelo Digital de Terreno de alta resolución para cada isla. Dada la cantidad de información de partida, fue necesario el uso de estrategias de paralelización para conseguir obtener dicho MDT en un tiempo razonable. Esta operación se

realiza con tratamientos por lotes anidados, comenzando por la agrupación por distritos y, posteriormente, a nivel de islas.

La precisión de los ficheros ráster obtenidos es tal que detecta incluso la posición de las olas en el momento del barrido (valores negativos). En este sentido, fue necesario el desarrollo de procesos de post-tratamiento con los cuales se realizó un filtrado de valores que presentaran coordenadas Z negativas. Durante este post-tratamiento también se llevaron a cabo otros tipos de filtrado, como el recorte de la orografía insular y la definición del Sistema de Referencia de Coordenadas de la capa. Se obtiene una capa ráster en formato TIF por isla, con un tamaño de 2.6 GB para las islas de El Hierro y La Gomera, 5 GB para la isla de La Palma, 9 GB para Lanzarote, 10 GB para Gran Canaria, 21 GB para Fuerteventura y 22 GB para Tenerife. Estos valores son indicativos de la alta resolución de las capas obtenidas como resultado.

A modo de muestra de la precisión de los resultados obtenidos, se presentan en las siguientes imágenes el MDT de la isla de El Hierro.

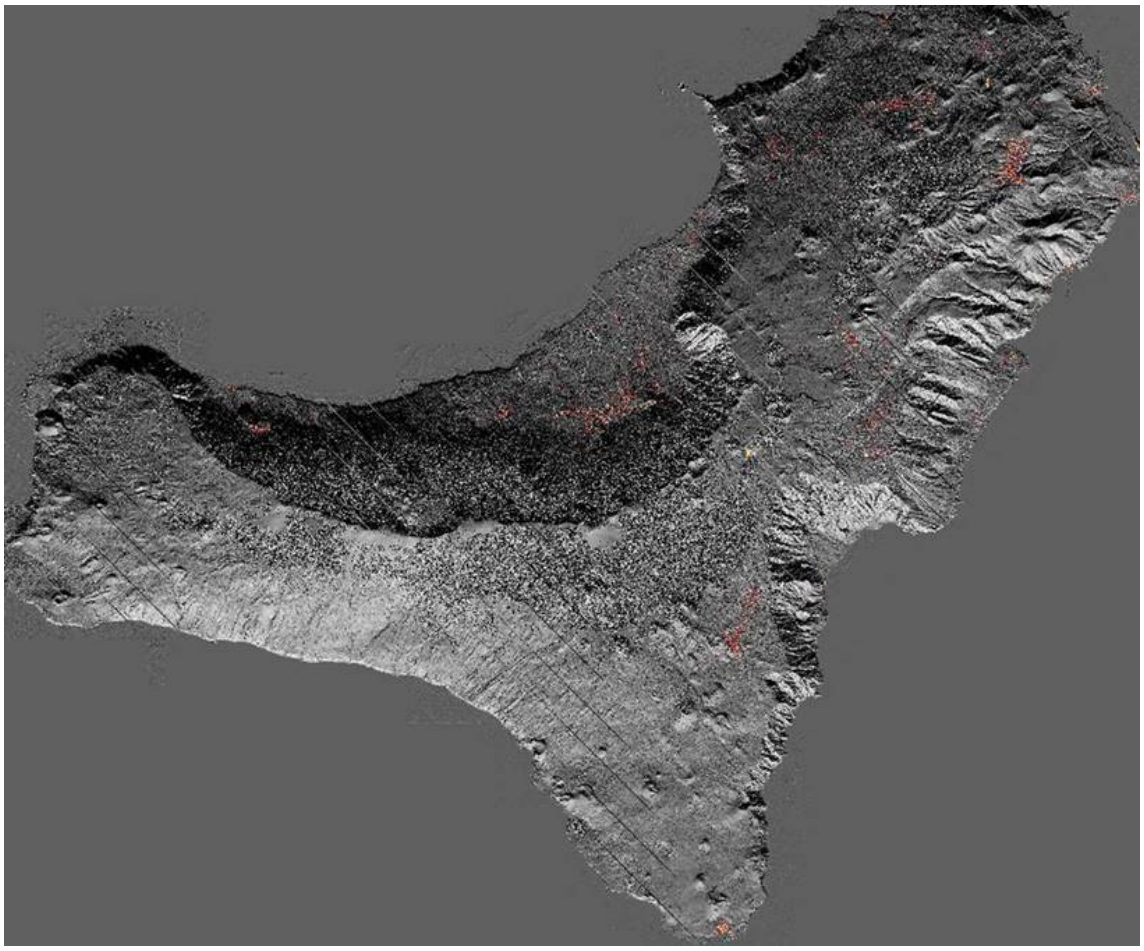

Figura 5 Vista general del MDT de alta resolución desarrollado para El Hierro

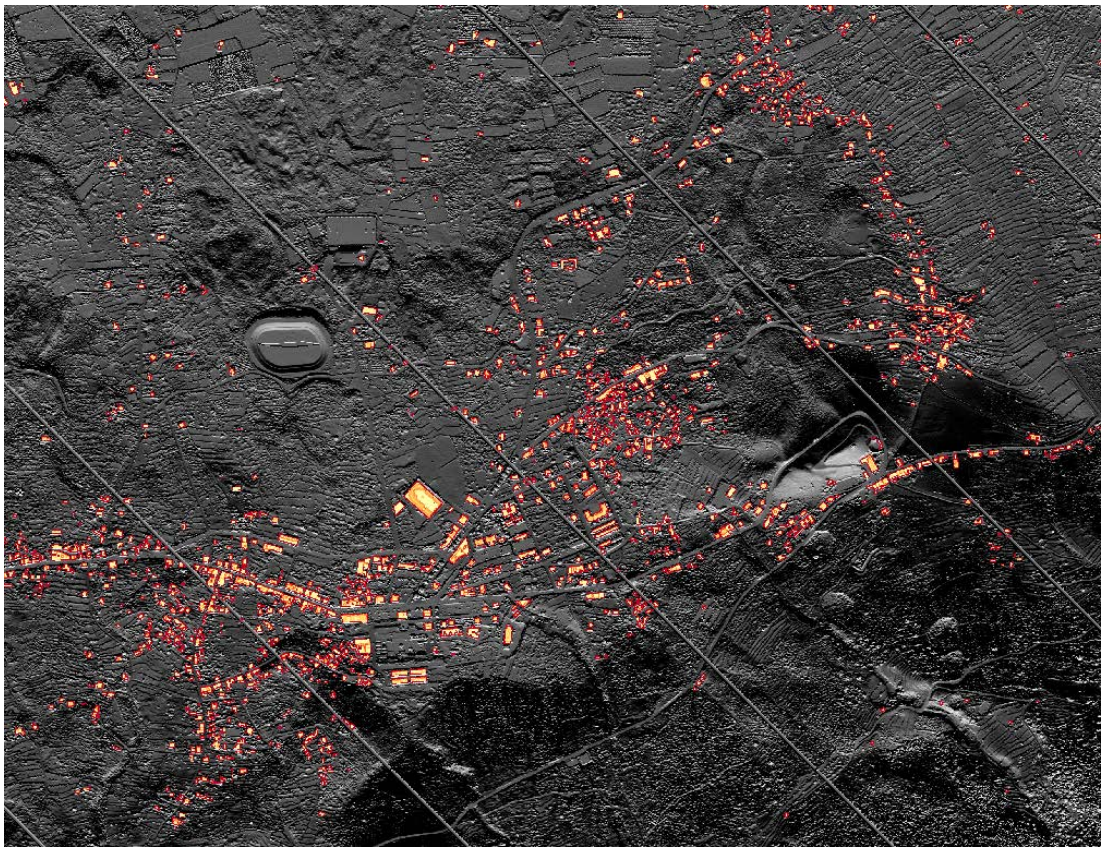

Figura 6 Zoom a la zona de El Golfo (El Hierro)

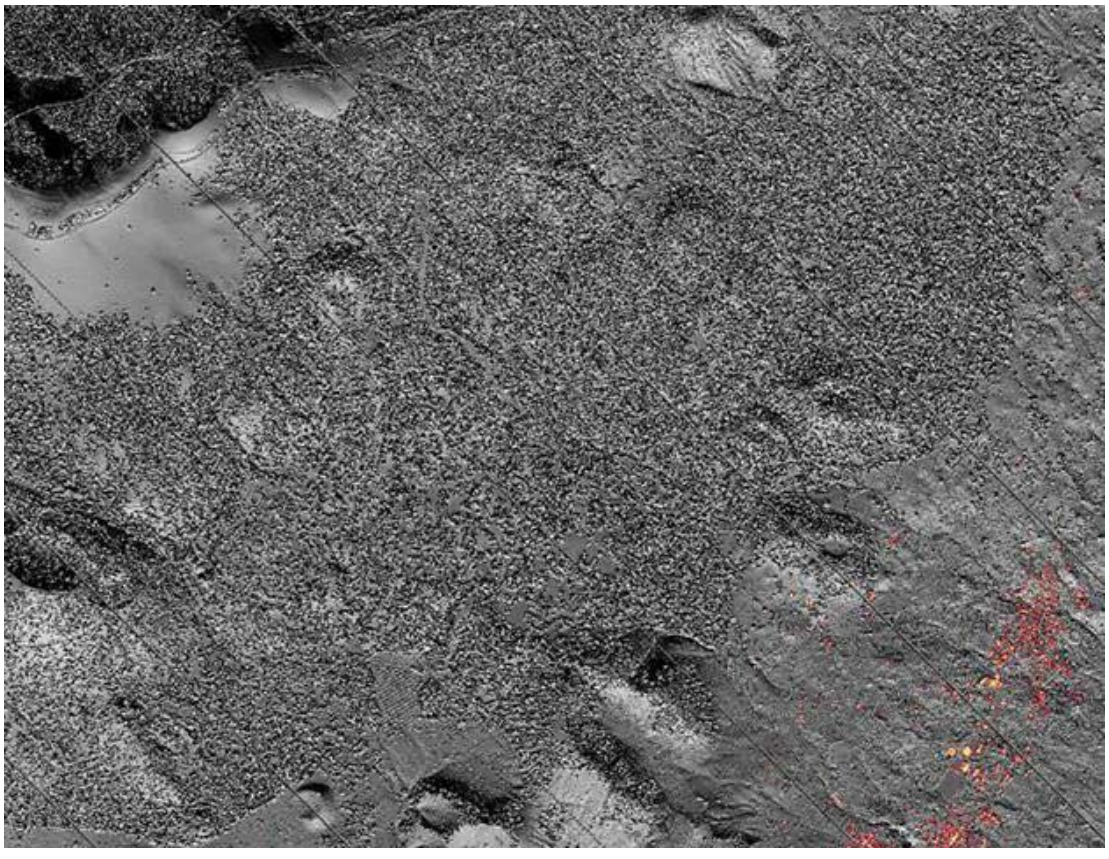

Figura 7 Zoom a la zona arbolada comprendida entre Cruz de Los Reyes y Hoya del Morcillo (El Hierro)

Una vez se disponen de estos dos subproductos se procede con el cruce de capas, definiendo la altura de cada edificación de acuerdo con los datos catastrales. Como paso inicial, los modelos digitales de terreno obtenidos en el paso anterior son filtrados usando como máscara los archivos shape de datos catastrales. El producto obtenido es un nuevo set de mapas en los cuales sólo se presentan las alturas de los edificios reconocidos por catastro según el procedimiento anteriormente explicado.

Figura 8 Zoom a región de San Sebastián de La Gomera (La Gomera)

Las capas producto, a pesar de presentar menos información de alturas que los originales MDT, tienen un tamaño sobre un 30% superior a sus referencias. No obstante, dichas capas son de vital importancia, teniendo una doble funcionalidad:

i) Servir de referencia para definir las pendientes de cubiertas.

ii) Determinar las posibles sombras provocadas por las edificaciones ubicadas en proximidades y los propios obstáculos existentes en el tejado.

La calidad de los resultados obtenidos depende directamente de la resolución de los datos usados como referencia para el desarrollo de los cálculos. En las imágenes adjuntas a continuación se hace un zoom sobre una región ubicada en el Sureste de la isla de La Gomera, en concreto en San Sebastián de La Gomera y en el Este de la misma isla, Plata de La Calera.

En general, se concluye que la resolución del ráster producto es de 0.5 x 0.5 metros, lo cual se considera suficiente para tener una aproximación acertada de la superficie disponible en Canarias para la instalación de plantas fotovoltaicos en régimen de autoconsumo, ya que el tamaño estándar de un panel fotovoltaico es de 0.7 X 1.4 metros. Por tanto, la resolución del dato disponible es inferior al tamaño del panel estándar.

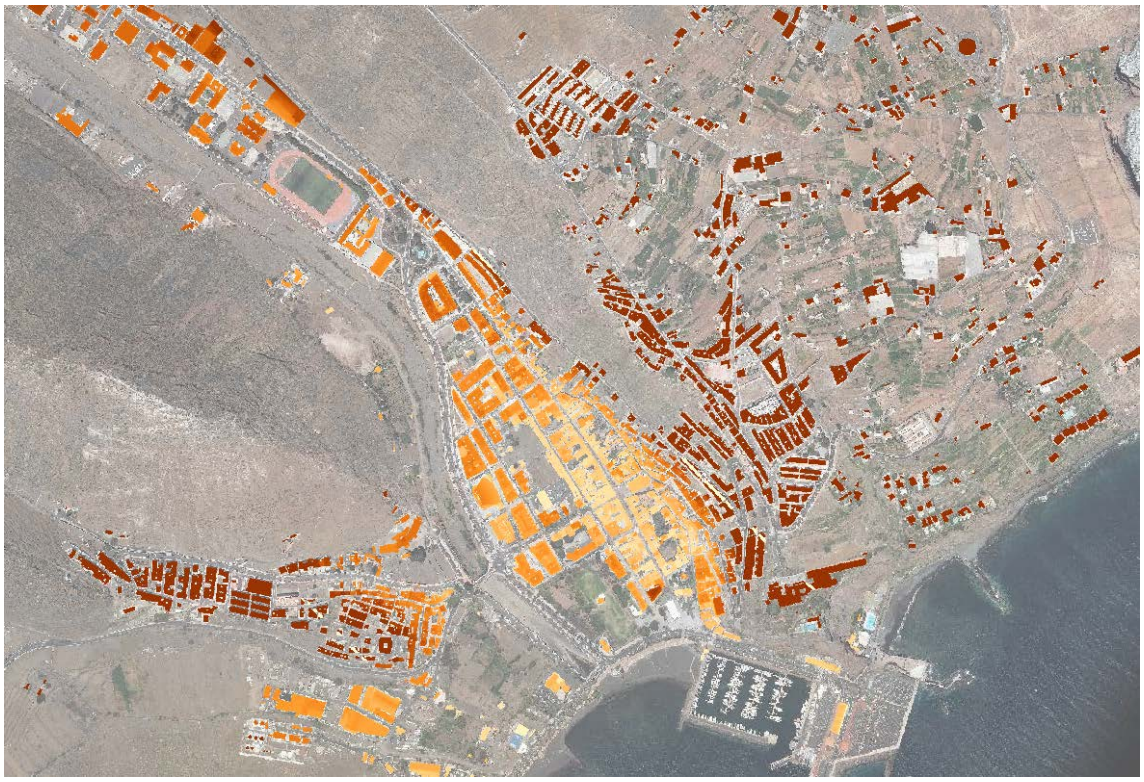

Figura 9 Zoom a región de San Sebastián de La Gomera (La Gomera)

Figura 10 Zoom a región de Playa de La Calera (La Gomera)

La siguiente imagen demuestra que las cuadrículas definidas tienen el tamaño indicado en el párrafo anterior.

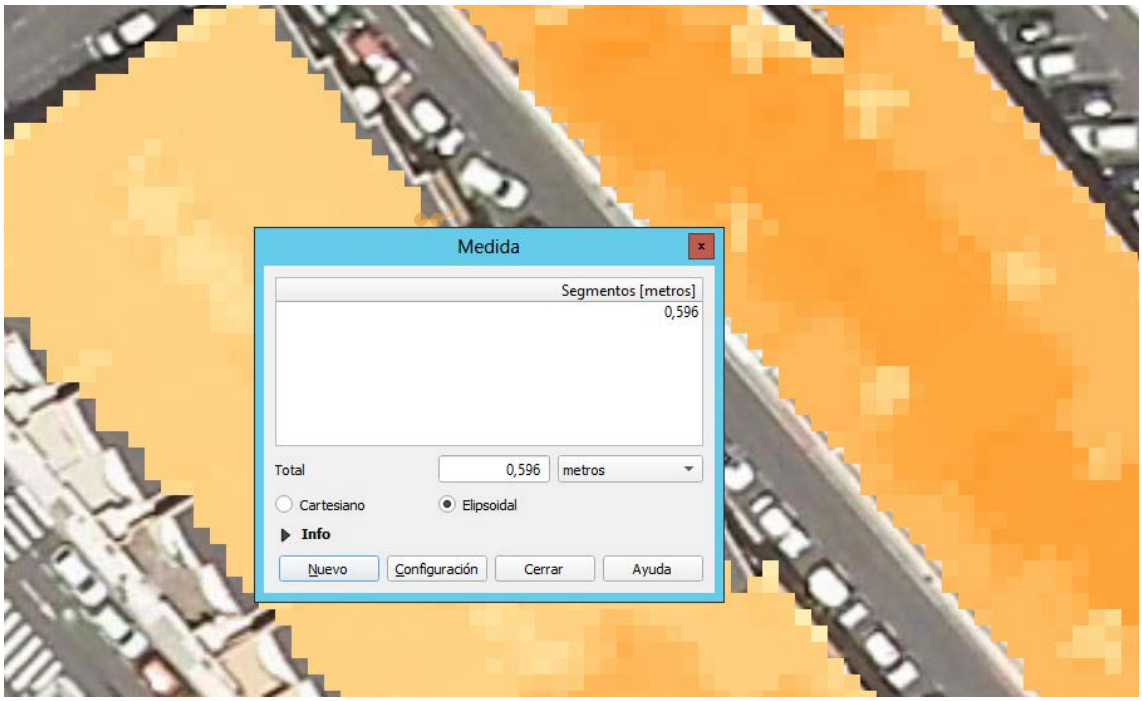

Figura 11 Resolución de capa producto

3.1.3. Estimación de pendientes

Al disponerse de capas de altura por edificación con este nivel de detalle, se puede determinar las pendientes de todas las cubiertas de Canarias. Para ello, se genera un mapa por isla en el que los datos de pendiente se presentan en grados.

Debe tenerse en cuenta que uno de los criterios fundamentales en la instalación de plantas fotovoltaicas sobre cubiertas es la integración en edificios. En este sentido, hay que buscar un compromiso entre la maximización de la energía producida por dicha instalación y otros factores de tipo estético que incluso en algunos casos suelen estar regulados mediante Ordenanzas Municipales.

Existe una relación directa entre el ángulo de inclinación respecto al horizonte en el terreno y la latitud de ese mismo lugar. También es importante tener en cuenta que dicha inclinación podrá depender del momento del año en el que necesitamos tener una mayor cantidad de energía. En general, para el caso de Canarias la inclinación óptima suele encontrarse en un valor próximo a los 22º para aplicaciones relacionadas con la instalación de paneles fotovoltaicos. No obstante, no sería adecuado filtrar todas las áreas en las que dicha inclinación no fuera posible dado que la posición de dichos paneles puede ser corregida con la instalación de estructuras soporte que permitan corregir los defectos existentes con respecto al valor óptimo de inclinación.

En cualquier caso, se considera indispensable hacer un filtrado de zonas en las que la inclinación supera valores por encima de un límite superior, quedándonos sólo con aquellas áreas en las que normalmente sea viable la instalación de paneles fotovoltaicos sin que ello suponga una inversión elevada en la instalación de estructuras soporte y que dichas estructuras soporte modifiquen de manera considerable la estética general del edificio. A efectos prácticos se ha considerado como límite los 40º, dado que en algunos casos incluso con esa inclinación se

obtiene una producción que en algún caso puede ser suficiente. A continuación se presentan algunas imágenes del resultado obtenido tras aplicar este filtrado en la isla de El Hierro.

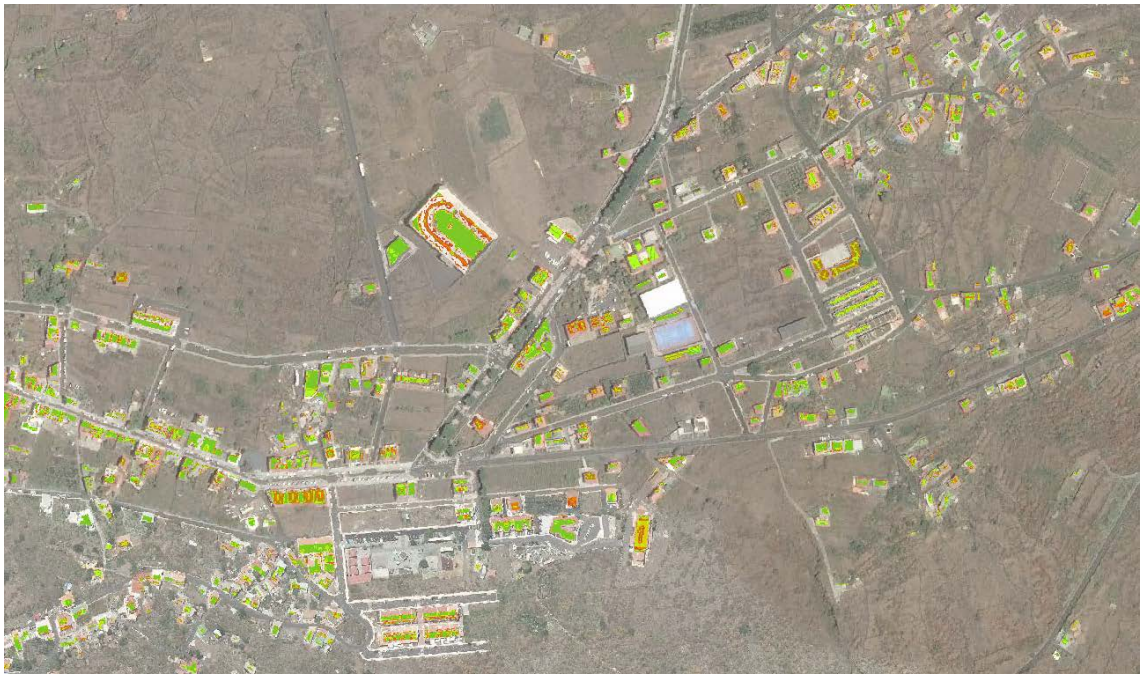

Figura 12 Filtrado de pendientes en la región de Los Mocanes, Frontera (El Hierro)

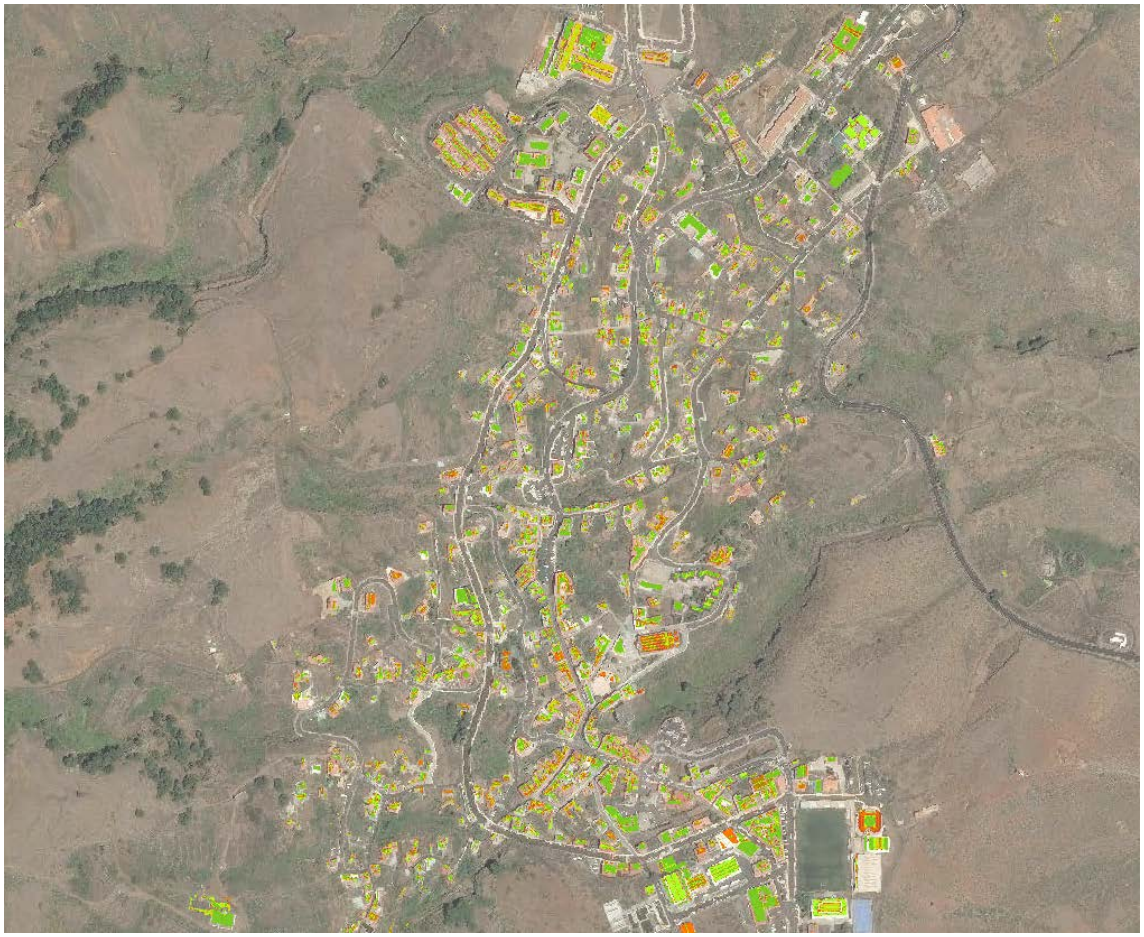

Figura 13 Filtrado de pendientes Villa de Valverde (El Hierro)

En estas imágenes se muestra en color verde aquellas zonas de cubierta donde las pendientes son inferiores a 10º. La rampa de color progresa con colores amarillos para pendientes comprendidas entre 10 - 20º y con colores anaranjados para pendientes comprendidas entre 20 – 30º.

Si se hace un mayor análisis de los resultados obtenidos con estas capas (muestra en las imágenes anteriores), ahora existen cubiertas en las que no se consideran pendientes parte de la superficie ocupada o simplemente, no se localizan zonas aptas desde la perspectiva de pendientes para toda la superficie.

3.1.4. Estimación de orientaciones

Como segunda restricción se considera en este estudio el criterio de la orientación. En general, como los paneles fotovoltaicos son más productivos cuando los rayos del sol son perpendiculares a la superficie, la orientación óptima es Sur. No obstante, no en todos los casos esta orientación óptima es la mejor solución ya que en algunos casos pueden existir obstáculos en las cercanías que anulan la ventaja de la orientación.

La situación es incluso más compleja en el supuesto de instalaciones sobre cubierta ya que no en todos los casos es posible orientar el sistema hasta el sur por la propia orientación de la vivienda. En algunos de esos casos, ni siquiera es posible el uso de estructuras para corregir esos problemas, ya que alteran de forma significativa la forma del edificio o la ocupación de la cubierta.

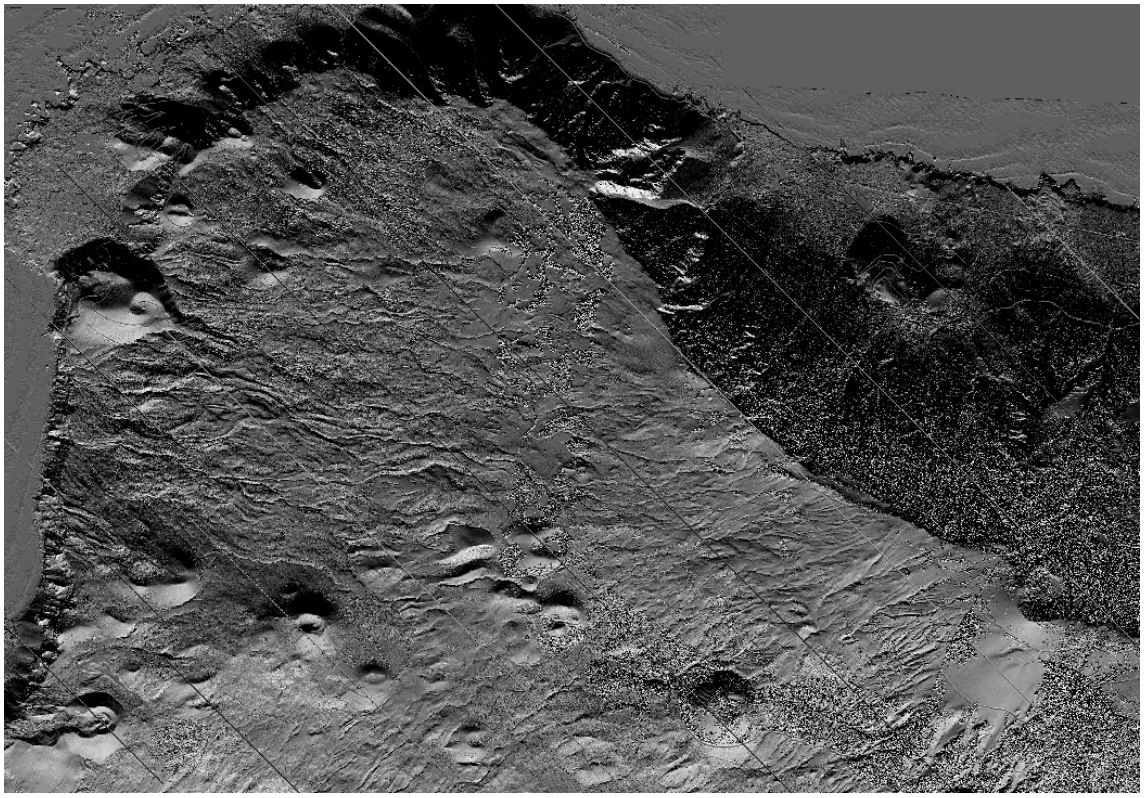

Figura 14 Modelo de sombras (El Hierro)

Para analizar este fenómeno, se utiliza un modelo de sombras (hillshade) el cual se computa a través de los MDT generados para cada una de las islas. Este modelo requiere como datos de partida la definición de dos parámetros específicos, el azimut y la altura del sol. Ambos parámetros cambian en función del día, la hora y la posición geográfica. No obstante, si se fija la altura del sol y se establece como azimut 180º (orientación sur), el mapa resultante determina para cada posición geográfica la orientación de todas las superficies contenidas en ese mapa.

En este estudio usando un modelo programado en Python se determina la posición solar en diferentes emplazamientos de Canarias durante un año tipo (se ha considerado el año 2019). Adicionalmente, se determina la radiación solar horaria de cada uno de los puntos seleccionados. Usando como referencia la radiación solar, se calcula la media ponderada de los datos de altura y azimut del sol. Por tanto, el valor obtenido dará mayor importancia a aquellos instantes en los que la radiación es mayor. Se presentan dichas estimaciones en la siguiente tabla.

Isla	Longitud	Latitud	Altura del sol media ponderada	Azimut medio ponderado
Lanzarote	-13.519001	29.000166	47.81	170.18
Fuerteventura	-13.938859	28.277443	48.35	170.33
Gran Canaria	-15.414187	27.870685	48.54	169.78
Tenerife	-16.498624	28.121307	48.08	170.23
La Gomera	-17.125277	28.086285	47.90	170.16
La Palma	-17.782506	28.654581	47.61	170.42
El Hierro	-17.928377	27.747335	48.53	169.51

Tabla 2 Altura del sol y azimut medio ponderado a partir de radicación solar

La tabla anterior sólo presenta un punto por isla a pesar de que esta estimación se realizó para distintas zonas dentro de las islas. En cualquier caso, se observa que la variación es mínima (en valores medios) para distintas posiciones. Por otra parte, se presentan en la siguiente ilustración los gráficos boxplot de ambos parámetros. Dichas distribuciones muestran los valores medios, máximos y mínimos (líneas) por meses así como los percentiles 25 y 75 de ambos parámetros calculados con valores medios horarios durante 2019.

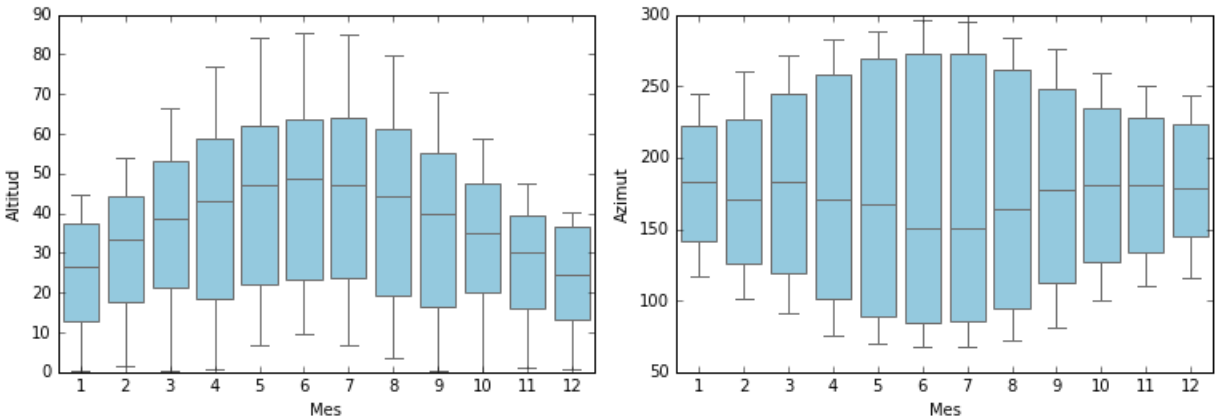

Figura 15 Boxplot de altitud y azimut del sol (Gran Canaria)

También se muestran a continuación las distribuciones estadísticas de cada parámetro. En estas gráficas, en el eje Y se muestra el número de horas en las que el ángulo tenía un determinado valor.

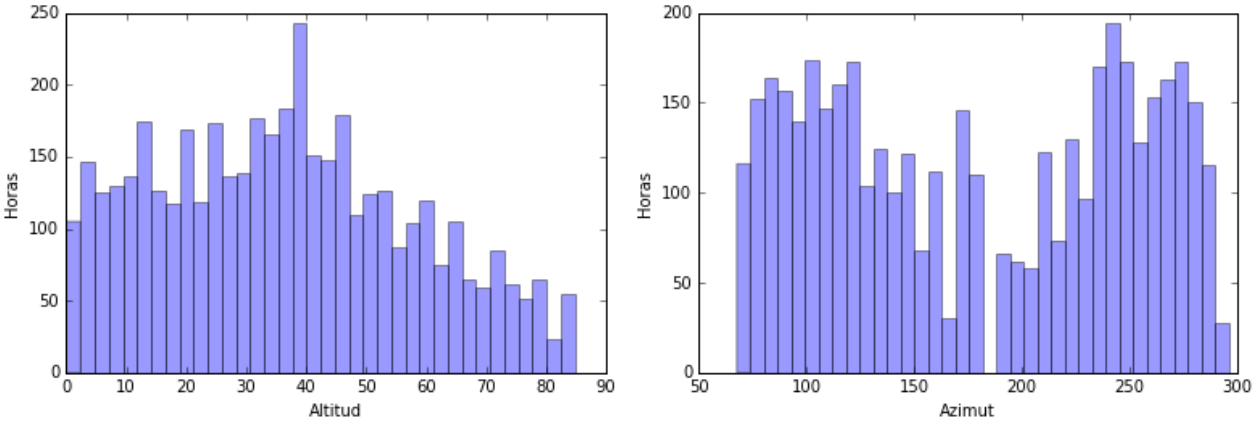

Figura 16 Distribución estadística altitud y azimut del sol (Gran Canaria)

Por todo ello, los mapas de sombras serán generados considerando las alturas de sol definidas en la tabla anterior y un valor de azimut 180º. Como resultado, **para cada posición geográfica del mapa, se devolverá la orientación de las superficies contenidas respecto al sur**.

A continuación, de modo semejante a como se procedió para el límite de pendientes, se ha asumido como criterio de cálculo considerar sólo aquellas regiones en las que la orientación tiene valores considerados como asumibles. Existen múltiples estudios publicados en los que se evalúa la eficiencia en producción de sistemas fotovoltaicos en función de la orientación. Parece un criterio aceptado considerar como aptas orientaciones de hasta un máximo de 45º respecto al sur tanto con direcciones al sureste como al suroeste. En cualquier caso, se comprueba que cuando las desviaciones respecto al sur son superiores a 45º, la producción comienza a caer drásticamente, siendo las pérdidas de hasta el 30% cuando la orientación coincide con los puntos cardinales Este u Oeste (90º respecto al sur).

En este estudio se ha considerado como criterio de aceptabilidad aquellas cubiertas en las que las pendientes tienen una orientación al sur de no más de 40º a ambos lados (Sureste y Suroeste).

3.1.5. Estimación del área útil sobre cubierta para la instalación de generadores fotovoltaicos

Las estimaciones de áreas sobre cubierta óptimas desde la perspectiva de pendientes y de orientación son usadas para determinar el espacio existente en cada isla para la instalación de plantas fotovoltaicas en régimen de autoconsumo. La superposición de ambas capas dan como resultado las cuadrículas en las que inicialmente se cumplirían las condiciones generales para la instalación de este tipo de sistemas.

El ráster producto se convierte posteriormente en formato vectorial, interpretándose como valores 1 aquellos píxeles donde se cumplen las condiciones de selección y 0 la parte restante. Los valores 0 son posteriormente eliminados, generando una capa de áreas válidas. De esa capa

de áreas válidas se estima el área por cubierta, combinándose posteriormente ese archivo vectorial con los datos catastrales.

Como resultado se obtiene un archivo en formato shape cuya tabla de atributos tiene una nueva columna en la que se indica el área apta para la instalación de fotovoltaica sobre cubierta por cada referencia catastral.

En general se ha asumido un ratio de ocupación de 10 m^2 por kilovatio instalado. Asimismo, para tener en cuenta que incluso siendo un área apta puedan existir otras condiciones específicas que perjudiquen la instalación de plantas fotovoltaicas, se aplica un factor corrector del 80% con el fin de disminuir el área disponible para este fin.

El producto generado permite hacer estadísticas por términos municipales, regiones e incluso por subsector (residencial, administraciones, oficinas, etc.). Estas capas reproducen el máximo potencial instalable sólo teniendo en cuenta las restricciones espaciales. Conviene mencionar que la metodología da información de los metros cuadrados aprovechables y la potencia instalable incluso para las distintas categorías de suelo de acuerdo con los Planes Territoriales.

3.1.6. Estimación de la energía generada por vivienda

Para el desarrollo de estos trabajos se cuenta además con datos de radiación solar y temperatura con los que se ha estimado la producción en cada referencia catastral. Estos datos fueron generados para toda Canarias, considerándose un mallado compuesto por celdas de 250 x 250 metros. Estos mapas contienen información de valores medios horarios, mensuales y anuales de radiación horizontal y temperatura ambiente para cada posición sobre tierra del archipiélago canario. Estos datos fueron computados mediante el modelo Meteonorm versión 7.2, generándose perfiles de radiación solar y temperatura para todo el mallado.

Las estimaciones de este modelo de mesoescala fueron posteriormente ajustadas con datos recabados por el Instituto Tecnológico de Canarias, S.A a través de estaciones radiométricas con datos históricos comprendidos entre los años 1998 y 2010. Antes de su uso, los datos históricos fueron filtrados, eliminando periodos en los que no existían datos o simplemente, los valores recabados se encontraban fuera de los límites establecidos como normales para este tipo de datos meteorológicos. En concreto, se definieron los siguientes límites de cumplimiento:

1. GHI horario < 1.1* GHI clear sky para GHI > 100 W/m^2.
2. GHI horario < 1.3* GHI clear sky para GHI <= 100 W/m^2.
3. GHI, TT mensual: 70% de los valores horarios por mes deben estar disponibles.
4. GHI, TT condiciones climáticas: al menos 8 de cada 13 valores medios mensuales deben estar disponibles.
5. GHI, TT condiciones climáticas: al menos 7 de cada 12 meses deben estar disponibles.

Adicionalmente, se incluyeron datos de satélite para el desarrollo de los modelos de mesoescala. En concreto, se utilizaron los datos del MSG HRV channel de 2 km de resolución recabados entre

los años 2007-2016. También son usados los datos del sistema CMSAF Sarah 2 de 5 kilómetros de resolución para el periodo comprendido entre los años 1983 – 2015.

A modo de muestra, se presenta en las siguientes ilustraciones los valores medios anuales de radiación en W/día para la isla de Tenerife en los meses de junio y febrero.

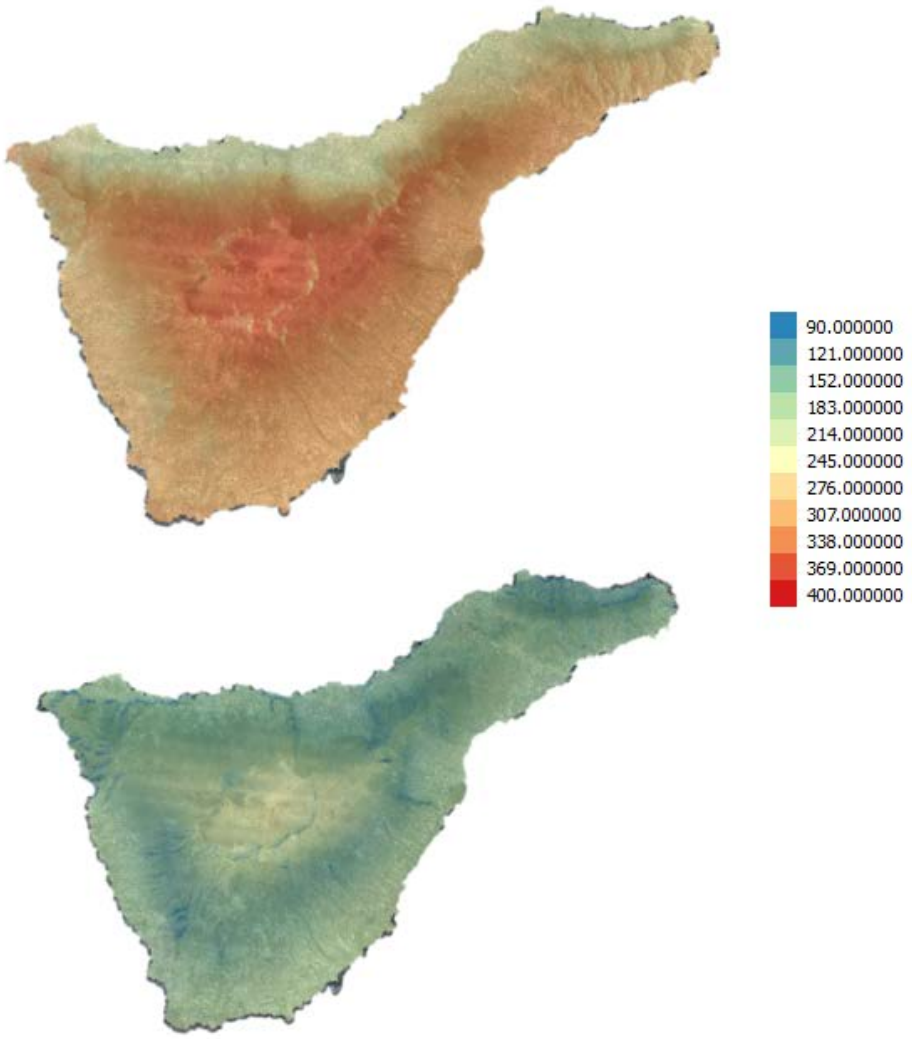

Figura 17 Radiación media de Tenerife para los meses de junio (Superior) y febrero (Inferior)

Además de los ficheros Ráster de recurso solar, se cuenta con series temporales horarias de radiación horizontal y temperatura para un año típico por posición y para toda Canarias. En este contexto, se ha desarrollado un algoritmo matemático que accede a la capa vectorial y recaba la siguiente información por referencia catastral:

- Referencia catastral.
- Coordenadas X e Y de centroide de la referencia catastral.
- Altura de cubierta.
- Área disponible para instalación fotovoltaica.
- Inclinación media.
- Orientación media.

La referencia catastral es usada a modo de ID de cálculo, haciéndose un barrido de cada uno de los edificios contenidos en el archivo vectorial que aglutina los datos catastrales y las estimaciones de áreas disponibles para la instalación de plantas fotovoltaicas.

Para cada una de las referencias catastrales, el algoritmo obtiene las coordenadas X e Y del centroide del edificio, accediendo a una base de datos del ITC donde se encuentran las series horarias para años típicos de radiación y temperatura.

Del archivo vectorial también se descargan otros datos de interés tales como el área disponible sobre cubierta para la instalación de fotovoltaica, inclinación y orientación media. Estos datos unidos a la radiación y temperatura sirven para estimar la producción que sería obtenida por cada edificio de Canarias durante un año tipo con frecuencia horaria.

El cálculo de producción es desarrollado usando una librería en lenguaje Python de reputado prestigio, en concreto la librería pvlib producida por Sandia National Laboratory. En la estimación de la potencia, se considera el ratio de 10 m^2 por kilovatio instalado como fue anteriormente explicado (apartado 2.5). Debe añadirse que los datos de radiación, originalmente en horizontal, son ajustados a plano inclinado considerándose la inclinación de la cubierta. Se ha asumido que el panel se instalará por defecto con una inclinación de 22º, a no ser que la cubierta tuviera una inclinación comprendida entre 18º y 30º, en cuyo caso se utilizaría la misma pendiente de la cubierta para reducir el uso de estructuras metálicas. La posición solar es estimada mediante la función get_solarposition() de la misma librería de cálculo de instalaciones fotovoltaicas.

Conviene mencionar que además de la radiación, temperatura, orientación e inclinación se utilizarán los datos de recurso eólico disponibles para Canarias como medio para tener en cuenta las pérdidas por convección en la producción fotovoltaica. Los datos son previamente extrapolados a la altura de la cubierta usando el dato recabado del archivo vectorial y el método de Hellmann para producir esta interpolación.

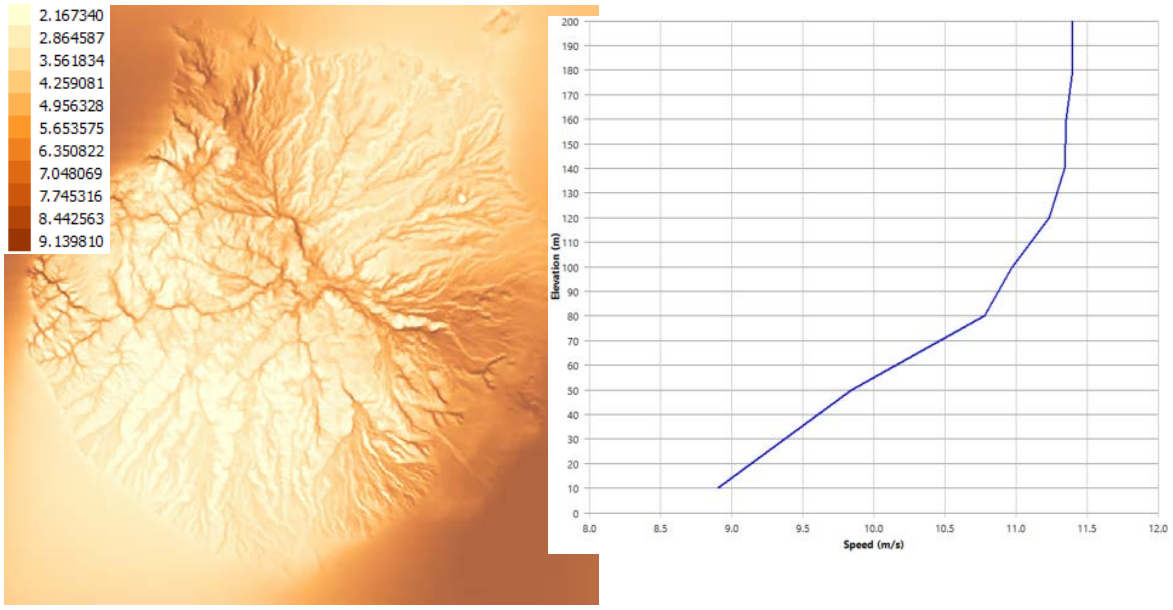

Figura 18 Recurso eólico a 40 metros y extrapolación mediante método de Hellmann – Gran Canaria

De modo semejante al resto del proceso de estimación de la producción fotovoltaica, las coordenadas X e Y son usadas para acceder a los datos de velocidad del viento a distintas alturas, aplicando el método de Hellmann y, posteriormente, usando el método pvsyst_cell() de la librería pvlib como medio para obtener la temperatura de célula corregida necesaria para dicha estimación.

El proceso continúa con el desarrollo del balance energético. No obstante, para lograr ese objetivo, es necesario estimar la demanda eléctrica de cada edificio en función del tipo de uso. Ese proceso es descrito en el siguiente apartado.

3.1.7. Estimación de demanda por edificio y sector

El Anuario Energético de Canarias 2018 presenta una tabla con la distribución porcentual del consumo eléctrico por actividad o tipo de uso e isla. Se presenta dicha tabla a continuación.

Tipo de uso	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro
Agricultura y ganadería	1,528%	1,881%	0,294%	0,446%	9,225%	3,077%	6,706%
Refinerías de petróleo	0,029%	0,286%	0,000%	0,000%	0,000%	0,063%	0,000%
Producción y distribución de energía eléctrica	0,068%	0,043%	0,007%	0,012%	0,017%	0,030%	0,019%
Fábrica y distribución de gas	0,003%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%
Minas y canteras	0,014%	0,005%	0,047%	0,004%	0,000%	0,030%	0,000%
Siderurgia y fundición	0,373%	0,004%	0,003%	0,004%	0,000%	0,000%	0,000%
Metalurgia no férrea	0,018%	0,171%	0,004%	0,000%	0,001%	0,000%	0,000%
Industrial del vidrio	0,532%	0,006%	0,015%	0,011%	0,000%	0,000%	0,000%
Cementos, cales y yesos	1,103%	0,449%	0,012%	0,029%	0,076%	0,000%	0,000%
Otros materiales de construcción	0,223%	0,203%	0,310%	0,190%	0,075%	0,002%	0,000%
Química y petroquímica	0,106%	0,212%	0,012%	0,009%	0,004%	0,000%	0,000%
Máquinas y transformados metálicos	0,270%	0,214%	0,168%	0,168%	0,371%	0,003%	0,819%
Construcción y reparación naval	0,217%	0,002%	0,005%	0,026%	0,000%	0,000%	0,000%
Construcción de vehículos motor	0,002%	0,083%	0,001%	0,009%	0,000%	0,000%	0,000%
Construcción de otros medios de transporte	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%
Alimentación, bebidas y tabaco	1,863%	2,416%	1,197%	0,388%	0,785%	0,549%	0,124%
Industria textil	0,021%	0,024%	0,026%	0,004%	0,081%	0,056%	0,011%
Industria madera	0,050%	0,066%	0,080%	0,026%	0,274%	0,013%	0,152%
Pastas, papeleras, papel y cartón	0,092%	0,057%	0,002%	0,015%	0,000%	0,000%	0,000%
Artes gráficas	0,102%	0,179%	0,583%	0,024%	0,008%	0,000%	0,011%
Industria del caucho, materias plásticas	0,106%	0,212%	0,056%	0,007%	0,006%	0,000%	0,028%
Construcción y obras públicas	2,142%	1,267%	1,991%	3,384%	1,541%	1,720%	1,213%
Transporte interurbano	0,007%	0,005%	0,028%	0,017%	0,011%	0,000%	0,001%
Transporte por carretera	0,055%	0,036%	0,008%	0,046%	0,119%	0,000%	0,000%
Otras empresas de transporte y almacenamiento	3,343%	3,149%	2,037%	1,690%	2,086%	1,911%	2,983%

Hostelería	11,912%	17,366%	30,486%	28,754%	7,613%	9,248%	1,198%
Comercio y servicios	17,406%	16,410%	14,190%	13,933%	10,695 %	5,177%	7,167%
Administraciones	23,794%	13,918%	7,618%	12,438%	14,947 %	21,737 %	21,808%
Usos domésticos	32,611%	37,837%	38,867%	30,952%	45,475 %	47,546 %	37,347%
No especificados	2,010%	3,499%	1,953%	7,414%	6,590%	8,838%	20,413%

Tabla 3 Distribución del consumo por tipo de uso

Usando como referencia esta tabla y la media del consumo eléctrico anual para los años 2017 y 2018 se puede determinar el consumo estimado por sectores de la actividad. Este cálculo es expuesto en las siguientes tablas.

Año	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro
2017	3.476,53	3.533,89	879,67	688,20	260,75	74,18	43,83
2018	3.403,71	3.514,03	879,58	670,93	258,45	72,92	41,93
Media	**3.440,12**	**3.523,96**	**879,63**	**679,57**	**259,60**	**73,55**	**42,88**

Tabla 4 Consumo eléctrico anual (GWh/año)

Tipo de uso	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro
Residencial	32,611%	37,837%	38,867%	30,952%	45,475%	47,546%	37,347%
Comercios	17,406%	16,410%	14,190%	13,933%	10,695%	5,177%	7,167%
Agricultura	1,528%	1,881%	0,294%	0,446%	9,225%	3,077%	6,706%
Industrial	10,677%	9,048%	6,556%	6,000%	5,325%	4,377%	5,360%
Administraciones públicas	23,794%	13,918%	7,618%	12,438%	14,947%	21,737%	21,808%
Hostelería	11,912%	17,366%	30,486%	28,754%	7,613%	9,248%	1,198%
Otros usos	2,072%	3,540%	1,989%	7,477%	6,720%	8,838%	20,414%

Tabla 5 Distribución del consumo por sectores

Sectores	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro
Residencial	1.121,86	1.333,36	341,88	210,34	118,05	34,97	16,01
Comercios	598,79	578,28	124,82	94,68	27,76	3,81	3,07
Agricultura	52,57	66,29	2,59	3,03	23,95	2,26	2,88
Industrial	367,30	318,85	57,67	40,77	13,82	3,22	2,30
Administraciones públicas	818,54	490,46	67,01	84,52	38,80	15,99	9,35
Hostelería	409,79	611,97	268,16	195,40	19,76	6,80	0,51
Otros usos	71,28	124,75	17,50	50,81	17,45	6,50	8,75
Total	**3.440,12**	**3.523,96**	**879,63**	**679,57**	**259,60**	**73,55**	**42,88**

Tabla 6 Consumo estimado por sectores (GWh/año)

Por otra parte, usando como referencia los datos catastrales contendidos en el archivo vectorial producido, se puede conocer la superficie de suelo ocupada por sectores. Accediendo a los datos disponibles se generan tablas en las que se resume por cada isla el área total ocupada por sector, el número de edificios y el área media de cada edificio. Se presentan los resultados para cada isla en la siguiente tabla.

Lanzarote	Área media edificio (m²)	Número de edificios	Total ocupado (m²)
Residencial	289	78.975	22.848.389
Comercial	2.294	1.231	2.824.337
AAPP	6.715	405	2.719.642
Oficinas	1.310	129	168.988
Agricultura	290	1.980	573.334
Industrial	752	1.021	767.442
Sin clasificar	105	501	52.740

Tabla 7 Superficie total ocupada por sector (Lanzarote)

Fuerteventura	Área media edificio (m²)	Número de edificios	Total ocupado (m²)
Comercial	3.364	831	2.795.369
Residencial	344	50.255	17.308.865
Oficinas	931	34	31.650
AAPP	4.694	252	1.182.842
Agricultura	251	630	158.362
Industrial	434	1.401	608.392
Sin clasificar	129	237	30.518

Tabla 8 Superficie total ocupada por sector (Fuerteventura)

Gran Canaria	Área media edificio (m²)	Número de edificios	Total ocupado (m²)
Comercial	1.734	2.745	4.760.067
Residencial	281	265.815	74.750.478
Oficinas	2.224	722	1.605.881
AAPP	2.769	2.033	5.628.458
Agricultura	337	4.705	1.584.413
Industrial	749	7.024	5.259.934
Sin clasificar	201	3.364	677.797

Tabla 9 Superficie total ocupada por sector (Gran Canaria)

Tenerife	Área media edificio (m²)	Número de edificios	Total ocupado (m²)
Comercial	2.509	2.480	6.222.262
Residencial	227	327.550	74.435.511
Oficinas	1.781	309	550.328
AAPP	2.429	1.502	3.647.986
Agricultura	259	9.454	2.447.504
Industrial	447	6.936	3.097.545
Sin clasificar	76	2.994	228.637

Tabla 10 Superficie total ocupada por sector (Tenerife)

La Gomera	Área media edificio (m²)	Número de edificios	Total ocupado (m²)
Residencial	184	8.745	1.611.152
Comercial	885	175	154.918
AAPP	4.610	163	751.430
Oficinas	322	24	7.733
Agricultura	184	1.394	256.283
Industrial	138	474	65.427
Sin clasificar	57	391	22.114

Tabla 11 Superficie total ocupada por sector (La Gomera)

La Palma	Área media edificio (m²)	Número de edificios	Total ocupado (m²)
Comercial	1.114	384	427.768
Residencial	246	26.323	6.470.760
AAPP	1.933	491	949.329
Oficinas	820	117	95.940
Agricultura	184	6.337	1.168.388
Industrial	301	1.689	508.651
Sin clasificar	514	339	174.410

Tabla 12 Superficie total ocupada por sector (La Palma)

El Hierro	Área media edificio (m²)	Número de edificios	Total ocupado (m²)
Comercial	425	85	36.160
Residencial	173	5.235	905.165
AAPP	928	108	100.265
Oficinas	384	24	9.215
Agricultura	186	189	35.207
Industrial	107	1.107	117.980
Sin clasificar	18	254	4.626

Tabla 13 Superficie total ocupada por sector (El Hierro)

Sectores	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro
Residencial	74.750.478	74.435.511	22.848.389	17.308.865	6.470.760	1.611.152	905.165
Comercios	4.760.067	6.222.262	2.824.337	2.795.369	427.768	154.918	36.160
Oficinas	1.605.881	550.328	168.988	31.650	95.940	7.733	9.215
Agricultura	1.584.413	2.447.504	573.334	158.362	1.168.388	256.283	35.207
Industrial	5.259.934	3.097.545	767.442	608.392	508.651	65.427	117.980
Administración pública	5.628.458	3.647.986	2.719.642	1.182.842	949.329	751.430	100.265

Tabla 14 Superficie total ocupada en metros cuadrados por sector (Canarias)

Si se toman como referencia las estimaciones de ocupación y consumo total por sectores e islas, se puede determinar un factor que relaciona el consumo energético anual por metro cuadrado en cada sector. Los coeficientes estimados son los que se presentan en la siguiente tabla.

Sector	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro
Residencial	15,01	15,43	18,14	13,74	18,24	21,71	17,69
Comercios y oficinas	125,79	92,94	44,19	33,87	64,90	24,58	84,99
Agricultura	33,18	27,08	4,51	19,14	20,50	8,83	81,68
Industrial	69,83	102,94	75,14	67,02	27,18	49,20	19,48
Administración públicas	145,43	134,45	24,64	71,46	40,87	21,28	93,27

Tabla 15 Ratio de consumo por unidad de superficie (kWh/m2 año)

Para comprobar que los valores propuestos son lógicos, se toma como referencia los valores estimados como área media de edificio para la situación específica del sector residencial (dato extraído de archivo vectorial generado), estimando con ello la demanda anual. Adicionalmente, se presenta el consumo diario en cada isla. Este cálculo es realizado en la siguiente tabla.

Sector	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro
Área media de edificio residencial (m^2)	281	227	289	344	246	184	173
Ratio de consumo (kWh/m^2 año)	15,01	17,91	14,96	12,15	18,24	21,71	17,69
Consumo anual (kWh/año)	**4.220**	**4.071**	**4.329**	**4.185**	**4.485**	**3.999**	**3.059**
Consumo diario (kWh/día)	**11,56**	**11,15**	**11,86**	**11,47**	**12,29**	**10,96**	**8,38**

Tabla 16 Comprobación a través de la estimación del consumo diario en sector residencial (kWh/día)

A modo de referencia conviene comentar que el IDAE y Eurostat (European Commission) han publicado un informe en el que se analiza el consumo del sector residencial en España. En este informe, se concluye que la media anual a nivel Estatal es de 3.500 kWh/año, si bien existe una gran diferencia entre el consumo derivado de viviendas unifamiliares y pisos de vivienda. Las viviendas unifamiliares alcanzan consumos medios anuales de 5.400 kWh/año mientras que para pisos el valor se establece en 2.660 kWh/año.

Los ratios de consumo por unidad de superficie (kWh/m^2 año) se usan para estimar el consumo anual de cada referencia catastral. La estimación obtenida se incorpora a la tabla de atributos del archivo vectorial producido en este trabajo para cada isla.

Los datos de demanda energética ingresados en el archivo vectorial hacen referencia a la energía anualmente demandada por cada referencia catastral en función de su tipo de uso. En este contexto, debe generarse un perfil horario de demanda por sectores para que las cifras de cobertura de demanda mediante energía fotovoltaica y excedentes simulen una situación lo más próxima a la realidad posible.

Teniendo en cuenta lo anterior, se proyecta un set de curvas de demanda por sectores. Estas curvas simulan perfiles tipo de demanda eléctrica con frecuencia horaria. En este sentido, se toman como referencia curvas reales de consumo las cuales son estandarizadas de tal forma que sin alterar el perfil, se logre que la demanda anual sume 1. Así pues, al multiplicarse el consumo anual de cada referencia catastral con cada valor del perfil generado, se obtiene una curva de demanda semejante a la que se produciría en dicho edificio.

Se describe a continuación las referencias que han sido usadas para proyectar las curvas horarias de demanda eléctrica por sectores:

- **Sector residencial**: Para generar el perfil de referencia para el sector residencial se usan datos reales recabados por el Instituto Tecnológico de Canarias, S.A en viviendas unifamiliares de Canarias para periodos temporales siempre superiores a 6 meses. En este procedimiento, cuando se detectan anomalías respecto al comportamiento existente en la mayoría de las instalaciones, se descartan las series. Se presenta a continuación la media horaria generada.

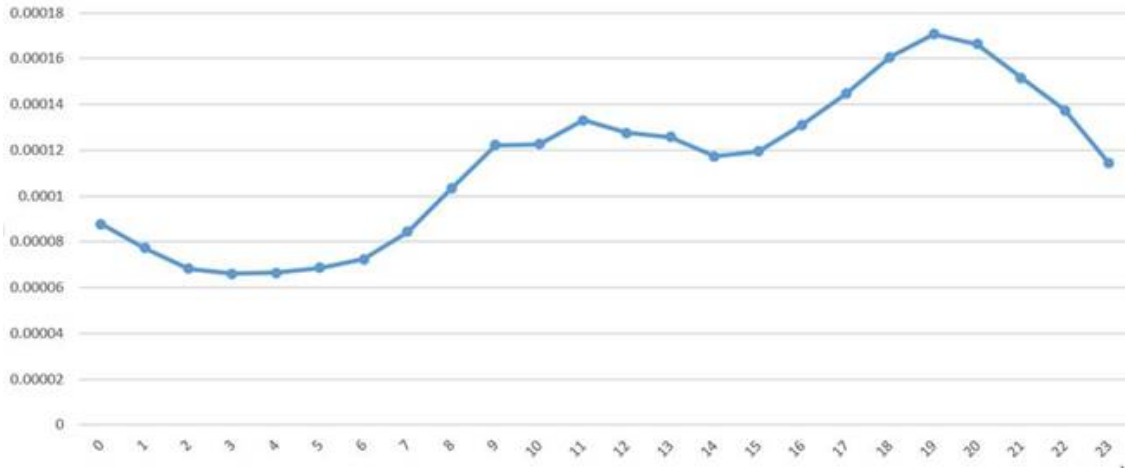

Figura 19 Media horaria del perfil trazado para el sector residencial

- **Sector hotelero**. En este caso, se cuenta con datos recabados en un hotel de 4 estrellas situado en el sur de Gran Canaria. La curva generada es coherente con el comportamiento natural de los centros turísticos en las Islas. En este sentido, los periodos de mayor consumo eléctrico se producen entre las 5:00-8:00 de la mañana y entre las 18:00-22:00 de la noche, horarios en los que normalmente se dan los servicios de desayuno y cena y cuando hay más tránsito de turistas en los hoteles canarios.

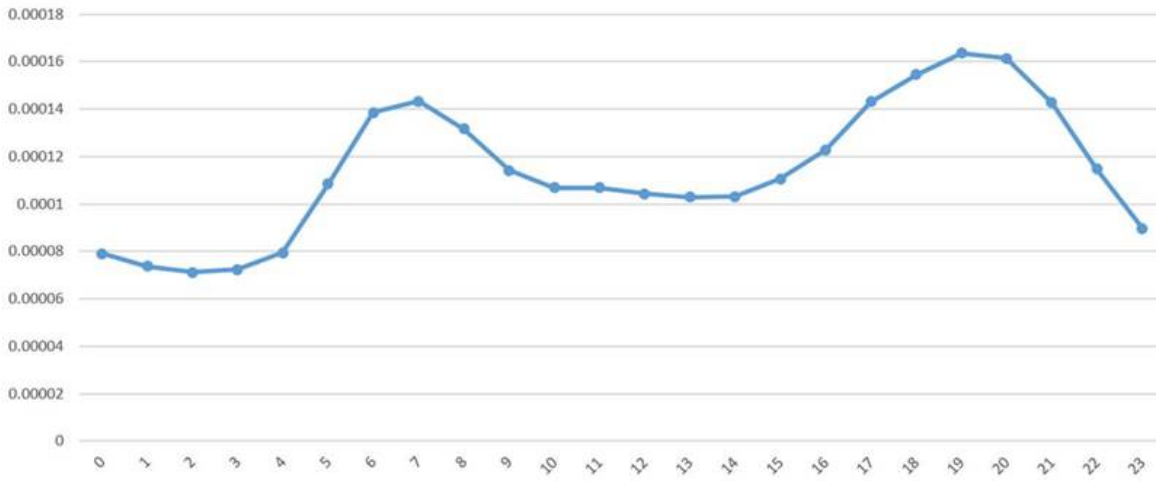

Figura 20 Media horaria del perfil trazado para el sector hotelero

- **Sector comercial y oficinas**: Para comercios se genera una campana que comienza sobre las 5-6 y que llega al máximo a las 10.00 de la mañana (horario de apertura de los centros comerciales). Ese consumo se mantiene constante hasta que va cayendo progresivamente la actividad en horas nocturnas. A partir de las 22:00 se mantendría el consumo de horas valle.

  En oficinas la actividad arranca sobre las 7.00-8.00 de la mañana y se mantiene prácticamente constante hasta las 15:00. A partir de ese punto comienza a bajar cada vez más acelerada la demanda hasta que alcanza el valle.

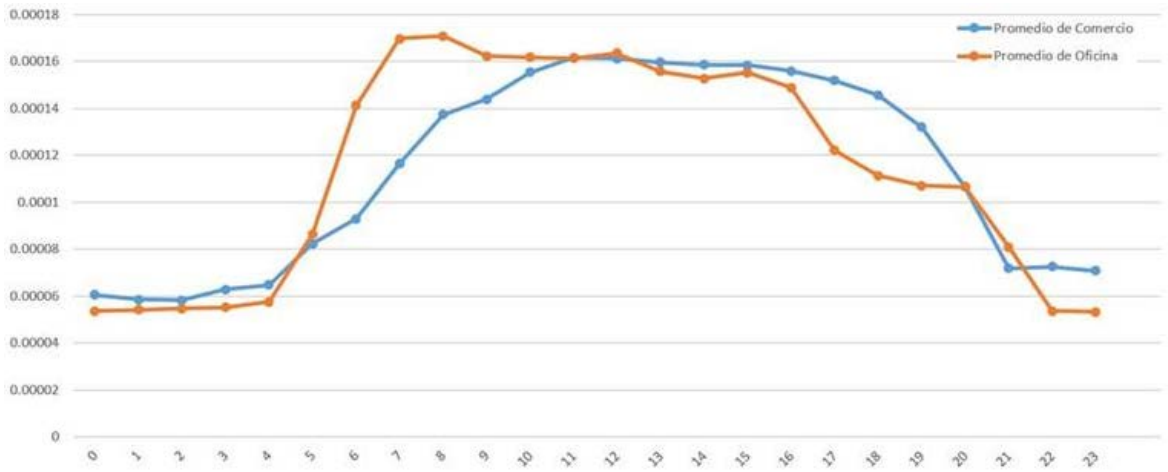

Figura 21 Media horaria del perfil trazado para los sectores comercial y oficinas

- **Administración pública y hospitales**: Para la administración pública se usa el mismo perfil que el mencionado anteriormente para oficinas (teniendo en cuenta las puntas de demanda). No obstante, en este se reduce un poco el valle de la tarde/noche ya que no suele ser común tener actividad en este sector en esas horas.

  En hospitales se asume el funcionamiento de una manera muy constante durante todo el día, pero las consultas terminan por la tarde. Por tanto, la curva es casi plana pero se reducen los consumos en periodos nocturnos ya que sólo continúan los servicios que se consideran indispensables.

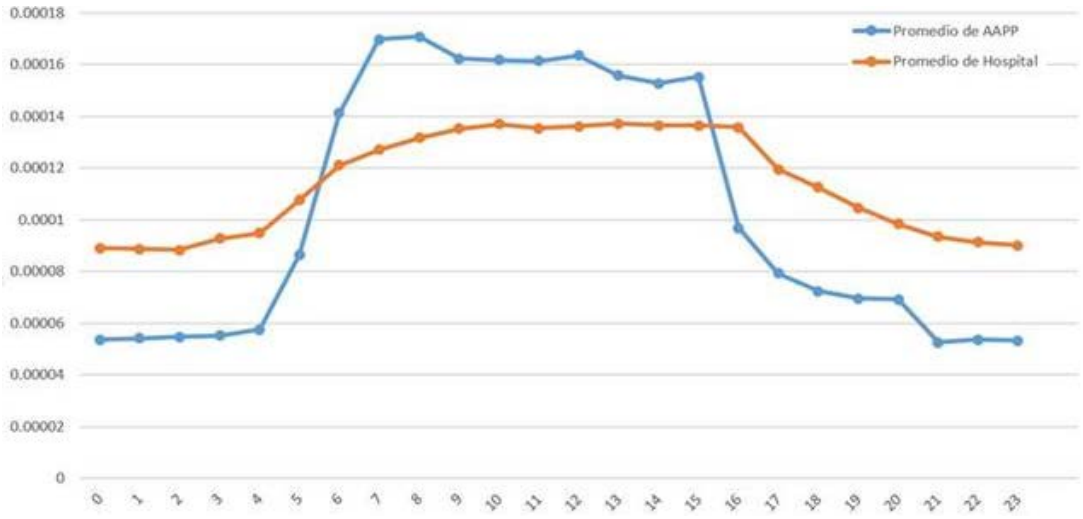

Figura 22 Media horaria del perfil trazado para los sectores AAPP y hospitales

- **Sector industrial**: Para la industria se asume que la actividad industrial en Canarias finaliza generalmente sobre las 17:00 horas con la excepción de algunas actividades en las que se producen distintos turnos para mantener la producción prácticamente constante durante todo el día. Se usa un perfil de Homer el cual se basa en datos reales recabados en una zona climática semejante a la de Canarias si bien éste es suavizado

para evitar picos irreales y generar una forma más natural, coherente con la realidad de Canarias.

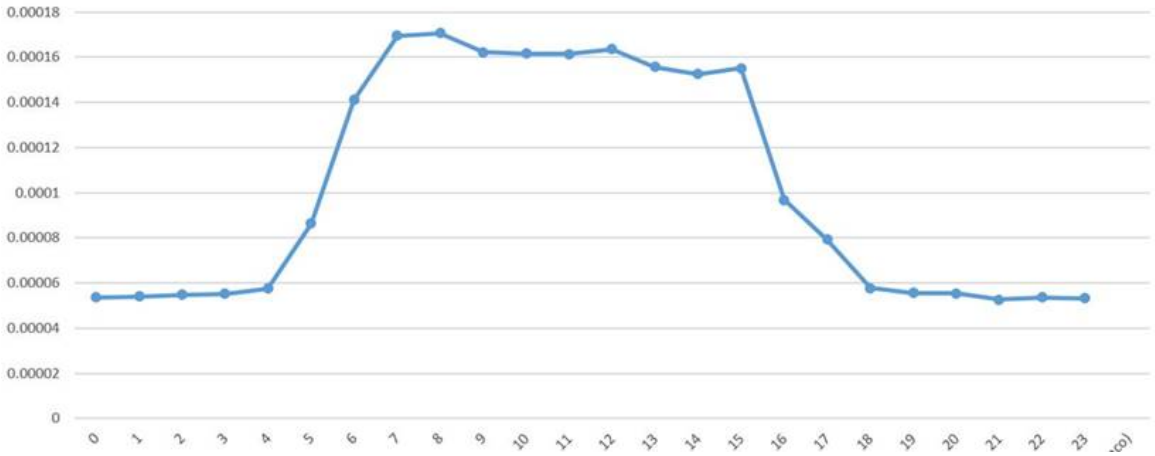

Figura 23 Media horaria del perfil trazado para el sector industrial

3.1.8. Balance energético

La curva de demanda es cruzada con la estimación de producción de la planta fotovoltaica. En aquellas horas en las que la producción fotovoltaica es mayor que la demanda eléctrica la diferencia es considerada como excedente. Por el contrario, si la demanda es mayor que la producción fotovoltaica, se considera que el déficit sería cubierto por el suministro eléctrico convencional. Las estimaciones horarias son usadas finalmente para generar las siguientes entradas en el archivo vectorial producto:

- Demanda eléctrica anual (kWh/año).
- Potencia fotovoltaica instalada (kW).
- Área ocupada por la planta fotovoltaica (m^2).
- Energía producida por la planta fotovoltaica en términos anuales (kWh/año).
- Energía anualmente demandada de la red eléctrica (kWh/año).
- Energía excedentaria anual (kWh/año).
- Porcentaje de cobertura de demanda anual (%).

Las estimaciones mencionadas se realizan considerando dos supuestos de cálculo en función de la potencia fotovoltaica instalada.

- **Supuesto 1 – PV Máxima por superficie:** Se considera que el usuario opta por la instalación de la mayor superficie posible de paneles fotovoltaicos sobre su cubierta.

  Este supuesto se simula únicamente como criterio para conocer la energía máxima generable en cada referencia catastral aún a sabiendas de que no se llegaría a ese extremo por criterios relacionados con la integración de esa energía en red (más energía de la necesaria y/o almacenable) y la rentabilidad económica (puesto que se aplicarían políticas de corte de considerable importancia).

- **Supuesto 2 – PV Máxima por cobertura:** Como se argumentaba en el punto anterior, en la mayor parte de los casos, optar por la máxima potencia instalable por criterios de superficie no es una solución viable desde los puntos de vista técnico y económico, máxime cuando no existen medios de almacenamiento energético asociados con los que aprovechar la energía que, de otra forma, sería considerada como excedentaria.

  En este supuesto se simula aquella situación en la que se establece como límite técnico que los excedentes anuales se situarían en el 10% de la demanda anual, lo que se considera como límite asumible en un sistema que apuesta por maximizar el autoconsumo sin que ello suponga la aplicación excesiva de políticas de corte.

  Debe tenerse en cuenta que en los análisis llevados a cabo en este estudio no se incluye el almacenamiento. El almacenamiento será analizado en otro entregable.

Para estimar la potencia fotovoltaica del supuesto 2, se lanzan de modo iterativo distintas ejecuciones del algoritmo diseñado, seleccionando para cada referencia catastral aquella opción que presente una mejor relación entre el porcentaje de autoconsumo y la energía excedentaria producida. Para esta opción también se devuelven las mismas variables que las mencionadas en la relación anteriormente expuesta. Todas los resultados son guardados en el archivo shape de la misma forma que para el resto de variables calculadas.

3.1.9. Estimación de costes

Finalmente se lleva a cabo la estimación de costes por instalación. Para ello se parte de las características generales de la instalación proyectada según lo descrito en los apartados 3.1.6, 3.1.7 y 3.1.9. Gracias al cómputo de los cálculos anteriores, se determinan parámetros (como la potencia instalada) que tienen una relación directa con la inversión previsible para cada edificio. En este contexto, se estiman una serie de ratios que, multiplicados por la potencia pico de la instalación, determinan la inversión a la que habría que hacer frente.

A la hora de calcular el coste aproximado de una instalación fotovoltaica, hay que tener en cuenta los costes derivados de los módulos e inversor fotovoltaico, dispositivos de medida (contador), costes de ingeniería e instalación y otros gastos tales como seguros asociados. En el caso particular de instalaciones clasificadas como de autoconsumo sin excedentes en el marco del Real Decreto 244/2019, además es importante considerar el dispositivo de limitación de vertido a red. Se presentan en la siguiente tabla los parámetros que han sido usados en este estudio para estimar el coste de cada instalación cuando la potencia instalada es inferior a 10 kWp.

Parámetros	Coste
Precio de panel fotovoltaico	900 €/kWp
Precio de inversor fotovoltaico	300 €/kWp
Coste asociado a contador eléctrico de generación	400 €
Coste de instalación	800 €/kWp
Coste asociados a ingeniería	400 €/kWp
Otros gastos (Seguro)	25 €/kWp·año

Tabla 17 Ratios de inversión en planta para instalaciones con potencia instalada inferior a 10 kWp

Para casos en las que se opta por la instalación de una potencia comprendida entre 10 kWp y 20 kWp, los costes de instalación asumidos en este estudio son los que se presentan a continuación.

Parámetros	Coste
Precio de panel fotovoltaico	860 €/kWp
Precio de inversor fotovoltaico	280 €/kWp
Coste asociado a contador eléctrico de generación	400 €
Coste de instalación	650 €/kWp
Coste asociados a ingeniería	400 €/kWp
Otros gastos (Seguro)	25 €/kWp·año

Tabla 18 Ratios de inversión en planta para instalaciones con potencia instalada entre 10 y 20 kWp

Para instalaciones con potencias entre 20 kWp y 40 kWp se han considerado los siguientes costes.

Parámetros	Coste
Precio de panel fotovoltaico	700 €/kWp
Precio de inversor fotovoltaico	200 €/kWp
Coste asociado a contador eléctrico de generación	400 €
Coste de instalación	400 €/kWp
Coste asociados a ingeniería	200 €/kWp
Otros gastos (Seguro)	25 €/kWp·año

Tabla 19 Ratios de inversión en planta para instalaciones con potencia instalada entre 20 y 40 kWp

Para instalaciones con potencias instaladas entre 40 kWp y 100 kWp se han considerado los siguientes costes.

Parámetros	Coste
Precio de panel fotovoltaico	600 €/kWp
Precio de inversor fotovoltaico	150 €/kWp
Coste asociado a contador eléctrico de generación	400 €
Coste de instalación	250 €/kWp
Coste asociados a ingeniería	200 €/kWp
Otros gastos (Seguro)	25 €/kWp·año

Tabla 20 Ratios de inversión en planta para instalaciones con potencia instalada entre 40 y 100 kWp

Y para potencias instaladas por encima de 100 kWp se usan los siguientes parámetros.

Parámetros	Coste
Precio de panel fotovoltaico	550 €/kWp
Precio de inversor fotovoltaico	125 €/kWp
Coste asociado a contador eléctrico de generación	400 €
Coste de instalación	225 €/kWp
Coste asociados a ingeniería	180 €/kWp
Otros gastos (Seguro)	25 €/kWp·año

Tabla 21 Ratios de inversión en planta para instalaciones con potencia instalada superior a 100 kWp

Para todos los casos se puede observar que no hay una parte del coste fija y otra variable en función de la potencia instalada. La parte fija es mayor cuanto menor es la potencia instalada. Adicionalmente, los costes variables tienden a reducirse cuanto mayor es la instalación por efectos de las economías de escala.

Los parámetros de estimación del coste han sido calculados usando como referencia las tarifas de catálogos comerciales de distribuidores que operan en Canarias. Adicionalmente, en este estudio se usó como referencia los costes de instalación declarados por promotores que solicitaron subvenciones al Gobierno de Canarias durante el año 2019 en el marco de la convocatoria publicada según la Orden de 16 de abril de 2018 que definía las bases regulatorias para la concesión de ayudas para la mejora de la eficiencia energética y el uso de energías renovables en empresas y edificios residenciales, cofinanciado con el fondo FEDER en el ámbito del Programa Operativo de Canarias.

La potencia instalada no era un dato que se presentara de manera directa en las tablas de esta Orden, pero en algunos casos se indicaba en el título del proyecto. A partir de la resolución provisional Nº 1279/2019 publicada a 11/06/2019, se genera la siguiente gráfica en la que se relaciona el coste de instalación en función de la potencia instalada. Para generar la curva se tomó como referencia todos los casos en los que sí se mencionaba dicha potencia, eliminando posteriormente aquellas instalaciones que modificaban de manera significativa la curva trazada ya que en determinados casos no sólo se subvencionaban actuaciones relacionadas con fotovoltaica, sino también se añadían medidas relativas a eficiencia energética y almacenamiento energético.

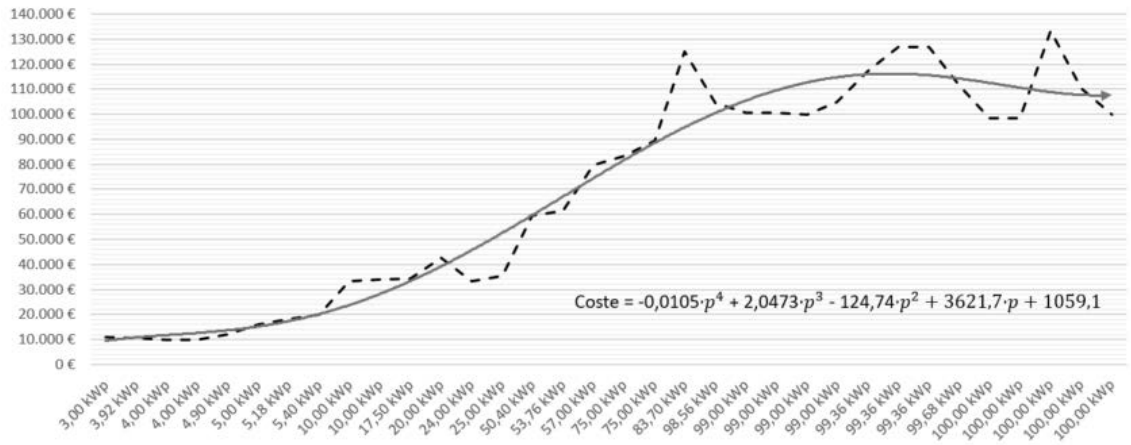

Figura 24 Evolución de costes de instalación de fotovoltaica en función de la potencia

Los ratios mencionados están en proporción a la curva expuesta en la Figura 20. Por ello, se diseña un método matemático el cual es integrado en el algoritmo de cálculo de producción fotovoltaica y balance energético. Una vez determinadas las características generales del sistema desde la perspectiva técnica, se procede con el cómputo económico de la inversión.

Adicionalmente, se estima el ahorro anual en la factura eléctrica del edificio tomando como referencia los precios PVPC y, concretamente, las curvas publicadas por el operador del sistema en su web E-SIOS.

Tanto los costes de inversión como el ahorro anual en la tarifa eléctrica son calculados para los dos supuestos de potencia fotovoltaica instalada, guardándose en el archivo vectorial de cada isla el resultado obtenido.

3.2. RESULTADOS DEL DIAGNÓSTICO

El método descrito en el apartado 3.1 de este documento es aplicado de manera independiente a todas las islas del archipiélago canario, presentándose en esta sección los principales resultados obtenidos, los cuales pueden ser tomados como referencia para conocer el potencial de instalación de plantas fotovoltaicas en régimen de autoconsumo en las islas Canarias, así como a inversión a la que habría que hacer frente para lograr la cobertura de demanda mencionada en cada sector de la actividad gracias a esta tecnología.

3.2.1. Lanzarote

Inicialmente, se muestra en la siguiente tabla la potencia fotovoltaica instalada en régimen de autoconsumo en la isla de Lanzarote, por municipios y sectores. Esta tabla está actualizada hasta finales del año 2019. De acuerdo con los datos disponibles, en la isla de Lanzarote existía un total 10 MWp de fotovoltaica de los cuales sólo 2,67 MWp corresponden a instalaciones clasificadas de autoconsumo.

Potencia fotovoltaica de autoconsumo por sectores y municipios 2019 [Lanzarote]									
Municipio	Residencial	Comercio	Agricultura	Industrial	AA.PP	Hostería	Oficinas	Otros usos	Autoconsumo
	kW	kW	kW	kW	kW	kW	kW	kW	kW
Tías	61,6	99,7	0,0	878,6	12,0	252,3	0,0	11,0	**1.315,1**
Yaiza	32,8	3,8	0,0	0,0	64,4	106,2	0,0	5,8	**213,0**
Teguise	39,6	0,0	0,0	2,1	18,1	57,3	0,0	0,0	**117,1**
Tinajo	12,6	0,0	0,0	0,0	10,0	0,0	2,7	0,0	**25,3**
San Bartolomé	19,7	0,0	0,0	0,1	108,9	0,0	0,0	127,7	**256,4**
Arrecife	8,2	417,3	0,0	13,1	118,8	0,0	0,0	0,0	**557,3**
Haría	12,7	0,0	0,0	0,0	23,5	0,0	0,0	0,0	**36,2**
Municipio no conocido	150,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	**150,5**
Total	**337,7**	**520,8**	**0,0**	**893,8**	**355,6**	**415,7**	**2,7**	**144,5**	**2.670,9**

Tabla 22 Potencia fotovoltaica de autoconsumo por sectores y municipios 2019 [Lanzarote]

Según los datos publicados por Catastro, en Lanzarote existirían unos 13 km^2 de superficie de cubierta, correspondiéndose el 55% de esa superficie con el sector residencial. Tras aplicar los filtros mencionados en el apartado 3.1 de este documento, se llega a la conclusión de que aproximadamente 9 km^2 de superficie de cubierta presentarían las características para ser usadas para implantar autoconsumo fotovoltaico.

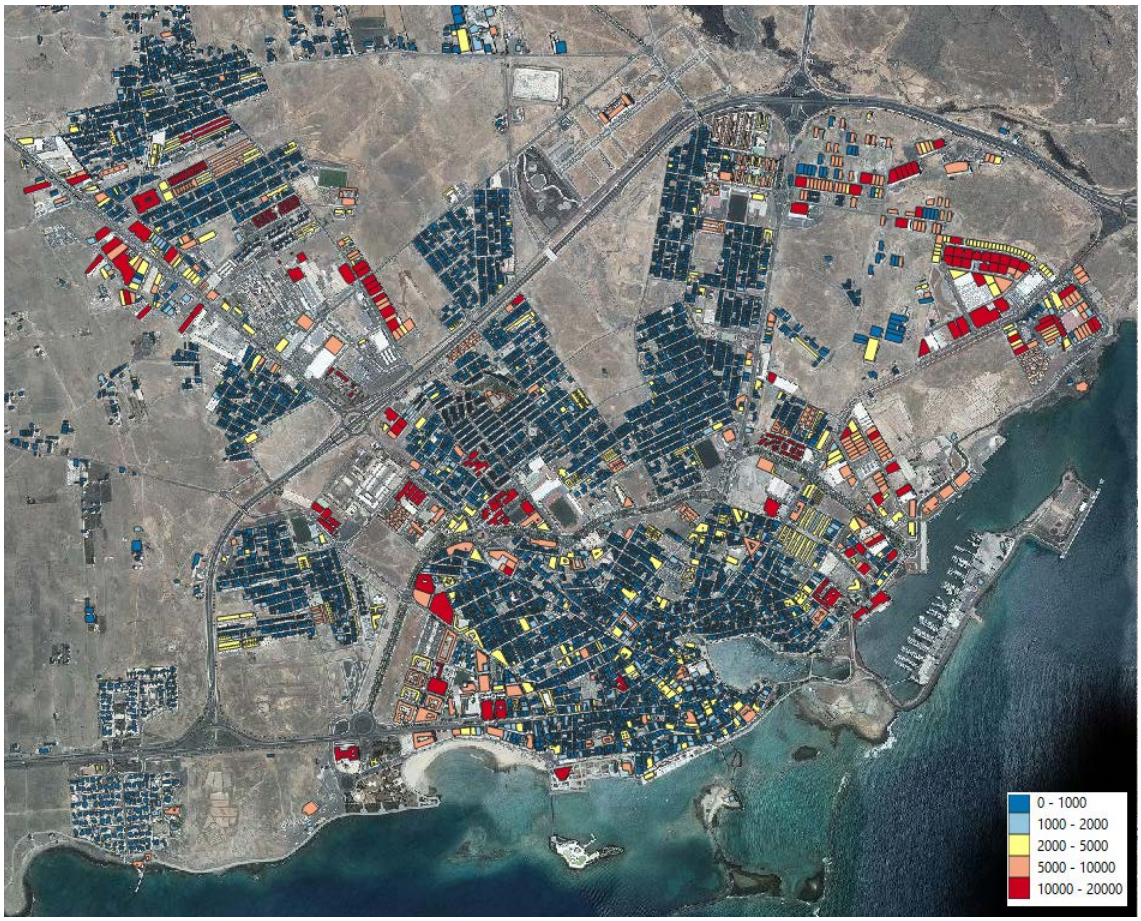

Figura 25 Mapa de potencia instalada en la región de Arrecife (ejemplo) [Lanzarote]

Si se optara por instalar plantas fotovoltaicas en toda el área disponible que reúne las condiciones para su instalación, se podría llegar a una potencia total de 906 MW como se expone en la primera de las tablas expuestas a continuación. El problema de esta solución serían los altos niveles de energía excedentaria producida. El análisis de los balances energéticos individuales por referencia catastral demuestra que de los 1.553,3 GWh/año que serían producidos por estas instalaciones fotovoltaicas, 1.401 GWh/año serían considerados como excedentes. En este supuesto la cobertura de demanda mediante energías renovables alcanzaría el 50,1%.

Área disponible y potencia instalada por municipio [Supuesto 1 – PV Máxima por superficie]					
Municipio	Área total	Área PV	Pot. PV total	Inversión	Ahorro
	m²	m²	MW	M€	k€
Tías	2.149.075	1.503.996	150	220	2.720
Yaiza	1.588.262	1.112.587	111	153	2.543
Teguise	1.913.202	1.338.166	133	227	2.921
Tinajo	541.608	377.525	37	71	685
San Bartolomé	3.183.615	2.227.688	221	336	3.435
Arrecife	2.664.722	1.863.479	185	315	4.406
Haría	987.609	691.486	69	110	1.033
Total	**13.028.093**	**9.114.927**	**906**	**1.431**	**17.743**

Tabla 23 Área disponible y potencia instalada por municipio [Supuesto 1 – PV Máxima por superficie]

Balance energético por municipio [Supuesto 1 – PV Máxima por superficie]						
Municipio	Pot. PV media	Energía PV media	Demanda	Vertido	Consumo de red	Cobertura PV autoconsumo
	kW	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
Tías	180.932,4	253,5	46,4	230,5	23,4	49,6%
Yaiza	73.188,8	186,1	43,9	164,7	22,4	48,9%
Teguise	36.261,7	224,1	50,3	199,4	25,7	49,0%
Tinajo	45.831,5	62,7	11,7	56,9	5,8	50,1%
San Bartolomé	14.393,7	400,5	57,7	369,5	26,7	53,7%
Arrecife	44.897,4	309,5	76,8	272,2	39,5	48,5%
Haría	32.803,9	116,9	17,5	107,9	8,6	51,2%
Total	**61.187,1**	**1.553,3**	**304,4**	**1.401,0**	**152,1**	**50,1%**

Tabla 24 Consumo estimado por sectores por municipio [Supuesto 1 – PV Máxima por superficie]

Asumiendo el supuesto de máxima potencia instalable por criterio de cobertura de demanda, lo deseable sería que la potencia fotovoltaica instalada rondara los 94 MW. En este supuesto, los excedentes totales producidos en la isla se situarían en el 13% de la demanda eléctrica insular. En este supuesto, la cobertura de demanda mediante fotovoltaica en autoconsumo alcanzaría el 39,4%.

Área disponible y potencia instalada por municipio [Supuesto 2 – PV Máxima por cobertura]					
Municipio	Área total	Área PV	Pot. PV total	Inversión	Ahorro
	m²	m²	MW	M€	k€
Tías	2.149.075	1.503.996	15	37	2.159
Yaiza	1.588.262	1.112.587	14	35	2.053
Teguise	1.913.202	1.338.166	16	40	2.316
Tinajo	541.608	377.525	4	9	522
San Bartolomé	3.183.615	2.227.688	17	48	2.585
Arrecife	2.664.722	1.863.479	24	62	3.537
Haría	987.609	691.486	5	14	782
Total	**13.028.093**	**9.114.927**	**94**	**245**	**13.954**

Tabla 25 Área disponible y potencia instalada por municipio [Supuesto 2 – PV Máxima por cobertura]

Balance energético por municipio [Supuesto 2 – PV Máxima por cobertura]						
Municipio	Pot. PV media	Energía PV media	Demanda	Vertido	Consumo de red	Cobertura PV autoconsumo
	kW	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
Tías	17.118,9	24,8	46,4	6,4	28,1	39,5%
Yaiza	10.147,6	23,6	43,9	6,2	26,5	39,6%
Teguise	5.631,5	26,3	50,3	6,7	30,7	39,0%
Tinajo	7.302,8	5,9	11,7	1,4	7,2	38,4%
San Bartolomé	1.156,3	31,3	57,7	7,4	33,9	41,4%
Arrecife	6.398,1	39,9	76,8	9,9	46,9	39,0%
Haría	3.969,4	9,0	17,5	2,2	10,7	39,1%
Total	**7.389,2**	**160,8**	**304,4**	**40,3**	**183,9**	**39,4%**

Tabla 26 Balance energético por municipio [Supuesto 2 – PV Máxima por cobertura]

Se presenta en la siguiente ilustración la distribución por comarcas de la potencia fotovoltaica instalable bajo el escenario modelado según el criterio de cobertura de demanda (Supuesto 2).

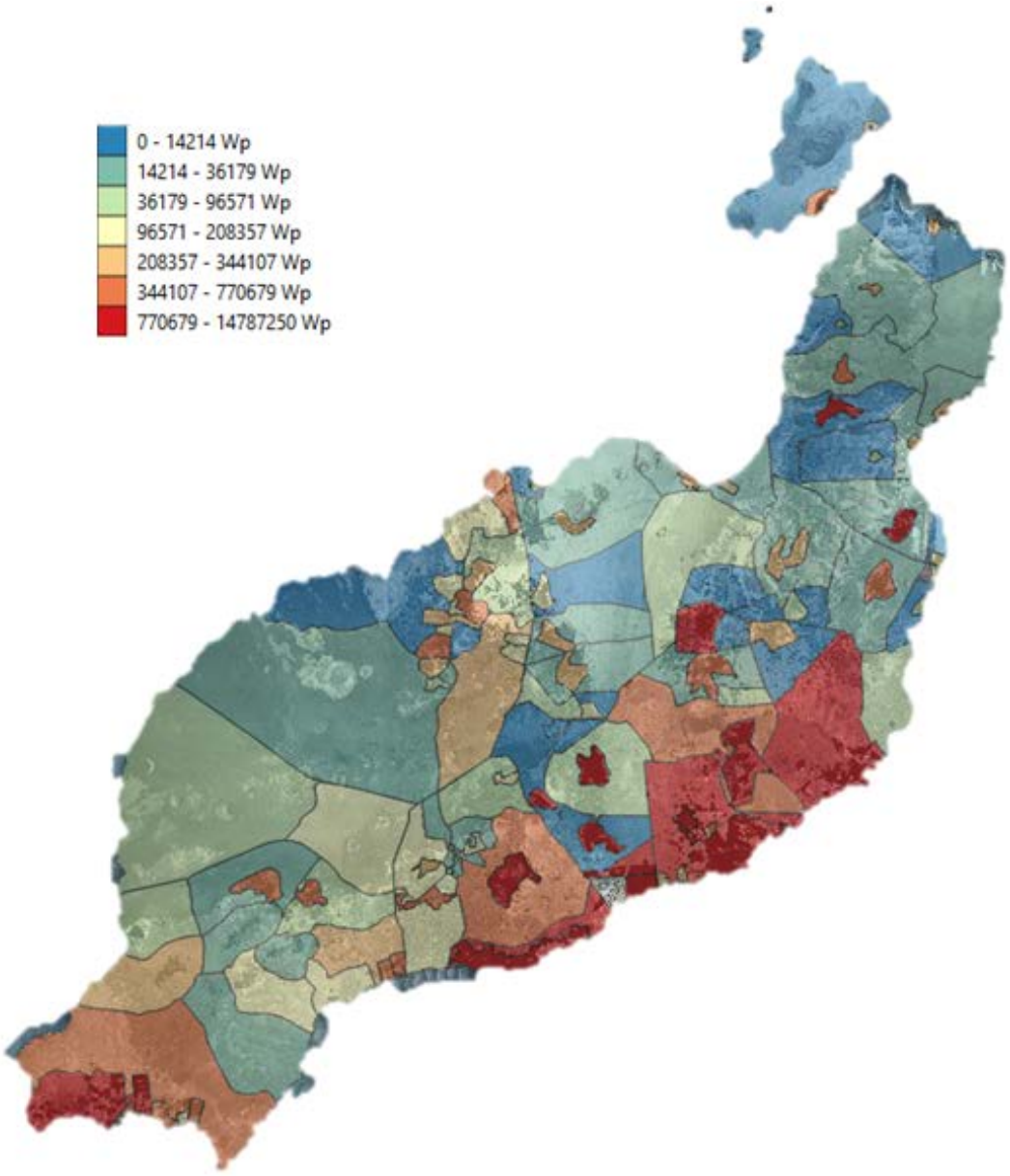

Figura 26 Mapa de potencia instalada por comarcas de Lanzarote (Wp)

Por municipios, Arrecife requeriría la mayor potencia instalada, seguido de San Bartolomé, Teguise, Tías y Yaiza. Como es natural, la potencia instalada es mayor en las regiones donde existe mayor densidad poblacional.

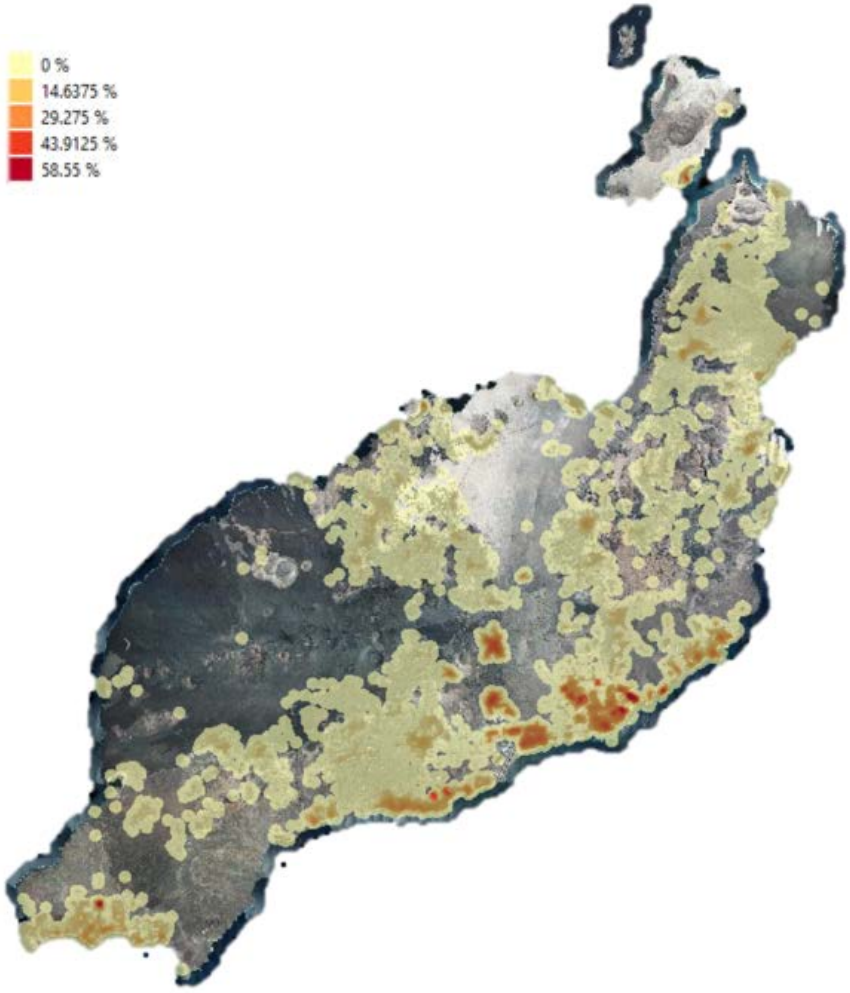

Figura 27 Mapa de calor de cobertura de demanda mediante EERR [Lanzarote]

En las siguientes tablas se realiza la descomposición de potencia instalable, inversión, ahorro anual esperado, balance energético y cobertura de demanda obtenida para los dos supuestos de cálculo y por sectores.

En el supuesto de máxima potencia fotovoltaica instalable por criterio de superficie (supuesto 1), el sector residencial acapararía el 55% del total, siendo el segundo sector de mayor importancia la hostelería con el 15%.

Área disponible y potencia instalada por sector [Supuesto 1 – PV Máxima por superficie]					
Sector	Área total	Área PV	Pot. PV total	Inversión	Ahorro
	m²	m²	MW	M€	k€
Residencial	7.194.290	5.033.790	499,5	877,4	7.758,0
Comercios	1.362.258	952.678	95,1	114,6	3.443,1
Agricultura	572.328	400.053	39,8	62,4	161,1
Industrial	655.720	458.164	45,7	57,3	2.707,5
AAPP	402.317	281.709	28,1	34,1	583,4
Hostelería	1.981.642	1.386.763	137,7	199,0	2.137,5
Oficinas	66.880	47.066	4,7	6,4	97,1
Otros usos	792.657	554.705	55,1	79,6	855,0
Total	**13.028.093**	**9.114.927**	**906**	**1.431**	**17.743**

Tabla 27 Área disponible y potencia instalada por sector [Supuesto 1 – PV Máxima por superficie]

Balance energético por sector [Supuesto 1 – PV Máxima por superficie]						
Sector	Pot. PV media	Energía PV media	Demanda	Vertido	Consumo de red	Cobertura PV autoconsumo
	kW	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
Residencial	17.976,6	826,3	130,5	760,1	64,3	50,9%
Comercios	71.621,2	158,8	60,2	129,7	31,2	48,2%
Agricultura	18.546,5	93,3	2,6	91,4	0,7	73,5%
Industrial	34.779,9	76,2	49,3	53,4	26,5	46,3%
AAPP	61.493,9	47,1	9,9	42,2	5,0	49,6%
Hostelería	152.937,6	245,6	35,9	226,5	16,9	53,0%
Oficinas	50.775,8	7,8	1,6	7,0	0,8	49,7%
Otros usos	181.273,1	98,2	14,4	90,6	6,8	53,0%
Total	**73.675,6**	**1.553,3**	**304,4**	**1.401,0**	**152,1**	**53,0%**

Tabla 28 Balance energético por sector [Supuesto 1 – PV Máxima por superficie]

En el supuesto 2, la importancia del sector residencial sería ligeramente menor (41%) y el sector Comercio sería el segundo en orden de importancia con un total del 20% de la potencia fotovoltaica requerida en el conjunto de la isla.

Área disponible y potencia instalada por sector [Supuesto 2 – PV Máxima por cobertura]					
Sector	Área total	Área PV	Pot. PV total	Inversión	Ahorro
	m²	m²	MW	M€	k€
Residencial	7.194.290	5.033.790	38,9	106,2	5.889,7
Comercios	1.362.258	952.678	19,6	47,6	2.835,4
Agricultura	572.328	400.053	0,6	2,3	96,5
Industrial	655.720	458.164	16,0	38,9	2.318,7
AAPP	402.317	281.709	3,2	7,9	465,0
Hostelería	1.981.642	1.386.763	10,9	29,4	1.622,7
Oficinas	66.880	47.066	0,5	1,3	76,9
Otros usos	792.657	554.705	4,4	11,7	649,1
Total	**13.028.093**	**9.114.927**	**94**	**245**	**13.954**

Tabla 29 Área disponible y potencia instalada por sector [Supuesto 2 – PV Máxima por cobertura]

Balance energético por sector [Supuesto 2 – PV Máxima por cobertura]						
Sector	Pot. PV media	Energía PV media	Demanda	Vertido	Consumo de red	Cobertura PV autoconsumo
	kW	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
Residencial	1.354,4	66,3	130,5	15,7	79,8	38,8%
Comercios	14.334,6	32,7	60,2	8,9	36,3	39,7%
Agricultura	270,9	1,5	2,6	0,2	1,4	47,6%
Industrial	11.657,0	26,8	49,3	7,2	29,7	39,7%
AAPP	6.703,8	5,4	9,9	1,4	6,0	39,6%
Hostelería	12.502,1	19,5	35,9	4,7	21,2	41,0%
Oficinas	5.401,4	0,9	1,6	0,2	1,0	39,3%
Otros usos	14.736,6	7,8	14,4	1,9	8,5	41,0%
Total	**8.370,1**	**160,8**	**304,4**	**40,3**	**183,9**	**40,8%**

Tabla 30 Balance energético por sectores [Supuesto 2 – PV Máxima por cobertura]

Los excedentes energéticos producidos están directamente ligados con la producción fotovoltaica obtenida en cada emplazamiento. Aquellas regiones más densamente pobladas son las que en principio requerirían mayor potencia instalada y, por ende, donde existe mayor probabilidad de que se produzcan excedentes. A modo de ejemplo, se expone a continuación un mapa de calor que representa los excedentes que se producirían en la región de Arrecife.

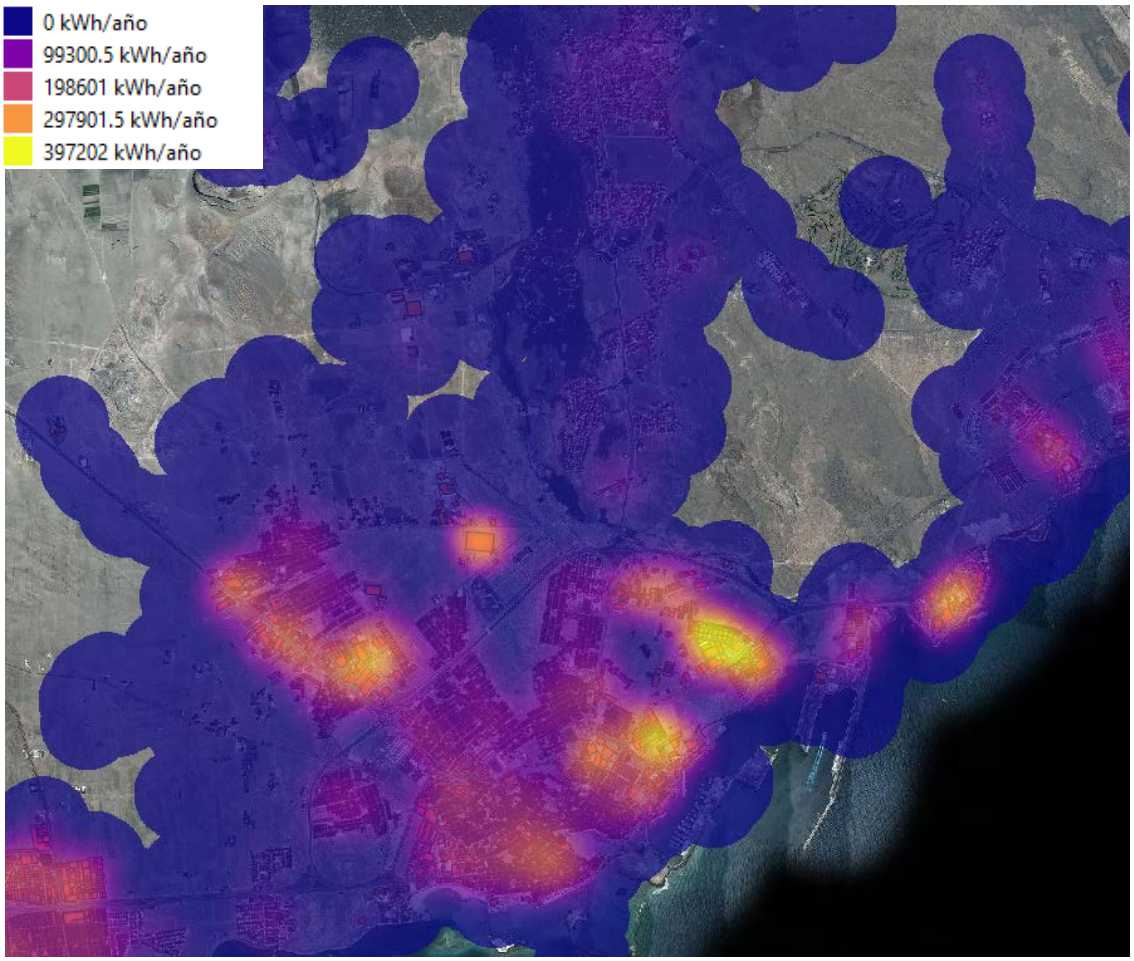

Figura 28 Mapa de calor de excedentes energéticos en Arrecife [Lanzarote]

Finalmente, debe tenerse en cuenta que este tipo de instalaciones, en principio, podrían ser aptas para su instalación incluso en Espacios Naturales Protegidos (ENP), dado que se instalarían en los edificios ya existentes e incluso se podrían aplicar condiciones relacionadas con su integración arquitectónica. En este sentido, se potenciaría el uso de tecnologías de generación eléctrica renovable para el suministro eléctrico incluso cuando dichos edificios se encuentran en territorios aislados a los que no llega la red eléctrica insular. Partiendo de este supuesto, se ha determinado la potencia que sería instalable en edificios ubicados en regiones clasificadas con algún tipo de protección. Se muestran en las siguientes tablas los resultados obtenidos.

Área disponible y potencia instalada en territorio protegido [Supuesto 1 – PV Máxima por superficie]					
Protección	Área total	Área PV	Pot. PV total	Inversión	Ahorro
	m²	m²	MW	M€	k€
L-02 Archipiélago Chinijo	204.839	143.729	14,2	28,0	326
L-03 Los Volcanes	24.238	16.980	1,7	3,5	30
L-04 La Corona	10.843	7.611	0,7	1,5	3
L-05 Los Ajaches	1.318	952	0,1	0,2	1
L-08 Las montañas del Fuego	500	338	0,0	0,1	1
L-09 Tenegüime	563	399	0,0	0,1	0
L-10 La Geria	165.178	115.291	11,5	19,3	147
L-11 Los Jameos	4.250	2.831	0,3	0,3	1
L-12 Janubio	2.747	1.941	0,2	0,3	4,7
Total	**414.477**	**290.071**	**29**	**53**	**515**

Tabla 31 Área disponible y potencia instalada en territorio protegido [Supuesto 1 – PV Máxima por superficie]

Balance energético de instalaciones en territorio protegido [Supuesto 1 – PV Máxima por superficie]						
Protección	Pot. PV media	Energía PV media	Demanda	Vertido	Consumo de red	Cobertura PV autoconsumo
	kW	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
L-02 Archipiélago Chinijo	11.653,9	23,2	5,7	20,5	2,9	49,7%
L-03 Los Volcanes	8.413,3	2,8	0,5	2,5	0,3	49,8%
L-04 La Corona	8.715,1	1,2	0,0	1,2	0,0	52,5%
L-05 Los Ajaches	18.900,0	0,2	0,0	0,2	0,0	51,3%
L-08 Las montañas del Fuego	33.750,0	0,1	0,0	0,0	0,0	47,8%
L-09 Tenegüime	9.812,5	0,1	0,0	0,1	0,0	50,6%
L-10 La Geria	18.993,0	19,7	2,5	18,5	1,2	51,0%
L-11 Los Jameos	283.000,0	0,5	0,0	0,5	0,0	52,4%
L-12 Janubio	17.545,5	0,3	0,1	0,3	0,0	49,9%
Total	**45.642,6**	**48,1**	**8,9**	**43,7**	**4,5**	**50,6%**

Tabla 32 Balance energético de instalaciones en territorio protegido [Supuesto 1 – PV Máxima por superficie]

Área disponible y potencia instalada en territorio protegido [Supuesto 2 – PV Máxima por cobertura]					
Protección	Área total	Área PV	Pot. PV total	Inversión	Ahorro
	m²	m²	MW	M€	k€
L-02 Archipiélago Chinijo	204.839	143.729	1,6	4,4	243
L-03 Los Volcanes	24.238	16.980	0,1	0,4	21
L-04 La Corona	10.843	7.611	0,0	0,1	1
L-05 Los Ajaches	1.318	952	0,0	0,0	0
L-08 Las montañas del Fuego	500	338	0,0	0,0	1
L-09 Tenegüime	563	399	0,0	0,0	0
L-10 La Geria	165.178	115.291	0,7	2,0	108
L-11 Los Jameos	4.250	2.831	0,0	0,0	1
L-12 Janubio	2.747	1.941	0,0	0,1	4
Total	**414.477**	**290.071**	**3**	**7**	**379**

Tabla 33 Área disponible y potencia instalada en territorio protegido [Supuesto 2 – PV Máxima por cobertura]

Balance energético de instalaciones en territorio protegido [Supuesto 2 – PV Máxima por cobertura]						
Protección	Pot. PV media	Energía PV media	Demanda	Vertido	Consumo de red	Cobertura PV autoconsumo
	kW	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
L-02 Archipiélago Chinijo	1.347,5	2,7	5,7	0,6	3,6	32,7%
L-03 Los Volcanes	687,2	0,3	0,5	0,1	0,3	27,3%
L-04 La Corona	84,3	0,0	0,0	0,0	0,0	7,7%
L-05 Los Ajaches	550,0	0,0	0,0	0,0	0,0	34,4%
L-08 Las montañas del Fuego	6.750,0	0,0	0,0	0,0	0,0	37,4%
L-09 Tenegüime	312,5	0,0	0,0	0,0	0,0	18,7%
L-10 La Geria	1.183,7	1,3	2,5	0,3	1,5	27,9%
L-11 Los Jameos	6.000,0	0,0	0,0	0,0	0,0	38,2%
L-12 Janubio	2.250,0	0,0	0,1	0,0	0,1	32,8%
Total	**2.129,5**	**4,3**	**8,9**	**1,0**	**5,6**	**28,5%**

Tabla 34 Balance energético de instalaciones en territorio protegido [Supuesto 2 – PV Máxima por cobertura]

3.2.2. Fuerteventura

En el caso de Fuerteventura, la potencia fotovoltaica en régimen de autoconsumo en el año 2019 ascendió hasta 1,786 MWp. Adicionalmente, existían 12,7 MW instalados en régimen de inyección a red, por lo que la potencia total fotovoltaica ascendía a 14,49 MW. Se presenta en la siguiente tabla la descomposición por municipios y sectores de la potencia instalada en régimen de autoconsumo.

Potencia fotovoltaica de autoconsumo por sectores y municipios 2019 [Fuerteventura]									
Municipio	Residencial	Comercio	Agricultura	Industrial	AA.PP	Hostería	Oficinas	Otros usos	Autoconsumo
	kW	kW	kW	kW	kW	kW	kW	kW	kW
La Oliva	84,7	0,0	0,0	8,3	0,0	0,0	0,0	11,8	**104,7**
Tuineje	34,6	0,0	8,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	**43,1**
Betancuria	72,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	**72,6**
Pájara	24,3	0,0	0,0	0,0	19,8	38,0	0,0	0,0	**82,0**
Puerto del Rosario	54,5	0,0	13,3	4,2	142,6	0,0	0,0	0,0	**214,6**
Antigua	29,4	0,0	10,0	1.033,6	77,6	0,0	0,0	0,0	**1.150,6**
Municipio no conocido	118,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	**118,8**
Total	**418,8**	**0,0**	**31,9**	**1.046,0**	**240,0**	**38,0**	**0,0**	**11,8**	**1.786,5**

Tabla 35 Potencia fotovoltaica de autoconsumo por sectores y municipios 2019 [Fuerteventura]

En el caso de Fuerteventura, la disponibilidad de superficie en cubierta es ligeramente superior a Lanzarote. Se ha estimado que el área total sobre cubierta ascendería a 15,7 km^2, de los cuales 10,9 km^2 reunirían las condiciones para la instalación de paneles fotovoltaicos.

Esa área total permitiría albergar hasta 1.091 MW según el ratio de ocupación asumido aunque, tal como ha sido comentado en el apartado anterior, no tendría sentido desde el punto de vista energético al producirse una cantidad de excedentes muy alta.

Área disponible y potencia instalada por municipio [Supuesto 1 – PV Máxima por superficie]					
Municipio	Área total	Área PV	Pot. PV total	Inversión	Ahorro
	m^2	m^2	MW	M€	k€
La Oliva	1.120.576	1.200.483	119,5	182,0	2.061
Tuineje	89.040	699.002	69,3	127,5	1.550
Betancuria	1.715.029	62.578	6,2	11,8	108
Pájara	10.456.700	916.689	91,3	125,1	2.249
Puerto del Rosario	1.309.283	7.311.684	727,1	942,2	8.644
Antigua	995.388	781.983	77,8	120,1	1.762
Total	**15.686.015**	**10.972.419**	**1.091**	**1.509**	**16.374**

Tabla 36 Área disponible y potencia instalada por municipio [Supuesto 1 – PV Máxima por superficie]

Balance energético por municipio [Supuesto 1 – PV Máxima por superficie]						
Municipio	Pot. PV media	Energía PV media	Demanda	Vertido	Consumo de red	Cobertura PV autoconsumo
	kW	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
La Oliva	44.914,2	208,1	35,1	190,6	17,6	49,8%
Tuineje	24.877,1	126,5	26,8	113,3	13,6	49,2%
Betancuria	15.293,1	11,6	1,8	10,6	0,9	51,4%
Pájara	50.626,4	169,7	38,6	150,7	19,5	49,4%
Puerto del Rosario	22.583,4	1.348,6	143,6	1.270,9	65,9	54,1%
Antigua	49.143,3	138,5	30,4	123,6	15,5	49,1%
Total	**34.572,9**	**2.003,0**	**276,4**	**1.859,7**	**133,0**	**50,5%**

Tabla 37 Consumo estimado por sectores por municipio [Supuesto 1 – PV Máxima por superficie]

Se muestra a continuación la potencia instalada en la región de Costa Calma, a modo de ejemplo.

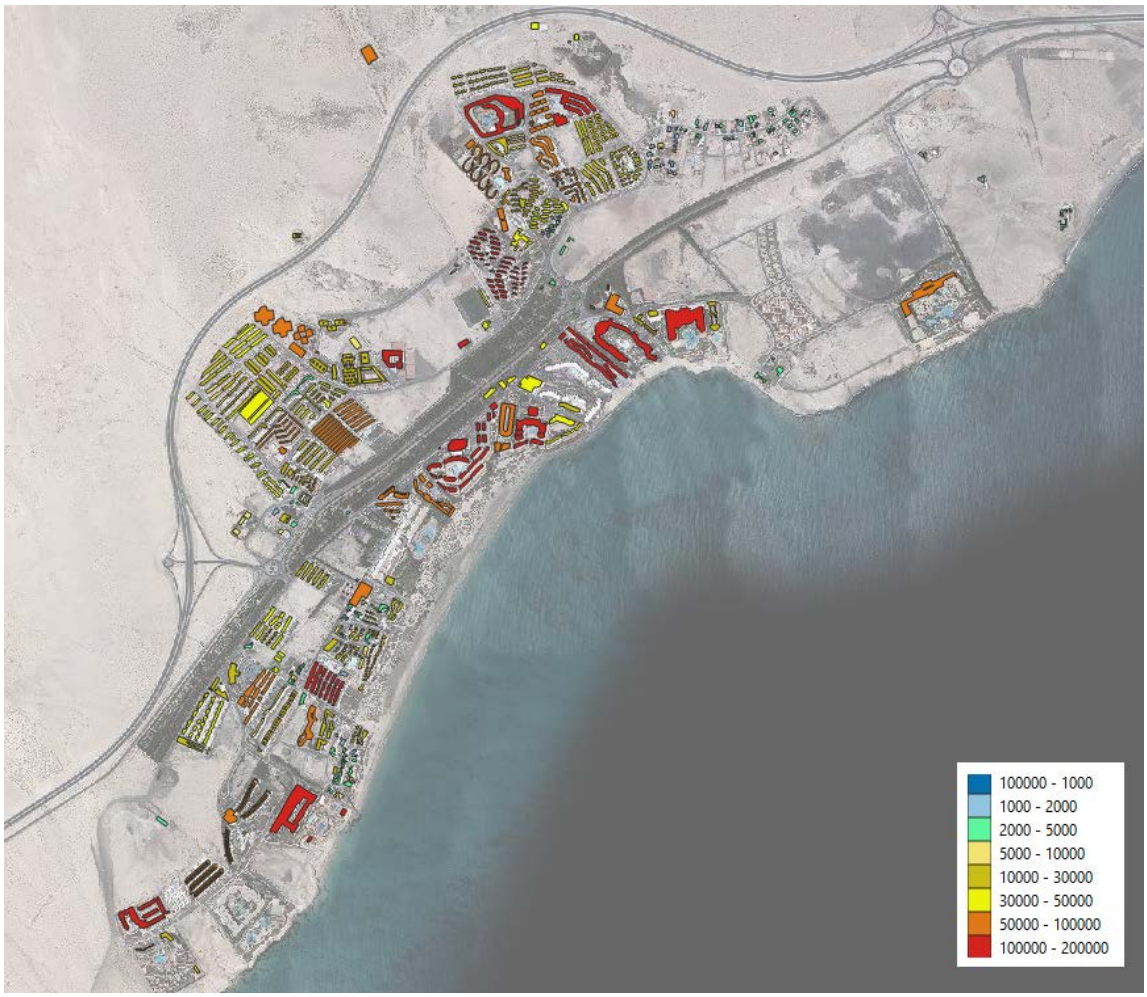

Figura 29 Mapa de potencia instalada en la región de Costa Calma (ejemplo) [Fuerteventura]

El escenario planteado para Fuerteventura en el supuesto de máxima potencia fotovoltaica instalable por criterio de cobertura de demanda propone la instalación de 86 MW, reduciendo con ello los excedentes que serían producidos hasta un valor correspondiente con el 14% de la demanda de la isla.

Área disponible y potencia instalada por municipio [Supuesto 2 – PV Máxima por cobertura]					
Municipio	Área total	Área PV	Pot. PV total	Inversión	Ahorro
	m²	m²	MW	M€	k€
La Oliva	1.120.576	1.200.483	10,9	28,1	1.647,8
Tuineje	89.040	699.002	8,2	21,6	1.273,1
Betancuria	1.715.029	62.578	0,5	1,5	84,2
Pájara	10.456.700	916.689	12,3	30,7	1.891,3
Puerto del Rosario	1.309.283	7.311.684	44,2	118,8	6.609,8
Antigua	995.388	781.983	9,6	24,3	1.450,4
Total	**15.686.015**	**10.972.419**	**86**	**225**	**12.957**

Tabla 38 Área disponible y potencia instalada por municipio [Supuesto 2 – PV Máxima por cobertura]

Balance energético por municipio [Supuesto 2 – PV Máxima por cobertura]						
Municipio	Pot. PV media	Energía PV media	Demanda	Vertido	Consumo de red	Cobertura PV autoconsumo
	kW	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
La Oliva	7.458,2	19,1	35,1	5,0	21,1	40,0%
Tuineje	5.158,1	14,9	26,8	4,1	15,9	40,6%
Betancuria	2.362,0	1,0	1,8	0,3	1,1	40,8%
Pájara	11.569,4	22,9	38,6	6,8	22,5	41,6%
Puerto del Rosario	1.316,1	81,9	143,6	21,1	82,8	42,4%
Antigua	9.397,4	17,1	30,4	4,7	18,1	40,6%
Total	**6.210,2**	**156,9**	**276,4**	**42,0**	**161,4**	**41,0%**

Tabla 39 Balance energético por municipio [Supuesto 2 – PV Máxima por cobertura]

El municipio de Puerto del Rosario sería donde mayor potencia se instalaría (aproximadamente la mitad de la potencia de la isla), teniendo en cuenta su densidad poblacional en comparación con el resto de municipios de Fuerteventura.

La cobertura de demanda mediante fotovoltaica rondaría en esta situación el 30% y se requeriría una inversión total de unos 225 M€ para llevar a cabo la instalación de las aproximadamente 12.957 instalaciones de autoconsumo que se requerírían bajo este escenario.

Se expone en la siguiente ilustración la distribución de la potencia fotovoltaica en autoconsumo instalable en la isla de Fuerteventura por comarcas siguiendo el criterio de cobertura de demanda (Supuesto 2). Esta representación a nivel de comarcas ofrece un mayor detalle de la zonificación que el caso de la distribución por municipios. Es en sí, un término intermedio entre la desagregación por edificio que ha sido desarrollada en este estudio y su agregación a nivel de municipios expuesta en las tablas anteriores.

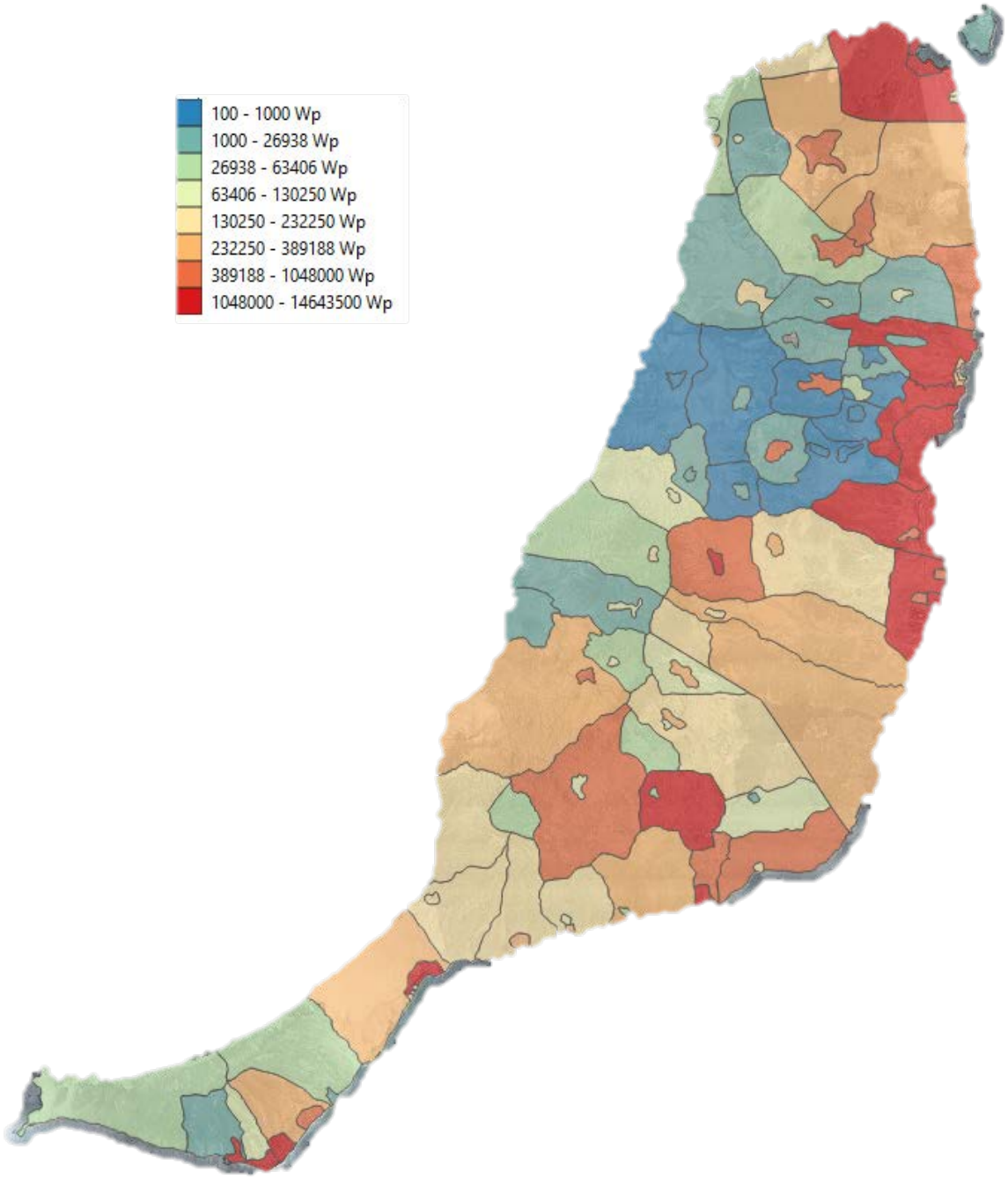

Figura 30 Mapa de potencia instalada por comarcas de Fuerteventura (Wp)

Por sectores, nuevamente el sector residencial tiene una alta importancia en el cumplimiento de este objetivo, planteándose que aproximadamente el 30% de la potencia fotovoltaica en autoconsumo se instalaría en viviendas. También presenta un gran potencial el sector hotelero, representando el 26% del objetivo total. Estos resultados son como consecuencia de la relación existente entre la demanda y la superficie disponible para la instalación.

Área disponible y potencia instalada por sector [Supuesto 1 – PV Máxima por superficie]					
Sector	Área total	Área PV	Pot. PV total	Inversión	Ahorro
	m²	m²	MW	M€	k€
Residencial	6.236.885	4.361.821	433,4	660,7	5.159,2
Comercios	1.249.718	875.056	87,4	101,5	2.472,6
Agricultura	148.862	104.632	10,4	16,8	169,9
Industrial	410.273	288.723	28,7	42,0	1.540,5
Administraciones públicas	205.745	144.161	14,4	18,1	818,8
Hostelería	5.295.223	3.702.511	368,2	476,9	4.377,4
Oficinas	21.219	14.511	1,4	1,9	84,6
Otros usos	2.118.089	1.481.004	147,3	190,8	1.751,0
Total	**15.686.015**	**10.972.419**	**1.091**	**1.509**	**16.374**

Tabla 40 Área disponible y potencia instalada por sector [Supuesto 1 – PV Máxima por superficie]

Balance energético por sector [Supuesto 1 – PV Máxima por superficie]						
Sector	Pot. PV media	Energía PV media	Demanda	Vertido	Consumo de red	Cobertura PV autoconsumo
	kW	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
Residencial	16.403,8	790,9	85,7	745,5	40,3	53,0%
Comercios	81.410,7	157,3	42,3	136,5	21,5	49,2%
Agricultura	17.367,3	19,3	2,8	17,8	1,4	52,0%
Industrial	17.638,4	51,5	27,5	38,5	14,5	47,3%
Administraciones públicas	51.154,0	25,6	14,7	18,7	7,8	46,9%
Hostelería	22.583,4	682,7	72,7	643,4	33,4	54,1%
Oficinas	36.359,4	2,6	1,5	1,9	0,8	47,0%
Otros usos	22.583,4	273,1	29,1	257,4	13,4	54,1%
Total	**33.187,6**	**2.003,0**	**276,4**	**1.859,7**	**133,0**	**50,4%**

Tabla 41 Balance energético por sector [Supuesto 1 – PV Máxima por superficie]

Área disponible y potencia instalada por sector [Supuesto 2 – PV Máxima por cobertura]					
Sector	Área total	Área PV	Pot. PV total	Inversión	Ahorro
	m²	m²	MW	M€	k€
Residencial	6.236.885	4.361.821	25,6	70,5	3.939,3
Comercios	1.249.718	875.056	13,8	33,5	2.072,0
Agricultura	148.862	104.632	0,9	2,3	132,8
Industrial	410.273	288.723	8,9	21,8	1.335,5
Administraciones públicas	205.745	144.161	4,8	11,6	715,3
Hostelería	5.295.223	3.702.511	22,4	60,1	3.347,9
Oficinas	21.219	14.511	0,5	1,2	74,7
Otros usos	2.118.089	1.481.004	9,0	24,0	1.339,1
Total	**15.686.015**	**10.972.419**	**86**	**225**	**12.957**

Tabla 42 Área disponible y potencia instalada por sector [Supuesto 2 – PV Máxima por cobertura]

Balance energético por sector [Supuesto 2 – PV Máxima por cobertura]						
Sector	Pot. PV media	Energía PV media	Demanda	Vertido	Consumo de red	Cobertura PV autoconsumo
	kW	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
Residencial	898,6	47,1	85,7	11,8	50,4	41,2%
Comercios	12.268,7	24,8	42,3	7,4	24,9	41,2%
Agricultura	1.375,6	1,6	2,8	0,4	1,7	41,2%
Industrial	5.221,9	15,9	27,5	4,6	16,2	41,0%
Administraciones públicas	16.342,7	8,5	14,7	2,5	8,7	41,0%
Hostelería	1.316,1	41,5	72,7	10,7	41,9	42,3%
Oficinas	11.945,0	0,9	1,5	0,3	0,9	41,5%
Otros usos	2.270,6	16,6	29,1	4,3	16,8	42,3%
Total	**6.454,9**	**156,9**	**276,4**	**42,0**	**161,4**	**41,5%**

Tabla 43 Balance energético por sectores [Supuesto 2 – PV Máxima por cobertura]

En la siguiente ilustración se puede apreciar que la mayor cobertura de demanda mediante energía fotovoltaica se obtendría en las zonas donde existe mayor cantidad de población, así como en regiones turísticas de la isla.

También se representa en la siguiente ilustración los excedentes energéticos que se producirían anualmente en la región de Costa Calma a modo de ejemplo de lo que sucedería en zonas donde la contribución de la fotovoltaica fuera alta.

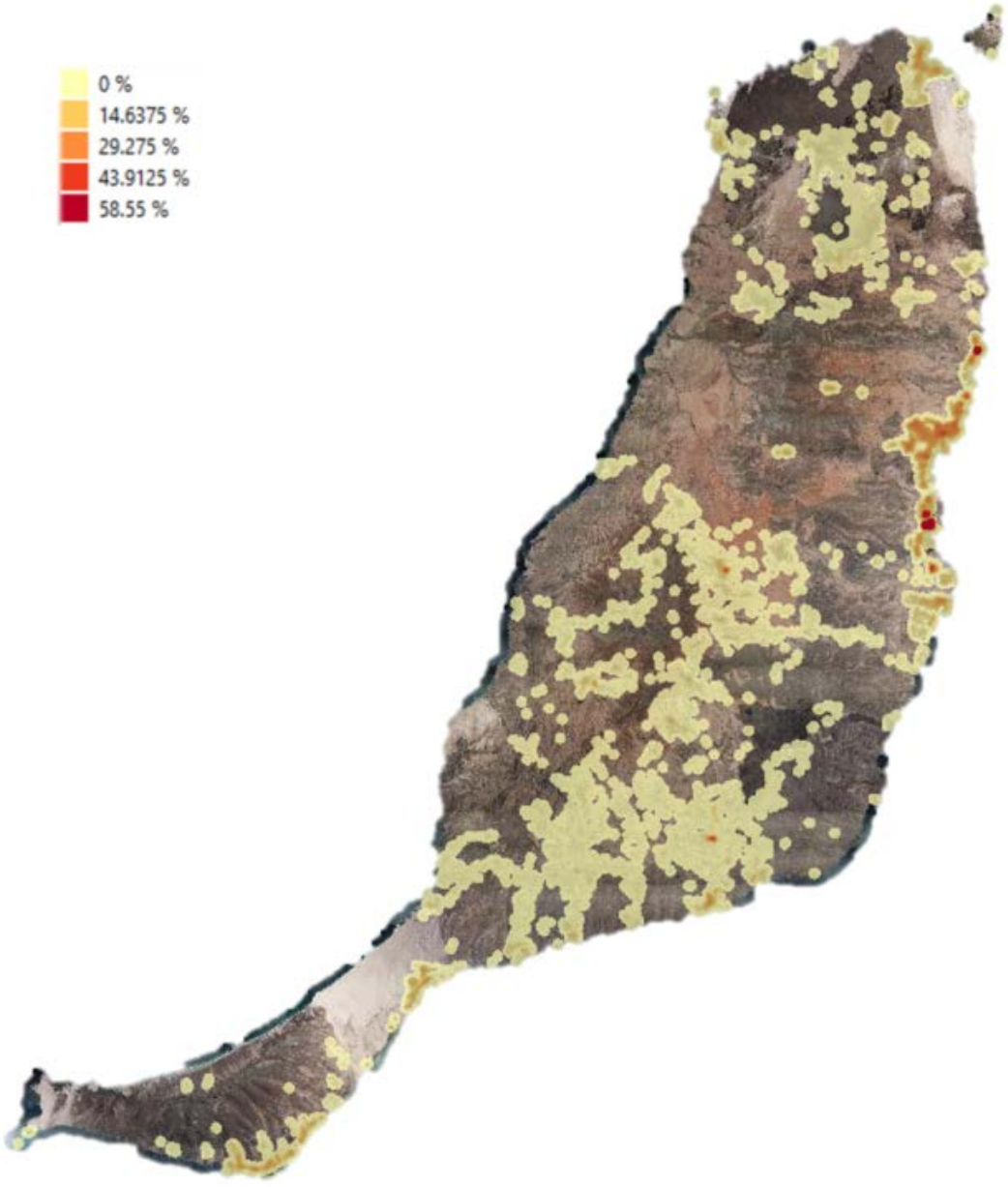

Figura 31 Mapa de calor de cobertura de demanda mediante EERR [Fuerteventura]

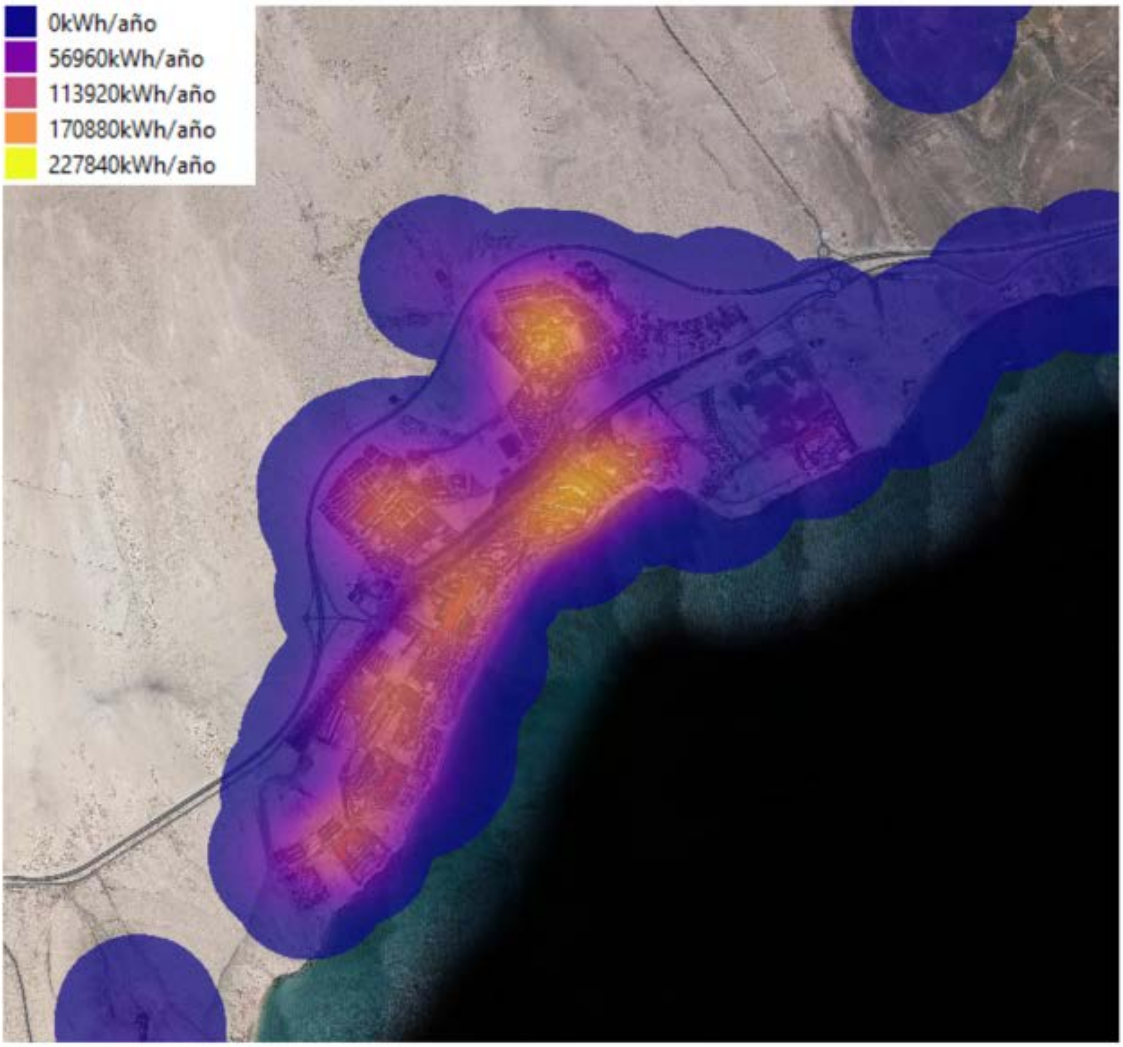

Figura 32 Mapa de calor de excedentes energéticos en Costa Calma [Fuerteventura]

Tal y como se expone en las siguientes tablas, en zonas clasificadas como protegidas se podría instalar hasta 15 MW de potencia fotovoltaica. Siguiendo el criterio de cobertura, se requeriría una potencia de 1 MW en este tipo de regiones, distribuyéndose como se expone en las últimas dos tablas de este subapartado.

Área disponible y potencia instalada en territorio protegido [Supuesto 1 – PV Máxima por superficie]					
Protección	Área total	Área PV	Pot. PV total	Inversión	Ahorro
	m²	m²	MW	M€	k€
F-1 Islote de Lobos	1.748	1.180	0,1	0,1	2
F-2 Corralejos	25.330	18.037	1,8	2,0	21
F-3 Jandía	42.526	30.031	3,0	4,3	56
F-4 Betancuria	76.576	53.799	5,3	10,4	92
F-5 Malpais de la Arena	13.078	9.326	0,9	1,6	19
F-6 Montaña de Tindaya	334	234	0,0	0,1	0
F-8 Cuchillos de Vigán	14.163	9.881	1,0	1,6	21
F-9 Montaña del Cardón	5.254	3.639	0,4	0,6	6
F-11 Malpais Grande	22.653	16.035	1,6	2,5	30,7
F-12 Valebrón	3.432	2.402	0,2	0,5	3,2
F-13 Playa del Matorral	14.171	10.472	1,0	1,1	28,2
Total	**219.265**	**155.036**	**15**	**25**	**280**

Tabla 44 Área disponible y potencia instalada en territorio protegido [Supuesto 1 – PV Máxima por superficie]

Balance energético de instalaciones en territorio protegido [Supuesto 1 – PV Máxima por superficie]						
Protección	Pot. PV media	Energía PV media	Demanda	Vertido	Consumo de red	Cobertura PV autoconsumo
	kW	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
F-1 Islote de Lobos	58.875,0	0,2	0,0	0,2	0,0	48,7%
F-2 Corralejos	601.083,3	3,1	0,3	2,9	0,2	50,7%
F-3 Jandía	21.619,6	5,5	1,0	5,0	0,5	49,9%
F-4 Betancuria	11.419,0	9,6	1,6	8,8	0,8	50,1%
F-5 Malpais de la Arena	21.068,2	1,6	0,3	1,4	0,2	50,6%
F-6 Montaña de Tindaya	7.750,0	0,0	0,0	0,0	0,0	50,5%
F-8 Cuchillos de Vigán	20.463,5	1,7	0,4	1,6	0,2	50,0%
F-9 Montaña del Cardón	25.892,9	0,7	0,1	0,6	0,0	50,2%
F-11 Malpais Grande	23.094,2	2,8	0,5	2,6	0,3	49,3%
F-12 Valebrón	11.309,5	0,4	0,1	0,4	0,0	50,5%
F-13 Playa del Matorral	1.047.000,0	1,9	0,5	1,7	0,2	49,4%
Total	**168.143,2**	**27,6**	**4,8**	**25,2**	**2,4**	**50,0%**

Tabla 45 Balance energético de instalaciones en territorio protegido [Supuesto 1 – PV Máxima por superficie]

Área disponible y potencia instalada en territorio protegido [Supuesto 2 – PV Máxima por cobertura]					
Protección	Área total	Área PV	Pot. PV total	Inversión	Ahorro
	m²	m²	MW	M€	k€
F-1 Islote de Lobos	1.748	1.180	0,0	0,0	2
F-2 Corralejos	25.330	18.037	0,1	0,3	16
F-3 Jandía	42.526	30.031	0,3	0,7	44
F-4 Betancuria	76.576	53.799	0,4	1,2	69
F-5 Malpais de la Arena	13.078	9.326	0,1	0,3	15
F-6 Montaña de Tindaya	334	234	0,0	0,0	0
F-8 Cuchillos de Vigán	14.163	9.881	0,1	0,3	17
F-9 Montaña del Cardón	5.254	3.639	0,0	0,1	5
F-11 Malpais Grande	22.653	16.035	0,2	0,4	24
F-12 Valebrón	3.432	2.402	0,0	0,0	2
F-13 Playa del Matorral	14.171	10.472	0,2	0,4	23
Total	**219.265**	**155.036**	**1**	**4**	**216**

Tabla 46 Área disponible y potencia instalada en territorio protegido [Supuesto 2 – PV Máxima por cobertura]

Balance energético de instalaciones en territorio protegido [Supuesto 2 – PV Máxima por cobertura]						
Protección	Pot. PV media	Energía PV media	Demanda	Vertido	Consumo de red	Cobertura PV autoconsumo
	kW	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
F-1 Islote de Lobos	5.375,0	0,0	0,0	0,0	0,0	38,1%
F-2 Corralejos	36.416,7	0,2	0,3	0,1	0,2	38,0%
F-3 Jandía	2.043,5	0,5	1,0	0,2	0,6	28,0%
F-4 Betancuria	942,6	0,8	1,6	0,2	1,0	30,3%
F-5 Malpais de la Arena	2.227,3	0,2	0,3	0,0	0,2	34,0%
F-6 Montaña de Tindaya	333,3	0,0	0,0	0,0	0,0	22,9%
F-8 Cuchillos de Vigán	2.333,3	0,2	0,4	0,1	0,2	37,2%
F-9 Montaña del Cardón	2.125,0	0,1	0,1	0,0	0,1	35,8%
F-11 Malpais Grande	2.308,0	0,3	0,5	0,1	0,3	36,4%
F-12 Valebrón	714,3	0,0	0,1	0,0	0,0	33,3%
F-13 Playa del Matorral	151.000,0	0,3	0,5	0,1	0,3	40,2%
Total	**18.710,8**	**2,6**	**4,8**	**0,7**	**2,9**	**34,0%**

Tabla 47 Balance energético de instalaciones en territorio protegido [Supuesto 2 – PV Máxima por cobertura]

3.2.3. Gran Canaria

En Gran Canaria, la potencia fotovoltaica en régimen de autoconsumo ascendió hasta 4,96 MWp en 2019. Por otra parte, la potencia fotovoltaica instalada en vertido a red era de 40,26 MW. Se presenta en la siguiente tabla la descomposición por municipios y sectores de la potencia instalada en régimen de autoconsumo.

Potencia fotovoltaica de autoconsumo por sectores y municipios 2019 [Gran Canaria]									
Municipio	Residencial	Comercio	Agricultura	Industrial	AA.PP	Hostería	Oficinas	Otros usos	Autoconsumo
	kW	kW	kW	kW	kW	kW	kW	kW	kW
Teror	8,6	13,2	0,0	0,0	52,8	0,0	0,0	0,0	**74,6**
Vega de San Mateo	12,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	**12,2**
Moya	0,0	0,0	0,0	0,0	11,2	0,0	0,0	0,0	**11,2**
Ingenio	15,0	27,4	0,0	0,0	10,0	0,0	0,0	0,0	**52,3**
Valsequillo	0,0	0,0	99,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	**99,2**
Telde	123,5	102,9	0,0	0,0	433,2	0,0	136,2	173,7	**969,5**
Santa María de Guía	17,5	44,4	0,0	0,0	6,1	0,0	0,0	0,0	**68,0**
Las Palmas de Gran Canaria	169,3	497,4	0,0	356,4	139,5	0,0	9,0	574,5	**1.746,1**
Mogán	29,2	0,0	0,0	0,0	24,5	188,6	0,0	116,3	**358,5**
Arucas	44,2	96,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	**141,0**
Tejeda	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	18,8	**18,8**
Agüimes	33,2	38,2	34,7	47,8	198,6	0,0	0,0	161,9	**514,4**
La Aldea de San Nicolás	0,0	0,0	0,0	0,0	31,6	0,0	0,0	0,0	**31,6**
Firgas	22,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	**22,5**
Agaete	1,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	**1,6**
Artenara	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	**0,0**
Valleseco	1,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	**1,2**
Santa Brígida	35,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	**35,7**
Santa Lucía de Tirajana	29,8	0,0	96,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	**126,4**
Gáldar	20,8	75,2	264,0	0,0	55,0	0,0	0,0	0,0	**415,0**
San Bartolomé de Tirajana	58,6	0,0	0,0	0,0	36,1	0,0	0,0	44,9	**139,5**
Municipio no conocido	121,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	**121,6**
Total	**744,5**	**895,5**	**494,4**	**404,2**	**998,5**	**188,6**	**145,2**	**1.090,0**	**4.961,0**

Tabla 48 Potencia fotovoltaica de autoconsumo por sectores y municipios 2019 [Gran Canaria]

En la isla de Gran Canaria existen 53 km^2 de superficie de cubierta según los datos publicados por catastro. De esos 53 km^2, serían aprovechables para aplicaciones relacionadas a la instalación de plantas fotovoltaicas en autoconsumo 37 km^2, lo que permitiría la instalación de hasta 3700 MW. El mayor potencial se encuentra en Las Palmas de Gran Canaria, San Bartolomé de Tirajana, Agüimes y Santa Lucía de Tirajana.

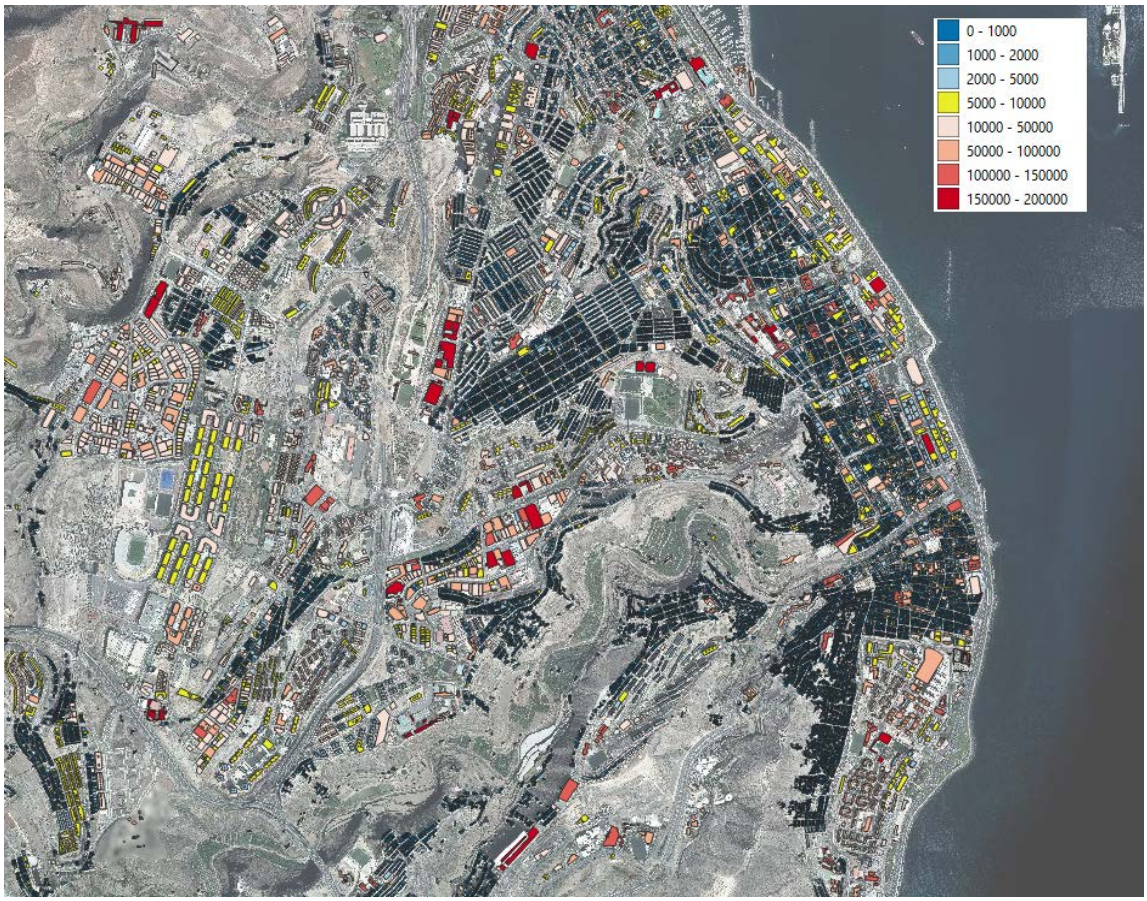

Figura 33 Mapa de potencia instalada en la región de Las Palmas de Gran Canaria (ejemplo) [Gran Canaria]

Área disponible y potencia instalada por municipio [Supuesto 1 – PV Máxima por superficie]					
Municipio	Área total	Área PV	Pot. PV total	Inversión	Ahorro
	m²	m²	MW	M€	k€
Teror	744.001	520.618	51,3	110,1	1.056
Vega de San Mateo	1.258.062	880.446	87,0	141,1	1.123
Moya	531.673	372.097	36,7	78,0	740
Ingenio	1.780.645	1.246.518	123,5	232,6	3.725
Valsequillo	1.205.737	843.629	83,0	147,6	1.073
Telde	4.311.019	3.016.534	299,4	504,6	9.999
Santa María de Guía	1.223.256	854.963	83,9	150,0	1.087
Las Palmas de Gran Canaria	10.093.145	7.055.306	700,3	1.184,2	23.897
Mogán	1.386.519	971.498	96,6	140,6	5.398
Arucas	1.657.530	1.159.460	114,6	227,0	2.695
Tejeda	165.791	116.197	11,4	25,6	267
Agüimes	2.314.956	1.617.606	160,7	258,2	6.537
La Aldea de San Nicolás	555.043	388.651	38,4	77,9	1.142
Firgas	443.174	310.150	30,6	65,1	633
Agaete	281.111	196.723	19,4	37,5	460
Artenara	68.907	48.319	4,7	9,8	132
Valleseco	281.829	197.143	19,4	44,0	398
Santa Brígida	936.813	655.567	64,9	129,2	1.240
Santa Lucía de Tirajana	2.326.578	1.625.920	161,0	310,7	4.251
Gáldar	1.155.688	808.386	79,9	160,9	1.911
San Bartolomé de Tirajana	20.656.208	14.385.423	1.424,5	1.903,2	18.478
Total	**53.377.685**	**37.271.153**	**3.691**	**5.938**	**86.245**

Tabla 49 Área disponible y potencia instalada por municipio [Supuesto 1 – PV Máxima por superficie]

Balance energético por municipio [Supuesto 1 – PV Máxima por superficie]						
Municipio	Pot. PV media	Energía PV media	Demanda	Vertido	Consumo de red	Cobertura PV autoconsumo
	kW	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
Teror	15.467,3	81,8	19,3	72,6	10,1	47,9%
Vega de San Mateo	6.564,9	173,2	18,9	162,1	7,8	58,8%
Moya	16.699,0	58,2	13,5	51,7	7,0	48,3%
Ingenio	39.505,7	212,6	68,4	181,2	36,9	46,0%
Valsequillo	7.409,3	166,9	18,1	155,8	7,0	61,4%
Telde	49.162,4	488,3	185,1	403,8	100,5	45,7%
Santa María de Guía	7.144,2	171,8	18,3	159,8	6,3	65,5%
Las Palmas de Gran Canaria	48.704,8	1.091,7	457,9	888,8	255,1	44,3%
Mogán	31.077,3	169,8	101,9	124,2	56,3	44,8%
Arucas	25.006,5	184,5	49,2	161,3	26,0	47,1%
Tejeda	11.395,1	24,1	4,7	21,6	2,3	51,6%
Agüimes	46.158,4	280,6	119,2	225,4	63,9	46,4%
La Aldea de San Nicolás	28.799,8	71,4	20,6	61,6	10,8	47,5%
Firgas	15.570,7	47,1	11,6	41,6	6,0	47,9%
Agaete	16.340,2	33,1	8,4	29,1	4,4	47,8%
Artenara	11.554,5	10,1	2,4	8,9	1,2	52,0%
Valleseco	11.081,8	33,1	7,3	29,5	3,7	49,1%
Santa Brígida	17.477,9	103,9	22,4	93,2	11,7	47,8%
Santa Lucía de Tirajana	25.490,1	283,1	77,2	247,0	41,1	46,7%
Gáldar	34.608,0	133,2	34,7	116,6	18,1	47,8%
San Bartolomé de Tirajana	12.575,0	2.828,7	309,6	2.652,0	132,9	57,1%
Total	**22.752,0**	**6.647,2**	**1.568,6**	**5.887,6**	**809,0**	**50,1%**

Tabla 50 Consumo estimado por sectores por municipio [Supuesto 1 – PV Máxima por superficie]

Siguiendo el criterio de máxima potencia instalable por cobertura de demanda, lo óptimo supondría la instalación de 484 MW, promediándose una cobertura de demanda mediante energías renovables en cada edificio del 31,5% y siendo los excedentes totales de 212,1 GWh/año, lo que representa el 13% de la demanda de todos los edificios en los que se instalara autoconsumo fotovoltaico.

De acuerdo con el balance energético desarrollado, de los 484 MW, se ubicaría el 30% en el municipio de Las Palmas de Gran Canaria, el 19% en San Bartolomé de Tirajana y el 12% en Telde. Estas cifras se consideran aceptables teniendo en cuenta la cantidad de población de estos municipios y su actividad.

Área disponible y potencia instalada por municipio [Supuesto 2 – PV Máxima por cobertura]					
Municipio	Área total	Área PV	Pot. PV total	Inversión	Ahorro
	m²	m²	MW	M€	k€
Teror	744.001	520.618	5,6	15,9	778,8
Vega de San Mateo	1.258.062	880.446	5,3	16,1	768,8
Moya	531.673	372.097	3,9	11,0	544,7
Ingenio	1.780.645	1.246.518	21,3	54,9	3.151,0
Valsequillo	1.205.737	843.629	4,8	15,7	705,6
Telde	4.311.019	3.016.534	58,5	147,7	8.337,9
Santa María de Guía	1.223.256	854.963	4,8	16,3	682,5
Las Palmas de Gran Canaria	10.093.145	7.055.306	144,9	365,3	19.983,6
Mogán	1.386.519	971.498	32,9	80,7	4.858,9
Arucas	1.657.530	1.159.460	14,8	39,9	2.106,4
Tejeda	165.791	116.197	1,3	3,9	214,0
Agüimes	2.314.956	1.617.606	38,1	95,0	5.631,4
La Aldea de San Nicolás	555.043	388.651	6,3	16,6	974,9

Firgas	443.174	310.150	3,4	9,4	461,4
Agaete	281.111	196.723	2,5	6,8	368,7
Artenara	68.907	48.319	0,7	2,0	107,9
Valleseco	281.829	197.143	2,1	6,0	295,8
Santa Brígida	936.813	655.567	6,6	18,2	938,6
Santa Lucía de Tirajana	2.326.578	1.625.920	23,9	62,5	3.597,1
Gáldar	1.155.688	808.386	10,4	28,2	1.510,6
San Bartolomé de Tirajana	20.656.208	14.385.423	92,2	262,7	13.687,9
Total	**53.377.685**	**37.271.153**	**484**	**1.275**	**69.706**

Tabla 51 Área disponible y potencia instalada por municipio [Supuesto 2 – PV Máxima por cobertura]

Balance energético por municipio [Supuesto 2 – PV Máxima por cobertura]						
Municipio	**Pot. PV media**	**Energía PV media**	**Demanda**	**Vertido**	**Consumo de red**	**Cobertura PV autoconsumo**
	kW	**GWh/año**	**GWh/año**	**GWh/año**	**GWh/año**	**%**
Teror	7.244,3	8,9	19,3	2,0	12,4	35,8%
Vega de San Mateo	405,4	10,5	18,9	2,5	10,8	42,6%
Moya	8.385,7	6,2	13,5	1,4	8,7	35,9%
Ingenio	18.881,6	36,6	68,4	9,7	41,5	39,3%
Valsequillo	467,8	9,7	18,1	2,0	10,3	42,8%
Telde	23.500,2	95,3	185,1	24,6	114,3	38,2%
Santa María de Guía	369,2	9,8	18,3	1,7	10,3	44,0%
Las Palmas de Gran Canaria	25.492,7	225,9	457,9	55,8	287,9	37,1%
Mogán	15.373,3	57,8	101,9	16,6	60,6	40,5%
Arucas	12.390,5	23,9	49,2	5,6	31,0	37,0%
Tejeda	4.938,8	2,8	4,7	0,8	2,7	42,8%
Agüimes	22.478,3	66,5	119,2	18,9	71,5	40,0%
La Aldea de San Nicolás	15.721,4	11,7	20,6	3,2	12,2	40,9%
Firgas	7.222,3	5,2	11,6	1,1	7,5	35,4%
Agaete	7.496,7	4,3	8,4	1,0	5,2	38,8%
Artenara	5.050,0	1,5	2,4	0,4	1,3	44,2%
Valleseco	5.550,4	3,5	7,3	0,8	4,6	37,0%
Santa Brígida	7.811,8	10,6	22,4	2,5	14,2	36,4%
Santa Lucía de Tirajana	12.960,7	42,0	77,2	11,4	46,6	39,6%
Gáldar	8.809,4	17,4	34,7	4,1	21,5	38,1%
San Bartolomé de Tirajana	780,7	183,1	309,6	46,0	172,5	44,3%
Total	**10.063,4**	**833,1**	**1.568,6**	**212,1**	**947,6**	**39,6%**

Tabla 52 Balance energético por municipio [Supuesto 2 – PV Máxima por cobertura]

En la siguiente ilustración se expone la distribución de la potencia fotovoltaica en autoconsumo instalable en la isla de Gran Canaria por comarca, siguiendo el criterio de cobertura de demanda (Supuesto 2).

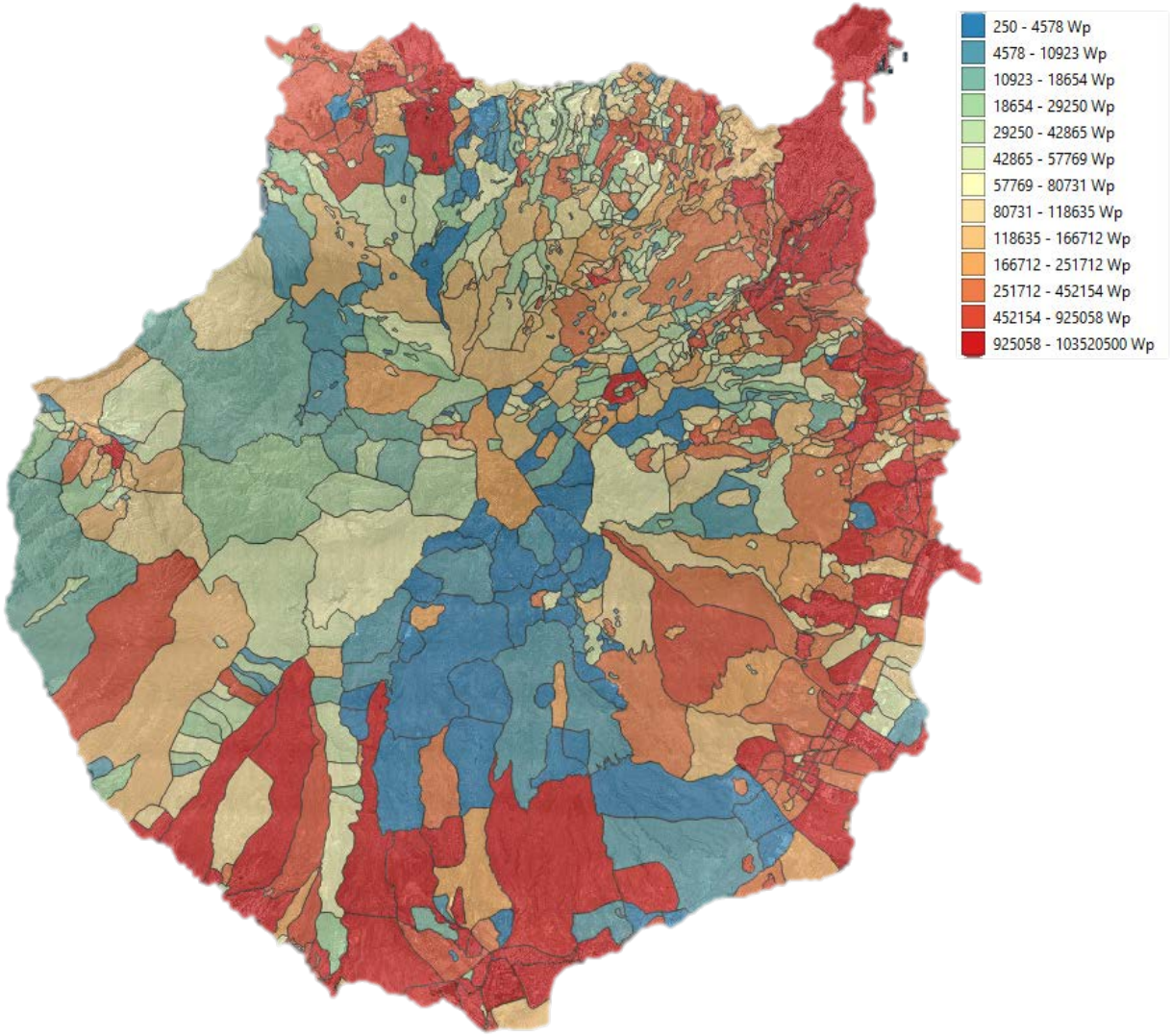

Figura 34 Mapa de potencia instalada por comarcas de Gran Canaria (Wp)

El reparto de instalaciones de autoconsumo en la geografía de la isla también queda patente en la ilustración expuesta a continuación, en la que, tal como se ha expuesto para las islas de Lanzarote y Fuerteventura, se presenta la cobertura de demanda mediante plantas fotovoltaicas en autoconsumo.

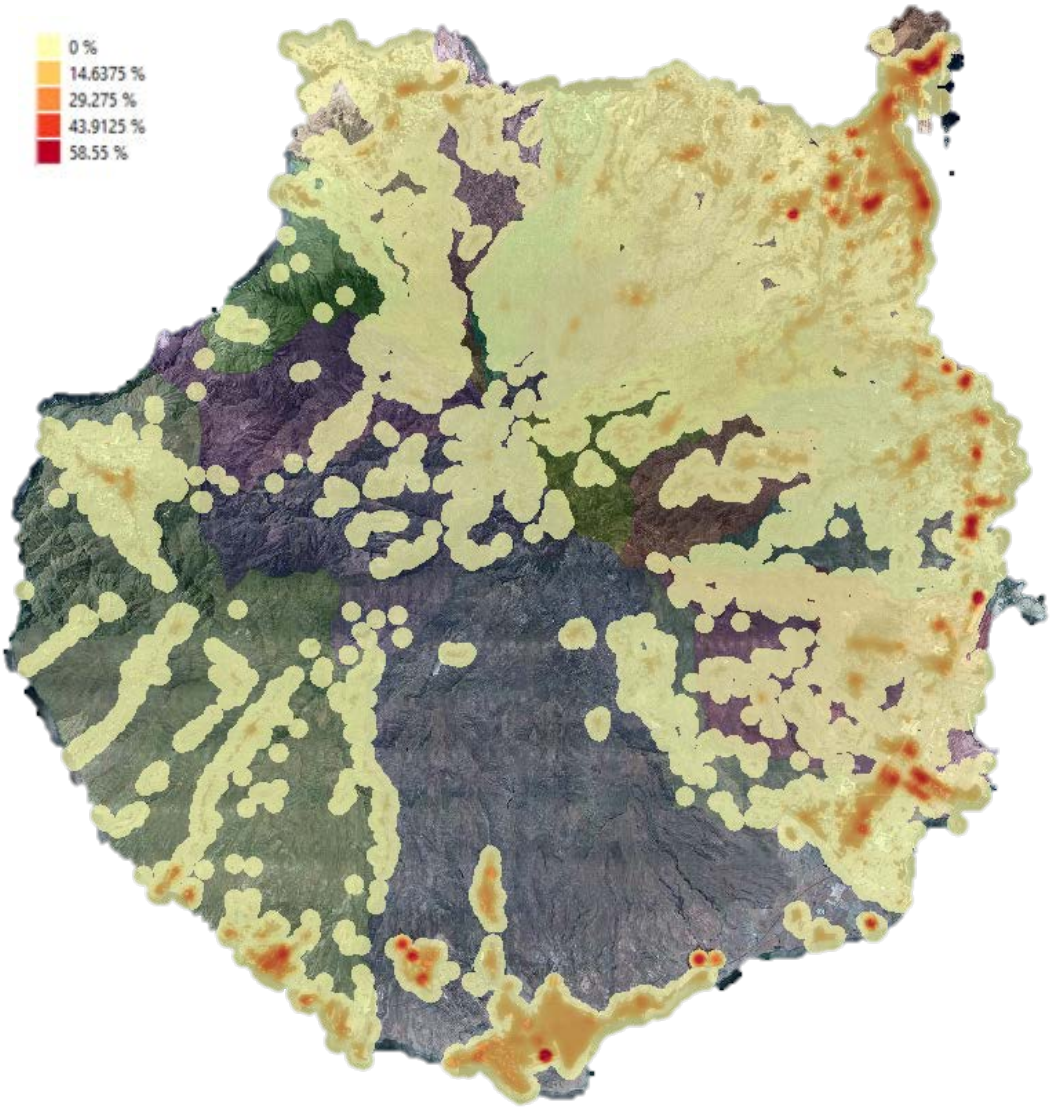

Figura 35 Mapa de calor de cobertura de demanda mediante EERR [Gran Canaria]

Si se analiza la contribución por sectores de actividad, se observa que el sector residencial sigue siendo el de más importancia. No obstante, si se compara con Lanzarote y Fuerteventura, en Gran Canaria aumenta la importancia del sector industrial y hostelero, así como el sector público. Se muestran en las siguientes tablas el desglose por sectores.

Área disponible y potencia instalada por sector [Supuesto 1 – PV Máxima por superficie]					
Sector	Área total	Área PV	Pot. PV total	Inversión	Ahorro
	m²	m²	MW	M€	k€
Residencial	26.557.445	18.552.327	1.834,6	3.393,0	21.053,6
Comercios	1.751.666	1.228.553	122,5	161,3	11.767,9
Agricultura	817.826	571.686	56,6	98,4	1.627,0
Industrial	3.968.645	2.777.757	276,9	357,5	15.793,8
Administraciones públicas	2.098.165	1.466.808	146,4	176,3	15.646,0
Hostelería	12.616.362	8.792.801	870,1	1.217,4	11.757,5
Oficinas	521.030	364.100	36,3	47,0	3.895,5
Otros usos	5.046.545	3.517.120	348,0	487,0	4.703,0
Total	**53.377.685**	**37.271.153**	**3.691**	**5.938**	**86.245**

Tabla 53 Área disponible y potencia instalada por sector [Supuesto 1 – PV Máxima por superficie]

Balance energético por sector [Supuesto 1 – PV Máxima por superficie]						
Sector	Pot. PV media	Energía PV media	Demanda	Vertido	Consumo de red	Cobertura PV autoconsumo
	kW	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
Residencial	9.324,2	3.188,1	398,4	2.975,0	185,3	54,0%
Comercios	28.025,5	202,8	220,3	107,7	125,2	43,2%
Agricultura	9.929,2	96,8	27,1	83,4	13,8	49,3%
Industrial	25.087,3	455,5	277,1	327,8	149,4	46,1%
Administraciones públicas	51.221,8	234,6	305,1	108,2	178,7	41,4%
Hostelería	11.896,4	1.722,2	189,1	1.613,3	80,2	57,6%
Oficinas	33.594,4	58,4	75,8	26,9	44,3	41,5%
Otros usos	35.378,5	688,9	75,6	645,3	32,1	57,6%
Total	**25.557,2**	**6.647,2**	**1.568,6**	**5.887,6**	**809,0**	**48,8%**

Tabla 54 Balance energético por sector [Supuesto 1 – PV Máxima por superficie]

Se muestra en el siguiente mapa de calor, los excedentes energéticos que se producirían en distintas zonas de Las Palmas de Gran Canaria.

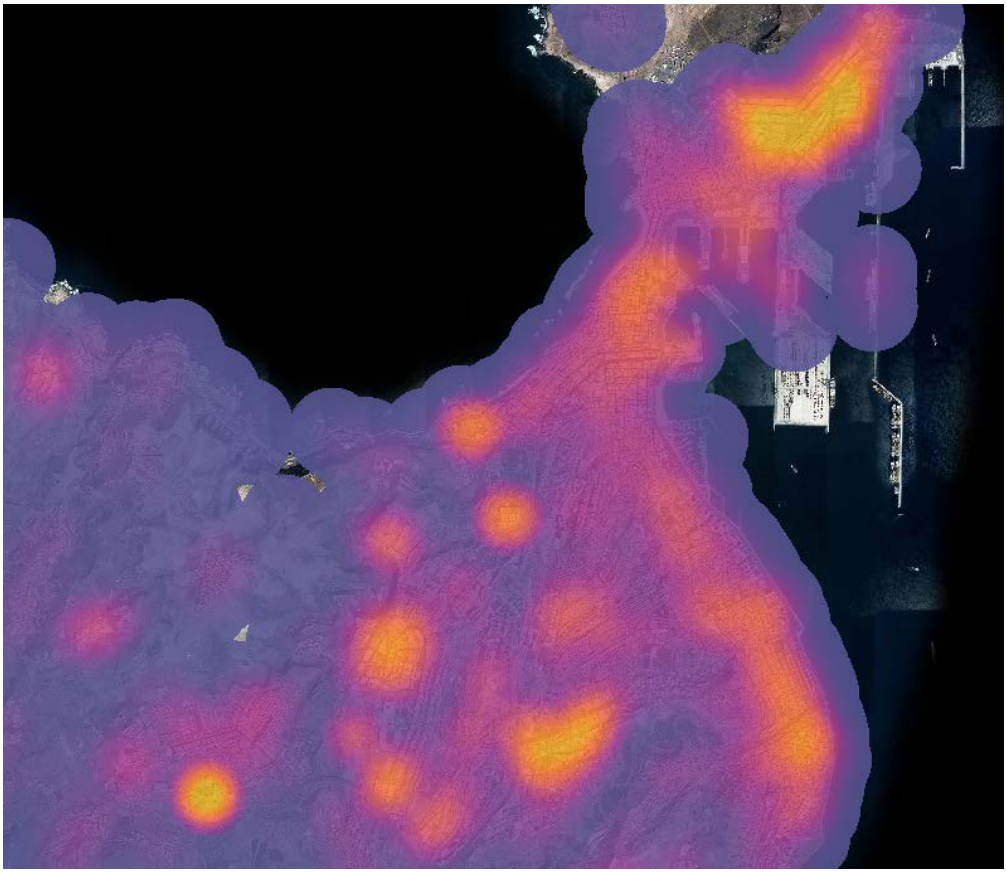

Figura 36 Mapa de calor de excedentes energéticos en Las Palmas de Gran Canaria [Gran Canaria]

Área disponible y potencia instalada por sector [Supuesto 2 – PV Máxima por cobertura]					
Sector	Área total	Área PV	Pot. PV total	Inversión	Ahorro
	m²	m²	MW	M€	k€
Residencial	26.557.445	18.552.327	111,2	333,8	18.851,1
Comercios	1.751.666	1.228.553	72,0	174,0	9.805,5
Agricultura	817.826	571.686	8,3	21,9	1.170,7
Industrial	3.968.645	2.777.757	90,1	219,2	12.244,9
Administraciones públicas	2.098.165	1.466.808	100,0	240,8	13.299,0
Hostelería	12.616.362	8.792.801	55,5	160,9	7.872,0

Oficinas	521.030	364.100	24,8	59,8	3.314,4
Otros usos	5.046.545	3.517.120	22,2	64,3	3.148,8
Total	**53.377.685**	**37.271.153**	**484**	**1.275**	**69.706**

Tabla 55 Área disponible y potencia instalada por sector [Supuesto 2 – PV Máxima por cobertura]

Balance energético por sector [Supuesto 2 – PV Máxima por cobertura]						
Sector	Pot. PV media	Energía PV media	Demanda	Vertido	Consumo de red	Cobertura PV autoconsumo
	kW	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
Residencial	519,6	197,5	398,4	43,0	243,9	38,8%
Comercios	15.836,1	119,2	220,3	33,1	134,2	39,1%
Agricultura	1.380,3	14,2	27,1	3,7	16,6	38,8%
Industrial	7.788,9	148,3	277,1	40,7	169,5	38,8%
Administraciones públicas	33.447,4	160,2	305,1	43,4	188,3	38,3%
Hostelería	704,8	109,9	189,1	26,9	106,0	43,9%
Oficinas	21.898,3	39,9	75,8	10,8	46,7	38,4%
Otros usos	2.282,3	44,0	75,6	10,7	42,4	43,9%
Total	**10.482,2**	**833,1**	**1.568,6**	**212,1**	**947,6**	**40,0%**

Tabla 56 Balance energético por sectores [Supuesto 2 – PV Máxima por cobertura]

Finalmente, bajo la perspectiva del Supuesto 2, de los 484 MW, 8 MW se ubicarían en zonas protegidas, tal como se muestra en las siguientes tablas.

Área disponible y potencia instalada en territorio protegido [Supuesto 1 – PV Máxima por superficie]					
Protección	Área total	Área PV	Pot. PV total	Inversión	Ahorro
	m²	m²	MW	M€	k€
C-06 Los Marteles	5.676	3.991	0,4	0,8	10
C-07 Las Dunas de Maspalomas	951.972	639.595	63,9	70,6	852
C-08 Güigüí	1.394	1.002	0,1	0,2	2
C-09 Tamadaba	20.238	14.064	1,4	2,7	26
C-11 Nublo	357.229	249.998	24,6	50,4	579
C-12 Doramas	340.372	238.406	23,5	49,7	447
C-13 Amagro	654	448	0,0	0,1	1
C-16 Roque Aguayro	19.195	13.018	1,3	1,7	98
C-17 Tauro	138	98	0,0	0,0	0
C-18 Arinaga	581	397	0,0	0,1	1
C-19 Barranco de Guayadeque	6.713	4.717	0,5	1,0	14
C-22 La Isleta	28.850	20.126	2,0	4,8	36
C-23 Pino Santo	489.332	341.203	33,8	62,2	727
C-24 Tafira	359.979	251.267	24,9	47,4	540
C-25 Las Cumbres	78.162	54.981	5,4	9,3	100
C-26 Lomo Magullo	4.961	3.469	0,3	0,8	5
C-27 Fataga	177.415	120.254	12,0	15,5	158,8
C-28 Montaña de Agüimes	2.195	1.560	0,2	0,3	2,7
C-30 Tufia	10.213	7.060	0,7	1,4	14,2
C-33 Barranco del Draguillo	451	322	0,0	0,1	0,9
Total	**2.855.723**	**1.965.978**	**195**	**319**	**3.614**

Tabla 57 Área disponible y potencia instalada en territorio protegido [Supuesto 1 – PV Máxima por superficie]

Balance energético de instalaciones en territorio protegido [Supuesto 1 – PV Máxima por superficie]						
Protección	Pot. PV media	Energía PV media	Demanda	Vertido	Consumo de red	Cobertura PV autoconsumo
	kW	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
C-06 Los Marteles	8.015,3	0,7	0,2	0,6	0,1	47,8%
C-07 Las Dunas de Maspalomas	213.075,8	111,3	14,3	104,2	7,1	44,5%
C-08 Güigüí	7.576,9	0,2	0,0	0,2	0,0	49,4%
C-09 Tamadaba	9.916,1	2,4	0,5	2,2	0,2	49,2%
C-11 Nublo	8.138,8	46,6	10,3	41,8	5,4	49,7%
C-12 Doramas	8.628,4	36,3	8,0	32,5	4,2	49,1%
C-13 Amagro	11.125,0	0,1	0,0	0,1	0,0	48,2%
C-16 Roque Aguayro	41.862,9	2,3	1,9	1,5	1,0	48,9%
C-17 Tauro	2.312,5	0,0	0,0	0,0	0,0	48,5%
C-18 Arinaga	19.750,0	0,1	0,0	0,1	0,0	48,7%
C-19 Barranco de Guayadeque	7.022,7	0,8	0,3	0,7	0,1	48,8%
C-22 La Isleta	7.557,3	3,1	0,7	2,8	0,3	49,7%
C-23 Pino Santo	12.460,8	51,9	13,4	45,8	7,3	49,3%
C-24 Tafira	13.219,3	38,9	9,9	34,4	5,3	49,5%
C-25 Las Cumbres	9.643,0	10,0	1,7	9,1	0,9	48,7%
C-26 Lomo Magullo	8.136,9	0,6	0,1	0,5	0,0	49,7%
C-27 Fataga	22.145,4	21,0	2,7	19,6	1,3	48,3%
C-28 Montaña de Agüimes	8.078,9	0,3	0,0	0,2	0,0	49,9%
C-30 Tufia	8.090,1	1,2	0,2	1,0	0,1	49,4%
C-33 Barranco del Draguillo	6.300,0	0,1	0,0	0,0	0,0	48,5%
Total	**21.652,8**	**327,7**	**64,1**	**297,2**	**33,7**	**48,8%**

Tabla 58 Balance energético de instalaciones en territorio protegido [Supuesto 1 – PV Máxima por superficie]

Área disponible y potencia instalada en territorio protegido [Supuesto 2 – PV Máxima por cobertura]					
Protección	Área total	Área PV	Pot. PV total	Inversión	Ahorro
	m²	m²	MW	M€	k€
C-06 Los Marteles	5.676	3.991	0,0	0,1	8
C-07 Las Dunas de Maspalomas	951.972	639.595	4,5	10,8	652
C-08 Güigüí	1.394	1.002	0,0	0,0	1
C-09 Tamadaba	20.238	14.064	0,1	0,4	19
C-11 Nublo	357.229	249.998	2,9	8,1	451
C-12 Doramas	340.372	238.406	2,2	6,3	305
C-13 Amagro	654	448	0,0	0,0	1
C-16 Roque Aguayro	19.195	13.018	0,6	1,4	85
C-17 Tauro	138	98	0,0	0,0	0
C-18 Arinaga	581	397	0,0	0,0	1
C-19 Barranco de Guayadeque	6.713	4.717	0,1	0,2	11
C-22 La Isleta	28.850	20.126	0,2	0,5	26
C-23 Pino Santo	489.332	341.203	3,9	10,4	541
C-24 Tafira	359.979	251.267	2,9	7,7	406
C-25 Las Cumbres	78.162	54.981	0,5	1,4	73
C-26 Lomo Magullo	4.961	3.469	0,0	0,1	3
C-27 Fataga	177.415	120.254	0,8	2,1	116
C-28 Montaña de Agüimes	2.195	1.560	0,0	0,0	2
C-30 Tufia	10.213	7.060	0,1	0,2	10
C-33 Barranco del Draguillo	451	322	0,0	0,0	1
Total	**1.158.992**	**805.455**	**8**	**23**	**1.190**

Tabla 59 Área disponible y potencia instalada en territorio protegido [Supuesto 2 – PV Máxima por cobertura]

Balance energético de instalaciones en territorio protegido [Supuesto 2 – PV Máxima por cobertura]						
Protección	Pot. PV media	Energía PV media	Demanda	Vertido	Consumo de red	Cobertura PV autoconsumo
	kW	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
C-06 Los Marteles	1.005,1	0,1	0,2	0,0	0,1	30,8%
C-07 Las Dunas de Maspalomas	14.883,3	7,8	14,3	2,3	8,7	14,3%
C-08 Güigüí	692,3	0,0	0,0	0,0	0,0	30,7%
C-09 Tamadaba	898,2	0,2	0,5	0,1	0,3	30,7%
C-11 Nublo	947,8	5,4	10,3	1,6	6,1	27,8%
C-12 Doramas	797,4	3,3	8,0	0,8	5,2	26,1%
C-13 Amagro	1.687,5	0,0	0,0	0,0	0,0	34,2%
C-16 Roque Aguayro	18.838,7	1,0	1,9	0,3	1,1	36,5%
C-17 Tauro	250,0	0,0	0,0	0,0	0,0	33,5%
C-18 Arinaga	2.875,0	0,0	0,0	0,0	0,0	37,4%
C-19 Barranco de Guayadeque	1.075,8	0,1	0,3	0,0	0,2	32,0%
C-22 La Isleta	706,1	0,3	0,7	0,1	0,4	32,9%
C-23 Pino Santo	1.436,2	6,0	13,4	1,4	8,7	27,0%
C-24 Tafira	1.530,0	4,5	9,9	1,1	6,4	29,9%
C-25 Las Cumbres	862,8	0,9	1,7	0,3	1,0	20,5%
C-26 Lomo Magullo	452,4	0,0	0,1	0,0	0,1	30,6%
C-27 Fataga	1.454,2	1,4	2,7	0,4	1,6	13,0%
C-28 Montaña de Agüimes	565,8	0,0	0,0	0,0	0,0	29,4%
C-30 Tufia	770,3	0,1	0,2	0,0	0,1	22,8%
C-33 Barranco del Draguillo	800,0	0,0	0,0	0,0	0,0	29,2%
Total	**1.064,9**	**13,3**	**29,0**	**3,3**	**18,5**	**28,2%**

Tabla 60 Balance energético de instalaciones en territorio protegido [Supuesto 2 – PV Máxima por cobertura]

3.2.4. Tenerife

En Tenerife, la potencia fotovoltaica en régimen de autoconsumo era de 2,69 MWp en 2019. Además, existían 115,97 MW instalados en régimen de inyección a red. Se presenta en la siguiente tabla la descomposición por municipios y sectores de la potencia instalada en régimen de autoconsumo.

Potencia fotovoltaica de autoconsumo por sectores y municipios 2019 [Tenerife]									
Municipio	Residencial	Comercio	Agricultura	Industrial	AA.PP	Hostería	Oficinas	Otros usos	Autoconsumo
	kW	kW	kW	kW	kW	kW	kW	kW	kW
Adeje	11,0	99,0	24,5	0,0	4,1	0,0	0,0	96,5	**235,0**
Arafo	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	**0,0**
Arico	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	**0,0**
Arona	4,7	0,0	11,3	0,0	12,0	0,0	0,0	1,6	**29,6**
Buenavista del Norte	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	**0,0**
Candelaria	20,0	2,2	0,0	0,0	98,6	0,0	0,0	0,0	**120,8**
El Rosario	47,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,7	**49,4**
El Sauzal	13,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	**13,1**
El Tanque	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	**1,0**
Fasnia	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	14,1	**14,1**
Garachico	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	**0,0**
Granadilla de Abona	16,1	83,1	0,0	9,9	0,0	0,0	0,0	0,0	**109,1**
Guía de Isora	13,9	96,3	0,0	0,0	76,4	0,0	0,0	0,0	**186,6**
Güímar	3,8	30,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	94,5	**129,0**
Icod de los Vinos	9,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	**9,8**

La Guancha	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	**0,0**
San Cristóbal de La Laguna	49,7	204,6	9,9	3,0	24,9	0,0	0,0	0,0	**292,1**
La Matanza de Acentejo	0,0	65,0	0,0	0,0	70,5	0,0	0,0	0,0	**135,5**
La Orotava	16,9	0,0	0,0	0,0	44,5	0,0	0,0	0,0	**61,4**
La Victoria de Acentejo	6,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	**6,3**
Los Realejos	0,0	0,0	0,0	0,0	10,5	0,0	0,0	24,4	**34,9**
Los Silos	0,0	8,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	**8,9**
Puerto de la Cruz	2,7	0,0	0,0	0,0	0,0	9,7	0,0	0,0	**12,4**
San Juan de La Rambla	1,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	**1,6**
San Miguel de Abona	5,8	96,2	0,0	0,0	82,9	0,0	0,0	0,0	**184,9**
Santa Cruz de Tenerife	36,6	162,1	0,0	99,4	438,7	0,0	0,0	40,4	**777,1**
Santa Úrsula	29,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	**29,0**
Santiago del Teide	15,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	**15,1**
Tacoronte	17,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	**17,3**
Tegueste	15,2	3,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	**19,0**
Vilaflor	0,0	0,0	0,0	0,0	15,1	0,0	0,0	0,0	**15,1**
Municipio no conocido	180,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	**180,2**
Total	**517,4**	**851,9**	**45,7**	**112,3**	**878,0**	**9,7**	**0,0**	**273,1**	**2.688,1**

Tabla 61 Potencia fotovoltaica de autoconsumo por sectores y municipios 2019 [Tenerife]

Figura 37 Mapa de potencia instalada en la región de Puerto de La Cruz (ejemplo) [Tenerife]

El área sobre cubierta disponible en Tenerife sería de 71 km^2, de los cuales 50 km^2 reuniría las condiciones para la instalación de paneles fotovoltaicos. Como para las anteriores tres islas, se simula el escenario extremo en el que cada usuario opta por instalar la máxima cantidad posible de paneles fotovoltaicos en sus cubiertas, haciéndose un balance horario para un año tipo edificio por edificio para determinar cómo sería dicha cobertura de demanda.

El análisis desarrollado bajo el supuesto 1 (potencia máxima instalable por criterio de superficie disponible) demuestra que la superficie sobre cubierta no será un problema sino que el límite para alcanzar el autoconsumo total vendría de la no existencia de sistemas almacenamiento.

Área disponible y potencia instalada por municipio [Supuesto 1 – PV Máxima por superficie]					
Municipio	Área total	Área PV	Pot. PV total	Inversión	Ahorro
	m²	m²	MW	M€	k€
Adeje	5.318.073	3.726.235	372,1	444,0	17.041
Arafo	635.157	444.600	44,2	68,6	1.769
Arico	753.410	526.977	52,2	95,3	1.238
Arona	6.070.830	4.251.700	424,4	530,9	11.900
Buenavista del Norte	729.746	511.490	50,9	75,2	2.813
Candelaria	1.796.796	1.256.533	125,2	175,3	2.931
El Rosario	1.371.783	960.148	95,6	138,1	2.823
El Sauzal	618.766	431.969	42,9	72,2	934
El Tanque	397.662	278.167	27,5	49,1	363
Fasnia	214.201	150.164	14,8	29,3	368
Garachico	390.986	273.893	27,2	46,8	697
Granadilla de Abona	3.402.555	2.380.880	237,4	319,5	6.082
Guía de Isora	2.890.872	2.009.129	199,0	289,2	2.656
Güímar	1.641.088	1.149.794	114,3	178,1	3.150
Icod de los Vinos	1.903.011	1.332.848	132,5	212,7	3.126
La Guancha	423.766	296.063	29,4	51,6	638
San Cristóbal de La Laguna	12.341.268	8.634.744	853,2	1.330,5	11.338
La Matanza de Acentejo	603.295	422.158	42,0	67,3	776
La Orotava	2.867.087	2.005.384	199,5	317,2	5.060
La Victoria de Acentejo	609.411	426.859	42,4	69,9	791
Los Realejos	2.486.145	1.739.982	173,2	264,3	3.677
Los Silos	328.183	229.070	22,7	39,4	544
Puerto de la Cruz	2.863.289	2.008.311	200,5	248,2	7.239
San Juan de La Rambla	357.100	250.083	24,8	42,8	539
San Miguel de Abona	4.507.685	3.158.185	314,4	405,0	4.142
Santa Cruz de Tenerife	11.372.488	7.949.808	784,9	1.159,7	10.453
Santa Úrsula	1.128.219	788.068	78,5	115,3	1.722
Santiago del Teide	1.042.466	729.283	72,7	94,4	1.764
Tacoronte	1.673.030	1.168.328	116,1	189,5	3.011
Tegueste	742.329	519.545	51,7	84,9	975
Vilaflor	415.991	291.893	28,9	44,4	381
Total	**71.896.685**	**50.302.290**	**4.995**	**7.248**	**110.940**

Tabla 62 Área disponible y potencia instalada por municipio [Supuesto 1 – PV Máxima por superficie]

Balance energético por municipio [Supuesto 1 – PV Máxima por superficie]						
Municipio	Pot. PV media	Energía PV media	Demanda	Vertido	Consumo de red	Cobertura PV autoconsumo
	kW	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
Adeje	13,2	621,5	316,7	477,6	172,7	45,5%
Arafo	21,9	73,0	32,9	57,9	17,8	45,7%
Arico	13,2	88,1	22,1	77,7	11,7	47,1%
Arona	13,2	692,0	218,0	591,5	117,6	46,1%

Buenavista del Norte	26,7	78,9	55,1	55,2	31,4	43,1%
Candelaria	34,0	209,3	52,8	184,6	28,1	46,8%
El Rosario	19,6	161,5	51,8	137,7	28,0	45,9%
El Sauzal	19,6	65,5	17,2	57,6	9,3	45,9%
El Tanque	9,8	40,6	6,1	37,6	3,1	49,8%
Fasnia	10,6	24,5	6,7	21,4	3,6	46,4%
Garachico	17,7	37,2	13,3	31,3	7,5	44,1%
Granadilla de Abona	41,0	399,6	109,9	348,3	58,7	46,6%
Guía de Isora	12,7	329,1	44,6	306,7	22,2	50,2%
Güímar	21,2	187,1	57,6	160,5	31,0	46,2%
Icod de los Vinos	10,5	182,1	58,8	155,7	32,5	44,8%
La Guancha	18,5	41,2	11,8	35,8	6,5	45,4%
San Cristóbal de La Laguna	10,3	1.423,6	190,3	1.328,1	94,8	50,2%
La Matanza de Acentejo	22,2	62,7	13,9	56,1	7,4	47,0%
La Orotava	22,5	272,6	96,2	230,0	53,5	44,4%
La Victoria de Acentejo	20,7	61,2	14,3	54,6	7,6	46,6%
Los Realejos	25,4	228,8	69,3	197,8	38,3	44,7%
Los Silos	15,4	32,9	10,1	28,3	5,5	45,4%
Puerto de la Cruz	15,4	283,2	139,0	222,2	77,9	43,9%
San Juan de La Rambla	18,4	34,3	10,0	29,8	5,5	45,3%
San Miguel de Abona	17,2	513,4	69,5	478,5	34,6	50,2%
Santa Cruz de Tenerife	9,8	1.328,7	175,2	1.240,6	87,1	50,3%
Santa Úrsula	9,8	110,7	31,8	96,2	17,3	45,7%
Santiago del Teide	8,6	124,9	31,5	110,0	16,7	47,1%
Tacoronte	10,8	178,0	56,2	152,6	30,9	45,1%
Tegueste	9,8	81,3	17,3	73,1	9,1	47,4%
Vilaflor	12,4	46,5	6,4	43,3	3,2	50,1%
Total	**17,2**	**8.014**	**2.007**	**7.078**	**1.071**	**46,5%**

Tabla 63 Consumo estimado por sectores por municipio [Supuesto 1 – PV Máxima por superficie]

En el supuesto de que se instalen 553 MW en autoconsumo fotovoltaico para el total de la isla, la cobertura de demanda mediante la energía renovable producida se situaría en el 33%, siendo los excedentes producidos del 10,5% respecto a la demanda total de los mismos consumos a los que atiende.

Los municipios que presentan mayor potencial teniendo en cuenta la demanda existente y la superficie disponible son San Cristóbal de La Laguna (14% de la potencia fotovoltaica total instalable en la isla), Santa Cruz de Tenerife (13%), Adeje (10%) y Arona (9%). Se presenta en la siguiente tabla la distribución de potencia fotovoltaica por municipios, así como la inversión, el ahorro estimado y las cifras globales de balance energético por municipio, teniendo en cuenta los resultados obtenidos en cada edificio.

Se expone en la siguiente ilustración la distribución de la potencia fotovoltaica en autoconsumo instalable en la isla de Tenerife por comarcas, siguiendo el criterio de cobertura de demanda (Supuesto 2).

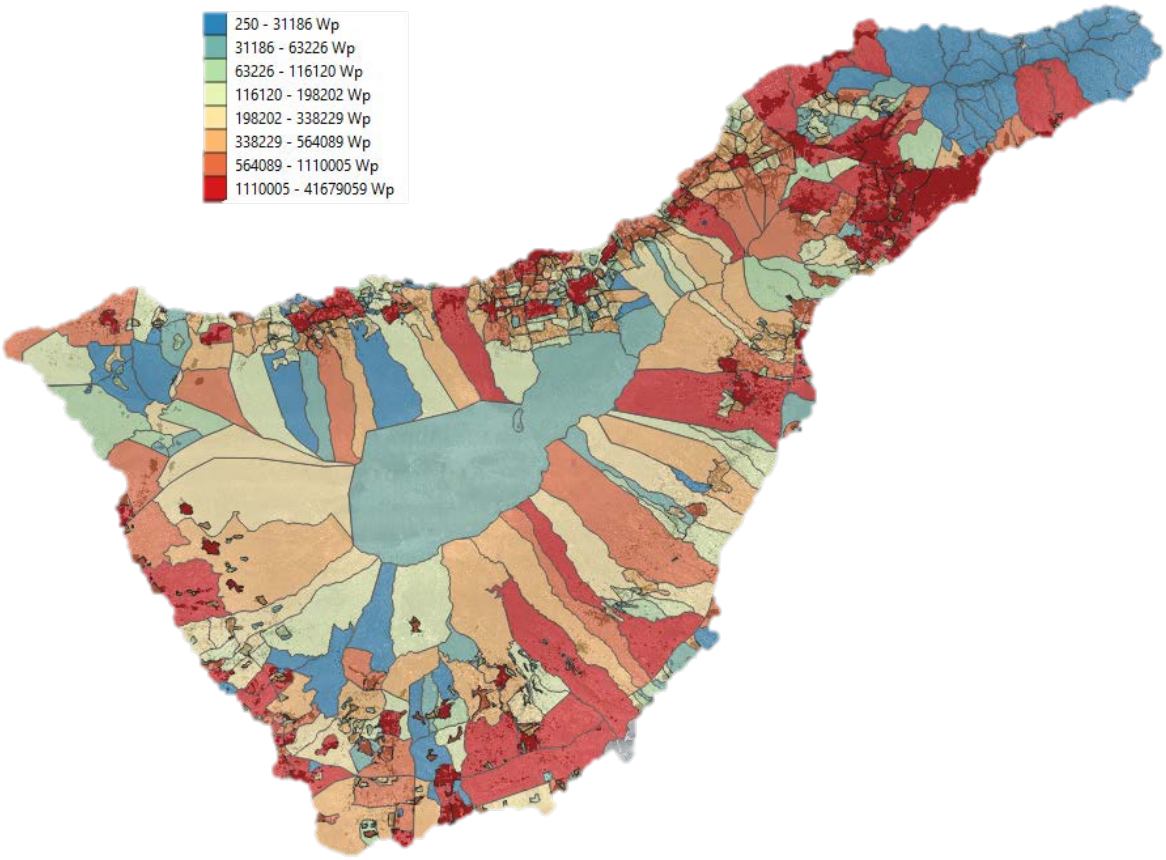

Figura 38 Mapa de potencia instalada por comarcas de Tenerife (Wp)

Área disponible y potencia instalada por municipio [Supuesto 2 – PV Máxima por cobertura]					
Municipio	Área total	Área PV	Pot. PV total	Inversión	Ahorro
	m²	m²	MW	M€	k€
Adeje	5.318.073	3.726.235	57,1	137,4	3.535,3
Arafo	635.157	444.600	6,5	15,7	365,9
Arico	753.410	526.977	6,1	15,0	253,8
Arona	6.070.830	4.251.700	51,1	123,2	2.447,4
Buenavista del Norte	729.746	511.490	8,2	19,8	584,2
Candelaria	1.796.796	1.256.533	14,1	34,3	600,4
El Rosario	1.371.783	960.148	11,7	28,3	581,1
El Sauzal	618.766	431.969	4,8	11,6	190,4
El Tanque	397.662	278.167	2,6	6,4	72,2
Fasnia	214.201	150.164	1,8	4,5	75,6
Garachico	390.986	273.893	3,2	7,8	142,7
Granadilla de Abona	3.402.555	2.380.880	28,5	69,0	1.249,5
Guía de Isora	2.890.872	2.009.129	18,7	46,1	531,9
Güímar	1.641.088	1.149.794	13,9	33,8	647,3
Icod de los Vinos	1.903.011	1.332.848	15,1	36,8	637,9
La Guancha	423.766	296.063	3,3	8,1	129,9
San Cristóbal de La Laguna	12.341.268	8.634.744	79,5	197,3	2.264,8
La Matanza de Acentejo	603.295	422.158	4,3	10,6	157,3
La Orotava	2.867.087	2.005.384	23,6	57,5	1.034,6
La Victoria de Acentejo	609.411	426.859	4,4	10,8	160,2
Los Realejos	2.486.145	1.739.982	19,3	47,0	747,0
Los Silos	328.183	229.070	2,7	6,5	111,2
Puerto de la Cruz	2.863.289	2.008.311	27,7	66,8	1.494,9

San Juan de La Rambla	357.100	250.083	2,8	6,8	109,8
San Miguel de Abona	4.507.685	3.158.185	29,5	71,7	830,4
Santa Cruz de Tenerife	11.372.488	7.949.808	73,2	181,6	2.088,0
Santa Úrsula	1.128.219	788.068	8,7	21,2	351,0
Santiago del Teide	1.042.466	729.283	8,3	20,0	362,1
Tacoronte	1.673.030	1.168.328	13,5	32,8	616,9
Tegueste	742.329	519.545	5,5	13,4	198,3
Vilaflor	415.991	291.893	2,7	6,6	75,9
Total	**71.896.685**	**50.302.290**	**553**	**1.348**	**22.648**

Tabla 64 Área disponible y potencia instalada por municipio [Supuesto 2 – PV Máxima por cobertura]

Balance energético por municipio [Supuesto 2 – PV Máxima por cobertura]						
Municipio	**Pot. PV media**	**Energía PV media**	**Demanda**	**Vertido**	**Consumo de red**	**Cobertura PV autoconsumo**
	kW	**GWh/año**	**GWh/año**	**GWh/año**	**GWh/año**	**%**
Adeje	35,6	95,4	316,7	23,8	245,1	22,6%
Arafo	3,1	10,7	32,9	2,7	24,8	24,4%
Arico	2,5	10,3	22,1	2,6	14,4	35,1%
Arona	27,4	83,3	218,0	20,8	155,6	28,7%
Buenavista del Norte	4,1	12,7	55,1	3,2	45,6	17,2%
Candelaria	35,7	23,7	52,8	5,9	35,1	33,6%
El Rosario	3,5	19,8	51,8	4,9	37,0	28,6%
El Sauzal	2,1	7,2	17,2	1,8	11,7	31,7%
El Tanque	3,9	3,8	6,1	0,9	3,3	46,3%
Fasnia	3,2	3,0	6,7	0,8	4,4	33,9%
Garachico	4,0	4,4	13,3	1,1	10,1	24,6%
Granadilla de Abona	6,7	48,0	109,9	12,0	73,9	32,8%
Guía de Isora	4,1	31,0	44,6	7,7	21,4	52,1%
Güímar	2,5	22,8	57,6	5,7	40,5	29,7%
Icod de los Vinos	5,2	20,8	58,8	5,2	43,3	26,5%
La Guancha	2,0	4,7	11,8	1,2	8,3	29,5%
San Cristóbal de La Laguna	50,9	132,6	190,3	33,1	90,8	52,3%
La Matanza de Acentejo	2,2	6,5	13,9	1,6	9,1	35,0%
La Orotava	2,6	32,3	96,2	8,1	72,0	25,2%
La Victoria de Acentejo	2,1	6,4	14,3	1,6	9,5	33,6%
Los Realejos	2,7	25,5	69,3	6,4	50,1	27,7%
Los Silos	3,7	3,9	10,1	1,0	7,2	28,7%
Puerto de la Cruz	8,9	39,2	139,0	9,8	109,6	21,1%
San Juan de La Rambla	3,0	3,8	10,0	1,0	7,2	28,7%
San Miguel de Abona	5,4	48,2	69,5	12,0	33,4	52,0%
Santa Cruz de Tenerife	55,9	123,8	175,2	31,0	82,3	53,0%
Santa Úrsula	4,2	12,3	31,8	3,1	22,5	29,1%
Santiago del Teide	5,3	14,2	31,5	3,6	20,9	33,9%
Tacoronte	7,3	20,6	56,2	5,2	40,8	27,5%
Tegueste	5,1	8,6	17,3	2,2	10,9	37,4%
Vilaflor	4,1	4,3	6,4	1,1	3,2	50,6%
Total	**10,0**	**883,8**	**2.006,6**	**221,0**	**1.343,7**	**33,3%**

Tabla 65 Balance energético por municipio [Supuesto 2 – PV Máxima por cobertura]

En base a lo anterior, la siguiente ilustración pone de manifiesto las regiones en las que se obtendría mayor cobertura de demanda mediante energía fotovoltaica en autoconsumo para todo Tenerife, en el marco del supuesto de máxima potencia fotovoltaica instalable por criterio de cobertura de demanda.

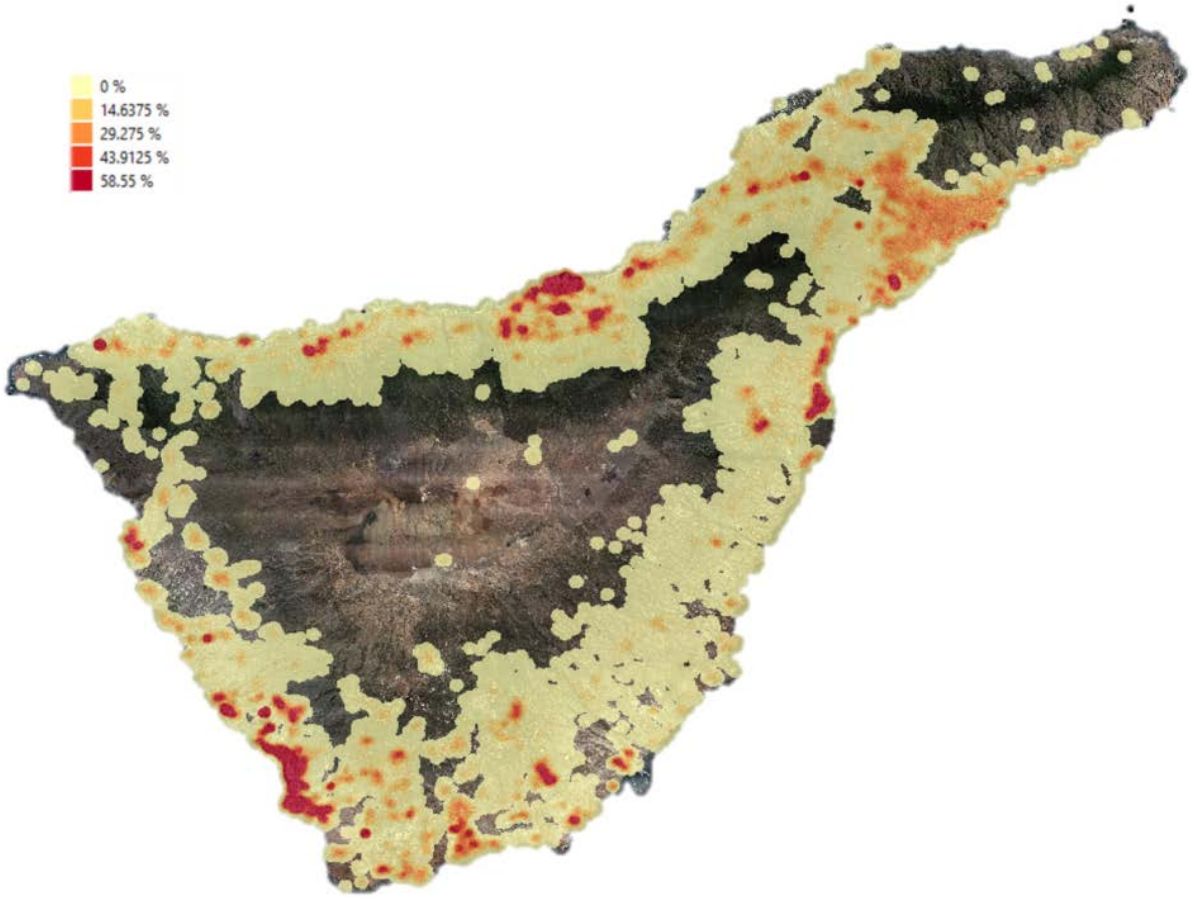

Figura 39 Mapa de calor de cobertura de demanda mediante EERR [Tenerife]

En cuanto a la distribución por sectores, en Tenerife se repiten las tendencias previstas para el resto de isla con una alta predominancia del sector residencial en comparación con el resto de sectores identificados. En el supuesto de máxima cobertura de demanda, el sector residencial acapararía el 45% de la potencia fotovoltaica en autoconsumo instalable en Tenerife. Por su parte, el sector hostelero también tendría una gran importancia con el 18,7% del total de la isla. En este caso, también tendría importancia el sector del comercio con el 11,5%. Se muestran los resultados obtenidos por sectores para los dos supuestos de cálculo en las siguientes tablas.

Área disponible y potencia instalada por sector [Supuesto 1 – PV Máxima por superficie]					
Sector	Área total	Área PV	Pot. PV total	Inversión	Ahorro
	m²	m²	MW	M€	k€
Residencial	35.034.924	24.508.248	2.437,1	3.647,5	32.105,4
Comercios	4.358.970	3.049.405	304,7	344,1	21.408,1
Agricultura	1.714.585	1.200.466	119,2	190,6	2.683,1
Industrial	2.169.967	1.523.449	151,7	199,0	11.544,1
Administraciones públicas	2.555.576	1.798.737	179,7	202,0	17.008,8
Hostelería	16.048.217	11.220.219	1.109,8	1.646,5	14.743,5
Oficinas	385.529	269.642	26,9	30,9	2.600,3
Otros usos	9.628.930	6.732.132	665,9	987,9	8.846,1
Total	**71.896.699**	**50.302.300**	**4.995**	**7.248**	**110.940**

Tabla 66 Área disponible y potencia instalada por sector [Supuesto 1 – PV Máxima por superficie]

Balance energético por sector [Supuesto 1 – PV Máxima por superficie]						
Sector	Pot. PV media	Energía PV media	Demanda	Vertido	Consumo de red	Cobertura PV autoconsumo
	kW	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
Residencial	20,4	3.817,4	540,4	3.546,0	269,0	50,3%
Comercios	35,4	485,6	405,1	305,3	224,8	44,5%
Agricultura	18,0	186,9	46,4	164,3	23,8	48,7%
Industrial	25,2	238,4	223,4	141,1	126,1	43,5%
Administraciones públicas	20,2	281,1	343,6	137,8	200,3	41,7%
Hostelería	5,6	1.850,5	247,4	1.726,3	123,1	50,2%
Oficinas	10,0	43,6	51,8	21,7	29,9	42,3%
Otros usos	3,1	1.110,3	148,4	1.035,8	73,9	50,2%
Total	**17,2**	**8.014**	**2.007**	**7.078**	**1.071**	**46,4%**

Tabla 67 Balance energético por sector [Supuesto 1 – PV Máxima por superficie]

Área disponible y potencia instalada por sector [Supuesto 2 – PV Máxima por cobertura]					
Sector	Área total	Área PV	Pot. PV total	Inversión	Ahorro
	m²	m²	MW	M€	k€
Residencial	38.244.568	26.752.292	249,5	609,2	7.010,4
Comercios	4.358.970	3.049.405	63,5	152,6	4.463,9
Agricultura	1.714.585	1.200.466	19,7	47,9	551,9
Industrial	2.169.967	1.523.449	31,6	76,3	2.407,1
Administraciones públicas	2.555.576	1.798.737	37,5	90,0	3.546,6
Hostelería	16.048.217	11.220.219	103,6	256,2	2.947,0
Oficinas	385.529	269.642	5,6	13,5	542,2
Otros usos	6.419.287	4.488.088	41,4	102,5	1.178,8
Total	**71.896.699**	**50.302.300**	**553**	**1.348**	**22.648**

Tabla 68 Área disponible y potencia instalada por sector [Supuesto 2 – PV Máxima por cobertura]

Balance energético por sector [Supuesto 2 – PV Máxima por cobertura]						
Sector	Pot. PV media	Energía PV media	Demanda	Vertido	Consumo de red	Cobertura PV autoconsumo
	kW	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
Residencial	2,5	392,4	589,9	98,1	295,6	49,9%
Comercios	7,1	101,3	405,1	25,3	329,2	18,7%
Agricultura	2,9	30,9	46,4	7,7	23,2	50,0%
Industrial	20,2	49,7	223,4	12,4	186,1	16,7%
Administraciones públicas	8,2	58,6	343,6	14,7	299,6	12,8%
Hostelería	30,0	172,7	247,4	43,2	117,8	52,4%
Oficinas	4,9	9,1	51,8	2,3	45,0	13,2%
Otros usos	1,0	69,1	98,9	17,3	47,1	52,4%
Total	**10**	**883,8**	**2.006,6**	**221,0**	**1.343,7**	**33,2%**

Tabla 69 Balance energético por sectores [Supuesto 2 – PV Máxima por cobertura]

En la siguiente ilustración, se presenta a modo de ejemplo la producción anual de excedentes previstos por zonas bajo la hipótesis del supuesto 2 en la región de Puerto de La Cruz. Es notorio que la producción de excedentes no sería regular en toda la región sino que dependería fundamentalmente de la demanda eléctrica existente en cada zona.

En la práctica, en los estados iniciales en los que la potencia fotovoltaica no supera la capacidad de evacuación de las redes de distribución, lo aconsejable es que la energía fotovoltaica excedentaria de un edificio pudiera servir para aportar energía a la red y que dicha energía sea consumida en otros edificios de la región. En el caso de que esto no sea posible por criterios de debilidad de las redes de distribución, la energía excedentaria debería ser eliminada en origen

mediante el uso de sistemas de almacenamiento energético y el uso de dispositivos de anti-vertido a red.

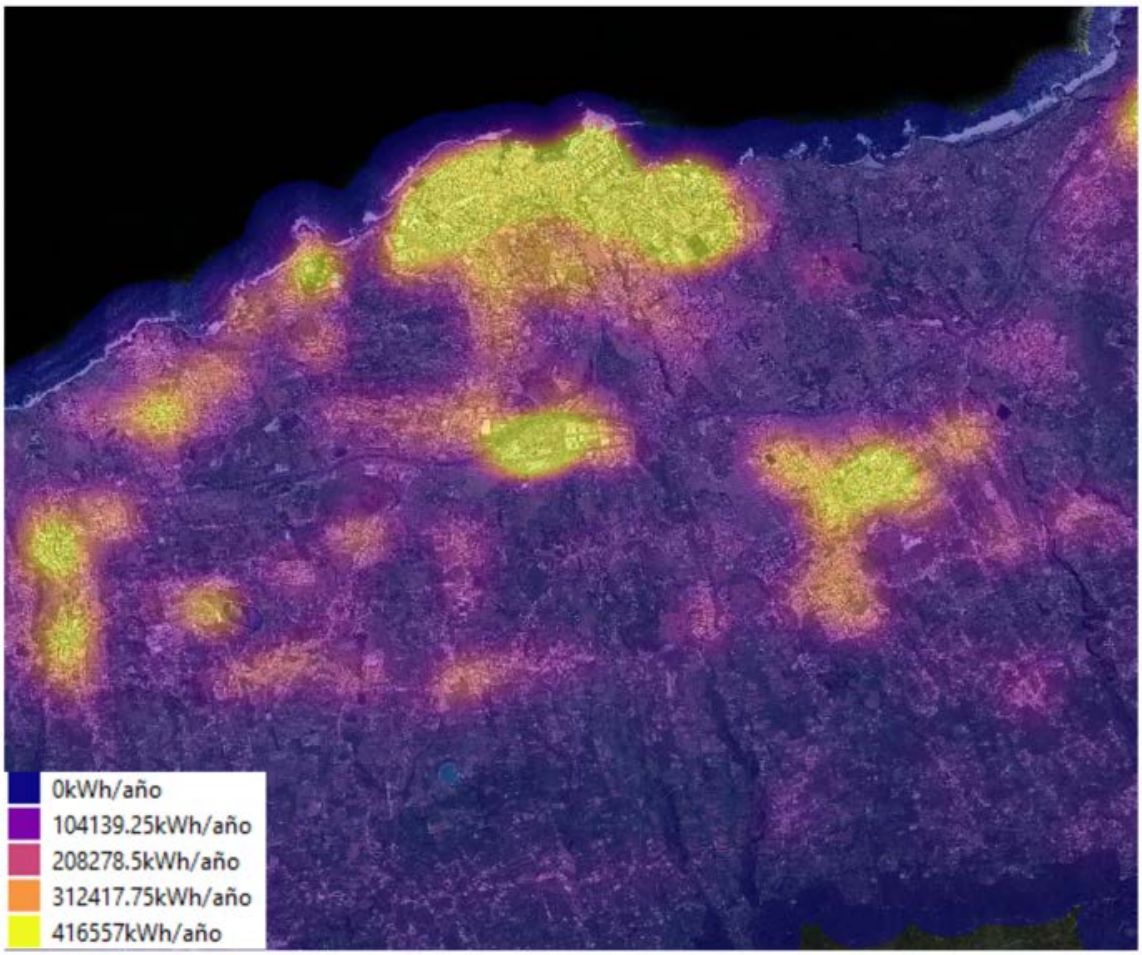

Figura 40 Mapa de calor de excedentes energéticos en Puerto de La Cruz [Tenerife]

Se destaca el alto potencial de esta solución tecnológica para proveer energía a regiones donde existe una protección medioambiental que impide toda actuación que pueda comprometer la conservación del espacio natural de la isla. En la isla de Tenerife, en principio, se podría instalar plantas fotovoltaicas en régimen de autoconsumo en 28 regiones con protección medioambiental. En total, se podrían instalar hasta 64 MW en estos emplazamientos, pero bajo los criterios del supuesto 2 se recomienda la instalación de 7 MW conforme a la distribución expuesta en las siguientes tablas.

Área disponible y potencia instalada en territorio protegido [Supuesto 1 – PV Máxima por superficie]					
Protección	Área total	Área PV	Pot. PV total	Inversión	Ahorro
	m²	m²	MW	M€	k€
T-0 Teide	5.646	3.742	0,4	0,4	28
T-5 Malpais de Güimar	483	349	0,0	0,1	1
T-6 Montaña roja	811	537	0,1	0,1	1
T-7 Malpais de La Rasca	39.325	26.800	2,7	2,9	59
T-8 Barranco del Infierno	3.136	2.203	0,2	0,3	4
T-9 Chinyero	2.362	1.691	0,2	0,2	3
T-11 La Corona Forestal	34.942	24.494	2,4	4,2	86
T-12 Anaga	112.867	77.829	7,7	10,4	107

T-13 Teno	118.624	82.945	8,2	17,1	201
T-14 Barranco de Fasnia	272	197	0,0	0,0	0
T-15 La montaña centinela	1.307	897	0,1	0,1	2
T-16 Los Derriscaderos	95	70	0,0	0,0	0
T-17 Montaña de Ifara y Los Riscos	1.225	862	0,1	0,1	2
T-19 La Montaña Colorada	2.673	1.875	0,2	0,4	4
T-20 Roque de Jama	1.944	1.389	0,1	0,2	3
T-22 La Montaña de Guaza	101.371	71.856	7,2	7,8	95
T-23 La Caldera del Rey	14.828	10.142	1,0	1,2	20
T-27 La Montaña de Los Frailes	26.473	18.730	1,9	2,3	37
T-28 La Rambla de Castro	12.237	8.371	0,8	1,1	13
T-29 Las Lagunetas	10.220	7.122	0,7	1,1	22
T-30 Barranco de Erques	144.770	98.620	9,9	10,9	137
T-31 Las Siete Lomas	29.323	20.473	2,0	4,3	45
T-32 Ifonche	6.142	4.270	0,4	0,8	8
T-33 Los Acantilados de La Culata	83.549	58.483	5,8	11,2	95
T-34 Los Campeches Tigaiga y Ruiz	29.526	20.516	2,0	3,7	64,1
T-35 La Resbala	39.617	27.790	2,7	5,7	51,2
T-36 Costa de Acentejo	41.951	29.430	2,9	4,2	39,1
T-40 La Caleta	13.433	9.860	1,0	1,1	12,4
Total	**879.151**	**611.544**	**61**	**92**	**1.138**

Tabla 70 Área disponible y potencia instalada en territorio protegido [Supuesto 1 – PV Máxima por superficie]

Balance energético de instalaciones en territorio protegido [Supuesto 1 – PV Máxima por superficie]						
Protección	Pot. PV media	Energía PV media	Demanda	Vertido	Consumo de red	Cob. PV autocons.
	kW	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
T-0 Teide	93,4	0,4	0,5	0,1	0,3	48,3%
T-5 Malpais de Güimar	17,4	0,0	0,0	0,0	0,0	49,8%
T-6 Montaña roja	26,8	0,1	0,0	0,0	0,0	49,1%
T-7 Malpais de La Rasca	669,8	1,5	1,0	1,0	0,5	50,0%
T-8 Barranco del Infierno	19,9	0,1	0,1	0,0	0,0	49,4%
T-9 Chinyero	16,8	0,0	0,0	0,0	0,0	48,9%
T-11 La Corona Forestal	13,5	0,7	1,6	0,0	0,8	47,4%
T-12 Anaga	24,0	0,9	1,8	0,0	0,9	47,1%
T-13 Teno	8,8	1,7	3,7	0,0	2,0	47,9%
T-14 Barranco de Fasnia	9,8	0,0	0,0	0,0	0,0	48,9%
T-15 La montaña centinela	22,4	0,1	0,0	0,0	0,0	24,9%
T-16 Los Derriscaderos	6,8	0,0	0,0	0,0	0,0	49,1%
T-17 Montaña de Ifara y Los Riscos	28,6	0,1	0,0	0,0	0,0	49,1%
T-19 La Montaña Colorada	12,4	0,1	0,1	0,0	0,0	48,8%
T-20 Roque de Jama	23,0	0,1	0,0	0,0	0,0	48,7%
T-22 La Montaña de Guaza	718,5	1,9	1,6	1,1	0,8	49,5%
T-23 La Caldera del Rey	67,5	0,3	0,3	0,1	0,2	39,3%
T-27 La Montaña de Los Frailes	77,9	0,4	0,7	0,1	0,4	49,1%
T-28 La Rambla de Castro	52,2	0,2	0,2	0,1	0,1	48,7%
T-29 Las Lagunetas	23,6	0,2	0,4	0,0	0,2	48,3%
T-30 Barranco de Erques	308,1	1,6	2,3	0,5	1,1	40,3%
T-31 Las Siete Lomas	7,9	0,4	0,8	0,0	0,4	48,6%
T-32 Ifonche	14,1	0,1	0,1	0,0	0,1	45,9%
T-33 Los Acantilados de La Culata	12,2	0,8	1,7	0,0	0,9	45,3%
T-34 Los Campeches Tigaiga y Ruiz	14,4	0,6	1,3	0,0	0,7	49,0%
T-35 La Resbala	10,5	0,4	0,9	0,0	0,5	47,2%
T-36 Costa de Acentejo	21,1	0,4	0,7	0,0	0,3	49,8%
T-40 La Caleta	492,9	0,9	0,2	0,8	0,1	25,3%
Total	**101**	**14**	**20**	**4**	**10**	**46,2%**

Tabla 71 Balance energético de instalaciones en territorio protegido [Supuesto 1 – PV Máxima por superficie]

Área disponible y potencia instalada en territorio protegido [Supuesto 2 – PV Máxima por cobertura]					
Protección	Área total	Área PV	Pot. PV total	Inversión	Ahorro
	m²	m²	MW	M€	k€
T-0 Teide	5.646	3.742	0,1	0,2	6
T-5 Malpais de Güimar	483	349	0,0	0,0	0
T-6 Montaña roja	811	537	0,0	0,0	0
T-7 Malpais de La Rasca	39.325	26.800	0,4	1,0	12
T-8 Barranco del Infierno	3.136	2.203	0,0	0,1	1
T-9 Chinyero	2.362	1.691	0,0	0,0	0
T-11 La Corona Forestal	34.942	24.494	0,4	0,9	17
T-12 Anaga	112.867	77.829	0,7	1,8	21
T-13 Teno	118.624	82.945	1,0	2,4	40
T-14 Barranco de Fasnia	272	197	0,0	0,0	0
T-15 La montaña centinela	1.307	897	0,0	0,0	0
T-16 Los Derriscaderos	95	70	0,0	0,0	0
T-17 Montaña de Ifara y Los Riscos	1.225	862	0,0	0,0	0
T-19 La Montaña Colorada	2.673	1.875	0,0	0,1	1
T-20 Roque de Jama	1.944	1.389	0,0	0,0	0
T-22 La Montaña de Guaza	101.371	71.856	0,6	1,6	18
T-23 La Caldera del Rey	14.828	10.142	0,1	0,3	4
T-27 La Montaña de Los Frailes	26.473	18.730	0,2	0,5	7
T-28 La Rambla de Castro	12.237	8.371	0,1	0,2	2
T-29 Las Lagunetas	10.220	7.122	0,1	0,2	4
T-30 Barranco de Erques	144.770	98.620	0,9	2,3	27
T-31 Las Siete Lomas	29.323	20.473	0,3	0,7	9
T-32 Ifonche	6.142	4.270	0,1	0,1	1
T-33 Los Acantilados de La Culata	83.549	58.483	0,6	1,4	18
T-34 Los Campeches Tigaiga y Ruiz	29.526	20.516	0,3	0,7	13
T-35 La Resbala	39.617	27.790	0,3	0,7	10
T-36 Costa de Acentejo	41.951	29.430	0,3	0,6	8
T-40 La Caleta	13.433	9.860	0,1	0,2	2
Total	**879.151**	**611.544**	**7**	**16**	**222**

Tabla 72 Área disponible y potencia instalada en territorio protegido [Supuesto 2 – PV Máxima por cobertura]

Balance energético de instalaciones en territorio protegido [Supuesto 2 – PV Máxima por cobertura]						
Protección	Pot. PV media	Energía PV media	Demanda	Vertido	Consumo de red	Cob. PV autocons.
	kW	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
T-0 Teide	18,3	0,133	0,506	0,010	0,383	44,6%
T-5 Malpais de Güimar	1,7	0,005	0,008	0,001	0,004	51,1%
T-6 Montaña roja	4,5	0,014	0,022	0,002	0,010	52,3%
T-7 Malpais de La Rasca	103,1	0,557	1,004	0,043	0,490	50,8%
T-8 Barranco del Infierno	2,4	0,033	0,066	0,001	0,034	48,7%
T-9 Chinyero	1,7	0,022	0,043	0,001	0,022	43,1%
T-11 La Corona Forestal	2,0	0,505	1,558	0,001	1,055	47,3%
T-12 Anaga	2,2	0,905	1,791	0,001	0,886	41,1%
T-13 Teno	1,0	1,192	3,654	0,000	2,463	42,5%
T-14 Barranco de Fasnia	1,5	0,004	0,007	0,001	0,004	48,6%
T-15 La montaña centinela	3,6	0,020	0,035	0,002	0,016	51,6%
T-16 Los Derriscaderos	1,1	0,002	0,003	0,000	0,001	51,4%
T-17 Montaña de Ifara y Los Riscos	4,5	0,019	0,033	0,002	0,016	51,3%
T-19 La Montaña Colorada	1,9	0,036	0,072	0,001	0,037	47,2%
T-20 Roque de Jama	2,2	0,016	0,045	0,001	0,030	40,6%
T-22 La Montaña de Guaza	64,9	0,827	1,600	0,027	0,799	46,7%
T-23 La Caldera del Rey	9,3	0,178	0,339	0,004	0,165	50,9%
T-27 La Montaña de Los Frailes	8,2	0,204	0,680	0,003	0,479	39,7%
T-28 La Rambla de Castro	5,6	0,092	0,221	0,002	0,131	40,0%

T-29 Las Lagunetas	3,4	0,128	0,398	0,001	0,271	43,8%
T-30 Barranco de Erques	29,5	1,222	2,298	0,013	1,089	51,2%
T-31 Las Siete Lomas	1,1	0,343	0,784	0,000	0,441	45,6%
T-32 Ifonche	1,8	0,060	0,129	0,001	0,070	44,9%
T-33 Los Acantilados de La Culata	1,2	0,589	1,699	0,000	1,110	37,9%
T-34 Los Campeches Tigaiga y Ruiz	1,9	0,278	1,265	0,001	0,988	40,9%
T-35 La Resbala	1,1	0,293	0,930	0,000	0,638	39,5%
T-36 Costa de Acentejo	1,9	0,298	0,660	0,001	0,363	42,4%
T-40 La Caleta	42,6	0,127	0,207	0,018	0,099	52,4%
Total	**12**	**8**	**20**	**0**	**12**	**46,0%**

Tabla 73 Balance energético de instalaciones en territorio protegido [Supuesto 2 – PV Máxima por cobertura]

3.2.5. La Gomera

La potencia fotovoltaica en régimen de autoconsumo ascendió a 63,7 kWp en el año 2019. Por otra parte, existían 9,2 kWp instalados en régimen de inyección a red, por lo que la potencia total fotovoltaica instalada en la isla era de 73 kWp. Se presenta en la siguiente tabla la descomposición por municipios y sectores de la potencia instalada en régimen de autoconsumo.

Potencia fotovoltaica de autoconsumo por sectores y municipios 2019 [La Gomera]									
Municipio	Residencial	Comercio	Agricultura	Industrial	AA.PP	Hostería	Oficinas	Otros usos	Autoconsumo
	kW	kW	kW	kW	kW	kW	kW	kW	kW
Alajeró	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	**0,2**
Hermigua	0,0	0,0	0,0	0,0	15,6	0,0	0,0	0,0	**15,6**
San Sebastián de La Gomera	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	20,8	0,0	0,0	**20,8**
Valle Gran Rey	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	**0,0**
Vallehermoso	3,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	**3,3**
Municipio no conocido	23,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	**23,8**
Total	**27,1**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**15,8**	**20,8**	**0,0**	**0,0**	**63,7**

Tabla 74 Potencia fotovoltaica de autoconsumo por sectores y municipios 2019 [La Gomera]

La isla de La Gomera también manifiesta un alto potencial para la instalación de plantas fotovoltaicas en régimen de autoconsumo, muy superior a las necesidades energéticas de la isla. Se ha cuantificado una superficie total disponible de 1,5 km^2, de los cuales serían aprovechables 1 km^2. En ese kilómetro cuadrado se podría instalar hasta 100 MW de potencia fotovoltaica, situándose el 50% del área disponible en los municipios de Valle Gran Rey y Vallehermoso.

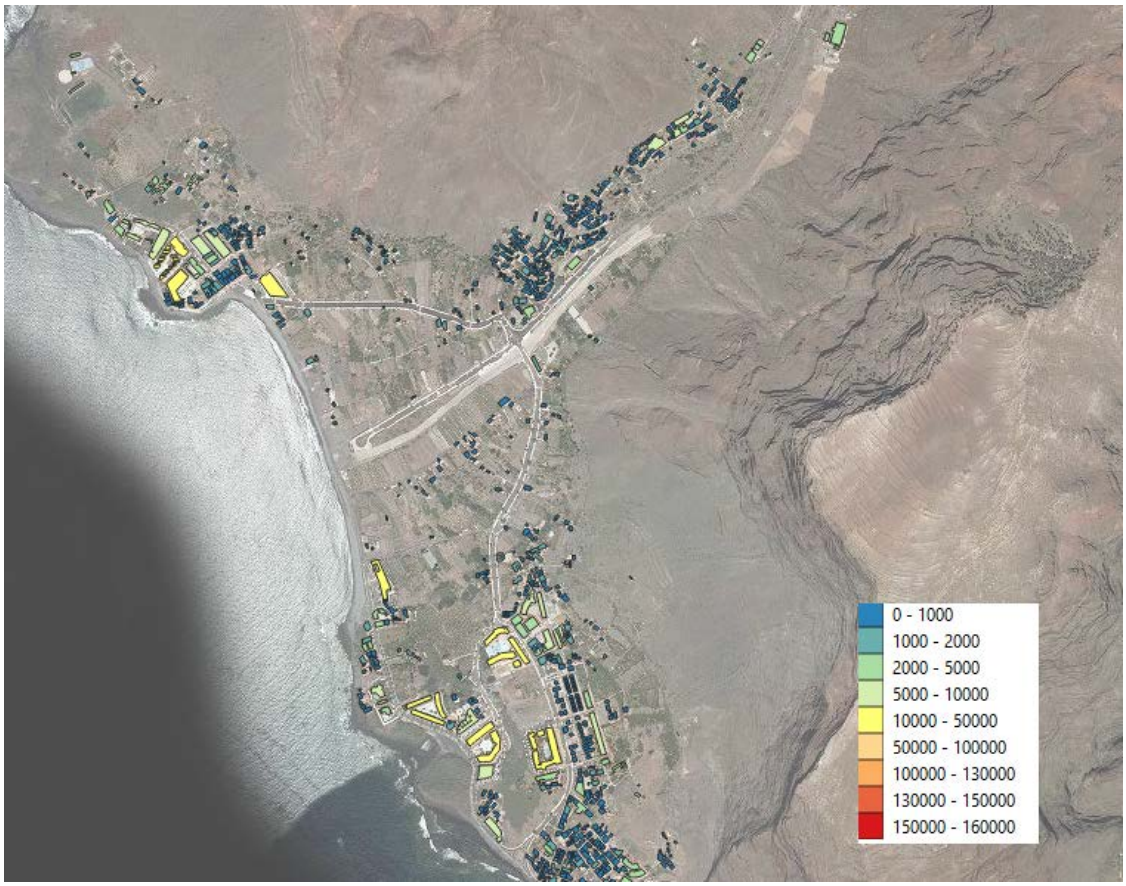

Figura 41 Mapa de potencia instalada en la región de La Puntilla (ejemplo) [La Gomera]

Área disponible y potencia instalada por municipio [Supuesto 1 – PV Máxima por superficie]					
Municipio	Área total	Área PV	Pot. PV total	Inversión	Ahorro
	m²	m²	MW	M€	k€
Alajeró	167.267	116.180	11,5	20,7	199
Hermigua	150.923	105.469	10,4	23,0	185
San Sebastián de La Gomera	238.768	167.180	16,4	34,7	298
Valle Gran Rey	505.756	354.219	35,0	63,9	674
Vallehermoso	387.234	270.142	26,6	55,3	432
Total	**1.449.948**	**1.013.190**	**100**	**197**	**1.788**

Tabla 75 Área disponible y potencia instalada por municipio [Supuesto 1 – PV Máxima por superficie]

Balance energético por municipio [Supuesto 1 – PV Máxima por superficie]						
Municipio	Pot. PV media	Energía PV media	Demanda	Vertido	Consumo de red	Cobertura PV autoconsumo
	kW	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
Alajeró	17,3	20,2	3,4	18,5	1,7	49,3%
Hermigua	13,1	16,5	3,2	14,9	1,6	48,7%
San Sebastián de La Gomera	11,4	28,8	5,1	26,3	2,5	49,1%
Valle Gran Rey	21,9	61,0	11,5	55,3	5,8	49,3%
Vallehermoso	11,3	44,2	7,4	40,5	3,7	49,1%
Total	**15,0**	**170,6**	**30,5**	**155,5**	**15,4**	**49,1%**

Tabla 76 Consumo estimado por sectores por municipio [Supuesto 1 – PV Máxima por superficie]

En el supuesto de máxima cobertura de demanda, se requeriría una potencia instalada en la isla de 8,5 MW, con lo que se alcanzaría una cobertura de la demanda mediante plantas fotovoltaicas del 40%. Los excedentes anuales serían de 3.4 GWh/año, lo que representaría el 11% de la demanda eléctrica de los mismos edificios a los que abastecerían estas instalaciones.

Área disponible y potencia instalada por municipio [Supuesto 2 – PV Máxima por cobertura]					
Municipio	Área total	Área PV	Pot. PV total	Inversión	Ahorro
	m²	m²	MW	M€	k€
Alajeró	167.267	116.180	1,0	2,8	148,8
Hermigua	150.923	105.469	0,8	2,6	125,5
San Sebastián de La Gomera	238.768	167.180	1,4	4,2	216,4
Valle Gran Rey	505.756	354.219	3,4	9,4	520,6
Vallehermoso	387.234	270.142	2,0	6,1	296,8
Total	**1.449.948**	**1.013.190**	**8,5**	**25,2**	**1.308**

Tabla 77 Área disponible y potencia instalada por municipio [Supuesto 2 – PV Máxima por cobertura]

Balance energético por municipio [Supuesto 2 – PV Máxima por cobertura]						
Municipio	Pot. PV media	Energía PV media	Demanda	Vertido	Consumo de red	Cobertura PV autoconsumo
	kW	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
Alajeró	1,6	1,8	3,4	0,4	2,0	40,5%
Hermigua	1,2	1,5	3,2	0,3	1,9	40,1%
San Sebastián de La Gomera	1,1	2,6	5,1	0,6	3,0	40,2%
Valle Gran Rey	2,2	6,1	11,5	1,5	6,9	39,9%
Vallehermoso	1,1	3,7	7,4	0,7	4,4	39,7%
Total	**1,4**	**15,7**	**30,5**	**3,5**	**18,3**	**40,1%**

Tabla 78 Balance energético por municipio [Supuesto 2 – PV Máxima por cobertura]

Para alcanzar el escenario modelado en el supuesto 2, se requeriría una inversión total en la isla de 25,2 M€, si bien los usuarios ahorrarían aproximadamente 1,3 M€ al año, tomándose como referencia los precios de la demanda eléctrica actual.

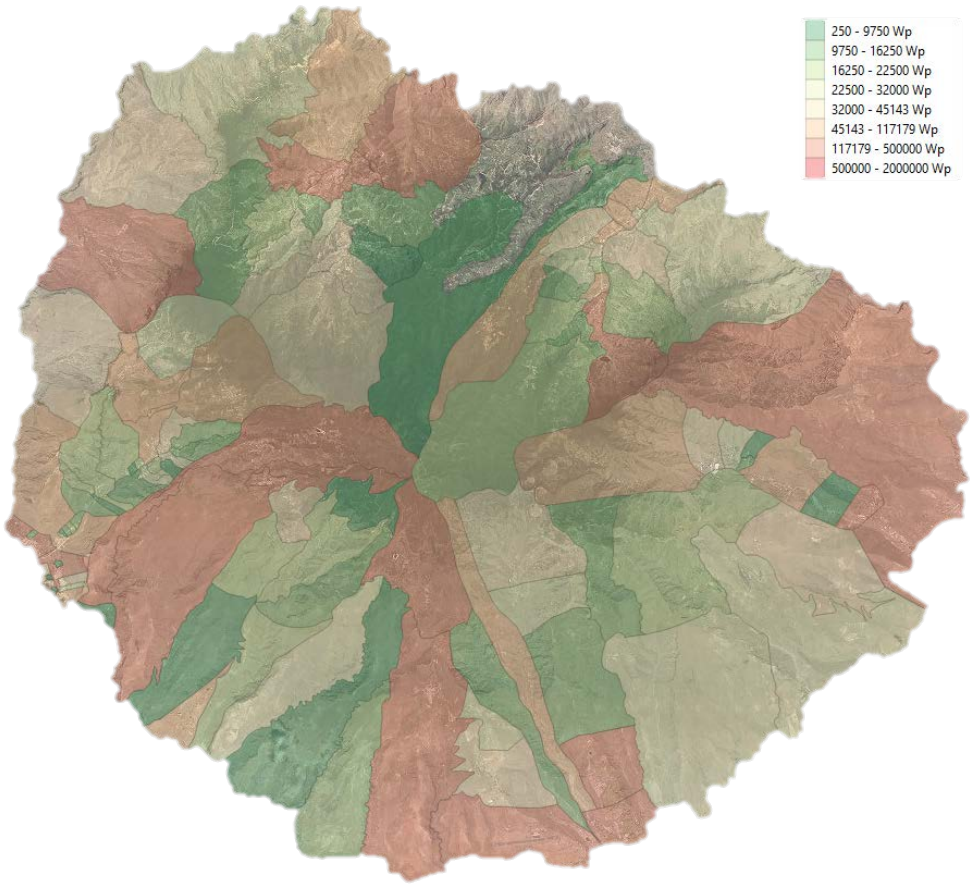

Figura 42 Mapa de potencia instalada por comarcas de La Gomera (Wp)

Aproximadamente la mitad de la potencia fotovoltaica en autoconsumo se instalaría en Valle Gran Rey. En este ajuste se tiene en cuenta, como ha sido comentado para el resto de islas, la densidad poblacional y las características de las demandas estimadas según el procedimiento explicado en las bases de cálculo (apartado 3.1) para cada uno de los edificios de la isla. Se muesta en la siguiente ilustración, las regiones en las que se obtendría mayor cobertura de demanda mediante energía fotovoltaica en autoconsumo para la isla.

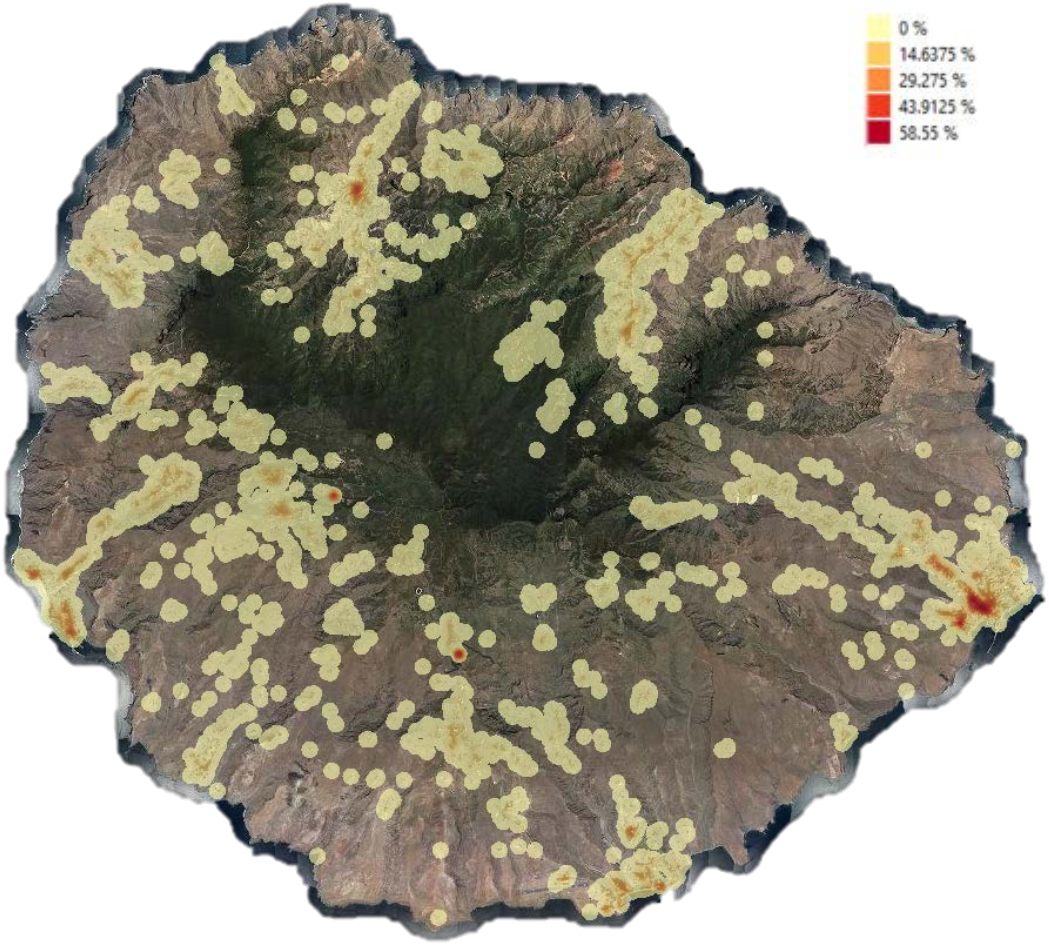

Figura 43 Mapa de calor de cobertura de demanda mediante EERR [La Gomera]

En cuanto al reparto por sectores, destaca más si cabe en comparación con el resto de islas la elevada importancia del sector residencial respecto al resto de sectores. Bajo el supuesto 2, el sector residencial representa el 68% del objetivo de potencia fotovoltaica instalable. En este caso, también es importante el sector de la agricultura. Según los datos de catastro, existen edificios vinculados a este sector en los que, según los análisis realizados en el marco de este trabajo, sería perfectamente viable la instalación de plantas fotovoltaicas. Destacan, por ejemplo, las estaciones de bombeo de agua en las que suelen existir depósitos techados en los que podría instalarse plantas fotovoltaicas, o incluso se podrían instalar estructuras flotantes en aquellos casos en los que dichos depósitos se encuentren a la intemperie (no considerado de manera específica en este estudio). De los 8,5 MW instalables en la isla bajo los criterios del supuesto 2, aproximadamente 1 MW podría instalarse en el sector de la agricultura en la isla de La Gomera.

Área disponible y potencia instalada por sector [Supuesto 1 – PV Máxima por superficie]					
Sector	Área total	Área PV	Pot. PV total	Inversión	Ahorro
	m²	m²	MW	M€	k€
Residencial	975.003	681.147	67,0	142,6	1.243,5
Comercios	69.640	49.272	4,9	7,0	100,3
Agricultura	219.453	152.801	15,1	27,5	118,4
Industrial	60.228	42.205	4,2	7,5	167,2
Administraciones públicas	78.430	54.908	5,5	7,6	98,3
Hostelería	31.229	21.742	2,2	3,4	39,8
Oficinas	3.475	2.418	0,2	0,5	4,4
Otros usos	12.491	8.697	0,9	1,4	15,9
Total	**1.449.948**	**1.013.190**	**100**	**197**	**1.788**

Tabla 79 Área disponible y potencia instalada por sector [Supuesto 1 – PV Máxima por superficie]

Balance energético por sector [Supuesto 1 – PV Máxima por superficie]						
Sector	Pot. PV media	Energía PV media	Demanda	Vertido	Consumo de red	Cobertura PV autoconsumo
	kW	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
Residencial	7,6	114,2	21,2	103,7	10,7	49,4%
Comercios	28,0	8,5	1,7	7,7	0,9	49,3%
Agricultura	11,7	25,8	1,9	24,8	0,9	51,4%
Industrial	6,6	7,2	3,0	5,8	1,6	47,1%
Administraciones públicas	10,8	9,4	1,7	8,6	0,8	47,3%
Hostelería	10,8	3,7	0,7	3,3	0,3	47,3%
Oficinas	10,1	0,4	0,1	0,4	0,0	49,6%
Otros usos	10,8	1,5	0,3	1,3	0,1	47,3%
Total	**12,0**	**170,6**	**30,5**	**155,5**	**15,4**	**48,6%**

Tabla 80 Balance energético por sector [Supuesto 1 – PV Máxima por superficie]

Área disponible y potencia instalada por sector [Supuesto 2 – PV Máxima por cobertura]					
Sector	Área total	Área PV	Pot. PV total	Inversión	Ahorro
	m²	m²	MW	M€	k€
Residencial	975.003	681.147	5,6	17,9	915,6
Comercios	69.640	49.272	0,5	1,3	77,2
Agricultura	219.453	152.801	0,7	1,6	67,4
Industrial	60.228	42.205	0,9	2,3	130,4
Administraciones públicas	78.430	54.908	0,5	1,3	74,9
Hostelería	31.229	21.742	0,2	0,5	28,2
Oficinas	3.475	2.418	0,0	0,1	3,1
Otros usos	12.491	8.697	0,1	0,2	11,3
Total	**1.449.948**	**1.013.190**	**8,5**	**25,2**	**1.308**

Tabla 81 Área disponible y potencia instalada por sector [Supuesto 2 – PV Máxima por cobertura]

Balance energético por sector [Supuesto 2 – PV Máxima por cobertura]						
Sector	Pot. PV media	Energía PV media	Demanda	Vertido	Consumo de red	Cobertura PV autoconsumo
	kW	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
Residencial	0,6	11,1	21,2	2,4	12,5	41,1%
Comercios	3,0	0,8	1,7	0,2	1,1	37,0%
Agricultura	0,3	1,3	1,9	0,5	1,1	39,1%
Industrial	1,4	1,2	3,0	0,1	1,9	36,3%
Administraciones públicas	2,8	0,8	1,7	0,2	1,0	38,6%
Hostelería	1,0	0,3	0,7	0,1	0,4	37,0%
Oficinas	0,9	0,0	0,1	0,0	0,0	38,1%
Otros usos	1,0	0,1	0,3	0,0	0,2	37,0%
Total	**1,4**	**15,7**	**30,5**	**3,5**	**18,3**	**38,0%**

Tabla 82 Balance energético por sectores [Supuesto 2 – PV Máxima por cobertura]

En este caso, se muestra en la siguiente ilustración los excedentes energéticos que se producirían en la región de San Sebastián de La Gomera, de alcanzarse los objetivos perseguidos en el supuesto de máxima cobertura de demanda mediante autoconsumo.

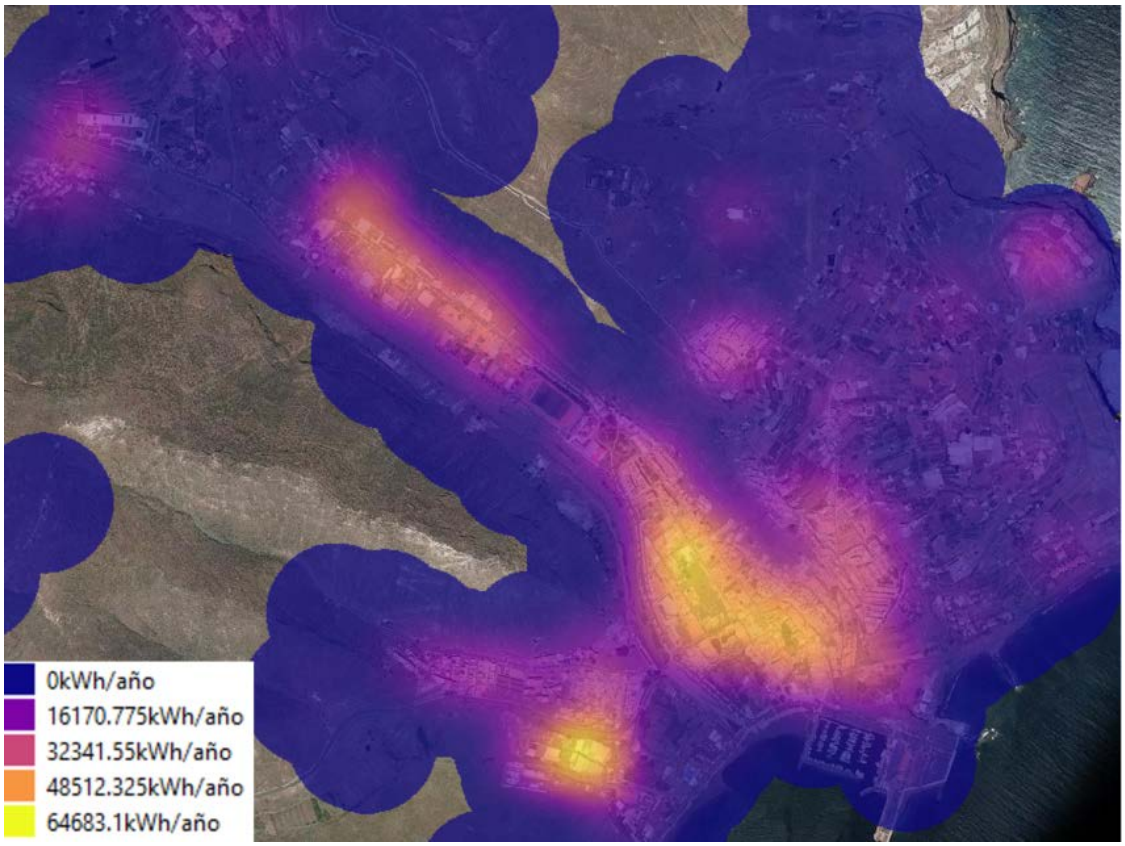

Figura 44 Mapa de calor de excedentes energéticos en San Sebastián de La Gomera [La Gomera]

La isla cuenta con 12 Espacios Naturales Protegidos en los cuales existe algún tipo de edificación según los datos de catastro. Si se asumen criterios de integración arquitectónica y sostenibilidad energética, sería aconsejable que de los 8,5 MW instalables en la isla, 1 MW se sitúe en este tipo de regiones. Las tablas expuestas a continuación marcan los resultados generales obtenidos en este balance para los dos supuestos de cálculo.

Área disponible y potencia instalada en territorio protegido [Supuesto 1 – PV Máxima por superficie]					
Protección	Área total	Área PV	Pot. PV total	Inversión	Ahorro
	m²	m²	MW	M€	k€
G-0 Garajonay	19.237	13.005	1,3	1,5	22
G-2 Puntallana	1.496	1.032	0,1	0,1	1
G-3 Majona	1.262	882	0,1	0,2	1
G-4 Valle de Gran Rey	65.993	46.219	4,5	10,5	80
G-6 Roque Cano	169	120	0,0	0,0	0
G-7 Roque Blanco	176	128	0,0	0,0	0
G-8 La Fortaleza	135	92	0,0	0,0	0
G-9 Barranco del Cabrito	1.217	858	0,1	0,2	1
G-11 Lomo del Carretón	219	149	0,0	0,0	0,2
G-13 Orone	37.199	25.384	2,5	3,7	44,6
G-14 Acantilados de Alajeró	893	631	0,1	0,1	0,5
G-15 Charco del Conde	13.920	9.762	1,0	1,5	18,8
Total	**141.916**	**98.263**	**10**	**18**	**169**

Tabla 83 Área disponible y potencia instalada en territorio protegido [Supuesto 1 – PV Máxima por superficie]

Balance energético de instalaciones en territorio protegido [Supuesto 1 – PV Máxima por superficie]						
Protección	Pot. PV media	Energía PV media	Demanda	Vertido	Consumo de red	Cobertura PV autoconsumo
	kW	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
G-0 Garajonay	185,6	2,3	0,4	2,1	0,2	50,6%
G-2 Puntallana	51,5	0,2	0,0	0,2	0,0	50,6%
G-3 Majona	14,6	0,1	0,0	0,1	0,0	50,4%
G-4 Valle de Gran Rey	5,7	7,9	1,4	7,3	0,7	49,8%
G-6 Roque Cano	5,9	0,0	0,0	0,0	0,0	50,9%
G-7 Roque Blanco	6,4	0,0	0,0	0,0	0,0	49,9%
G-8 La Fortaleza	4,5	0,0	0,0	0,0	0,0	51,4%
G-9 Barranco del Cabrito	6,5	0,1	0,0	0,1	0,0	50,7%
G-11 Lomo del Carretón	3,7	0,0	0,0	0,0	0,0	50,3%
G-13 Orone	17,3	4,4	0,8	4,1	0,4	50,1%
G-14 Acantilados de Alajeró	63,0	0,1	0,0	0,1	0,0	51,7%
G-15 Charco del Conde	21,6	1,7	0,3	1,5	0,2	49,7%
Total	**3218,1%**	**17**	**3**	**16**	**1**	**50,5%**

Tabla 84 Balance energético de instalaciones en territorio protegido [Supuesto 1 – PV Máxima por superficie]

Área disponible y potencia instalada en territorio protegido [Supuesto 2 – PV Máxima por cobertura]					
Protección	Área total	Área PV	Pot. PV total	Inversión	Ahorro
	m²	m²	MW	M€	k€
G-0 Garajonay	19.237	13.005	0,1	0,3	17
G-2 Puntallana	1.496	1.032	0,0	0,0	1
G-3 Majona	1.262	882	0,0	0,0	1
G-4 Valle de Gran Rey	65.993	46.219	0,3	1,1	53
G-6 Roque Cano	169	120	0,0	0,0	0
G-7 Roque Blanco	176	128	0,0	0,0	0
G-8 La Fortaleza	135	92	0,0	0,0	0
G-9 Barranco del Cabrito	1.217	858	0,0	0,0	1
G-11 Lomo del Carretón	219	149	0,0	0,0	0
G-13 Orone	37.199	25.384	0,2	0,6	32
G-14 Acantilados de Alajeró	893	631	0,0	0,0	0
G-15 Charco del Conde	13.920	9.762	0,1	0,2	14
Total	**141.916**	**98.263**	**1**	**2**	**120**

Tabla 85 Área disponible y potencia instalada en territorio protegido [Supuesto 2 – PV Máxima por cobertura]

Balance energético de instalaciones en territorio protegido [Supuesto 2 – PV Máxima por cobertura]						
Protección	Pot. PV media	Energía PV media	Demanda	Vertido	Consumo de red	Cobertura PV autoconsumo
	kW	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
G-0 Garajonay	17,1	0,2	0,4	0,1	0,2	31,2%
G-2 Puntallana	2,4	0,0	0,0	0,0	0,0	37,5%
G-3 Majona	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	25,6%
G-4 Valle de Gran Rey	0,4	0,6	1,4	0,1	0,8	26,8%
G-6 Roque Cano	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	15,9%
G-7 Roque Blanco	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	12,7%
G-8 La Fortaleza	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0%
G-9 Barranco del Cabrito	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	25,6%
G-11 Lomo del Carretón	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	16,1%
G-13 Orone	1,5	0,4	0,8	0,1	0,5	22,0%
G-14 Acantilados de Alajeró	2,3	0,0	0,0	0,0	0,0	37,6%
G-15 Charco del Conde	2,1	0,2	0,3	0,0	0,2	34,0%
Total	**225,8%**	**1**	**3**	**0**	**2**	**23,7%**

Tabla 86 Balance energético de instalaciones en territorio protegido [Supuesto 2 – PV Máxima por cobertura]

3.2.6. La Palma

En la isla de La Palma la potencia fotovoltaica en régimen de autoconsumo ascendió a 560 kWp en el año 2019. Además, habría 4.830 kWp instalados en régimen de inyección a red. Se muestra a continuación la descomposición por municipios y sectores de la potencia instalada en régimen de autoconsumo.

Potencia fotovoltaica de autoconsumo por sectores y municipios 2019 [La Palma]									
Municipio	Residencial	Comercio	Agricultura	Industrial	AA. PP	Hostería	Oficinas	Otros usos	Autoconsumo
	kW	kW	kW	kW	kW	kW	kW	kW	kW
Los Llanos de Aridane	20,7	64,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	**84,7**
Tijarafe	3,4	0,0	0,0	0,0	35,9	0,0	0,0	0,0	**39,4**
Breña Baja	4,1	19,3	0,0	0,0	0,7	0,0	0,0	0,0	**24,0**
El Paso	10,3	69,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	**80,2**
Barlovento	0,0	0,0	0,0	0,0	1,7	0,0	0,0	0,0	**1,7**
Puntallana	4,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	**4,6**
San Andrés y Sauces	1,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	**1,5**
Tazacorte	4,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	10,0	**14,2**
Breña Alta	15,1	70,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	**85,3**
Puntagorda	0,0	0,0	0,0	0,0	7,7	0,0	0,0	0,0	**7,7**
Fuencaliente	3,9	19,3	0,0	0,0	25,3	0,0	0,0	1,6	**50,0**
Garafía	8,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	**8,1**
Villa de Mazo	18,7	0,0	0,0	82,8	0,0	0,0	0,0	0,0	**101,5**
Santa Cruz de La Palma	2,7	0,0	0,0	0,0	3,0	0,0	0,0	13,4	**19,1**
Municipio no conocido	38,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	**38,1**
Total	**135,3**	**242,7**	**0,0**	**82,8**	**74,3**	**0,0**	**0,0**	**25,0**	**560,1**

Tabla 87 Potencia fotovoltaica de autoconsumo por sectores y municipios 2019 [La Palma]

El desarrollo de la fotovoltaica en autoconsumo es de especial interés en la isla de La Palma, teniendo en cuenta la estructura del sistema eléctrico insular de la isla y la alta riqueza paisajística que suele suponer la aplicación de límites a la instalación de otro tipo de sistemas como la eólica on-shore y off-shore.

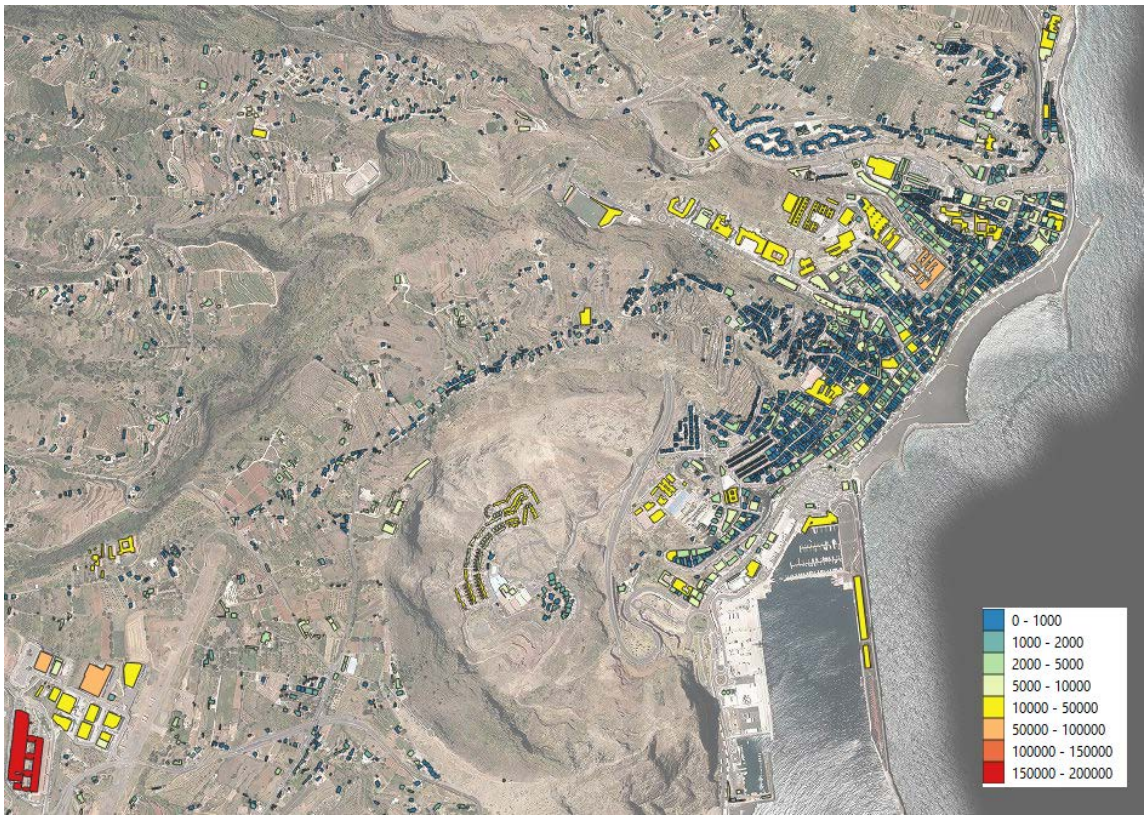

Figura 45 Mapa de potencia instalada en la región de Santa Cruz de La Palma (ejemplo) [La Palma]

Según las simulaciones realizadas en el marco de este estudio, de los 5,3 km^2 de superficie de cubierta existentes en toda la isla, 3,7 km^2 serían aptos para la instalación de paneles fotovoltaicos. Esto supondría alcanzar una potencia máxima fotovoltaica en autoconsumo de 366 MW, muy por encima de las necesidades energéticas de la isla, como ya ocurría para el resto del archipiélago canario. En el supuesto de que se optara por esta solución sin almacenamiento, habría que aplicar políticas de corte para evitar vertidos de manera extrema, lo que no se considera un escenario válido desde el punto de vista tecno-económico.

Área disponible y potencia instalada por municipio [Supuesto 1 – PV Máxima por superficie]					
Municipio	Área total	Área PV	Pot. PV total	Inversión	Ahorro
	m^2	m^2	MW	M€	k€
Los Llanos de Aridane	1.111.821	778.103	77,0	151,5	1.397
Tijarafe	229.746	160.896	15,8	35,5	278
Breña Baja	384.858	268.693	26,7	47,1	561
El Paso	699.267	489.363	48,4	96,9	856
Barlovento	148.461	104.131	10,2	22,0	190
Puntallana	196.480	137.405	13,5	29,6	229
San Andrés y Sauces	244.056	171.077	16,8	36,9	296
Tazacorte	187.770	131.681	13,0	25,9	242
Breña Alta	539.837	377.675	37,4	70,2	705
Puntagorda	146.286	102.363	10,0	22,6	184
Fuencaliente	206.203	143.675	14,2	27,4	334
Garafía	197.725	138.350	13,6	29,8	249
Villa de Mazo	447.862	313.368	30,9	64,4	546
Santa Cruz de La Palma	555.870	389.056	38,5	72,2	770
Total	**5.296.240**	**3.705.838**	**366**	**732**	**6.838**

Tabla 88 Área disponible y potencia instalada por municipio [Supuesto 1 – PV Máxima por superficie]

Balance energético por municipio [Supuesto 1 – PV Máxima por superficie]						
Municipio	Pot. PV media	Energía PV media	Demanda	Vertido	Consumo de red	Cobertura PV autoconsumo
	kW	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
Los Llanos de Aridane	19,1	133,3	23,9	121,2	11,7	51,0%
Tijarafe	11,5	28,8	4,7	26,2	2,2	54,3%
Breña Baja	35,4	38,2	9,9	33,4	5,1	48,8%
El Paso	18,3	81,7	14,6	74,3	7,3	50,3%
Barlovento	15,1	15,7	3,3	14,0	1,6	52,7%
Puntallana	10,0	20,9	3,9	18,8	1,8	53,2%
San Andrés y Sauces	12,9	24,8	5,1	22,1	2,4	53,3%
Tazacorte	20,0	24,0	4,1	21,8	1,9	53,9%
Breña Alta	25,7	51,6	12,3	45,4	6,2	49,7%
Puntagorda	11,0	19,2	3,1	17,5	1,4	54,5%
Fuencaliente	28,6	22,9	5,9	20,0	3,0	49,5%
Garafía	12,9	26,6	4,2	24,2	1,9	56,0%
Villa de Mazo	36,0	47,9	9,4	43,1	4,5	51,7%
Santa Cruz de La Palma	25,4	56,9	13,4	50,2	6,8	49,5%
Total	**20,1**	**592,6**	**118,1**	**532,2**	**57,7**	**52,0%**

Tabla 89 Consumo estimado por sectores por municipio [Supuesto 1 – PV Máxima por superficie]

La solución más adecuada para la isla se aproxima más a lo modelado en el supuesto 2 de máxima cobertura de demanda. En este supuesto, la potencia fotovoltaica en autoconsumo instalada en la isla rondaría los 34 MW, con los que se alcanzaría una cobertura de demanda mediante energías renovables del 36,6%. Esta cobertura sería aún mayor si se integrara almacenamiento energético (aspecto evaluado en el segundo entregable de este estudio).

Área disponible y potencia instalada por municipio [Supuesto 2 – PV Máxima por cobertura]					
Municipio	Área total	Área PV	Pot. PV total	Inversión	Ahorro
	m²	m²	MW	M€	k€
Los Llanos de Aridane	1.111.821	778.103	6,9	19,5	1.043,7
Tijarafe	229.746	160.896	1,3	4,0	192,7
Breña Baja	384.858	268.693	3,0	8,0	395,3
El Paso	699.267	489.363	4,3	12,0	631,8
Barlovento	148.461	104.131	0,9	2,7	122,2
Puntallana	196.480	137.405	1,1	3,3	146,5
San Andrés y Sauces	244.056	171.077	1,4	4,3	183,1
Tazacorte	187.770	131.681	1,2	3,4	176,8
Breña Alta	539.837	377.675	3,7	10,0	464,0
Puntagorda	146.286	102.363	0,8	2,6	131,4
Fuencaliente	206.203	143.675	1,8	4,8	247,8
Garafía	197.725	138.350	1,1	3,6	174,9
Villa de Mazo	447.862	313.368	2,7	7,7	365,2
Santa Cruz de La Palma	555.870	389.056	4,0	11,0	536,3
Total	**5.296.240**	**3.705.838**	**34**	**97**	**4.812**

Tabla 90 Área disponible y potencia instalada por municipio [Supuesto 2 – PV Máxima por cobertura]

Balance energético por municipio [Supuesto 2 – PV Máxima por cobertura]						
Municipio	Pot. PV media	Energía PV media	Demanda	Vertido	Consumo de red	Cobertura PV autoconsumo
	kW	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
Los Llanos de Aridane	3,2	12,0	23,9	2,9	14,7	38,4%
Tijarafe	1,9	2,3	4,7	0,5	2,9	38,8%
Breña Baja	7,1	4,3	9,9	0,9	6,5	34,3%
El Paso	2,9	7,2	14,6	1,8	9,2	37,3%
Barlovento	2,7	1,4	3,3	0,3	2,2	34,7%

Puntallana	1,6	1,7	3,9	0,3	2,6	34,7%
San Andrés y Sauces	2,1	2,1	5,1	0,3	3,4	33,6%
Tazacorte	3,2	2,1	4,1	0,5	2,5	40,4%
Breña Alta	4,4	5,1	12,3	1,0	8,3	32,9%
Puntagorda	1,9	1,6	3,1	0,4	1,9	39,9%
Fuencaliente	6,9	2,8	5,9	0,7	3,7	37,0%
Garafía	2,2	2,2	4,2	0,5	2,5	40,5%
Villa de Mazo	4,2	4,1	9,4	0,8	6,1	35,1%
Santa Cruz de La Palma	4,1	5,9	13,4	1,3	8,8	34,7%
Total	**3,5**	**54,9**	**118,1**	**12,0**	**75,2**	**36,6%**

Tabla 91 Balance energético por municipio [Supuesto 2 – PV Máxima por cobertura]

Por municipios, destaca la potencia fotovoltaica instalable en los Llanos de Aridane, con un valor del 20% del total instalado en la isla, El Paso con un 13% y Santa Cruz de La Palma con un 12%. Se expone en la siguiente ilustración la distribución de la potencia fotovoltaica en autoconsumo instalable en la isla de La Palma por comarcas según el Supuesto 2.

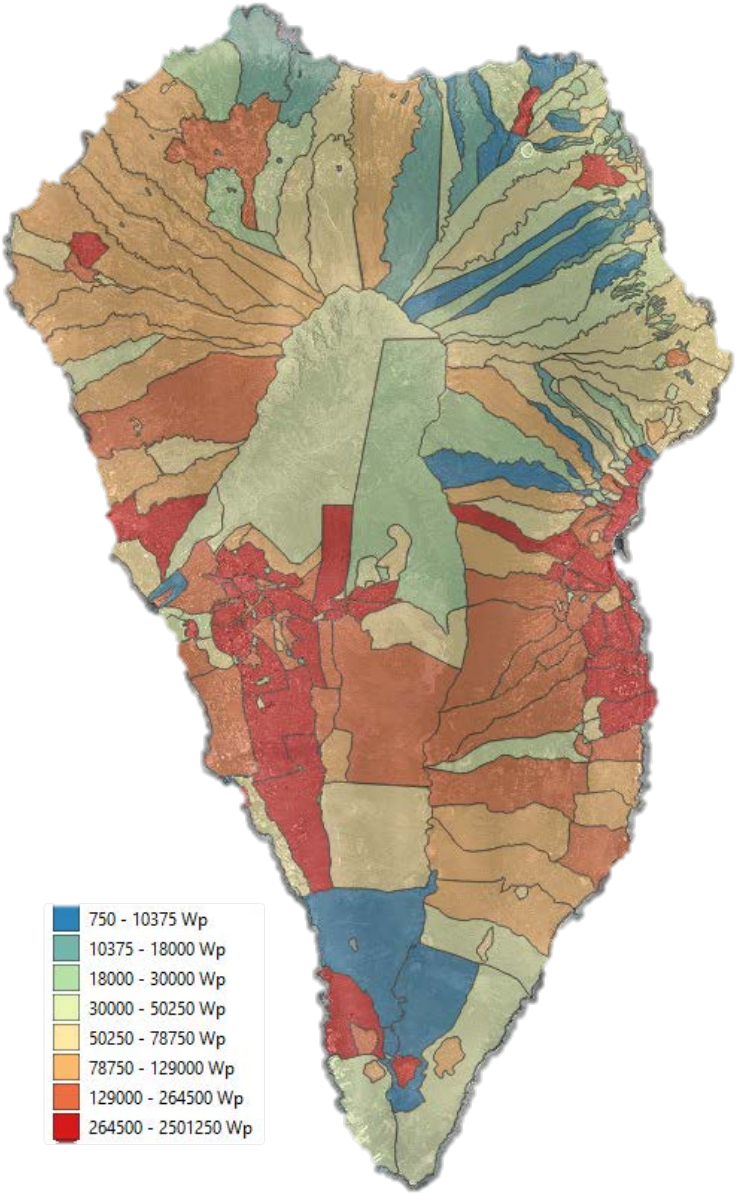

Figura 46 Mapa de potencia instalada por comarcas de La Palma (Wp)

En las siguientes tablas se muestra, además, la distribución por sectores. En el caso del supuesto 2, el 53% de la potencia instalada se asociaría a la demanda eléctrica en viviendas, el 13% a la administración pública y el 11% a los sectores de comercio y agricultura.

Área disponible y potencia instalada por sector [Supuesto 1 – PV Máxima por superficie]					
Sector	Área total	Área PV	Pot. PV total	Inversión	Ahorro
	m²	m²	MW	M€	k€
Residencial	3.617.380	2.530.167	249,7	532,1	3.882,4
Comercios	174.761	121.699	12,1	17,3	615,8
Agricultura	701.382	490.701	48,3	102,8	840,4
Industrial	368.606	258.956	25,7	39,9	578,1
Administraciones públicas	335.375	235.165	23,5	30,0	767,5
Hostelería	42.695	29.848	3,0	4,1	45,8
Oficinas	38.963	27.361	2,7	4,1	89,5
Otros usos	17.078	11.939	1,2	1,6	18,3
Total	**5.296.240**	**3.705.838**	**366**	**732**	**6.838**

Tabla 92 Área disponible y potencia instalada por sector [Supuesto 1 – PV Máxima por superficie]

Balance energético por sector [Supuesto 1 – PV Máxima por superficie]						
Sector	Pot. PV media	Energía PV media	Demanda	Vertido	Consumo de red	Cobertura PV autoconsumo
	kW	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
Residencial	8,8	403,1	66,0	368,7	31,5	52,1%
Comercios	31,2	18,7	11,3	13,5	6,2	45,7%
Agricultura	7,2	82,9	14,4	75,0	6,5	55,1%
Industrial	13,2	41,4	10,0	36,4	5,0	50,3%
Administraciones públicas	43,1	35,2	13,7	28,7	7,2	47,2%
Hostelería	19,4	5,0	0,8	4,6	0,4	54,8%
Oficinas	18,5	4,2	1,6	3,5	0,8	47,3%
Otros usos	19,4	2,0	0,3	1,8	0,1	54,8%
Total	**20,1**	**592,6**	**118,1**	**532,2**	**57,7**	**50,9%**

Tabla 93 Balance energético por sector [Supuesto 1 – PV Máxima por superficie]

Área disponible y potencia instalada por sector [Supuesto 2 – PV Máxima por cobertura]					
Sector	Área total	Área PV	Pot. PV total	Inversión	Ahorro
	m²	m²	MW	M€	k€
Residencial	3.617.380	2.530.167	18,2	54,8	2.633,3
Comercios	174.761	121.699	3,7	9,0	498,1
Agricultura	701.382	490.701	3,9	12,0	554,7
Industrial	368.606	258.956	3,1	8,1	424,9
Administraciones públicas	335.375	235.165	4,4	10,9	587,0
Hostelería	42.695	29.848	0,2	0,6	32,2
Oficinas	38.963	27.361	0,5	1,3	68,9
Otros usos	17.078	11.939	0,1	0,3	12,9
Total	**5.296.240**	**3.705.838**	**34**	**97**	**4.812**

Tabla 94 Área disponible y potencia instalada por sector [Supuesto 2 – PV Máxima por cobertura]

En la siguiente ilustración se muestra el mapa de calor de cobertura de demanda mediante energías renovables en la isla de La Palma.

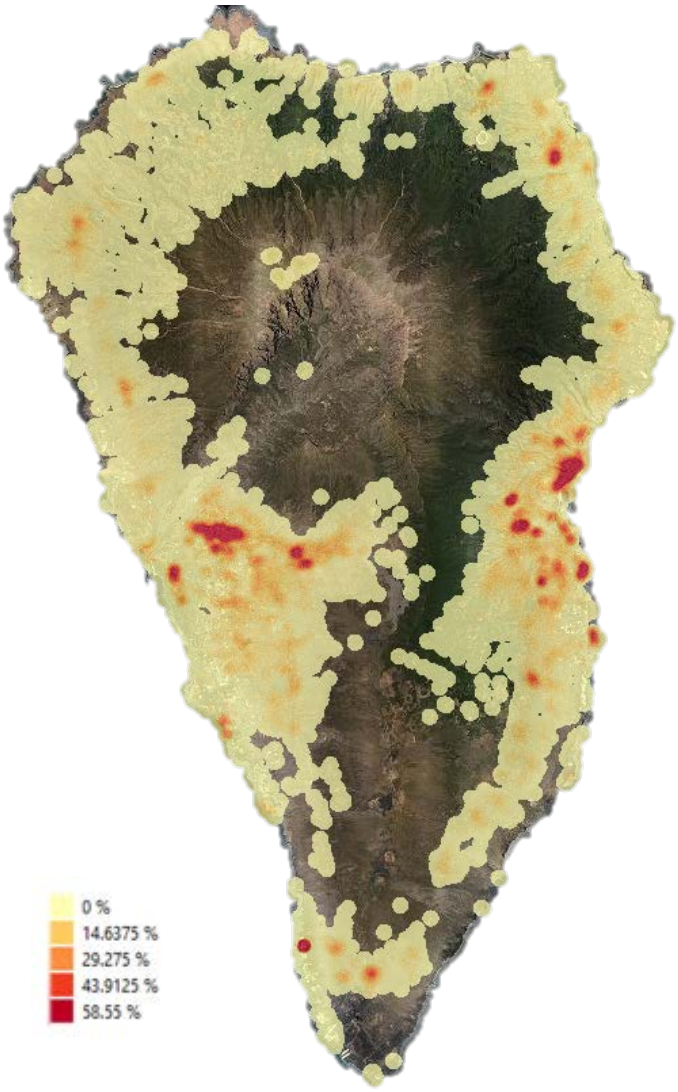

Figura 47 Mapa de calor de cobertura de demanda mediante EERR [La Palma]

Balance energético por sector [Supuesto 2 – PV Máxima por cobertura]						
Sector	Pot. PV media	Energía PV media	Demanda	Vertido	Consumo de red	Cobertura PV autoconsumo
	kW	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
Residencial	0,6	29,6	66,0	6,0	42,3	35,8%
Comercios	9,1	5,7	11,3	1,5	7,1	37,0%
Agricultura	0,5	6,7	14,4	1,3	9,0	37,5%
Industrial	1,5	5,0	10,0	1,2	6,3	37,4%
Administraciones públicas	7,8	6,7	13,7	1,7	8,8	36,1%
Hostelería	1,5	0,4	0,8	0,1	0,5	39,6%
Oficinas	3,3	0,8	1,6	0,2	1,0	36,5%
Otros usos	1,5	0,2	0,3	0,0	0,2	39,6%
Total	**3,2**	**54,9**	**118,1**	**12,0**	**75,2**	**37,5%**

Tabla 95 Balance energético por sectores [Supuesto 2 – PV Máxima por cobertura]

Se muestra en la siguiente imagen un ejemplo de la producción de excedentes energéticos previstos en Santa Cruz de La Palma bajo la situación del supuesto 2.

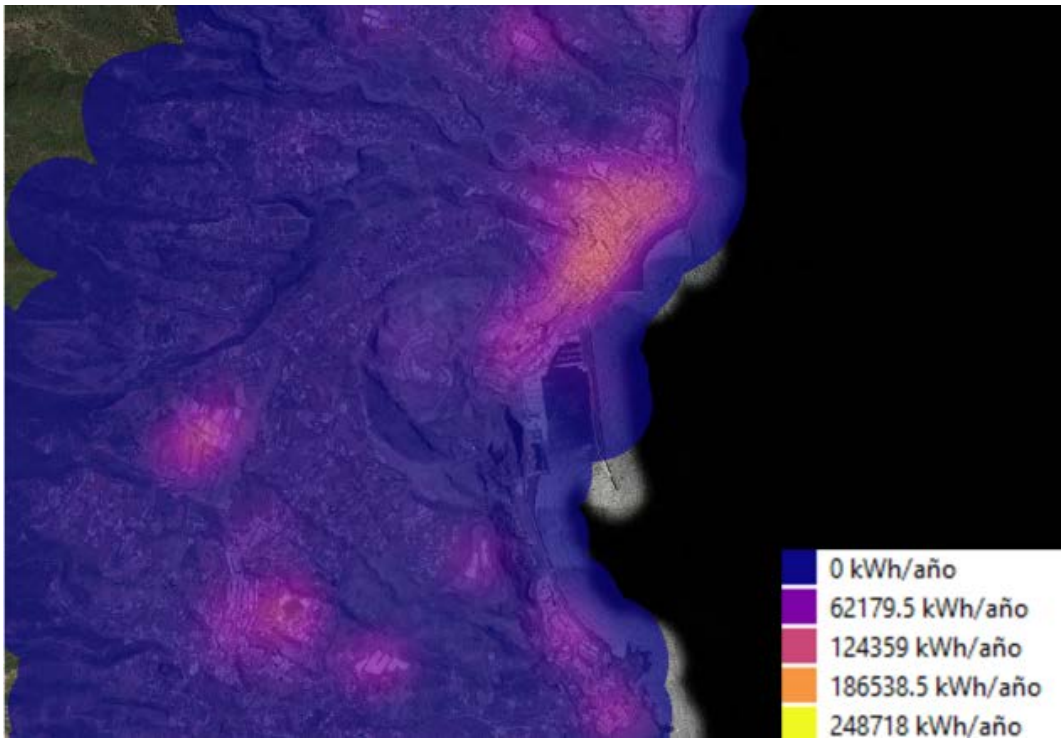

Figura 48 Mapa de calor de excedentes energéticos en Santa Cruz de La Palma [La Palma]

En este caso, la superficie de cubierta existente en regiones protegidas es menor que para el resto de islas, razón por la cual el objetivo de instalar plantas fotovoltaicas en autoconsumo en este tipo de espacios apenas supera los 500 kW en el supuesto de máxima cobertura de demanda mediante autoconsumo fotovoltaico.

Área disponible y potencia instalada en territorio protegido [Supuesto 1 – PV Máxima por superficie]					
Protección	Área total	Área PV	Pot. PV total	Inversión	Ahorro
	m²	m²	MW	M€	k€
P-0 La Caldera de Taburiente	427	292	0,0	0,0	1
P-2 Guelquén	1.725	1.196	0,1	0,3	2
P-3 Las Nieves	961	675	0,1	0,1	2
P-4 Cumbre Vieja	9.097	6.348	0,6	1,2	11
P-6 Volcanes de Aridane	3.553	2.502	0,2	0,5	5
P-7 Risco de La Concepción	11.184	7.853	0,8	0,9	12
P-9 Barranco del Jorado	355	236	0,0	0,0	0
P-10 Los Volcanes de Teneguía	3.193	2.257	0,2	0,4	4
P-13 El Tablado	7.624	5.367	0,5	1,2	9
P-14 Barranco de Las Angustias	16.746	11.652	1,1	2,5	22
P-15 Tamanca	15.947	11.182	1,1	2,4	18
P-16 Remo	21.724	15.222	1,5	3,5	24,4
P-17 Juan Mayor	430	300	0,0	0,1	0,5
P-19 Las Salinas de Fuencaliente	910	642	0,1	0,1	1,1
Total	**93.876**	**65.723**	**6**	**13**	**113**

Tabla 96 Área disponible y potencia instalada en territorio protegido [Supuesto 1 – PV Máxima por superficie]

Balance energético de instalaciones en territorio protegido [Supuesto 1 – PV Máxima por superficie]						
Protección	Pot. PV media	Energía PV media	Demanda	Vertido	Consumo de red	Cobertura PV autoconsumo
	kW	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
P-0 La Caldera de Taburiente	14,5	0,1	0,0	0,0	0,0	49,8%
P-2 Guelquén	6,2	0,2	0,0	0,2	0,0	49,4%

P-3 Las Nieves	7,4	0,1	0,0	0,1	0,0	48,4%
P-4 Cumbre Vieja	10,3	1,0	0,2	0,9	0,1	49,4%
P-6 Volcanes de Aridane	10,8	0,4	0,1	0,4	0,0	49,7%
P-7 Risco de La Concepción	112,1	1,1	0,2	1,0	0,1	49,2%
P-9 Barranco del Jorado	23,5	0,0	0,0	0,0	0,0	49,6%
P-10 Los Volcanes de Teneguía	8,5	0,4	0,1	0,3	0,0	49,5%
P-13 El Tablado	4,9	0,8	0,2	0,7	0,1	49,3%
P-14 Barranco de Las Angustias	7,5	1,9	0,4	1,7	0,2	49,6%
P-15 Tamanca	6,8	1,7	0,3	1,5	0,2	49,3%
P-16 Remo	4,4	2,3	0,4	2,1	0,2	49,6%
P-17 Juan Mayor	9,9	0,0	0,0	0,0	0,0	48,9%
P-19 Las Salinas de Fuencaliente	32,0	0,1	0,0	0,1	0,0	49,7%
Total	**18,5**	**10,1**	**1,9**	**9,2**	**1,0**	**49,4%**

Tabla 97 Balance energético de instalaciones en territorio protegido [Supuesto 1 – PV Máxima por superficie]

Área disponible y potencia instalada en territorio protegido [Supuesto 2 – PV Máxima por cobertura]					
Protección	Área total	Área PV	Pot. PV total	Inversión	Ahorro
	m²	m²	MW	M€	k€
P-0 La Caldera de Taburiente	427	292	0,0	0,0	0
P-2 Guelquén	1.725	1.196	0,0	0,0	1
P-3 Las Nieves	961	675	0,0	0,0	1
P-4 Cumbre Vieja	9.097	6.348	0,1	0,1	7
P-6 Volcanes de Aridane	3.553	2.502	0,0	0,1	4
P-7 Risco de La Concepción	11.184	7.853	0,1	0,2	8
P-9 Barranco del Jorado	355	236	0,0	0,0	0
P-10 Los Volcanes de Teneguía	3.193	2.257	0,0	0,1	3
P-13 El Tablado	7.624	5.367	0,0	0,1	5
P-14 Barranco de Las Angustias	16.746	11.652	0,1	0,3	15
P-15 Tamanca	15.947	11.182	0,1	0,3	11
P-16 Remo	21.724	15.222	0,1	0,4	14
P-17 Juan Mayor	430	300	0,0	0,0	0
P-19 Las Salinas de Fuencaliente	910	642	0,0	0,0	1
Total	**93.876**	**65.723**	**0,5**	**1,5**	**72**

Tabla 98 Área disponible y potencia instalada en territorio protegido [Supuesto 2 – PV Máxima por cobertura]

Balance energético de instalaciones en territorio protegido [Supuesto 2 – PV Máxima por cobertura]						
Protección	Pot. PV media	Energía PV media	Demanda	Vertido	Consumo de red	Cobertura PV autoconsumo
	kW	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
P-0 La Caldera de Taburiente	1,3	0,0	0,0	0,0	0,0	35,0%
P-2 Guelquén	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	26,9%
P-3 Las Nieves	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0	19,5%
P-4 Cumbre Vieja	0,8	0,1	0,2	0,0	0,1	27,3%
P-6 Volcanes de Aridane	1,1	0,0	0,1	0,0	0,1	31,1%
P-7 Risco de La Concepción	9,1	0,1	0,2	0,0	0,1	31,7%
P-9 Barranco del Jorado	2,0	0,0	0,0	0,0	0,0	36,5%
P-10 Los Volcanes de Teneguía	0,7	0,0	0,1	0,0	0,0	29,7%
P-13 El Tablado	0,3	0,1	0,2	0,0	0,1	19,4%
P-14 Barranco de Las Angustias	0,7	0,2	0,4	0,0	0,2	27,2%
P-15 Tamanca	0,5	0,1	0,3	0,0	0,2	24,6%
P-16 Remo	0,3	0,1	0,4	0,0	0,2	21,4%
P-17 Juan Mayor	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0	30,9%
P-19 Las Salinas de Fuencaliente	2,8	0,0	0,0	0,0	0,0	37,1%
Total	**1,6**	**0,8**	**1,9**	**0,2**	**1,2**	**28,5%**

Tabla 99 Balance energético de instalaciones en territorio protegido [Supuesto 2 – PV Máxima por cobertura]

3.2.7. El Hierro

La potencia fotovoltaica en régimen de autoconsumo ascendió a 84,7 kWp en el año 2019. Por otra parte, se cuantificó 34,8 kWp instalados en régimen de inyección a red. Se descompone en la siguiente tabla la potencia instalada en régimen de autoconsumo por municipios y sectores.

Potencia fotovoltaica de autoconsumo por sectores y municipios 2019 [El Hierro]									
Municipio	Residencial	Comercio	Agricultura	Industrial	AA.PP	Hostería	Oficinas	Otros usos	Autoconsumo
	kW	kW	kW	kW	kW	kW	kW	kW	kW
La Frontera	19,2	40,2	0,0	0,0	4,5	0,0	0,0	0,0	**63,9**
Valverde	0,0	0,0	0,0	0,0	4,2	0,0	0,0	0,0	**4,2**
El Pinar	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	**0,0**
Municipio no conocido	16,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	**16,6**
Total	**35,8**	**40,2**	**0,0**	**0,0**	**8,7**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**84,7**

Tabla 100 Potencia fotovoltaica de autoconsumo por sectores y municipios 2019 [El Hierro]

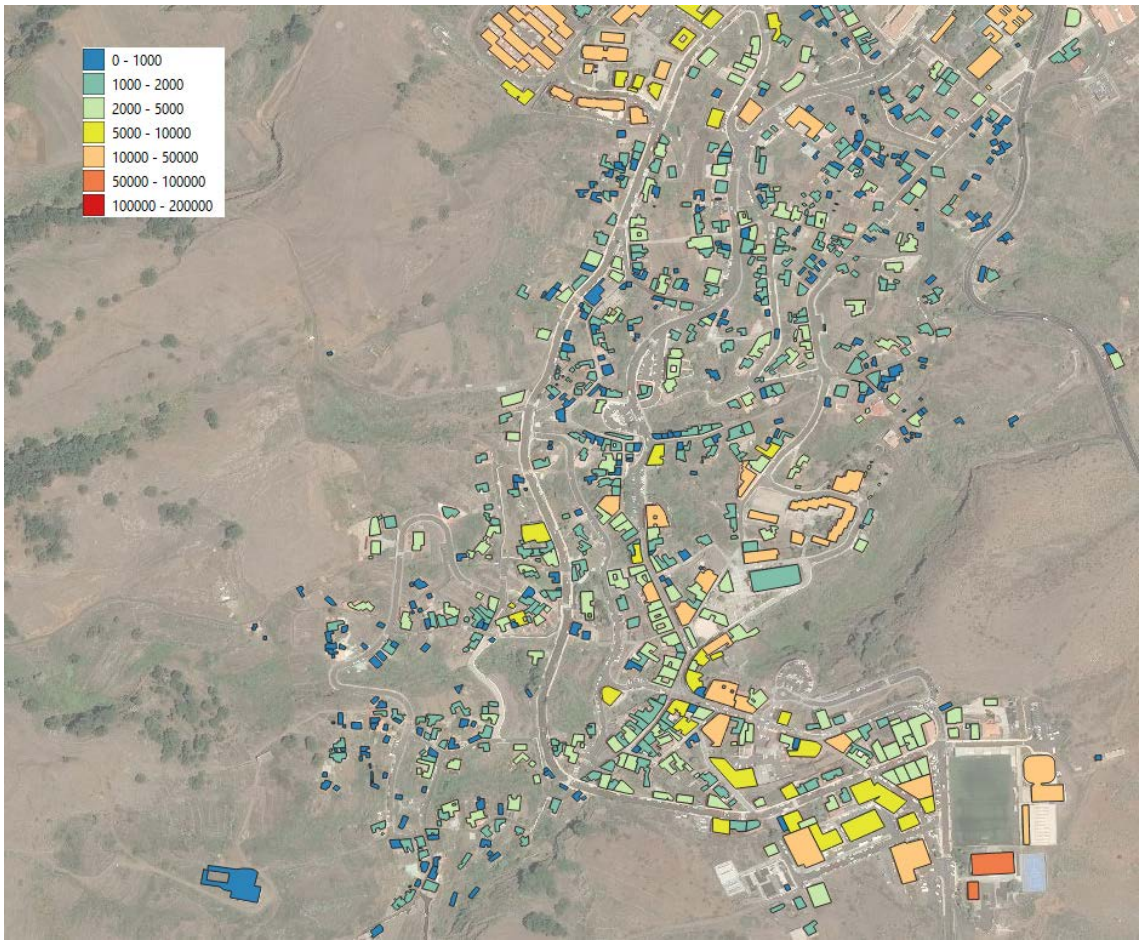

Figura 49 Mapa de potencia instalada en la región de Villa de Valverde (ejemplo) [El Hierro]

Según los datos publicados por catastro para la isla de El Hierro, existirían 1,2 km^2 de superficie de cubierta. Los análisis desarrollados en el marco de este estudio demuestran que la superficie apta para la instalación de plantas fotovoltaicas sobre cubiertas en la isla ascendería a 0.8 km^2.

Con la superficie apta para la instalación de plantas fotovoltaicas se podría llegar al extremo de instalar 83,5 MW de plantas fotovoltaicas en régimen de autoconsumo. No obstante, como se

demuestra en las siguientes tablas, los excedentes triplicarían la demanda eléctrica de la isla. Por tanto, en esta isla existiría más espacio del necesario para la instalación de este tipo de sistemas.

Área disponible y potencia instalada por municipio [Supuesto 1 – PV Máxima por superficie]					
Municipio	Área total	Área PV	Pot. PV total	Inversión	Ahorro
	m²	m²	MW	M€	k€
La Frontera	393.078	274.461	27,2	52,2	601
Valverde	604.290	421.687	41,7	78,7	1.022
El Pinar	211.250	146.900	14,5	27,2	314
Total	**1.208.618**	**843.048**	**83,5**	**158,0**	**1.937**

Tabla 101 Área disponible y potencia instalada por municipio [Supuesto 1 – PV Máxima por superficie]

Balance energético por municipio [Supuesto 1 – PV Máxima por superficie]						
Municipio	Pot. PV media	Energía PV media	Demanda	Vertido	Consumo de red	Cobertura PV autoconsumo
	kW	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
La Frontera	11,7	41,0	10,7	36,0	5,6	47,3%
Valverde	12,0	66,5	18,4	57,9	9,7	47,0%
El Pinar	12,2	25,7	5,5	23,0	2,8	48,2%
Total	**12,0**	**133,2**	**34,5**	**116,8**	**18,2**	**47,5%**

Tabla 102 Consumo estimado por sectores por municipio [Supuesto 1 – PV Máxima por superficie]

Como para el resto de islas, la limitación habría que definirla en función de las necesidades de cobertura de demanda. En este sentido, se propone un nuevo límite basado en la maximización de la cobertura de demanda mediante energías renovables, pero teniendo en cuenta las vertidos que se producirían en términos anuales.

Como se muestra en las tablas expuestas a continuación, con 11,5 MW instalados de fotovoltaica para autoconsumo la cobertura de demanda media mediante energías renovables se situaría en el 41,3% (un 6,2% inferior al supuesto de máxima utilización del espacio disponible). Además, los vertidos que se producirían se reducirían drásticamente hasta alcanzar una cifra de aproximadamente el 10% de la demanda anual, lo que se considera algo asumible teniendo en cuenta que dicha generación estaría disgregada en múltiples plantas fotovoltaicas en toda la isla.

Área disponible y potencia instalada por municipio [Supuesto 2 – PV Máxima por cobertura]					
Municipio	Área total	Área PV	Pot. PV total	Inversión	Ahorro
	m²	m²	MW	M€	k€
La Frontera	393.078	274.461	3,7	9,1	136,5
Valverde	604.290	421.687	5,8	14,3	232,8
El Pinar	211.250	146.900	1,9	4,8	71,4
Total	**1.208.618**	**843.048**	**11,5**	**28,2**	**441**

Tabla 103 Área disponible y potencia instalada por municipio [Supuesto 2 – PV Máxima por cobertura]

Balance energético por municipio [Supuesto 2 – PV Máxima por cobertura]						
Municipio	Pot. PV media	Energía PV media	Demanda	Vertido	Consumo de red	Cobertura PV autoconsumo
	kW	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
La Frontera	1,5	5,6	10,7	1,4	6,5	39,1%
Valverde	1,6	9,3	18,4	2,3	11,4	37,9%
El Pinar	1,6	3,4	5,5	0,9	2,9	46,9%
Total	**1,6**	**18,3**	**34,5**	**4,6**	**20,8**	**41,3%**

Tabla 104 Balance energético por municipio [Supuesto 2 – PV Máxima por cobertura]

De los tres municipios que forman la isla de El Hierro, el que tendría mayor potencial sería Valverde seguido de La Frontera y El Pinar. La potencia total instalable en La Frontera representa prácticamente la mitad de la instalable en la isla. Se expone en la siguiente ilustración la distribución de la potencia fotovoltaica en autoconsumo instalable en la isla de El Hierro por comarcas, según el Supuesto 2.

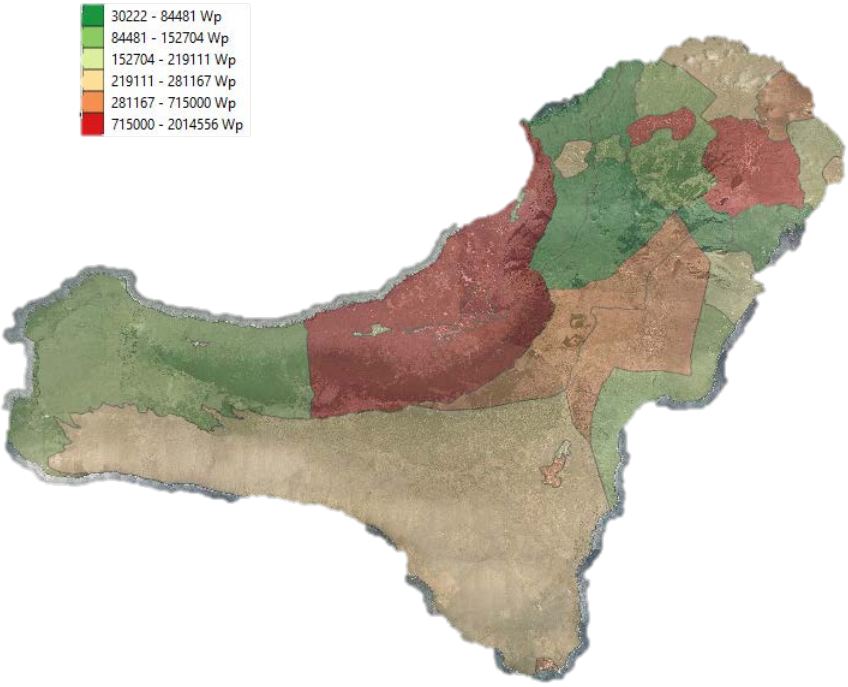

Figura 50 Mapa de potencia instalada por comarcas de El Hierro (Wp)

Por otra parte, la potencia instalada sería mayor en las regiones más densamente pobladas. Este hecho se demuestra con el mapa de calor expuesto a continuación, en el cual se representa la distribución de la cobertura de demanda mediante energías renovables por zonas de la isla.

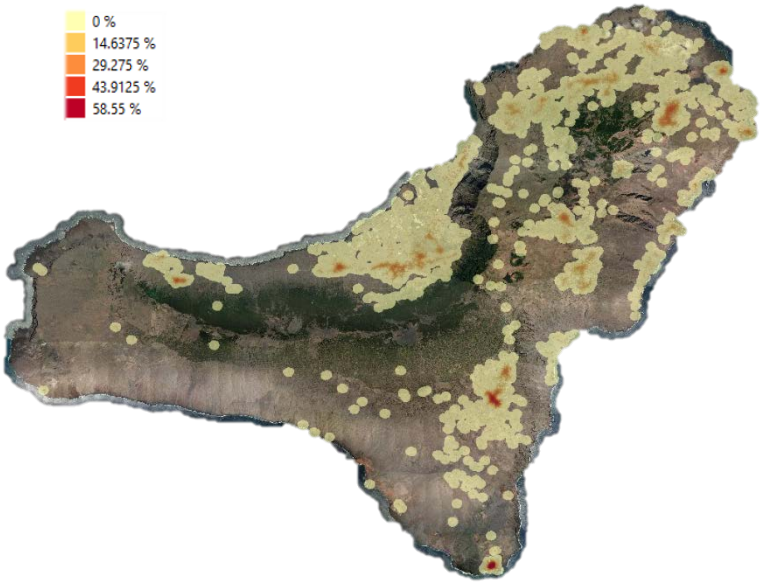

Figura 51 Mapa de calor de cobertura de demanda mediante EERR [El Hierro]

Este mapa de calor está muy correlacionado con la cantidad de vertidos que se producirían en la isla fruto de esta propuesta. Ese comportamiento puede observarse en la siguiente ilustración, en la cual se muestran los resultados obtenidos en términos de kWh/año para las distintas regiones de la isla de El Hierro.

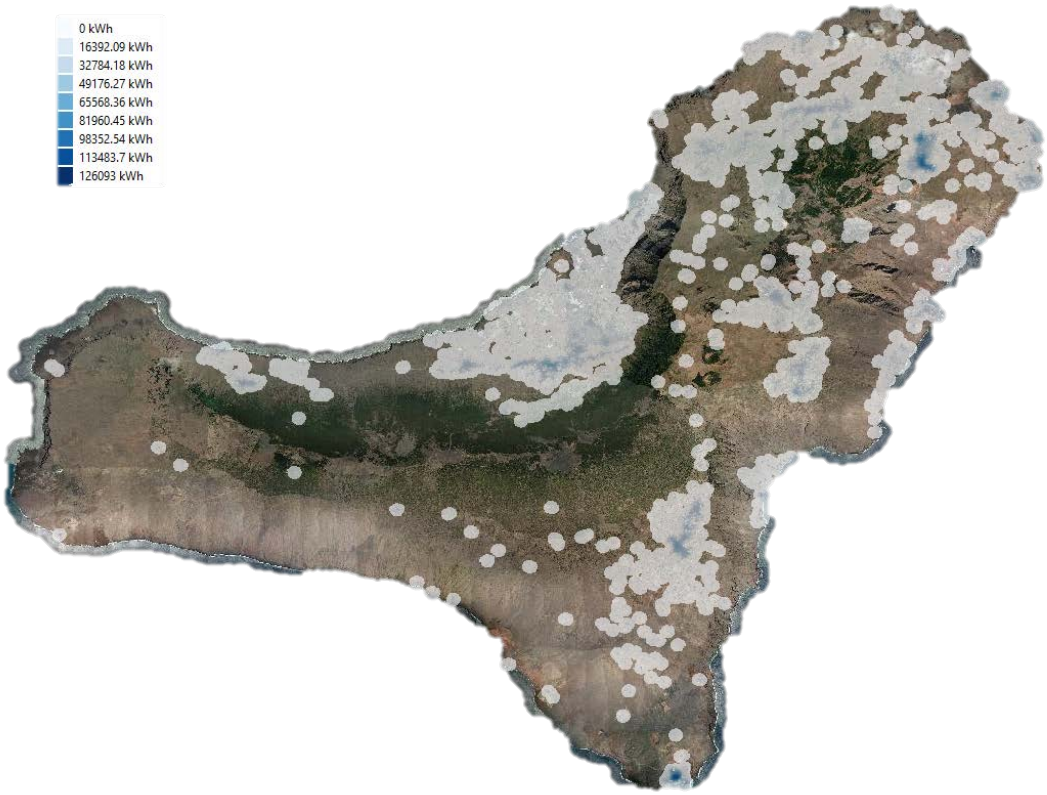

Figura 52 Mapa de calor de cobertura de demanda mediante EERR [El Hierro]

También se exponen en las siguientes tablas el potencial máximo instalable por sectores de la actividad. El sector residencial representa aproximadamente la mitad de la demanda de la isla y esto deriva en que el mayor potencial para la instalación de paneles fotovoltaicos en autoconsumo en la isla de El Hierro recaiga en este sector.

Área disponible y potencia instalada por sector [Supuesto 1 – PV Máxima por superficie]					
Sector	Área total	Área PV	Pot. PV total	Inversión	Ahorro
	m²	m²	MW	M€	k€
Residencial	905.165	632.048	62,7	125,1	944,6
Comercios	36.160	25.140	2,5	3,7	162,8
Agricultura	35.207	24.787	2,5	4,0	153,2
Industrial	117.980	82.280	8,1	15,5	134,9
AAPP	100.265	69.069	6,9	8,4	491,8
Hostelería	231	158	0,0	0,0	0,2
Oficinas	9.215	6.555	0,7	1,0	45,3
Otros usos	4.395	3.010	0,2	0,4	4,5
Total	**1.208.618**	**843.048**	**83,5**	**158,0**	**1.937**

Tabla 105 Área disponible y potencia instalada por sector [Supuesto 1 – PV Máxima por superficie]

Balance energético por sector [Supuesto 1 – PV Máxima por superficie]						
Sector	Pot. PV media	Energía PV media	Demanda	Vertido	Consumo de red	Cobertura PV autoconsumo
	kW	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
Residencial	11,9	100,0	16,0	92,0	8,0	49,7%
Comercios	29,4	3,9	3,1	2,6	1,7	44,6%
Agricultura	13,0	3,8	2,9	2,5	1,6	44,9%
Industrial	7,3	13,0	2,3	11,8	1,2	49,5%
AAPP	63,8	11,1	9,4	7,0	5,2	44,3%
Hostelería	0,7	0,0	0,0	0,0	0,0	48,4%
Oficinas	27,2	1,0	0,9	0,6	0,5	44,4%
Otros usos	0,7	0,3	0,1	0,2	0,0	48,4%
Total	**19,3**	**133,2**	**34,5**	**116,8**	**18,2**	**46,8%**

Tabla 106 Balance energético por sector [Supuesto 1 – PV Máxima por superficie]

De los 11,5 MW propuestos, 7,5 MW deberían estar asociados al sector residencial. Los edificios clasificados como "servicios públicos" según los datos de catastro, podrían albergar 1,6 MW, alcanzándose una cobertura media de energías renovables del 34,7%. A modo comparativo, la cobertura de demanda mediante energías renovables para el caso del sector residencial alcanzaría el 46,8%.

Área disponible y potencia instalada por sector [Supuesto 2 – PV Máxima por cobertura]					
Sector	Área total	Área PV	Pot. PV total	Inversión	Ahorro
	m²	m²	MW	M€	k€
Residencial	905.165	632.048	7,5	18,4	211,5
Comercios	36.160	25.140	0,6	1,4	37,7
Agricultura	35.207	24.787	0,6	1,4	35,5
Industrial	117.980	82.280	1,1	2,7	30,4
AAPP	100.265	69.069	1,6	3,8	113,9
Hostelería	231	158	0,0	0,0	0,3
Oficinas	9.215	6.555	0,2	0,4	10,5
Otros usos	4.395	3.010	0,0	0,1	0,8
Total	**1.208.618**	**843.048**	**11,5**	**28,2**	**441**

Tabla 107 Área disponible y potencia instalada por sector [Supuesto 2 – PV Máxima por cobertura]

Balance energético por sector [Supuesto 2 – PV Máxima por cobertura]						
Sector	Pot. PV media	Energía PV media	Demanda	Vertido	Consumo de red	Cobertura PV autoconsumo
	kW	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
Residencial	1,4	11,9	16,0	3,0	7,1	55,8%
Comercios	6,5	0,9	3,1	0,2	2,4	22,3%
Agricultura	2,9	0,9	2,9	0,2	2,2	23,2%
Industrial	0,9	1,7	2,3	0,4	1,0	55,6%
AAPP	14,2	2,6	9,4	0,6	7,4	20,7%
Hostelería	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	35,5%
Oficinas	6,0	0,2	0,9	0,1	0,7	20,8%
Otros usos	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	43,7%
Total	**4,0**	**18,3**	**34,5**	**4,6**	**20,8**	**34,7%**

Tabla 108 Balance energético por sectores [Supuesto 2 – PV Máxima por cobertura]

Como se ha descrito anteriormente, una de las ventajas de la fotovoltaica en autoconsumo es la posibilidad de integración arquitectónica. En este sentido, se expone en las siguientes tablas la potencia máxima instalable en edificios ubicados en territorios clasificados como protegidos.

Área disponible y potencia instalada en territorio protegido [Supuesto 1 – PV Máxima por superficie]					
Protección	Área total	Área PV	Pot. PV total	Inversión	Ahorro
	m²	m²	MW	M€	k€
H-01 Mencáfete	0	0	0,0	0,0	0
H-02 Roques del Salmor	0	0	0,0	0,0	0
H-03 Tibataje	77	56	0,0	13,6	0,1
H-04 Frontera	12.417	8.645	0,8	1.703,7	25,9
H-05 Las Playas	1.295	895	0,1	205,8	1,5
H-06 Ventejís	1.741	1.206	0,1	283,2	3,0
H-07 Timijaraque	7.253	5.041	0,5	917,0	10,3
Total	**22.783**	**15.843**	**1,6**	**3.123**	**41**

Tabla 109 Área disponible y potencia instalada en territorio protegido [Supuesto 1 – PV Máxima por superficie]

Balance energético de instalaciones en territorio protegido [Supuesto 1 – PV Máxima por superficie]						
Protección	Pot. PV media	Energía PV media	Demanda	Vertido	Consumo de red	Cobertura PV autoconsumo
	kW	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
H-01 Mencáfete	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0%
H-02 Roques del Salmor	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0%
H-03 Tibataje	5,5	0,0	0,0	0,0	0,0	49,6%
H-04 Frontera	6,2	1,4	0,5	1,2	0,3	47,5%
H-05 Las Playas	5,8	0,2	0,0	0,1	0,0	49,4%
H-06 Ventejís	4,5	0,2	0,1	0,2	0,0	46,3%
H-07 Timijaraque	11,3	0,9	0,2	0,8	0,1	46,2%
Total	**4,8**	**2,6**	**0,7**	**2,3**	**0,4**	**34,2%**

Tabla 110 Balance energético de instalaciones en territorio protegido [Supuesto 1 – PV Máxima por superficie]

Esto se considera una ventaja de la tecnología frente a otras alternativas de producción renovable en islas como El Hierro, donde una gran parte del territorio tiene algún tipo de protección que impediría el despliegue de otras soluciones tecnológicas como la eólica.

Área disponible y potencia instalada en territorio protegido [Supuesto 2 – PV Máxima por cobertura]					
Protección	Área total	Área PV	Pot. PV total	Inversión	Ahorro
	m²	m²	MW	M€	k€
H-01 Mencáfete	0	0	0,0	0,0	0
H-02 Roques del Salmor	0	0	0,0	0,0	0
H-03 Tibataje	77	56	0,0	7,0	0
H-04 Frontera	12.417	8.645	0,6	1.395,4	26
H-05 Las Playas	1.295	895	0,0	118,8	2
H-06 Ventejís	1.741	1.206	0,1	185,8	3
H-07 Timijaraque	7.253	5.041	0,3	701,0	10
Total	**22.783**	**15.843**	**1,0**	**2.408**	**41**

Tabla 111 Área disponible y potencia instalada en territorio protegido [Supuesto 2 – PV Máxima por cobertura]

Balance energético de instalaciones en territorio protegido [Supuesto 2 – PV Máxima por cobertura]						
Protección	Pot. PV media	Energía PV media	Demanda	Vertido	Consumo de red	Cobertura PV autoconsumo
	kW	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
H-01 Mencáfete	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0%
H-02 Roques del Salmor	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0%
H-03 Tibataje	4,1	0,0	0,0	0,0	0,0	47,8%
H-04 Frontera	6,8	0,9	0,5	0,7	0,3	46,2%
H-05 Las Playas	5,4	0,1	0,0	0,1	0,0	48,1%
H-06 Ventejís	4,4	0,1	0,1	0,1	0,0	44,9%
H-07 Timijaraque	11,1	0,5	0,2	0,4	0,1	44,9%
Total	**4,5**	**1,6**	**0,7**	**1,3**	**0,4**	**33,1%**

Tabla 112 Balance energético de instalaciones en territorio protegido [Supuesto 2 – PV Máxima por cobertura]

3.3. RESUMEN DE RESULTADOS Y CONCLUSIONES EXTRAÍDAS DEL ANÁLISIS

Las tablas expuestas a continuación tratan de sintetizar los principales resultados obtenidos a nivel de islas según los estudios desarrollados en este trabajo. Estas tablas se centran fundamentalmente en los resultados de las simulaciones para el supuesto de máxima cobertura de demanda (Supuesto 2), dado que el criterio de máxima potencia fotovoltaica instalable por superficie disponible apta (Supuesto 1) no refleja una solución realista ni viable desde un punto de vista tecno-económico. Como ha sido analizado a lo largo del apartado 3.2, el interés del Supuesto 1 radica en demostrar la alta potencialidad existente en Canarias para la instalación de plantas fotovoltaicas en régimen de autoconsumo, usando para ello los medios técnicos más fiables existentes a nuestro alcance.

El escenario planteado propone la instalación de 1.271 MW de potencia fotovoltaica en régimen de autoconsumo para el total de Canarias, lo que supondría dedicar un 7,5% del área total disponible sobre cubierta para la generación de electricidad. Para alcanzar ese objetivo, se requeriría una inversión total de 3.244 M€, si bien el ahorro agregado de todos los autoconsumidores se situaría en 125,8 M€ al año. Para estimar ese ahorro, se han supuesto los precios de término de energía para 2019, disgregados para cada uno de los tipos de consumidores analizados en este estudio.

En la potencia mencionada en el párrafo anterior se incluye la potencia fotovoltaica en autoconsumo ya existente. Según datos disponibles para finales de 2019, la potencia fotovoltaica en autoconsumo actualmente en funcionamiento se sitúa en 12,8 MW, ubicándose casi el 70% en las islas de mayor demanda energética, concretamente en las islas de Gran Canaria y Tenerife.

Potencia fotovoltaica en autoconsumo existente por isla y sector								
Municipio	Lanzarote	Fuerteventura	Gran Canaria	Tenerife	La Gomera	La Palma	El Hierro	Canarias
	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW
Residencial	0,34	0,42	0,74	0,52	0,03	0,14	0,04	2,22
Comercios	0,52	0,00	0,90	0,85	0,00	0,24	0,04	2,55
Agricultura	0,00	0,03	0,49	0,05	0,00	0,00	0,00	0,57
Industrial	0,89	1,05	0,40	0,11	0,00	0,08	0,00	2,54
Administración Pública	0,36	0,24	1,00	0,88	0,02	0,07	0,01	2,57
Hostelería	0,42	0,04	0,19	0,01	0,02	0,00	0,00	0,67
Oficinas	0,00	0,00	0,15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,15
Otros usos	0,14	0,01	1,09	0,27	0,00	0,02	0,00	1,54
Total	**2,67**	**1,79**	**4,96**	**2,69**	**0,06**	**0,56**	**0,08**	**12,81**

Tabla 113 Potencia fotovoltaica en autoconsumo existente por isla y sector

A nivel de sistema energético, debe tenerse presente que los precios de venta de la energía en Canarias no están acoplados con los costes reales de generación. Usando como referencia los datos publicados en el servicio web E-SIOS del operador del sistema Red Eléctrica de España, para el año 2019, el precio medio de la demanda se situó en 41 €/MWh, mientras que el coste medio de la generación varió entre 137,98 €/MWh (Gran Canaria) y 245,59 €/MWh (La Gomera). Adicionalmente, se prevé un aumento de los precios de combustible que tendría un impacto

directo en el aumento de los costes de generación, tal como se refleja en las variaciones históricas producidas durante los últimos 20 años.

Potencia fotovoltaica en autoconsumo instalable por isla, inversión y ahorro						
Municipio	Área total sobre cubierta	Área total para instalación PV	PV máxima instalable	PV instalable por criterio de cobertura	Inversión requerida	Ahorro
	m^2	m^2	MW	MW	M€	M€/año
Lanzarote	13.028.093	9.114.927	906	94	245	14,0
Fuerteventura	15.686.015	10.972.419	1.091	86	225	13,0
Gran Canaria	53.377.685	37.271.153	3.691	484	1.275	69,7
Tenerife	71.896.685	50.302.290	4.995	553	1.348	22,6
La Gomera	1.449.948	1.013.190	100	9	25	1,3
La Palma	5.296.240	3.705.838	366	34	97	4,8
El Hierro	1.208.618	843.048	83,4635	11	28	0,4
Total	**161.943.283**	**113.222.864**	**11.233**	**1.271**	**3.244**	**125,8**

Tabla 114 Potencia fotovoltaica en autoconsumo instalable por isla, inversión y ahorro

Por otra parte, según el balance energético desarrollado, se integrarían en red para toda Canarias 1.588,1 GWh/año. Esta cifra ya descuenta los vertidos a red suponiendo la peor situación, en la que todo autoconsumidor tendría que instalar dispositivos de anti-vertido y además no se dispondría de sistemas de almacenamiento energético asociados. En este supuesto pesimista, el autoconsumo evitaría la emisión de 1.248 $ktCO_2$ equivalentes de Gases contaminantes de Efecto Invernadero (GEI) al año. Para cuantificar económicamente dicho beneficio medioambiental, se considera un precio de derecho de emisión de 25 €/tCO_2 (media del año 2019 según los datos publicados en el sistema europeo de negociación de CO_2). Así pues, por la instalación de estos sistemas de autoconsumo se conseguiría un beneficio económico añadido de 31,2 M€/año.

En el caso de que los vertidos pudieran ser aprovechados por otros consumidores ubicados en cercanía a cada instalación de autoconsumo (supuesto optimista), la reducción de emisiones GEI incrementaría hasta las 1.669 $ktCO_2$ equivalentes y el beneficio económico sería de 41,7 M€/año.

Por todas estas razones, se considera que el objetivo de instalar 1.271 MW en generación fotovoltaica en autoconsumo para toda Canarias no sólo es viable técnicamente, sino que sería una opción económicamente recomendable para lograr una mayor sostenibilidad económica del sector energético de las Islas Canarias.

En un ejercicio simple en el que se asume que la vida útil de una instalación fotovoltaica sea de 25 años, y que como beneficio anual sólo se computaría el ahorro de los usuarios en la factura eléctrica (precios de la demanda) y la reducción de emisiones (los derechos de emisión anteriormente comentados) actualizados en función del IPC (2%), la inversión inicial (3.244 M€) se recuperaría en el año 19, siendo el TIR del 4%.

Balance energético insular de instalaciones en autoconsumo					
Municipio	Energía PV	Demanda	Vertido	Consumo de red	Cobertura PV autoconsumo*
	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
Lanzarote	160,8	304,4	40,3	183,9	39,6%
Fuerteventura	156,9	276,4	42,0	161,4	41,6%
Gran Canaria	833,1	1568,6	212,1	947,6	39,6%
Tenerife	883,8	2006,6	221,0	1343,7	33,0%
La Gomera	15,7	30,5	3,5	18,3	40,0%
La Palma	54,9	118,1	12,0	75,2	36,4%
El Hierro	18,3	34,5	4,6	20,8	39,7%
Total	**2123,6**	**4339,1**	**535,5**	**2750,9**	**36,6%**

Tabla 115 Balance energético insular de instalaciones en autoconsumo

* A diferencia de las tablas expuestas en los apartados del 3.1 al 3.8 donde las cifras de cobertura de demanda mediante fotovoltaica en autoconsumo hacían referencia a la media de cobertura en cada edificio, en este caso el indicador se obtiene mediante la siguiente fórmula aplicada sobre los datos contenidos en la misma tabla: (Energía PV – Vertido)/Demanda. Por ello, refleja la cobertura de demanda insular.

La distribución por isla **responde a criterios objetivos basados en dos principios fundamentales**:

i) **Disponibilidad de áreas aptas para la instalación de paneles fotovoltaicos**, usando como referencia estimaciones producidas con los datos de Catastro y Modelos Digitales de Terreno de alta resolución desarrollados con LIDAR;

ii) **Cumplimiento del criterio de cobertura de demanda**, por el cual se limita la instalación de paneles fotovoltaicos a una superficie que logre generar la suficiente energía pero que no exceda en más de una 10% las necesidades anuales de demanda eléctrica de cada edificio al que se conecta el sistema.

En ninguna de las islas el criterio i) ha sido un problema. Todos los límites se derivan por tanto de las bases asumidas en cumplimiento del criterio ii).

De los 1.271 MW instalables, 456,6 MW estarían asociados al sector residencial, lo que supone un 37% del total. El segundo sector en orden de importancia es el hostelero, con un 16% del total, seguido del sector comercial (13%), las industrias (11%) y las administraciones públicas (11%). El 11% restante se distribuye entre los sectores de agricultura, oficinas y otros usos no clasificables en ninguno de los anteriores según los datos aportados por catastro.

Distribución por sectores								
Municipio	Lanzarote	Fuerteventura	Gran Canaria	Tenerife	La Gomera	La Palma	El Hierro	Canarias
	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	
Residencial	38,9	25,6	111,2	249,5	5,6	18,2	7,5	456,6
Comercios	19,6	13,8	72,0	63,5	0,5	3,7	0,6	173,7
Agricultura	0,6	0,9	8,3	19,7	0,7	3,9	0,6	34,7
Industrial	16,0	8,9	90,1	31,6	0,9	3,1	1,1	151,7
AA.PP	3,2	4,8	100,0	37,5	0,5	4,4	1,6	152,0
Hostelería	10,9	22,4	55,5	103,6	0,2	0,2	0,0	192,9
Oficinas	0,5	0,5	24,8	5,6	0,0	0,5	0,2	32,1
Otros usos	4,4	9,0	22,2	41,4	0,1	0,1	0,0	77,2
Total	**94**	**86**	**484**	**553**	**8,5**	**34,1**	**11,5**	**1.271**

Tabla 116 Balance energético insular de instalaciones en autoconsumo

Como puede verse en la tabla anterior, la contribución de cada sector es diferente según la isla. Así pues, si bien el sector residencial encabeza la tabla de necesidades, existen variaciones interesantes a nivel de importancia para el resto de sectores, como los consumos asociados a la agricultura (para bombeos de agua, por ejemplo) en islas como La Gomera, La Palma o El Hierro.

Por último, debe mencionarse que de los 1.271 MW instalables, se ha asumido que 21,2 MW podrían ser instalados en ubicaciones donde existen protecciones ambientales por existencia de Espacio Naturales Protegidos (ENP). En este sentido, si bien habría que estudiar caso por caso, se ha supuesto que dicha solución no sólo es posible sino que además es lo deseable dado que se ubicarían en edificios existentes en los que hace falta suministro eléctrico. En muchos de estos casos, para continuar proveyendo sus servicios, requieren aumentos de la potencia contratada, pero la repotenciación de las redes de transporte y distribución no siempre es viable. Por ello, el autoconsumo fotovoltaico podría verse como la solución más sostenible en esos casos.

Potencia fotovoltaica en autoconsumo instalable en ENP por isla						
Municipio	Área total sobre cubierta	Área total para instalación PV	PV máxima instalable	PV instalable por criterio de cobertura	Inversión requerida	Ahorro
	m²	m²	MW	MW	M€	M€/año
Lanzarote	414.477	290.071	29	2,5	7	0,4
Fuerteventura	219.265	155.036	15	1,4	4	0,2
Gran Canaria	1.158.992	805.455	195	8,4	23	1,2
Tenerife	879.151	611.544	61	6,6	16	0,2
La Gomera	141.916	98.263	10	0,8	2	0,1
La Palma	93.876	65.723	6	0,5	2	0,1
El Hierro	22.783	15.843	1,6	1,0	2	0,0
Total	**2.930.460**	**2.041.935**	**318**	**21,2**	**56**	**2,2**

Tabla 117 Potencia fotovoltaica en autoconsumo instalable por isla

Las potencias fotovoltaicas en autoconsumo distribuidas por islas a lo largo de este documento, hacen referencia a la situación de total descarbonización. Se presenta a continuación una distribución tendencial de esta potencia total hasta el año 2040. No obstante, la distribución final se desarrollará en coherencia con lo que se defina en el modelo energético propuestos por el PTECan para el horizonte de planificación.

Distribución anual de potencia en autoconsumo								
Municipio	Lanzarote	Fuerteventura	Gran Canaria	Tenerife	La Gomera	La Palma	El Hierro	Canarias
	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	
2020	**2,67**	**1,79**	**4,96**	**2,69**	**0,06**	**0,56**	**0,08**	**12,81**
2021	3,6	2,7	10,0	8,5	0,1	0,9	0,2	26,1
2022	5,0	3,9	17,1	16,6	0,3	1,4	0,4	44,6
2023	6,7	5,5	26,1	27,0	0,4	2,0	0,6	68,4
2024	8,8	7,4	37,1	39,7	0,6	2,8	0,8	97,3
2025	11,3	9,7	50,2	54,6	0,9	3,7	1,2	131,5
2026	14,1	12,3	65,0	71,7	1,1	4,8	1,5	170,6
2027	17,4	15,4	82,2	91,4	1,4	6,0	1,9	215,6
2028	21,0	18,7	101,1	113,2	1,8	7,3	2,4	265,4
2029	25,0	22,4	122,1	137,3	2,1	8,8	2,9	320,5
2030	29,4	26,4	145,1	163,6	2,5	10,4	3,4	380,8
2031	34,1	30,8	170,0	192,3	3,0	12,1	4,0	446,3
2032	39,3	35,5	196,9	223,2	3,4	14,0	4,7	517,1
2033	44,8	40,6	225,9	256,5	4,0	16,0	5,3	593,0

2034	50,7	46,1	256,8	292,0	4,5	18,2	6,1	674,2
2035	57,0	51,8	289,7	329,8	5,1	20,5	6,9	760,6
2036	63,6	58,0	324,6	369,8	5,7	22,9	7,7	852,3
2037	70,6	64,5	361,4	412,2	6,3	25,5	8,6	949,1
2038	78,0	71,3	400,3	456,9	7,0	28,2	9,5	1.051,2
2039	85,8	78,5	441,2	503,8	7,7	31,1	10,5	1.158,5
2040	94,0	86,0	484,0	553,0	8,5	34,1	11,5	1.271,0

Tabla 118 Distribución anual de potencia en autoconsumo

3.4. SITUACIÓN DEL SECTOR DEL AUTOCONSUMO FOTOVOLTAICO

Una vez definido el potencial del autoconsumo fotovoltaico para Canarias y las necesidades en base a nuestras características específicas, en este apartado se hace un análisis en detalle de la situación del sector. Se evalúan aspectos regulatorios como el marco normativo actual, aspectos técnicos como los códigos de red y los requisitos para la puesta en marcha de plantas fotovoltaicas en Canarias, el autoconsumo comunitario como medio para asegurar un menor coste de instalación y aprovechamiento de las infraestructuras, o los trámites administrativos que deben ser desarrollados en Canarias para el despliegue de la tecnología. Se comienza este análisis con un estudio del marco normativo actual.

3.4.1. Real Decreto – Ley 15/2018

El Real Decreto – Ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores basa su estructura en cinco elementos relacionados con el paradigma de descarbonización y la generación distribuida, en concreto, la pobreza energética, la protección del consumidor eléctrico, el autoconsumo, el fomento de la generación con energías renovables y la sostenibilidad del sistema eléctrico. Para ello articula una serie de medidas que, partiendo de la legislación vigente y de los obstáculos detectados desde la publicación de la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico y el Real Decreto 900/2015, intenta definir la manera en la que se debe proceder para alcanzar los objetivos planteados a nivel comunitario en cuanto a sostenibilidad energética y climática.

En el campo del autoconsumo, como medida de incentivo se llevaron a cabo varias acciones de considerable importancia. Entre las más destacables están el reconocimiento del derecho a autoconsumir sin peajes o cargos, el autoconsumo compartido y la simplificación de los trámites administrativos necesarios para lograr la puesta en marcha de estas instalaciones.

Según el Real Decreto – Ley 15/2018 se entiende por autoconsumo a la demanda por parte de uno o varios consumidores de energía eléctrica proveniente de instalaciones de producción próximas a las demandas asociadas. Se distinguen dos modalidades:

- **Modalidad de suministro con autoconsumo sin excedentes**. Cuando se impide la inyección a red con dispositivos físicos instalados. En este caso el sujeto se clasificará como consumidor.

- **Modalidad de suministro con autoconsumo con excedentes**. En este caso se permite la inyección, existiendo dos tipos de sujetos, el consumidor y el productor.

Con fecha 5 de Abril de 2019 se aprueba por el Real Decreto 224/2019 el marco específico que regula la actividad de autoconsumo. Se definen en el siguiente apartado de este documento las principales claves de la norma. En cualquier caso, en este subapartado se presentan las principales características anticipadas por este Real Decreto en el ámbito del autoconsumo.

1. **Conexión**. Las instalaciones de producción deben estar conectadas en la red interior de los consumidores asociados, estén unidas a estos a través de líneas directas o estén conectadas a la red de baja tensión derivada del mismo centro de transformación.

2. **Instalaciones de producción no superiores a 100 kW**. Exentas de la obligación de inscripción en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica. No obstante, para el seguimiento de la actividad de autoconsumo, desde el punto de vista económico, se crea el registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica (acceso gratuito).

   Sí es requerida la comunicación de datos al registro administrativo de autoconsumo establecidos por las Comunidades Autónomas, los cuales serían posteriormente comunicados al Estado. Cuando no haya excedentes de energía, sólo se aplican las condiciones de carácter técnico establecidas en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

3. **Peajes y cargos**. Las instalaciones de origen renovable, cogeneración y residuos estarían exentas de cargos y peajes. Sí serían aplicables cargos por el uso de la red para trasmitir la energía a instalaciones anexas. Para los excedentes se aplican los peajes de generación como cualquier otro grupo del sistema.

4. **Infracciones**: En los casos en los que la infracción esté relacionada con el autoconsumo, la sanción máxima será la mayor de dos cuantías (10% de la factura anual por consumo de energía o el 10% de la facturación por venta).

5. **Permisos de acceso y conexión**. Están exentas de obtener permisos de acceso y conexión para generación las instalaciones de autoconsumo con potencia igual o inferior a 15 kW que se ubiquen en suelo urbanizable y cuenten con las dotaciones suficientes para la práctica del servicio.

En este Real Decreto también se determinó que aquellos consumidores que por sus características técnicas no puedan constituirse como consumidores directos, podrán adquirir la energía mediante la contratación bilateral con un productor.

3.4.2. Real Decreto 244/2019

En coherencia con el Real Decreto – Ley 15/2018, esta norma planteó una modificación profunda de la actividad de autoconsumo como medida para incentivar la generación distribuida en España. En este Real Decreto se diferencia entre instalación de generación e instalación de producción. En general, una instalación de generación es toda aquella instalación que produce energía. No obstante, adquiere la condición de producción cuando se inscribe en el registro

administrativo de producción o incluso no inscribiéndose (por tener una potencia inferior a 100 kW) si inyecta energía excedentaria en red.

En el marco normativo actual la modalidad de autoconsumo compartido puede realizarse bajo cuatro supuestos diferenciados:

- Instalación de generación/producción conectada a la red interior mediante línea directa.
- Instalación de generación/producción conectada en baja tensión desde un mismo centro de transformación.
- Instalación de generación/producción ubicada a una distancia inferior a 500 metros desde el consumo y conectado en baja tensión. Se toma a efectos de medida la ubicación del contador.
- Generación y consumos ubicados en la misma referencia catastral.

En el caso de instalaciones fotovoltaicas, **se considerará como potencia máxima la aportada por el inversor**. No se considerarán servicios auxiliares (y por tanto no requerirán contrato de suministro) las instalaciones con potencia inferior a 100 kW conectadas a red interior y donde el consumo auxiliar sea inferior al 1%.

En cuanto a la medida, parece claro que como mínimo se debe disponer de un contador por cada consumidor y un equipo de medida en la instalación de generación, calculándose los saldos horarios de energía autoconsumida o consumida (la segunda considera consumo de red) y energía excedentaria en función de dichas medidas.

Como ya ha sido adelantado en el apartado anterior, en el caso de autoconsumo “sin excedentes” se considera que sólo hay un sujeto, el consumidor, mientras que para el caso de “con excedentes” también existiría la figura del productor. Para la modalidad de “con excedentes” se distinguen varios subgrupos:

- **Modalidad con excedentes acogido a compensación**. Sólo aplicable si la fuente de generación primaria es renovable y con potencia inferior a 100 kW. Además no podrá tener asociado régimen retributivo específico y debe existir un contrato entre el consumidor y el productor para la compensación de excedentes.
- **Modalidad con excedentes no acogida a compensación**. Cuando no se cumplen los requisitos descritos anteriormente.

Además, se distingue entre la **modalidad de suministro individual o colectivo,** en función del número de consumidores existentes. Un cambio de modalidad debe ser respaldado por todos los consumidores de manera individual para la modalidad colectiva.

La citada norma derogó el Real Decreto 900/2015 y en particular, la clasificación de autoconsumidores existentes hasta ese momento (Tipo 1 y 2). En este sentido, se reasignó cada Tipo a la nueva clasificación, dependiendo de si disponían de sistemas de anti-vertido o si los sujetos consumidor/productor eran o no una misma persona.

Para acogerse a la modalidad de autoconsumo, en los casos de instalaciones sin vertido a red, el titular en el punto de suministro sería también el titular de la instalación de generación. Para casos de autoconsumo compartido la titularidad sería de todos los consumidores a los que se asocia la instalación de generación. Ellos serían los responsables del correcto funcionamiento de las instalaciones y del equipo de inyección cero, no siendo en ningún caso competencia de la distribuidora.

Por otra parte, en los casos con vertido a red la titularidad de las instalaciones de generación sería del productor, pero los consumidores también responderían solidariamente del correcto funcionamiento de las instalaciones. Si se incumplen los requisitos de acceso de dichas instalaciones de generación, se prohíbe la venta de energía tanto a mercado como a consumidores asociados.

Esta norma también establece que el **almacenamiento está permitido siempre que disponga de protecciones y el equipo de medida registre la generación neta de la planta incluyendo la energía almacenada**.

Otro aspecto de importancia regulado en el Real Decreto 244/2019 son los criterios relacionados con los permisos de acceso y conexión a red. En general, se determina que para las instalaciones de consumo, con independencia de la modalidad de autoconsumo (con y sin excedentes) siempre deberá tenerse permiso de acceso y conexión. No obstante, para las instalaciones de generación, el permiso sólo es obligatorio cuando se vierten excedentes y la potencia instalada es superior a 15 kW. Los consumidores deben comunicar a la distribuidora que pretenden acogerse a la modalidad de autoconsumo, debiendo ésta modificar el contrato de acceso de consumo en un plazo no superior a 10 días. Dicha modificación de contrato la pueden realizar directamente o a través de la comercializadora. Finalmente, en la modalidad de autoconsumo existe una permanencia mínima de 1 año, y debe tenerse presente que la empresa distribuidora no tendrá ninguna obligación legal relativa a la calidad del servicio por incidencias derivadas de fallos en las instalaciones de conexión compartidas entre productor y consumidor.

El Real Decreto 244/2019 también desarrolla un mecanismo para la compensación entre déficit y superávit mediante los excedentes energéticos. Este mecanismo se define como **compensación simplificada**, siendo un procedimiento por el cual la energía excedentaria total de la instalación de generación podría ser usada para compensar el déficit de sus consumos, estando esta modalidad excluida del sistema de ofertas en pool del mercado.

Se pueden acoger a la modalidad de compensación simplificada las instalaciones de autoconsumo en modalidad con excedentes (individual y colectivo) y los autoconsumos colectivos sin excedentes de potencia inferior a 100 kW. En este último caso, dado que no existe la figura del productor, no es requerido firmar un contrato de compensación de excedentes.

El procedimiento plantea que para cada periodo de facturación (mensual) se calcula la energía horaria consumida procedente de la red y la energía excedentaria, también en términos horarios. A la energía consumida le sería de aplicación los precios establecidos por la comercializadora, mientras que para la energía excedentaria se valoraría a precios de mercado. **En ningún caso el valor económico de la energía horaria excedentaria podrá ser superior a la**

energía consumida de red. Adicionalmente, de acogerse a esta metodología, el productor no podrá participar en otro mercado de venta de energía.

En la última sección de esta norma se señala que la Administración General del Estado (en colaboración con las comunidades autónomas), puede llevar a cabo inspecciones de las condiciones económicas de los suministros cuando lo consideren oportuno. Adicionalmente, cada año la Comisión Nacional de Mercados y la Competencia (CNMC) debe emitir un informe de seguimiento de la actividad de autoconsumo.

Por otra parte, cada año las distribuidoras deben remitir a la Dirección General de Política Energética y de Minas información del número, potencia y energía vertida (en su caso) de las instalaciones de autoconsumo que gestionan, en función de los niveles de tensión y la potencia instalada.

Se señala que el autoconsumo plantea en sí un acercamiento del consumidor a la generación, lo que a su vez motiva la aplicación activa de medidas de eficiencia energética en la edificación. Además, el menor consumo energético derivado de esta práctica supondría una mejora para la sostenibilidad del sistema, dado que reduciría la presión para llevar a cabo repotenciaciones de las redes de transporte y generación centralizada, aspectos que también han sido concluidos según los análisis realizados en el apartado 3.2 de este documento.

3.4.3. Condiciones técnicas de la instalación

Las condiciones técnicas para la puesta en marcha de instalaciones de autoconsumo se establecen en función de la potencia instalada. No obstante, deben resaltarse las disposiciones establecidas en el Real Decreto 244/2019 en relación con la medida y gestión de la energía, el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión en su disposición ITC-BT-40 y los procedimientos de operación de los Sistemas Eléctricos no peninsulares (este último fundamentalmente cuando la potencia instalada es superior a 500 kW).

En cuanto a **la medida y gestión de la energía, el Real Decreto 244/2019** establece que en general debe instalarse un equipo de medida bidireccional para todos los consumidores asociados. Adicionalmente, debería contarse con otro equipo de medida que registre la generación neta en los casos de autoconsumo con excedentes o cuando se realice autoconsumo colectivo. Estos contadores deben instalarse siempre lo más próximo posible al punto frontera.

El encargado de la lectura será el distribuidor, realizándose saldos netos horarios y estando dichos equipos integrados en el sistema de telegestión cuando proceda en función de su potencia. Como resultado, las lecturas se aportarían de manera disgregada por fuente de generación que atiende al consumo.

Por la energía excedentaria se recibiría el precio de mercado, a no ser que adicionalmente se cuente con régimen retributivo adicional. En todo caso, sí le sería de aplicación el peaje de acceso a la red de transporte y distribución para aquella energía que atiende la demanda y procede de la red eléctrica. Adicionalmente, por la energía vertida a red se aplican impuestos por actividades económicas.

En el artículo 17 del Real Decreto 244/2019 también se abordan los distintos procedimientos aplicables para la facturación ante distintas casuísticas en cuanto a la modalidad de autoconsumo, incluso recogiéndose aquellos casos en los que la generación no es de origen renovable. A priori, se consideran procedimientos lógicos, si bien el aspecto más destacable es el uso de medidas horarias para el cálculo de los saldos y los cargos aplicables.

Para autoconsumos compartidos, la individualización de la energía horaria neta generada se realizaría aplicando a la generación total un coeficiente de reparto de energía cuya suma (para todos los consumidores) sea igual a 1. Este coeficiente puede estar definido de manera libre siempre y cuando se presente a la empresa distribuidora un acuerdo firmado por todos los consumidores donde conste el valor por usuario. Como primera propuesta, se plantea el reparto en función de la potencia máxima contratada (potencia contratada de un usuario entre la suma de las potencias contratadas de todos los usuarios). Si la energía generada individualizada es inferior a la energía consumida por el usuario, se tomaría como valor de energía autoconsumida la generada para dicho usuario.

Finalmente, aquellos suministros de los consumidores acogidos a autoconsumo con puntos fronteras clasificados como tipo 4 o 5 y que no cuenten con telegestión, requerirán la lectura y facturación bimestral, no siendo aplicables los perfiles vigentes. Las medidas horarias de estos consumidores se realizarían con terminales portátiles de lectura (TPL).

Por su parte, en la **instrucción técnica ITC-BT-40 del REBT** (Instalaciones generadores de baja tensión) se señalan otros aspectos técnicos de considerable importancia, como los descritos a continuación:

- La ejecución de las instalaciones fotovoltaicas se debe realizar conforme a lo establecido en la norma UNE 20460-7-712 y siendo de aplicación las disposiciones generales establecidas en la ITC-BT-30 para la parte de las instalaciones ubicadas a la intemperie. También serían de aplicación las condiciones establecidas en el Código Técnico de la Edificación (DB-SI – Seguridad en caso de incendio).

- En función de la tipología de la instalación, se establecen distintos esquemas de conexión, debiéndose dimensionar los enlaces y protecciones según las bases técnicas estipuladas en la ITC-BT-12.

- Todas las instalaciones de autoconsumo interconectadas, con independencia de su potencia, dispondrán de un dispositivo que limite la inyección de corriente continua y generación de sobretensiones. Además, deberá impedirse el funcionamiento en isla para no afectar a la red a la que se conecta.

- Las instalaciones inscritas en la modalidad de autoconsumo sin excedentes, con independencia del nivel de tensión al que se conectan, deben disponer de un sistema que evite el vertido a red.

- La conexión de la planta fotovoltaica se realizará a través de un cuadro de mando y protección que incluya protecciones diferenciales tipo A. Si las instalaciones son accesibles a personas o están ubicadas en zonas residenciales, la protección diferencial será de 30 mA.

- En los casos de autoconsumo colectivo en edificios en régimen de propiedad horizontal, la instalación de producción no podrá conectarse directamente a la instalación interior de ninguno de los consumidores asociados a la instalación de autoconsumo colectivo.

- En la modalidad de autoconsumo con excedentes y para aquellos casos de autoconsumo sin excedentes con potencia superior a 800 VA, los generadores se conectarán a través de un circuito independiente donde exista un cuadro de mando y protección que incluya las protecciones anteriormente mencionadas.

- Las instalaciones tendrán una corriente de fuga a tierra igual o inferior a 10 mA.

- Las posibles transiciones entre aislado y conectado a red deben realizarse tanto de manera manual o automática, usándose para ello enclavamiento mecánico o eléctrico.

- Esta instrucción técnica también establece las condiciones relativas a la red de tierras.

En cuanto al dispositivo de anti-vertido, se presentan en el Anexo I de esa misma instrucción técnica las principales tecnologías que podrían ser usadas. En general, se distinguen dos tipos:

1. **Elementos de corte o de limitación de corriente**. Debe disponer de sistemas de medida de la potencia, los cuales se situarían aguas arriba de las instalaciones generadoras o de la carga.

2. **Regulación del intercambio de potencia actuando sobre el sistema de generación-consumo**. Este sistema trata de ajustar el balance mediante control de cargas, generación y almacenamiento.

En todo caso, el saldo de la instalación debe mantenerse como consumidor, debiéndose corregir situaciones donde la generación sea mayor que el consumo en un tiempo nunca superior a 2 segundos, ya sea mediante la actuación sobre la carga, generación, almacenamiento o por otros medios.

Para asegurarse la conformidad del equipo deben satisfacerse cinco ensayos, que son la tolerancia en régimen permanente, la respuesta ante desconexiones de carga, la respuesta ante incremento de potencia de generación, las actuaciones en casos de pérdida de comunicación y la determinación del número máximo de generadores. En el Anexo I de la ITC-BT-40 se exponen los protocolos de actuación para cada uno de los ensayos. En general, la evaluación de la conformidad se realizará mediante documentación acreditativa tanto para el caso en el que el sistema de vertido de energía a red se encuentre integrado en el propio generador como para la opción en la que sea externo a éste.

En cuanto a los **procedimientos de operación de los sistemas eléctricos no peninsulares**, esta norma, en coherencia con el Real Decreto 413/2014, establece que sólo para instalaciones de

autoconsumo con potencias superiores a 1 MW o agregaciones vinculadas al mismo suministro que superen esa potencia, es necesario el envío de telemedidas al operador del Sistema Eléctrico, pudiéndose establecer políticas de corte en cumplimiento de los límites de tensión y frecuencia establecidos en el Procedimiento de Operación 12.2 sobre calidad del suministro y cogestión de red.

Además, en el Procedimiento de Operación 9 se establece que para potencias comprendidas entre 50 kW y 500 kW debe proporcionarse información al operador del sistema de toda planta fotovoltaica instalada en el sistema eléctrico. Los datos requeridos son el nombre de la central, número catastral de la finca en la que se encuentra, empresa propietaria, datos del responsable de la instalación, porcentaje de participación (en caso de ser varios responsables), número de identificación en el RAIPEE, fecha de puesta en servicio y previsión de baja, así como la compañía distribuidora a la que se conecta.

3.4.4. Códigos de red

Con fecha 18 de Julio de 2019 se publica la Norma Técnica de Supervisión de la conformidad de los módulos de generación de electricidad sobre el Reglamento UE 2016/631. Esta norma determina las principales condiciones que deben cumplir los "Módulos Generadores de Electricidad (MGE)", entre ellos las plantas fotovoltaicas, en relación con códigos de red, clasificándose el conjunto de medidas en categorías dependientes de la potencia instalada y el nivel de tensión al que se conectan a la red eléctrica de transporte o distribución. En el caso de la fotovoltaica, la mayor parte de las instalaciones de autoconsumo se podrían clasificar en las siguientes categorías:

- **Tipo A**: MGE cuya conexión es inferior a 110 kV y cuya capacidad máxima es igual o superior a 0,8 kW e igual o inferior a 100 kW.
- **Tipo B**: MGE cuyo punto de conexión es inferior a 110 kV y cuya capacidad máxima es superior a 100 kW e igual o inferior a 5 MW.

En general, es obligatorio que los inversores usados en las plantas fotovoltaicas se encuentren certificados en base a este protocolo. En cualquier caso, el operador del sistema y el operador de la red de distribución pueden exigir, antes de la puesta en marcha o durante la vida útil de la instalación, el desarrollo de ensayos o simulaciones adicionales con el objetivo de verificar el cumplimiento de los requisitos técnicos establecidos en esta norma.

Hasta la entrada en vigor del Reglamento UE 2016/631 y su transposición a través de la norma técnica publicada el 18 de julio de 2019, los códigos de red aplicables en Canarias únicamente respondían a los valores establecidos en el Procedimiento de Operación 12.2 de los Sistemas Eléctricos No Peninsulares y las determinaciones definidas en el Real Decreto 413/2014. A partir de su publicación, adicionalmente, debe tenerse en cuenta las disposiciones definidas en esta Norma Técnica de Supervisión, optándose siempre por la alternativa más restrictiva.

Se mencionan a continuación los requisitos generales para instalaciones de Tipo A y B.

3.4.4.1. Requisitos generales para instalaciones Tipo A

Los requisitos generales aplicables a instalaciones de autoconsumo fotovoltaico de potencia inferior a 100 kW pueden resumirse en los siguientes siete puntos:

1. **Estabilidad de la frecuencia**:

   a. Las plantas fotovoltaicas deberán ser capaces de permanecer conectadas a la red y funcionar dentro de los rangos de frecuencia y los períodos de tiempo especificados en la siguiente tabla.

Frecuencia y periodos de tiempo mínimos del Reglamento UE 2016/631		
Frecuencia mínima	**Frecuencia máxima**	**Periodo de tiempo**
Hz	**Hz**	**min**
47,5	48,5	A especificar por cada GRT, pero no inferior a 30 minutos
48,5	49,0	A especificar por cada GRT, pero no inferior al periodo anterior
49,0	51,0	Ilimitado
51,0	51,5	30 minutos

Tabla 119 Frecuencia y periodos de tiempo mínimos del Reglamento UE 2016/631

Según el P.O 12.2 los requisitos exigidos para Canarias son los siguientes:

Frecuencia y periodos de tiempo mínimos del P.O 12.2		
Frecuencia mínima	**Frecuencia máxima**	**Periodo de tiempo**
Hz	**Hz**	**min**
47,0	47,5	3 segundos
47,5	48,0	1 hora
48,0	51,0	Ilimitado
51,0	52,0	1 hora

Tabla 120 Frecuencia y periodos de tiempo mínimos del P.O 12.2

Por todo ello, se comprueba que la alternativa más restrictiva sería la establecida en el P.O 12.2 de los sistemas eléctricos no peninsulares y, por tanto, sería esta norma la que define los tiempos mínimos de funcionamiento por rangos de frecuencia.

   b. Por otra parte, el operador del sistema y el propietario de la instalación de generación de electricidad, podrán acordar rangos de frecuencia más amplios, tiempos mínimos de funcionamiento superiores o requisitos específicos para variaciones combinadas de frecuencia y tensión, con objeto de garantizar un uso óptimo de las capacidades técnicas de un módulo de generación de electricidad, si fuese necesario para mantener o restaurar la seguridad del sistema.

2. **Modo regulación potencia-frecuencia limitado-sobrefrecuencia (MRPFL-O):**

   a. El sistema deberá ser capaz de activar el suministro de reservas de regulación potencia-frecuencia de acuerdo con la siguiente ilustración.

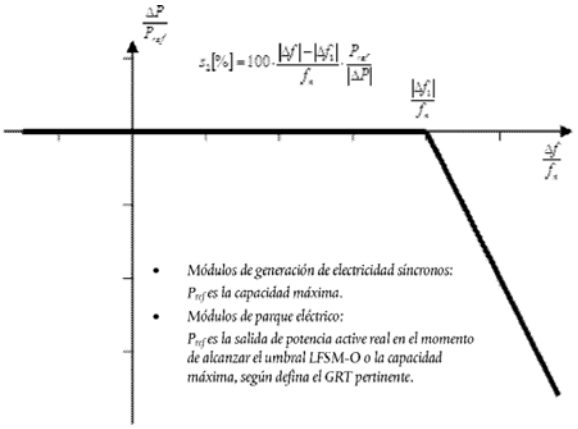

Figura 53 Capacidad de respuesta de la potencia activa ante variaciones de frecuencia de los módulos de generación de electricidad en MRPFL

b. En vez de la capacidad contemplada en el anterior punto, el operador del sistema podría optar por permitir dentro de su zona de control la desconexión y reconexión automática de las plantas fotovoltaicas de tipo A usando frecuencias aleatorias, distribuidas idealmente de manera uniforme, por encima de un umbral de frecuencia, siempre que se cumplan con las condiciones de seguridad en la operación en todos los estados del sistema.

c. El rango de frecuencias deberá estar entre 50,2 y 50,5 Hz, ambas incluidas.

d. El ajuste del estatismo deberá estar entre el 2 y el 12 %.

e. El sistema fotovoltaico deberá ser capaz de activar la respuesta de la potencia en función de la frecuencia con el menor retraso inicial posible. Si ese retraso es superior a dos segundos, el propietario de la instalación de generación de electricidad deberá justificar el retraso proporcionando pruebas técnicas al operador del sistema.

f. El sistema fotovoltaico también debería ser capaz de funcionar de manera estable durante el funcionamiento en MRPFL-O. Si el MRPFL-O está activo, el valor de consigna del MRPFL-O prevalecerá sobre el resto de valores de consigna de potencia activa.

3. Las plantas fotovoltaicas deberán ser capaces de **mantener un valor de consigna constante en la salida de potencia activa independientemente de las variaciones de frecuencia**, excepto si la salida sigue las variaciones especificadas en la propia la propia norma.

4. El operador del sistema deberá especificar la **reducción de la potencia activa admisible** desde su valor máximo respecto a la variación negativa de la frecuencia en su zona de control en forma de velocidad de bajada dentro de los límites, como muestras las líneas más gruesas de la siguiente ilustración.

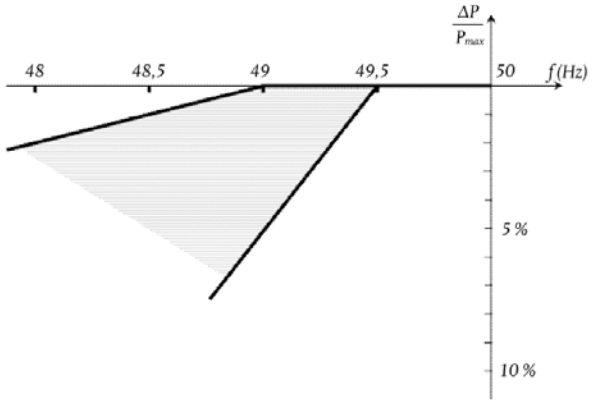

Figura 54 Reducción de capacidad de potencia máxima con caída de la frecuencia

5. La reducción de potencia activa admisible desde su valor máximo deberá especificar claramente las condiciones ambientales aplicables y tener en cuenta las capacidades técnicas de los módulos de generación de electricidad.

6. Las plantas fotovoltaicas deberán estar equipadas con una interfaz lógica para detener la salida de potencia activa en un plazo de cinco segundos desde la recepción de una instrucción en el puerto de entrada. El gestor de red pertinente tendrá derecho a definir los requisitos de los equipos para poder operar esta instalación a distancia.

7. Finalmente, el operador del sistema especifica en los P.O las condiciones en que las plantas fotovoltaicas, como cualquier otro generador, tienen que ser capaces de conectarse automáticamente a la red. Estas condiciones se traducen en rangos de frecuencia dentro de los cuales la conexión automática, el tiempo de retraso y el gradiente máximo de aumento de la salida de potencia activa son admisibles.

3.4.4.2. Requisitos generales para instalaciones Tipo B

Por otra parte, como se argumentó al inicio de este apartado, para potencias superiores a 100 kW y hasta 5 MW serían de obligado cumplimiento las siguientes disposiciones:

1. En general, deberán cumplirse con todas las condiciones establecidas para instalaciones Tipo A con excepción del punto 1.b del apartado anterior.

2. Además, los sistemas de autoconsumo fotovoltaico de Tipo B deberán cumplir los siguientes requisitos en relación con la estabilidad de la frecuencia:

   a. Para controlar la salida de potencia activa, el sistema deberá estar equipado con una interfaz para poder reducir la salida de potencia activa tras recibir una instrucción en el puerto de entrada.

   b. El operador del sistema tiene derecho a especificar los requisitos de equipos adicionales para permitir la operación de salida de potencia activa en remoto.

3. También deben cumplirse con los siguientes requisitos de robustez frente a huecos de tensión:

a. El operador del sistema establece los criterios de huecos de tensión en el procedimiento de operación 12.2 de los sistemas eléctricos no peninsulares. Este perfil describe el comportamiento del sistema tras una falta, debiendo permanecer conectado a la red durante un tiempo determinado y con los siguientes niveles de tensión mínimos.

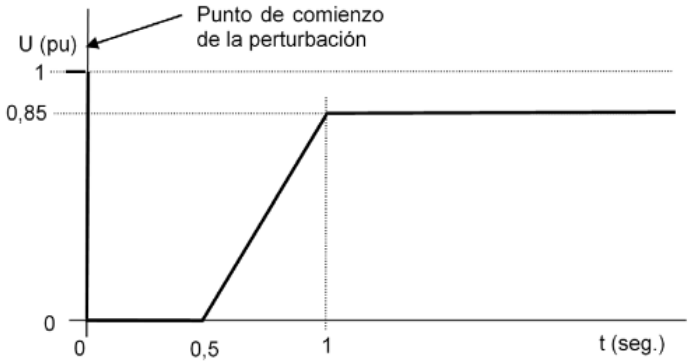

Figura 55 Hueco de tensión en sistemas eléctricos insulares

El perfil de tensión en función del tiempo describe el límite inferior de la trayectoria real de las tensiones entre fases referidas al nivel de tensión de la red en el punto de conexión durante una falta equilibrada, en función del tiempo antes, durante y después de la falta.

Además, a petición de un propietario de una instalación, el operador del sistema debe proporcionar las condiciones previas y posteriores a las faltas a tener en cuenta para analizar la capacidad de soporte de huecos de tensión en el punto de conexión.

b. La protección de subtensión (ya se trate de la capacidad para soportar huecos de tensión o de la tensión mínima especificada referida a la tensión en el punto de conexión) debe además ser ajustada por el propietario de la instalación de acuerdo con la máxima capacidad técnica posible del módulo de generación de electricidad, a menos que el operador del sistema requiera unos ajustes más limitados.

4. Finalmente, dicho reglamento también exige algunas condiciones relacionadas con la gestión del sistema. Estas son:

a. Los esquemas y ajustes de los diferentes dispositivos de las plantas fotovoltaicas necesarios para asegurar la estabilidad de la red de transporte y distribución y para emprender medidas de emergencia, se tienen que coordinar y acordar entre el operador del sistema y el gestor de red de distribución.

Por otra parte, el sistema de protección eléctrica de la planta fotovoltaica siempre prevalece sobre los controles operativos, teniendo en cuenta la seguridad del sistema y la salud y seguridad del personal y el público, así como la atenuación de los posibles daños sobre las plantas fotovoltaicas.

Los cambios en los esquemas de protección y la red y en los ajustes correspondientes de la planta fotovoltaica deberán ser acordados entre el gestor de red y el propietario de la instalación antes de realizar su cambio definitivo.

b. Además, la norma establece que el propietario de la planta fotovoltaica deberá organizar sus dispositivos de protección y control de acuerdo con la siguiente clasificación de prioridad (de la más alta a la más baja): i) protección de la red y del módulo de generación de electricidad; ii) emulación de inercia, si procede; iii) control de frecuencia (ajuste de potencia activa); iv) restricción de potencia; v) restricción de gradiente de potencia.

c. Como se ha mencionado en el anterior apartado, las condiciones relacionadas con el intercambio de información se encuentran establecidas en el procedimiento de operación 9 de los sistemas eléctricos no peninsulares, siendo aplicables para plantas fotovoltaicas de potencia superior a 1 MW.

3.4.4.3. Códigos de red en sistemas eléctricos insulares

En el caso de Canarias, las plantas fotovoltaicas se conectarían a redes eléctricas no interconectadas y de pequeño tamaño, lo cual supone un reto para la gestión de este tipo de instalaciones, ya que la intermitencia del recurso puede provocar variaciones del equilibrio entre generación y consumo que podrían provocar la pérdida de estabilidad de los sistemas eléctricos. Esta menor robustez de los sistemas eléctricos insulares ha motivado la aplicación de límites técnicos más rigurosos de los que se aplican para el resto de España o el sistema Europeo Continental. Esa es la principal razón por la que las disposiciones establecidas en el Reglamento UE 2016/631 y su transposición mediante la Norma Técnica de Seguridad proponen límites menos estrictos de los que serían aplicables según el P.O 12.2 para el caso particular de los sistemas eléctricos no peninsulares.

A modo de comparación de los parámetros establecidos en los códigos de red de otros sistemas insulares de la Unión Europea, se presentan en la siguiente ilustración una comparativa de niveles de tensión, frecuencia, control de potencia activa, capacidad de control Potencia – Frecuencia, capacidad de control de reactiva en condición de perturbación, energías reactiva en régimen estacionario y caída de tensión. Estos datos son extraídos del estudio desarrollado en el artículo “Grid code reinforcements for deeper Renewable generation in insular Energy systems” publicado en el magazine Renewable and Sustainable Energy Reviews por E.M.G Rodrigues et al.

	Azores Islands		*Canary Islands*		*Crete Island*		*Pantelleria Island*		*French Islands*		*Denmark*	
VARIABLE PRODUCTION PLANT REQUIREMENTS												
Voltage												
Nominal (tolerance range)	6kV, 6.9kV, 10kV, 15kV, 30kV, 60kV (±10%)		220 kV (0.93 – 1.11 pu) 132 kV (0.93 – 1.1 pu) 66 kV (0.91 – 1.09 pu)		6.6kV,15kV and 20kV (±10%)		10.5 kV (0.85-1.10 pu)		63kV and 90kV (±10%)		400kV (0.90-1.05 pu) 150kV (0.97-1.13 pu) 132kV(0.95-1.1 pu)	
Limited time period									57kV-70kV [20min] 55kV-72kV[5min] 81kV-98kV[20min] 79kV-99kV[5min]		400kV (0.80-1.10 pu) 132kV(0.90-1.18 pu) 150kV (0.90-1.20 pu) (1 hour)	
Frequency												
Nominal Temporary range	50Hz±1.5% 50Hz±2%(95% of time)		49.85Hz-50.15Hz 49.85Hz-50.25Hz[5min] 47.5Hz-51Hz [5min]		42.5 Hz-57.5 Hz 49 Hz-51 Hz (95% of time)		47.5 Hz - 51.5 Hz		48Hz-52Hz 47Hz-48Hz[3min] 46Hz-47Hz[1m] 44Hz-46Hz[0.4sec] 52Hz-53Hz[5sec]		49.5Hz-50.2Hz 50.2Hz-52Hz [15min] 49Hz-49.5Hz [5min] 48Hz-49Hz [30min] 47.5Hz-48Hz [3min] 47Hz-47.5Hz [20 sec]	
Active Power Control												
Max output	Not specified		Not specified		Not specified		Not specified		Full curtailment if combined wind farms production surpass 30% of instant consumption (upon agreement)		Defined by the TSO	
Output range	Not specified		Not specified		Not specified		Not specified				40% - 100%Pn (3) 20% - 100%Pn (4)	
Ramp rate	Not specified		Not specified		Short discon. <2 sec with a rate of 10% and 20% of the nom. power		Not specified				From 10% to 100% of rated power per minute	
Delta control (reserve)	Not specified		Not specified		Not specified		Not specified				Specified by TSO(1)	
Power Frequency Capability												
	Not specified		Not specified		Not specified		Not specified		Not specified		Programmable P-f curve	
Reactive Power Capability to Grid Fault Condition												
	Vmin (U/Un)	Ireact (Ir/It)	Vmin (U/Un)	Ireact (Ir/It)	Vmin (U/Un)	Ireact (Ir/It)	Vmin (U/Un)	Ireact (Ir/t)	Vmin (U/Un)	Ireact (Ir/t)	Vmin (U/Un)(2)	Ireact (Ir/It)(2)
During a voltage dip	Not specified		≤0.5 0.5-0.85	0.85 Negative gradient	Not specified		Not specified		Not specified		≤0.5 0.5-0.9	1 Negative gradient
After recovering	Not specified		≥0.85	Variable	Not specified		Not specified		Not specified		≥0.90	Variable
Steady State Reactive Power Capability												
Power factor P-Q diagram V-Q diagram	Not specified		0.95 ind to 0.95 cap (± 0.05 pu)		1-0.85 inductive $P_{Wind\ Farm} > 2MW$:		0.2Pn<P<Pn 1-0.8 inductive		U-Q diagram		0.2Pn<P<Pn (4) 0.975 ind to 0.975 cap P-Q / V-Q charts	
Low Voltage Fault Ride-Through Capability												
	Vmin (U/Un)	Time (s)	Vmin (U/Un)	Time (s)	Vmin (U/Un)	Time (s)	Vmin (U/Un)	Time (s)	Vmin (U/Un)	Time (s)	Vmin (U/Un)(2)	Time max(s)(2)
During fault	0.2	0.5	0	0.5	0.15	0.15	Not specified		0.05	0.15	0.2	0.5
Fault clearance	≤0.8	2	≤0.8	1	≤0.9	1.5			≤0.9	1.5	0.9	1.5

Figura 56 Comparativa de códigos de red en sistemas eléctricos insulares de Europa

En esta comparativa, también puede tenerse en cuenta los valores publicados en el informe IRENA sobre códigos de red "Scaling up Variable Renewable Power: The Role of Grid Codes", publicados durante el año 2016 tras la aprobación del Reglamento UE 2016/631. En este estudio se incluyen otros sistemas tales como Malta, Nueva Zelanda, Madeira, Irlanda o Gran Bretaña, si bien sólo se analizan las condiciones de frecuencia y tensión.

Grid code	Frequency in normal conditions (Hz)	Frequency in abnormal conditions (Hz)
Great Britain	49.5 - 50.5	47.0 - 52.0
Ireland	49.8 - 50.2	47.0 - 52.0
Madeira	49.5 - 50.5	-
Malta	49.5 - 50.5 during 99.5% of a year	49.5 - 50.5 during 99.5% of a year
Greece	49.0 - 51.0 during 95 % of a week	42.5 - 57.5 during 100 % of a week
Canary Islands	49.85- 50.15 for t < 5 min: 49.75 - 50.25	
New Zealand	49.5 - 50.5	47.0 - 52.0

Figura 57 Frecuencias de la red de transporte en condiciones normales o anormales

Grid code	Voltage normal conditions in pu	Voltage under-fault conditions in pu
Great Britain	400 kV: 0.95 - 1.05 400 kV: min. and max. voltage: +/- 10 %, but between +5% and +10 % t < 15min 275, 132 kV: 0.9 - 1.1	-
Ireland	400 kV: 0.93 - 1.03 220, 110 kV: 0.95 - 1.09	400 kV: 0.89 - 1.05 220 kV: 0.91 - 1.11 110 kV: 0.9 - 1.12
Iceland	220, 132, 66, 33 kV: 0.91 - 1.05	-
Madeira	60, 30, 6.6 kV: 0.9 - 1.1	60, 30, 6.6 kV: t ≤ 20 min for 1.2, t ≤ 10 min for 1.3
Malta	132 kV: 0.94 - 1.06 33 kV: 0.9 - 1.05 11 kV: 0.95 - 1.05 400 V: 0.9 - 1.1	-
Greece	150, 66 kV: 0.95 - 1.08 20 kV: 0.9 - 1.1	-
Canary Islands	220 kV: 0.95 - 1.11 132 kV: 0.95 - 1.10 66 kV: 0.94 - 1.09	<table><tr><td></td><td>N-1</td><td>N-2</td></tr><tr><td>220 kV</td><td>0.93 - 1.11</td><td>0.9 - 1.11</td></tr><tr><td>132 kV</td><td>0.93 - 1.1</td><td>0.9 - 1.1</td></tr><tr><td>66 kV</td><td>0.91 - 1.09</td><td>0.85 - 1.09</td></tr></table>
New Zealand	220, 110 kV: 0.9 – 1.1 66, 50 kV: 0.95 – 1.05	-
Tasmania	220, 132, 110 kV: 0.9- 1.1	220, 132, 110 kV: 0 - 1.3

Figura 58 Tensiones de la red de transporte en condiciones normales o anormales

Los límites establecidos en los códigos de red para Canarias estarían al nivel de los planteados para Dinamarca o las islas francesas en cuanto a claridad de los objetivos establecidos. En general, en Canarias se establecen límites más rigurosos que en otros sistemas eléctricos insulares, ya que no se cuenta con ningún tipo de conexión eléctrica a sistemas eléctricos continentales. Por consiguiente, los inversores eléctricos y otras infraestructuras asociadas deben ser ajustados a las condiciones de operación exigidas en las islas. Normalmente, esto no suele ser un problema, ya que los principales fabricantes incluyen la programación de los inversores en los algoritmos de gestión que controlan la operación de estos sistemas, optándose por un código de red u otro en función del país europeo y la región en la que se encuentre dicha instalación.

3.4.5. Autoconsumo comunitario

En los estudios desarrollados en esta estrategia se ha tenido en cuenta el autoconsumo comunitario como medio de incentivo de la instalación fotovoltaica para proveer la mayor cantidad de energía renovable distribuida posible a todos los sectores de la economía de Canarias.

En las simulaciones desarrolladas, la demanda de cada edificio ha sido contabilizada para todas las plantas que forman dicho edificio y tipo de uso, usando para ello la información que provee catastro en su catálogo INSPIRE. Por su parte, la instalación fotovoltaica se dimensiona únicamente teniendo en cuenta la superficie de cubierta apta para la instalación de este tipo de

sistemas. Por todo ello, en zonas más densamente pobladas como las ciudades de las islas, el tipo de construcción existente hace necesario que se opte por soluciones de autoconsumo compartido. Con el procedimiento desarrollado, dicha solución se ha tenido en cuenta para usuarios que comparten un mismo edificio, pero podría ser de interés a efectos de mejorar la eficiencia energética de estas instalaciones que dicho autoconsumo comunitario se fomente entre edificios anexos.

El marco normativo actual, tras la aprobación del Real Decreto 244/2019, ya habilita dicha solución técnica. Así pues, se considera como autoconsumo comunitario a aquella instalación que abastece a más de un usuario identificados con distintos números CUPS (Código Unificado de Punto de Suministro) y donde adicionalmente se cumple con alguna de las siguientes condiciones:

- Generación y consumos ubicados en la **misma referencia catastral**.
- Instalación de generación/producción conectada en baja tensión desde un **mismo centro de transformación**.
- Instalación de generación/producción conectada a la **red interior mediante línea directa**.
- Instalación de generación/producción **ubicada a una distancia inferior a 500 metros desde el consumo y conectado en baja tensión**. Se toma a efectos de medida la ubicación del contador.

Este tipo de sistemas permiten repartir y gestionar el consumo, así como fomentar el ahorro en un modelo en el cual se comparten costes y amortización de sistemas fotovoltaicos, lo que ayudaría a mejorar la rentabilidad de los proyectos.

Los consumidores deben comunicar a la distribuidora que pretenden acogerse a la modalidad de autoconsumo, debiendo ésta modificar el contrato de acceso de consumo en un plazo no superior a 10 días. En esa comunicación deberán definir el coeficiente de reparto entre usuarios de una misma instalación. Ese coeficiente de reparto puede ser pactado libremente entre usuarios, debiéndose presentar un acuerdo firmado entre partes.

3.4.6. Tramitación administrativa

Con fecha 08/08/2019 el IDAE publica una guía profesional de tramitación de instalaciones de autoconsumo. Esta guía describe los pasos necesarios para la tramitación de este tipo de instalaciones en sus diferentes tipologías tanto para autoconsumos individuales como colectivo. A modo de resumen, se presentan en las siguientes tablas los trámites que deben ser desarrollados según el tipo de instalación:

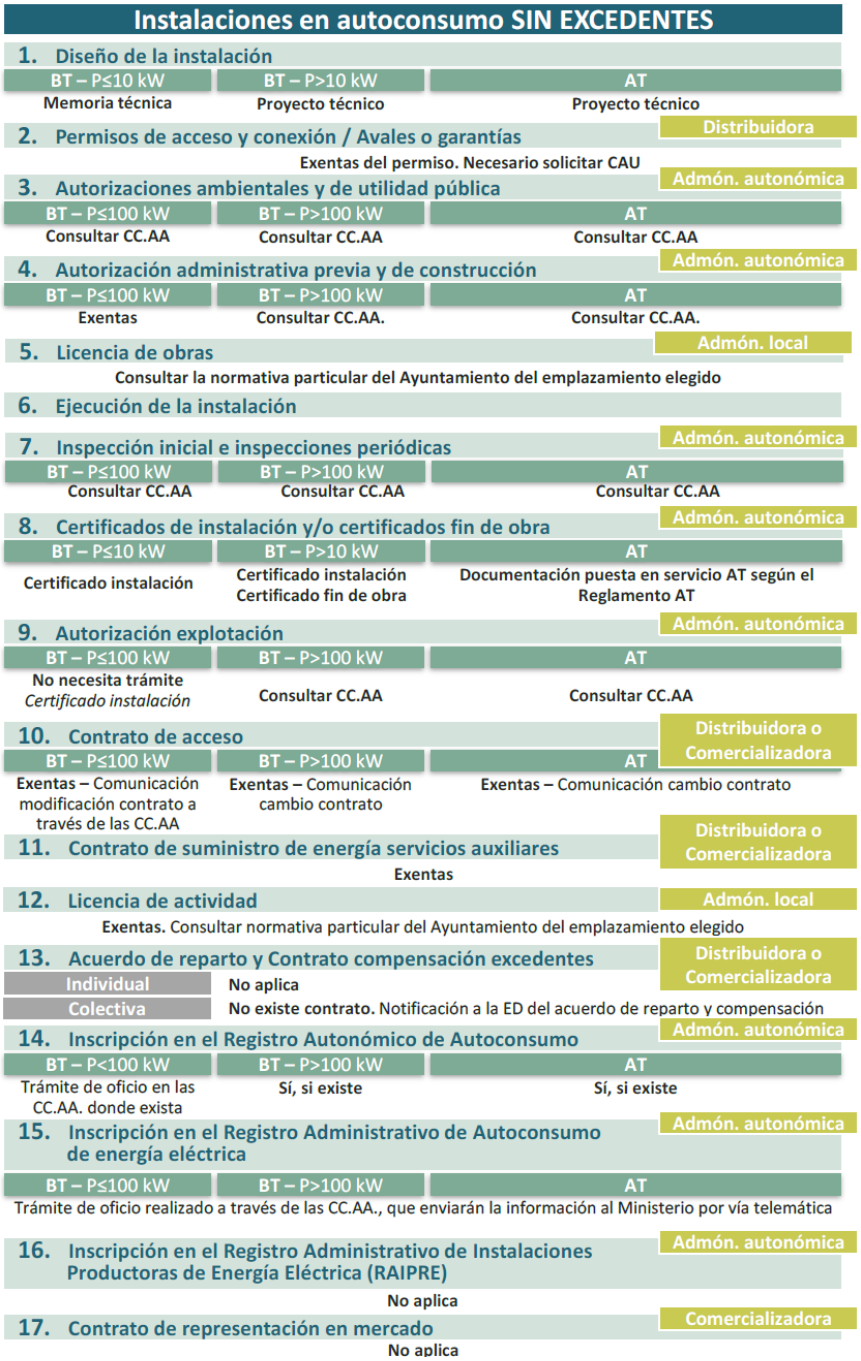

Figura 59 Tramitación administrativa de instalaciones de autoconsumo sin excedentes

Figura 60 Tramitación administrativa de instalaciones de autoconsumo con excedentes

Como se concluye del análisis de las ilustraciones anteriormente expuestas, una gran parte de los trámites administrativos deben ser desarrollados en la Comunidad Autónoma y el Municipio.

En las instalaciones sin excedentes, los trámites se limitan a la presentación de una memoria técnica o proyecto (en función de si se supera o no el límite de los 10 kW), una autorización ambiental y de utilidad pública (tramitado a nivel de Comunidad Autónoma), autorización administrativa para la construcción de la planta fotovoltaica (normalmente para potencias superiores a 10 kW) y la licencia de obras expedida por el ayuntamiento. Tras la instalación, debe disponerse de un certificado de la instalación emitido por la empresa o profesional instalador, el cual servirá para la autorización de puesta en marcha de la misma. Finalmente, debe tramitarse el acuerdo entre propietarios con el que se modifica el contrato de suministro indicándose los coeficientes de reparto con los que se procede a la facturación y se obtiene la licencia de actividad con la que dicha instalación puede comenzar a funcionar.

En el caso de instalaciones con excedentes, el procedimiento es semejante. No obstante, se exigen condiciones adicionales en relación con el acceso y conexión de red. Además, dependiendo de la potencia, es necesaria la inscripción de dicha instalación en el Registro Administrativo de Instalaciones Productoras de Energía Eléctrica (RAIPEE). Este último trámite también se realiza a nivel de la Comunidad Autónoma. En los casos de instalaciones con excedentes no acogidas a compensación, además se deberá contratar a un representante de mercado que se encargaría de la gestión asociada a la facturación de la energía excedentaria.

Los trámites que deben ser desarrollados en la Comunidad Autónoma se sintetizan en los siguientes puntos:

Autorización ambiental y de utilidad pública:

En la Comunidad Autónoma de Canarias, los trámites relativos a la evaluación ambiental se definen en la Ley 4/2017 de 13 de julio del Suelo y de los Espacios Naturales Protegidos de Canarias.

En general se distinguen entre los proyectos que deben estar sometidos a evaluación ambiental ordinaria, proyectos sometidos a evaluación ambiental simplificada o proyectos a los que no les sería de aplicación ninguna de estas condiciones. De acuerdo con lo establecido en esa norma, para instalaciones fotovoltaicas sólo se requiere el trámite de autorización ambiental si dichas instalaciones se ubican en tierra y ocupan una superficie superior a 10 hectáreas o, simplemente afectan a espacios integrados en la Red Natura 2000. En el primero supuesto se requiere evaluación ambiental simplificada. Por su parte, si la instalación se ubica en un espacio de la Red Natura 2000, debe consultarse al órgano ambiental del Gobierno de Canarias si es necesario someter al proyecto a evaluación ambiental ordinaria.

Por todo ello, teniendo en cuenta que las instalaciones de autoconsumo generalmente se sitúan sobre cubierta, comúnmente no requieren el desarrollo de este tipo de trámites en Canarias. En este estudio sí se ha planteado la posibilidad de instalar este tipo de sistemas en Espacios Naturales Protegidos, teniendo en cuenta criterios de sostenibilidad e integración en edificios, por lo que puede ser que en ciertos casos sí sea obligatorio el desarrollo de una evaluación

ambiental ordinaria, ya no tanto por implicaciones relacionadas con los módulos fotovoltaicos instalados sobre cubierta, sino más bien por infraestructuras auxiliares necesarias para su instalación.

En cuanto al trámite de declaración de utilidad pública, debe seguirse, en su caso, lo dispuesto en el artículo 143 y siguientes del Real Decreto 1955/2000, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica y en el Decreto 141/2009, de 10 de noviembre, por el que se aprueba el Reglamento por el que se regulan los procedimientos administrativos relativos a la ejecución y puesta en servicio de las instalaciones eléctricas en Canarias.

Esta solicitud debe dirigirse a la Dirección General de Energía presentándose un documento técnico donde Figura la memoria justificativa, características técnicas de la instalación, planos de situación, perfil y planta de la instalación, así como las administraciones Estatales, de la Comunidad Autónoma y Municipio afectada por este trámite.

Inspección inicial e inspecciones periódicas:

La inspección técnica inicial o periódica de este tipo de instalaciones, viene marcada por el Decreto 141/2009, de 10 de noviembre, por el que se aprueba el Reglamento que regula los procedimientos administrativos relativos a la ejecución y puesta en servicio de las instalaciones eléctricas en Canarias.

El procedimiento es distinto en función de si la instalación tiene una potencia menor o mayor de 100 kW. En general, la inspección inicial es obligatoria en los casos en los que la potencia instalada en la planta fotovoltaica es superior a 100 kW, requiriéndose además un contrato de mantenimiento y efectuándose revisiones periódicas cada 5 años.

Por el contrario, para instalaciones fotovoltaicas con potencia instalada inferior a 100 kW, sólo se requiere inspección inicial y cada 5 años si dicha obra se lleva a cabo en lugares mojados de potencia superior a 25 kW. En este caso, no es obligatorio disponer de un contrato de mantenimiento según el Decreto 141/2009.

Autorización de explotación:

El Decreto 141/2009 también establece las condiciones relacionadas con la autorización de explotación de plantas fotovoltaicas en las Islas Canarias, estableciéndose el mismo criterio de potencia a la hora de establecer el procedimiento aplicable a cada tipo de instalación.

Para potencias inferiores a 100 kW, el promotor de la planta fotovoltaica debe realizar una comunicación previa a la puesta en marcha de dicha instalación. Debe rellenarse una instancia y acompañarse la solicitud con el documento técnico presentado al inicio del proceso donde conste las características fundamentales de la instalación, firma del técnico que elaboró el proyecto y visado de conformidad y calidad del proyecto. Además, debe entregarse el Certificado de Dirección y Finalización de Obra.

En el caso de instalaciones de autoconsumo con potencia instalada superior a los 100 kW, además de los documentos anteriores, la solicitud debe acompañarse con el certificado de instalación (emitido por el instalador), certificaciones e informes exigidos de carácter ambiental (si fueran de aplicación según lo comentado anteriormente en este documento), manual de instrucciones y copia del contrato de mantenimiento firmado por el titular de la instalación y la empresa instaladora habilitada (en su defecto, debe entregarse un certificado de auto-mantenimiento).

3.5. ANÁLISIS DAFO

Este análisis DAFO (Debilidades – Amenazas – Fortalezas – Oportunidades) tiene por objetivo el diagnóstico de la situación actual relacionada con el autoconsumo fotovoltaico en el sector energético de las Islas Canarias. El análisis se nutre de todas las conclusiones que han sido formuladas a lo largo de la sección de diagnosis de este documento, tratando en la medida de lo posible de dar señales objetivas de todos los elementos detectados en este estudio.

Los cuatro elementos que constituyen el DAFO se pueden agrupar en:

- **Factores internos**: Las Fortalezas y Debilidades.
- **Factores externos**: Las Oportunidades y Amenazas.

Se conoce como factores internos al conjunto de variables que, pertenecientes al sector de autoconsumo de energía en Canarias, puedan clasificarse como positivas (Fortalezas) o negativas (Debilidades).

Por otra parte, se consideran factores externos al conjunto de aspectos sobrevenidos que pueden originar consecuencias positivas (Oportunidades) o negativas (Amenazas) sobre el sector analizado en lo referente a las cuatro dimensiones básicas externas: ámbito social, político, económico y tecnológico.

Este análisis es útil para identificar elementos que ayuden a definir una estrategia efectiva que se materializará a través de un plan de acción (apartado 5). No obstante, hay que ser conscientes de que determinados estudios sólo pueden ser desarrollados a nivel regional por falta de información fehaciente en relación con las singularidades de los sistemas eléctricos insulares. En concreto, es de especial relevancia conocer la situación actual de la red de distribución y los estados de carga de los centros de transformación así como su ubicación para realizar una distribución más ajustada de la situación planificada.

Debilidades		
DAFO	**Elemento**	**Descripción**
D01	Compatibilización con usos en cubierta.	Una parte considerable de las cubiertas de casas terreras son practicables y los usuarios consideran necesario disponer de esas zonas para otros usos no relacionados con fines energéticos. También debe considerarse el cumplimiento de las condiciones relacionadas con el cumplimiento de las contribuciones mínimas de energía solar térmica por edificio.
D02	Procedimiento administrativo.	Se han definido guías de autoconsumo a nivel nacional. Pero no se dispone de una guía relacionada con los trámites que deben realizarse a nivel regional (licencias en Ayuntamientos y Comunidad Autónoma).
D03	La ausencia de sistemas de almacenamiento en la mayoría de los sistemas eléctricos insulares.	Los sistemas de almacenamiento energético ayudarían a gestionar los excedentes energéticos que pudieran ser producidos en las instalaciones de autoconsumo individuales.
D04	La no existencia de criterios unificados a nivel de ayuntamientos.	Las ordenanzas desarrolladas por los Municipios de Canarias no establecen criterios unificados y, en muchos casos, generan un cierto desconocimiento por parte del promotor e incluso de las empresas instaladoras. Algunos límites impuestos generan restricciones artificiales que impiden el desarrollo del sector en determinados municipios.
D05	Falta de definición de plazos máximos de respuesta.	La falta de plazos máximos de respuesta se traduce en silencio administrativo y abandono de proyectos por parte de promotores.
D06	Licencias de actividad.	En algunos casos se solicitan licencias de actividad que gravan la producción de energía.
D07	Desconocimiento por parte de la ciudadanía de las ventajas de autoconsumo.	No se realizan las campañas de comunicación suficientes para que la ciudadanía logre entender el alto potencial de la tecnología. Debe hablarse de los costes y los beneficios que se consiguen con proyectos estándar.
D08	El alto consumo de energía per cápita.	Canarias tiene un consumo de energía per cápita alto que requiere de la búsqueda de soluciones al respecto.
D09	Se suele dejar de lado otros sectores de importancia con un uso intensivo de la energía.	Las medidas aprobadas por el Gobierno mediante el Real Decreto 244/2019 se centran fundamentalmente en instalaciones de potencia menor a 100 kW. Existe un mayor grado de inseguridad y desconocimiento de los trámites administrativos necesarios para poner en marcha plantas fotovoltaicas de autoconsumo en sectores donde habría que instalar mayores potencias para obtener el resultado deseable.
D10	Transferencia de investigaciones a empresas privadas.	Existe escasa transferencia de conocimientos adquiridos por investigadores a las empresas privadas. Esta transferencia podría ayudar a las empresas locales a ofrecer productos de mayor calidad en comparación con otros posibles proveedores de servicios a nivel internacional. Los productos se asociarían a la realidad de las Islas Canarias.
D11	Información sobre plantas fotovoltaicas en autoconsumo existentes.	No existe un sistema de información actualizado con la ubicación de las distintas plantas fotovoltaicas en autoconsumo existentes en Canarias. Dicha información es de especial relevancia para conocer el grado de aceptación actual de la tecnología. Sólo se dispone de registros asociados a los autoconsumos que han contado con subvención pero no se dispone de históricos.
D12	No se dispone de monitorización.	En conexión con lo anterior, no hay sistemas de información que tomen medidas monitorizadas del comportamiento de las plantas fotovoltaicas en régimen de autoconsumo. Dicha información es de especial importancia para lograr los mayores niveles posibles de integración en red y, con ello, plantearse la coordinación con otros medios a nivel de sistema eléctrico y la detección de periodos en los que el vertido a red pueda realizarse de manera controlada y suponer un beneficio más que un problema.

Tabla 121 Debilidades

Amenazas		
DAFO	**Elemento**	**Descripción**
A01	Retraso o no ejecución de inversiones energéticas planificadas.	Ciertas infraestructuras como las repotenciaciones de las redes de distribución y transporte o los sistemas de almacenamiento energético planificados han sufrido retrasos y, en algunos casos, parece que no serán definitivamente instalados, lo cual perjudica la capacidad de gestión energética en escenarios de alta penetración renovable.
A02	La baja flexibilidad del actual parque de generación fósil no permite una alta penetración de energías renovables.	Problemas en la integración de energías renovables debido a la estructura de generación de energía eléctrica de las islas.
A03	La fragmentación del territorio crea sistemas insulares eléctricos pequeños que limitan el aprovechamiento de las EERR.	Existen limitaciones desde el punto de vista territorial e incluso desde el punto de vista energético para la entrada de energías renovables en el archipiélago canario.
A04	Ordenación territorial.	Los planes de ordenación territorial no suelen incluir disposiciones relativas al fomento del autoconsumo como herramienta para lograr la máxima eficiencia del suelo y, de modo paralelo, resolver los problemas relativos al fomento de las energías renovables como acción básica en la lucha por un modelo sostenible y respetuoso con el medio ambiente.
A05	Plan de emergencia para situaciones de alta variabilidad de recurso solar.	No existe ni se ha propuesto la puesta en marcha de un mecanismo de emergencia específico para casos en los que se tenga una alta penetración de plantas fotovoltaicas en autoconsumo y las condiciones del recurso fotovoltaico sean de alta variabilidad. Los planes de emergencia actuales se centran en productores renovables de vertido a red, aplicándose políticas de corte cuando se producen desvíos de importancia. En un escenario en el que el autoconsumo sea una parte clave del sistema, estas instalaciones también deberían estar sometidas a políticas de corte para asegurar la integridad y calidad del suministro.
A06	Emergencia sanitaria.	La situación producida por la emergencia sanitaria del COVID-19 ha supuesto una recesión económica sin precedentes a nivel mundial desde la finalización de la Segunda Guerra Mundial. Hasta el momento, la lucha contra el Cambio Climático había estado siendo una de las principales piedras de toque en todas las políticas desarrolladas a nivel europeo. Se desconoce si esto continuaría siendo de esta forma ante esta nueva situación en la que parece que cambian las prioridades.

Tabla 122 Amenazas

Fortalezas		
DAFO	**Elemento**	**Descripción**
F01	Elevado coste de la generación convencional.	Se considera que el coste de la generación convencional es una razón por la cual debe aspirarse a la mayor penetración posible de generación renovable en los sistemas eléctricos de Canarias. El autoconsumo fotovoltaico es cada vez más rentable que el modelo energético actual basado en la generación fósil.
F02	Marco normativo.	Se ha definido un marco normativo coherente y que motiva la puesta en marcha de instalaciones de autoconsumo en los sistemas eléctricos insulares.
F03	Implicación de las administraciones públicas en el desarrollo del sector.	Las administraciones públicas son plenamente conscientes de la necesidad de avanzar hacia un sector energético descarbonizado. El autoconsumo es una medida que está siendo potenciada a todos los niveles (Ayuntamientos, Cabildos, Gobierno de Canarias, Gobierno de España y Unión Europea).
F04	Acercamiento del usuario a la producción energética.	El autoconsumo permite luchar contra la pobreza energética y fomenta la generación distribuida.
F05	Autoconsumo compartido.	Permite compartir gastos entre distintos vecinos de una comunidad de propietarios o simplemente distintos consumidores que se encuentren en un radio de 500 metros.
F06	Desequilibrios existentes entre las ubicaciones físicas de los centros de generación y los consumidores.	Se apuesta por un modelo energético basado en la generación distribuida que tratará de paliar la problemática descrita.
F07	Disponibilidad de superficie de cubiertas para alcanzar los objetivos planteados.	Este documento demuestra que sólo con el 8% de las cubiertas de los edificios existentes en Canarias sería suficiente para alcanzar 1220 MW de potencia fotovoltaica en autoconsumo.
F08	El excesivo consumo energético en alumbrado público, bombeo, etc.	En las instalaciones públicas de los Ayuntamientos, Cabildos y Gobierno de Canarias, existe un gran potencial de reducción de consumos mediante el autoconsumo energético.
F09	La disponibilidad de técnicos con alta cualificación.	Canarias cuenta con excelentes profesionales, centros de investigación y dos universidades con actividad docente y de investigación en el área energética.
F10	Las condiciones de Canarias como laboratorio natural para ensayar tecnologías de EERR	Las redes eléctricas de Canarias, débiles por naturaleza, suponen un marco idóneo para la búsqueda de soluciones innovadoras en la integración de autoconsumo fotovoltaico a todos los niveles.
F11	El gran potencial de energía fotovoltaica.	Las excelentes condiciones solares hacen muy rentable la energía fotovoltaica en comparación con otras regiones a nivel europeo.
F12	Cercanía de puntos de suministro públicos.	En muchas ocasiones, las instalaciones municipales se ubican en cercanías. En este sentido, dicha proximidad puede ser entendida como una fortaleza porque permite que las entidades locales puedan llevar a cabo acciones relacionadas con la re-electrificación compartiendo gastos comunes y abaratando el coste de la instalación.

Tabla 123 Fortalezas

Oportunidades		
DAFO	**Elemento**	**Descripción**
O01	Referencias de otras Comunidades Autónomas.	Distintas administraciones públicas (en el ámbito estatal, autonómico e insular) han abierto líneas de subvención en los últimos años y manifiestan su intención de continuar proponiendo acciones al respecto.
O02	La posibilidad de contar con subvenciones.	Distintos organismos públicos tales como el Gobierno de Canarias o los Cabildos Insulares han abierto líneas de subvención en los últimos años y manifiestan su intención de continuar proponiendo acciones al respecto.
O03	La posibilidad de instalar sistemas de autoconsumo en edificios ubicados en Espacios Naturales Protegidos.	El autoconsumo puede considerarse como una oportunidad para permitir el suministro eléctrico en edificios ubicados en ENP, sin que esto suponga el refuerzo de las redes de distribución y transporte hasta llegar a ese punto.
O04	Bonificaciones fiscales.	Existen antecedentes en la aplicación de políticas fiscales para el fomento de la generación en régimen de autoconsumo. Dichos incentivos se aplican sobre el Impuesto de Bienes Inmuebles (IBI), el Impuesto de Actividades Económicas y el Impuesto de Construcciones (IAE), Instalaciones y Obras (ICIO).
O05	Nuevos consumos como el vehículo eléctrico.	Se prevé un aumento de la demanda eléctrica derivado de un aumento en el uso de vehículos eléctricos. El autoconsumo fotovoltaico puede ser considerado como una de las claves para lograr un ahorro en las facturas eléctricas de los consumidores. Esta acción se hace extensible a todos los sectores de la economía.
O06	Posibilidad de crear líneas de financiación para autoconsumo.	Existe la posibilidad de crear líneas de subvención rembolsables de bajo interés que pudieran ayudar a la promoción de este tipo de proyectos en Canarias.
O07	Creación de nuevos modelos de negocio y empleo verde.	Nicho de mercado con alto potencial para la creación de nuevos empleos asociados a las distintas fases de la cadena de valor de esta tecnología.
O08	Formación asociada con el sector de las energías renovables.	En conexión con lo anterior, la formación se presenta como un elemento clave para el fomento del empleo verte en las Islas Canarias.
O09	La oposición a nuevos tendidos eléctricos.	Existe cierta oposición a la ampliación de los tendidos eléctricos, necesidad que podría reducirse con el fomento de la generación distribuida, si bien esta debería estar combinada con políticas de almacenamiento energético y gestión de la demanda a nivel local.
O10	Las estrategias mundiales de mitigación de emisiones de gases de efecto de invernadero	La reducción en un 50% de las emisiones para el año 2030, sobre la base de las emisiones de referencia en el año 1990, tiene una alta probabilidad de imponerse como objetivo común de la Unión Europea, lo que obligaría a España, y dentro de ella a Canarias, a coadyuvar a alcanzar dicho objetivo. Esto repercutiría de forme favorable sobre los costes del sistema.
O11	La puesta en valor del carácter geoestratégico de Canarias en el escenario mundial	Existe una situación especialmente adecuada para la transferencia de conocimiento en tecnologías energéticas limpias y el desarrollo de acciones formativas que permitan promover un desarrollo energético sostenible en toda la costa occidental de África.
O12	La mejora de los sistemas de predicción y gestión instantánea de la producción en instalaciones fotovoltaicas	La intermitencia y escasa garantía de suministro que ofrecen los sistemas de generación con EERR, debe tratar de minimizarse a través de la aplicación de las mejores técnicas disponibles (modelos numéricos más sofisticados, con predicciones más fiables).
O13	La posibilidad que ofrecen las redes insulares débiles para avanzar hacia la generación distribuida.	Promoción de microrredes inteligentes con alta penetración de EERR en pequeñas comunidades. Los sistemas de generación de potencia eléctrica con fotovoltaica, además de contribuir a sustituir el uso de combustibles fósiles, podrían disminuir la presión sobre la necesidad de nuevas infraestructuras de transporte. Promoción de microrredes con alta penetración de EERR en asentamientos aislados que potencien la generación renovable, disminuyendo la implantación de nueva infraestructura de transporte eléctrico.

Oportunidades		
DAFO	**Elemento**	**Descripción**
O14	La gestión de demanda.	La implementación de esta estrategia de gestión de demanda sólo requiere el uso de enchufes programadores eléctricos con un coste semejante a una lámpara y, sin embargo, permitiría una reducción considerable en la factura eléctrica, máxime cuando se combina con políticas de autoconsumo.
O15	Contratos participativos.	Pueden plantearse otros mecanismos de fomento del autoconsumo, como contratos participativos a pequeña escala, con el objetivo de financiar instalaciones de autoconsumo públicas. Este tipo de acciones incentivaría que consumidores particulares pudieran aplicar el autoconsumo en sus viviendas y negocios locales.
O16	Trazabilidad energética.	Se han desarrollado sistemas de trazabilidad energética como el Blockchain. Este tipo de instrumentos permitiría el autoconsumo comunitario incluso cuando existe separación física desde el punto de vista eléctrico entre autoconsumidores, pudiéndose ampliar los márgenes estipulados en la ley actual.
O17	ECO etiquetas.	Existen mecanismos por los cuales el uso del autoconsumo puede usarse como un valor añadido a las líneas de servicio ofrecidos por comerciantes, hoteleros y otros profesionales de los sectores productivos de Canarias.
O18	Los consumos de oficina y comercio operan durante horas solares.	El funcionamiento de los servicios relacionados con usos comerciales y de oficina en Canarias coinciden mayormente con horas de máxima contribución solar, por lo que la reducción de la factura eléctrica en este tipo de edificios puede ser aún de mayor importancia que en otros sectores como el residencial.
O19	Fondos de recuperación	Los fondos de recuperación habilitados como consecuencia de la crisis sanitaria COVID-19 suponen una oportunidad para acometer las medidas descritas en esta estrategia en el fomento del autoconsumo.

Tabla 124 Oportunidades

4. OBJETIVOS DE LA ESTRATEGIA DE AUTOCONSUMO FOTOVOLTAICO

4.1. PRINCIPIOS BÁSICOS

Se definen a continuación una serie de principios básicos que deberían sustentar las políticas en materia de autoconsumo energético en las Islas Canarias, en coherencia con las políticas llevadas a cabo en el ámbito estatal y europeo:

- Garantizar la **seguridad del suministro de electricidad** en los diferentes sectores de la actividad del archipiélago canario **apostando por un modelo distribuido basado en una fuente energética renovable**, en este caso la energía fotovoltaica.
- Potenciar el **autoconsumo como medio para reducir las importaciones de combustibles** fósiles y reducir en la medida de lo posible la dependencia energética del exterior.
- Promover que la **Administración Pública ejerza un papel ejemplarizante en la apuesta por el autoconsumo a todos los niveles**.
- Fomentar el autoconsumo como **medida de participación activa del ciudadano** en las políticas que se adoptan para la transición energética. Cuanto mayor es su involucración, mayor será la aceptación de la generación renovable por parte de la ciudadanía.
- Disminuir la **necesidad de repotenciación de redes de distribución y transporte** mediante la incorporación de sistemas de generación fotovoltaico en autoconsumo que sean capaces de abastecer por sí mismas parte de la demanda de los usuarios, por lo general crecientes y con previsión de nuevas necesidades como las derivadas del vehículo eléctrico.
- Promover **la integración arquitectónica de sistemas fotovoltaicos en autoconsumo** a todos los niveles pero sin dejar de lado los costes que ello implica. Se priorizaría la instalación de estos sistemas sobre cubiertas y la apuesta por el autoconsumo comunitario.
- Contribuir al **desarrollo tecnológico y la innovación** con soluciones adaptadas a las especificidades de los sistemas eléctricos canarios y que puedan ser exportadas a otros lugares del mundo.
- Favorecer la **lucha contra la pobreza energética**, utilizando como principal instrumento la **modalidad de autoconsumo compartido**, por la cual, cada usuario puede hacer uso de una parte de una instalación fotovoltaica según sus necesidades de consumo
- Potenciar las estrategias de **gestión de demanda** vinculadas al autoconsumo fotovoltaico. En este sentido, se favorecería una búsqueda de las soluciones más eficientes posibles en cada situación.

- Promover el desarrollo de **un sistema de gestión activa de la demanda** de todos los consumidores, con el objetivo de facilitar la coordinación a todos los niveles y hacer posible la búsqueda de soluciones eficientes que no requieran el sobredimensionamiento de medios de generación o servicios auxiliares vinculados.
- Generar **modelos de negocio que fomenten el empleo verde** en las Islas Canarias.
- Promover la **transferencia tecnológica** de instituciones de investigación a la empresa privada en materia de energías renovables.
- Utilizar el **autoconsumo como motor de desarrollo sostenible** en sectores estratégicos para Canarias, como son el turismo, los usos vinculados al abastecimiento de agua y otras industrias claves.
- Aprovechar las **oportunidades de Canarias como laboratorio natural** para la investigación, el desarrollo y ensayo de tecnologías verdes y de redes de distribución inteligentes.
- Evitar/**Disminuir las emisiones contaminantes** derivadas del sector energético mediante la apuesta en firme por el autoconsumo en todos los sectores de la actividad.

4.2. OBJETIVOS GENERALES

Según los resultados del estudio y en coherencia con los principios básicos anteriormente definidos, **se proponen los siguientes objetivos estratégicos generales para el año 2050** relativos al fomento del autoconsumo fotovoltaico en Canarias:

- ✓ Incrementar la potencia instalada en Canarias de **plantas fotovoltaicas en régimen de autoconsumo hasta conseguir al menos una potencia total de 1.271 MW**.
- ✓ Promover que se destine al menos un **8% de la superficie de cubiertas de los edificios de Canarias** a fines relacionados con la generación eléctrica mediante plantas fotovoltaicas.
- ✓ Fomentar que las **plantas fotovoltaicas sean capaces de cubrir al menos un 30% de la demanda eléctrica** a la cual se asocia dicha instalación.
- ✓ Conseguir **una reducción de al menos 1.000 tCO_2/año como consecuencia de la apuesta por las políticas de autoconsumo**.
- ✓ Lograr que al menos el **50% de las instalaciones de autoconsumo instaladas en ciudades** o núcleos densamente poblados de Canarias opten por el **autoconsumo comunitario**.
- ✓ Incentivar el uso del **autoconsumo fotovoltaico en regiones de difícil acceso a la red** de transporte y distribución de electricidad, o en emplazamientos que, debido a su naturaleza, impidan la repotenciación de suministro. **Se fija un objetivo de 20 MW instalados en este tipo de espacios**.
- ✓ **Contener el incremento de la demanda, y con ello la repotenciación de las redes de distribución, en un 10%** con medidas relacionadas con el autoconsumo fotovoltaico. Este indicador será medido a partir de la cantidad de energía que no debe ser proveída por la red gracias a las instalaciones de autoconsumo.
- ✓ Incentivar que al menos el **30% de las instalaciones fotovoltaicas puedan coordinarse con otras medidas sectoriales en el ámbito de la eficiencia energética y la gestión de demanda mediante Smart Grids** vinculándose dichas infraestructuras de manera inteligente para maximizar el beneficio aportado por estos sistemas.
- ✓ Proponer medidas de gestión energética tales como almacenamiento a distintas escalas para asegurar que la potencia fotovoltaica en autoconsumo **no sufra limitaciones por políticas de corte, y si les fuera de aplicación, que dichas limitaciones sean inferiores al 10%** de su producción anual.

4.3. OBJETIVOS SECTORIALES

Teniendo en cuenta que en esta estrategia se ha desarrollado un diagnóstico no sólo a nivel de islas y municipios sino que también se ha evaluado el impacto por sectores, se exponen a continuación **los objetivos estratégicos sectoriales para el año 2040** relativos al fomento del autoconsumo fotovoltaico en Canarias:

- ✓ Lograr que el **40% de la demanda del sector residencial** sea cubierta con la producción de plantas fotovoltaicas en régimen de autoconsumo.
- ✓ Promover medidas para que todos los ayuntamientos de Canarias integren el autoconsumo en sus ordenanzas municipales.
- ✓ Incentivar la aplicación de **bonificaciones fiscales sobre el Impuesto de Bienes Inmuebles hasta que al menos el 50% de las instalaciones fotovoltaicas** que no hubieran tenido cualquier otro tipo de subvención puedan beneficiarse de esta medida.
- ✓ Conseguir que el **30% de la demanda eléctrica del sector comercial y de oficinas** sea satisfecha con plantas fotovoltaicas en régimen de autoconsumo.
- ✓ Asociar el **15% de la superficie de cubierta de áreas comerciales a la producción de energía en régimen de autoconsumo**.
- ✓ Alcanzar una **cobertura de demanda eléctrica del 35% del sector hotelero** con plantas fotovoltaicas en autoconsumo.
- ✓ Conseguir que el **45% de la demanda eléctrica de las administraciones públicas** sea atendida con autoconsumo fotovoltaico.
- ✓ Promocionar el **autoconsumo fotovoltaico en sectores relacionados con la agricultura hasta alcanzar una cobertura de demanda** con esta tecnología del **35%**.
- ✓ Promover que el **60% de los sistemas de bombeo de agua de Canarias** con disponibilidad de espacio se alimente con sistemas de autoconsumo asociados y que dichos usos operen preferiblemente en horas de mayor potencial fotovoltaico.
- ✓ Desarrollar **anualmente al menos una campaña de comunicación que alcance los distintos sectores de la actividad en los cuales el autoconsumo fotovoltaico** sería aconsejable.

5. PLAN DE ACCIÓN

Conforme al análisis desarrollado en este estudio y la situación actual del sector del autoconsumo en España y, por extensión, de la Comunidad Autónoma de Canarias, en este apartado se propone un plan de acción con medidas concretas para el fomento del autoconsumo en los sistemas eléctricos insulares del archipiélago.

Las medidas planteadas en este plan de acción han sido estructuradas en nueve líneas de actuación concretas. Estas son:

- A.1 Trámites administrativos.
- A.2 Incentivos fiscales a la actividad de autoconsumo.
- A.3 Creación de líneas de subvención anuales.
- A.4 Acciones sociales y de comunicación.
- A.5 Implementación de autoconsumo en instalaciones municipales.
- A.6 Fomento del autoconsumo compartido para todos los sectores.
- A.7 Incentivo del desarrollo tecnológico en materia de I+D+i aplicado al autoconsumo fotovoltaico.
- A.8 Integración en red de instalaciones de autoconsumo.
- A.9 Otras acciones genéricas de fomento del autoconsumo.

Los códigos “A.X” hacen referencia a la línea de actuación en la que se enmarca cada una de las medidas del plan de acción. Asimismo, las medidas en sí reciben otro código de identificación basada en la regla “A.X.X”. Su inclusión ha sido necesaria dado que esto permitiría localizar de manera más rápida los costes asumidos en cada isla y para cada año con el objetivo de darle cumplimiento.

Finalmente, debe comentarse que cada medida propuesta en este plan de acción trata de enfrentarse a una problemática determinada. En la fase de diagnosis se reconocieron una serie de características que posteriormente fueron sintetizadas en el análisis DAFO. En este contexto, las medidas tratan de corregir las debilidades, reducir las incertidumbres provocadas por las amenazas, promover las fortalezas del sector y potenciar las oportunidades. Esta es la razón por la cual en el análisis ha sido incluido el código de identificación del elemento DAFO al que se asociaría cada medida específica.

Se expone en la siguiente tabla el plan de acción de la estrategia de autoconsumo fotovoltaico.

Medidas del plan de acción				
Línea de actuación		Iniciativa		
Código	Descripción	Cód. Acción	Cód. DAFO	Descripción
A.1	Trámites administrativos	A1.1	D01	Revisar la normativa urbanística con el fin de detectar limitaciones relacionadas con la morfología de los edificios, retranqueos, alturas, visibilidad de las instalaciones fotovoltaicas sobre cubierta, etc., que pueden limitar la puesta en marcha de instalaciones de autoconsumo en las Islas Canarias.
		A1.2	O03	Permitir la instalación de plantas fotovoltaicas incluso en edificios protegidos aunque eso signifique la imposición de condicionantes técnicos como respetar las inclinaciones y orientaciones de cubierta para evitar su visibilidad.
		A1.3	D02	Promover la creación de un sistema unificado para la tramitación de instalaciones de autoconsumo que comunique con todos los actores involucrados pero en especial, consejerías de la comunidad autónoma implicadas, ayuntamientos y gestor de la red de distribución. El sistema permitiría el trámite online directo.
		A.1.4	D05	Definir plazos máximos de contestación a solicitudes incluyéndose las licencias de obra. Este procedimiento estaría conectado al descrito en el punto A1.3.
		A.1.5	D04	Reducir la cantidad de información necesaria para tramitar autorizaciones de licencia de obras teniendo en cuenta que la legalidad técnica de la instalación es revisada por otros entes como la propia Comunidad Autónoma. Limitar la solicitud de datos a lo estrictamente necesario. A menor información, mayor rapidez en otorgar los permisos.
		A.1.6	D06	Promover que no se soliciten licencias de actividad para instalaciones en autoconsumo a menos que dichas instalaciones cuenten con régimen retributivo por la energía inyectada en red. Sólo este tipo de instalaciones podrían pensar en el sobredimensionamiento para la venta de energía. En el resto de casos, la propia estructura retributiva aprobada por el Real Decreto 244/2019 desmotiva la producción de vertidos.
		A.1.7	D04	Crear una guía autonómica sobre el procedimiento de autorización de instalaciones de autoconsumo en Canarias. Tendría en cuenta todas las etapas e incluso la tramitación a nivel de municipios.
A.2	Incentivos fiscales a la actividad de autoconsumo	A.2.1	O04	Aplicar una bonificación fiscal del 5% anual durante 5 años sobre los costes de instalación en el Impuesto de Bienes Inmuebles (IBI) para instalaciones de potencia inferior a 15 kW en coherencia con las bases potestativas definidas en la Ley Reguladora de Haciendas Locales de España las cuales establecen un máximo de 50%.
		A.2.2	O04	Otorgar una bonificación fiscal del 10% anual durante 5 años sobre los costes de instalación en el Impuesto de Bienes Inmuebles (IBI) en aquellos casos en los que se opte por un modelo de autoconsumo compartido.
		A.2.3	O04	Conceder una bonificación fiscal del 3% anual durante 5 años sobre los costes de instalación en el Impuesto de Bienes Inmuebles (IBI) para aquellos casos en los que la potencia sea superior a 15 kW.

Medidas del plan de acción				
Línea de actuación		Iniciativa		
Código	Descripción	Cód. Acción	Cód. DAFO	Descripción
		A.2.4	**O04**	Establecer una bonificación del 25% sobre los Impuestos de Actividades Económicas (IAE) en aquellas actividades que se desarrollen en el ámbito municipal y que usen energía autoconsumida, ya sean locales comerciales, oficinas, hoteles, industrias o cualquier otro tipo de uso.
		A.2.5	**O04**	Bonificar en un 50% sobre el Impuesto de Construcciones, Instalaciones y Obras (ICIO) siempre y cuando dicha instalación no hay sido puesta en servicio porque fuera de obligado cumplimiento según Código Técnico de la Edificación o cualquier otra normativa de ámbito regional.
A.3	**Creación de líneas de subvención anuales**	**A.3.1**	**O02**	Plantear la creación de una línea de subvenciones que pudiera ser financiada con fondos comunitarios como los Fondos Europeos de Desarrollo Regional (FEDER) hasta alcanzar los objetivos definidos en este documento.
		A.3.2	**F03**	Crear un procedimiento simplificado para acceder a este tipo de subvenciones y otorgar de manera inmediata en función del cumplimiento de las condiciones mínimas que fueran exigibles.
		A.3.3	**D06**	Usar al gestor de la red de distribución, mediante envío de facturas corrientes mensuales, para comunicar la apertura de una línea de subvención de autoconsumo. Dirigirla sólo al sector objetivo.
		A.3.4	**F02**	Establecer un plazo de acceso a subvenciones amplio, cerrándose una vez se haya gastado todo el fondo que se hubiera definido a tal efecto.
		A.3.5	**O02**	Favorecer en estas subvenciones la presentación de solicitudes de autoconsumo compartido. Se incrementarían en un 10% los fondos dedicados a este tipo de instalaciones.
		A.3.6	**O02**	Subvencionar la incorporación del uso del autoconsumo con consumos energéticos intensivos y en especial las instalaciones relacionadas con el sector turístico y otras infraestructuras críticas para Canarias como el agua.
		A.3.7	**O06**	Creación de una línea de financiación rembolsable de bajo interés para la puesta en marcha de plantas fotovoltaicas en régimen de autoconsumo.
		A.3.8	**D11**	Desarrollar acciones de seguimiento anual en el cumplimiento de los objetivos definidos en este plan de acción y ajustar las subvenciones en función del grado de cumplimiento.
A.4	**Acciones sociales y comunicación**	**A.4.1**	**D06**	Desarrollar campañas de comunicación que lleguen a todos los medios de comunicación y en horarios de máxima audiencia. Concienciación de la necesidad del autoconsumo.
		A.4.2	**O08**	Realizar charlas formativas e informativas en colegios e institutos.
		A.4.3	**D06**	Crear campañas de comunicación en espacios públicos a través de señalética, pantallas digitales, vallas publicitarias, etc.
		A.4.4	**O01**	Dar a conocer la ventanilla única del autoconsumo propuesta. Desde esta misma ventanilla única del autoconsumo se tramitarían las instalaciones y se gestionarían las subvenciones. También serviría de plataforma de comunicación.

Medidas del plan de acción				
Línea de actuación		Iniciativa		
Código	Descripción	Cód. Acción	Cód. DAFO	Descripción
		A.4.5	**D11**	Publicar un mapa de instalaciones de autoconsumo en servicio tomando como referencia los datos comunicados a efectos de fomentar el conocimiento sobre la evolución del sector.
		A.4.6	**O10**	Publicar mapas de potencial de autoconsumo basados en los estudios desarrollados en esta encomienda.
		A.4.7	**O07**	Crear un directorio de empresas que proveen servicios energéticos relacionados con la actividad de autoconsumo.
		A.4.8	**O08**	Poner en marcha cursos de formación para personas desempleadas especializado en la instalación de sistemas en autoconsumo y la integración de sistemas de gestión de demanda asociadas a estas instalaciones.
		A.4.9	**F09**	Promover la creación de mesas de debate en el marco del Observatorio de la Energía de Canarias y un laboratorio de ideas para promover la creación de modelos de negocio asociados a este sector.
		A.4.10	**O07**	Crear una bolsa de empleo en materia de empleo verde asociada a este sector
		A.4.11	**F06**	Difundir las ventajas de la gestión energética y las mejoras en eficiencia energética como consecuencia del autoconsumo.
		A.4.12	**F09**	Desarrollar un congreso internacional en esta temática.
		A.4.13	**D06**	Crear concursos que premien a instalaciones de autoconsumo más eficientes en todos los sectores.
A.5	**Implementación de autoconsumo en instalaciones municipales**	**A.5.1**	**D09**	Invertir en la re-electrificación de sistemas de bombeo de agua a población mediante instalaciones de autoconsumo fotovoltaico.
		A.5.2	**F03**	Instalar plantas fotovoltaicas en régimen de autoconsumo asociadas a pabellones deportivos y otro tipo de instalaciones deportivas como piscinas municipales cubiertas.
		A.5.3	**F04**	Valorar otros métodos que acerquen aún más la ciudadanía a la inversión en autoconsumo fotovoltaico en instalaciones municipales. Pueden plantearse préstamos de la ciudadanía con contratos participativos a pequeña escala con el objetivo de incentivar que estos mismos apuesten por esta tecnología en sus casas.
		A.5.4	**O15**	Plantear la instalación de plantas fotovoltaicas en recintos municipales y proponer que dichas instalaciones puedan también ser asociadas a la demanda de vecinos en sus proximidades (menos de 500 metros). Medida de fomento del autoconsumo comunitario.
		A.5.5	**O03**	Ligar cualquier actuación llevada a cabo en un espacio protegido y que suponga la repotenciación de su sistema eléctrico a la instalación de sistemas de autoconsumo fotovoltaico.
		A.5.6	**O05**	Asociar las nuevas flotas municipales de vehículos eléctricos a la instalación de sistemas de autoconsumo fotovoltaico.

Medidas del plan de acción				
Línea de actuación		Iniciativa		
Código	Descripción	Cód. Acción	Cód. DAFO	Descripción
A.6	Fomento del autoconsumo compartido para todos los sectores	A.6.1	D09	Promover que el autoconsumo compartido pueda ser promovido en otro tipo de sectores como el hotelero mediante la asociación de demandas de hasta dos centros de transformación siempre que dichos sistemas incorporen medios técnicos de coordinación.
		A.6.2	A04	Velar por que en los instrumentos de ordenación y planificación territorial se incluyan criterios relativos al uso del autoconsumo compartido como medida para la búsqueda de soluciones que fomenten la eficiencia energética a todos los niveles.
		A.6.3	O16	Investigar e implementar soluciones de BlockChain asociadas al autoconsumo comunitario.
A.7	Incentivo del desarrollo tecnológico en materia de I+D+i aplicada al autoconsumo fotovoltaico	A.7.1	O13	Crear un programa de apoyo a proyectos de I+D+i relacionados con el autoconsumo fotovoltaico, el almacenamiento energético y la gestión energética de estas instalaciones.
		A.7.2	O11	Crear un programa de apoyo a proyectos de I+D+i en materia de redes de distribución inteligente y gestión comunitaria de instalaciones de autoconsumo fotovoltaico.
		A.7.3	O11	Establecer proyectos piloto en las distintas islas del archipiélago donde se prueben soluciones novedosas en cuanto a gestión de instalaciones fotovoltaicas en régimen de autoconsumo, gestión de demanda y almacenamiento energético.
		A.7.4	D10	Transferir a empresas canarias los conocimientos adquiridos de los proyectos piloto desarrollados a efectos de que estas tengan una ventaja competitiva frente a otras empresas extranjeras.
		A.7.5	D10	Desarrollar acciones de formación a empresas del sector sobre procedimientos de gestión energética y programación de inversores fotovoltaicos.
		A.7.6	D12	Poner en marcha un sistema de información que permita recabar datos de operación de instalaciones que hayan recibido subvención a efectos de investigar la puesta en marcha de sistemas coordinados, favoreciendo la inyección de vertidos si estos no suponen un problema para la red eléctrica.
		A.7.7	O07	Desarrollar una línea de incentivos para la evaluación de proyectos de servicios energéticos vinculados al autoconsumo fotovoltaico en la Comunidad Autónoma de Canarias.
A.8	Integración en red de instalaciones de autoconsumo	A.8.1	A05	Ampliar estudios de integración de autoconsumo fotovoltaico considerando la red de distribución y cómo los excedentes podrían ser gestionados teniendo en cuenta las capacidades de todos los transformadores instalados en Canarias.
		A.8.2	A05	Desarrollar un plan de emergencia para los periodos de mayor demanda y en condiciones de alta variabilidad del recurso fotovoltaico.
		A.8.3	O12	Implementar un sistema de predicción energética fotovoltaico para Canarias basado en medidas recabadas en estaciones radiométricas y modelos meteorológicos de prognosis con los que detectar caídas de producción y actuar en consecuencia.

Medidas del plan de acción				
Línea de actuación		Iniciativa		
Código	Descripción	Cód. Acción	Cód. DAFO	Descripción
A.9	Otras acciones genéricas de fomento del autoconsumo	A.9.1	O17	Desarrollar una ECO etiqueta que fuera otorgada a empresas de la Comunidad Autónoma que dispongan de medias de autoconsumo. Dicha ECO etiqueta tendría escalas en función del grado de autoconsumo.
		A.9.2	O17	Implementar otra etiqueta basada en el concepto SMART-Grids. Se reconocería a aquellas empresas que incorporen medidas relacionadas con la gestión energética en las Islas Canarias.
		A.9.3	F12	Impulsar la inversión conjunta de entidades locales en la re-electrificación de sus instalaciones asociadas.
		A.9.4	D12	Emplear soluciones TIC para avanzar hacia un concepto de redes de distribución inteligente que considere el autoconsumo.
		A.9.5	D11	Actualizar el listado de instalaciones de autoconsumo fotovoltaico a efectos de conocer la vida útil de dicho parque de generación.
		A.9.6	F08	Impulsar la incorporación del autoconsumo en instalaciones agrícolas asociados a sus procesos.
		A.9.7	O18	Promover la instalación de sistemas de autoconsumo fotovoltaico en área comerciales, vinculando el consumo de dichos establecimientos a la generación fotovoltaica producida.

Tabla 125 Medidas del plan de acción

6. COSTE DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LA ESTRATEGIA

6.1. INSULARIZADO PARA EL PERIODO 2021 - 2030

COSTE DE IMPLANTACIÓN DE LA ESTRATEGIA FOTOVOLTAICA INSULARIZADO PARA EL PERIODO 2021-2030													
Medidas del plan de acción				Cuantificación del coste del plan de acción									
Línea de actuación		Iniciativa		Comunidad Autónoma de Canarias			Distribución por islas						
Cód.	Descripción	Cód.	Descripción	Coste	Año Inicio	Año Fin	Lanzarote	Fuerteventura	Gran Canaria	Tenerife	La Gomera	La Palma	El Hierro
A.1	Trámites administrativos	A1.1	Revisar la normativa urbanística con el fin de detectar limitaciones relacionadas con la morfología de los edificios, retranqueos, alturas, visibilidad de las instalaciones fotovoltaicas sobre cubierta, etc., que pueden limitar la puesta en marcha de instalaciones de autoconsumo en las Islas Canarias.	**880.000 €**	**2021**	**2023**	65.261 €	59.381 €	335.283 €	382.597 €	5.895 €	23.641 €	7.942 €
		A1.2	Permitir la instalación de plantas fotovoltaicas incluso en edificios protegidos aunque eso signifique la imposición de condicionantes técnicos como respetar las inclinaciones y orientaciones de cubierta para evitar su visibilidad.	**- €**	**2021**	**2023**	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
		A1.3	Promover la creación de un sistema unificado para la tramitación de instalaciones de autoconsumo que comunique con todos los actores involucrados pero en especial, consejerías de la comunidad autónoma implicadas, ayuntamientos y gestor de la red de distribución. El sistema permitiría el trámite online directo.	**60.000 €**	**2022**	**2022**	4.450 €	4.049 €	22.860 €	26.086 €	402 €	1.612 €	541 €

COSTE DE IMPLANTACIÓN DE LA ESTRATEGIA FOTOVOLTAICA INSULARIZADO PARA EL PERIODO 2021-2030													
Medidas del plan de acción				Cuantificación del coste del plan de acción									
Línea de actuación		Iniciativa		Comunidad Autónoma de Canarias			Distribución por islas						
Cód.	Descripción	Cód.	Descripción	Coste	Año Inicio	Año Fin	Lanzarote	Fuerteventura	Gran Canaria	Tenerife	La Gomera	La Palma	El Hierro
		A.1.4	Definir plazos máximos de contestación a solicitudes incluyéndose las licencias de obra. Este procedimiento estaría conectado al descrito en el punto A1.3.	**20.000 €**	**2021**	**2021**	1.484 €	1.350 €	7.620 €	8.695 €	134 €	537 €	180 €
		A.1.5	Reducir la cantidad de información necesaria para tramitar autorizaciones de licencia de obras teniendo en cuenta que la legalidad técnica de la instalación es revisada por otros entes como la propia Comunidad Autónoma. Limitar la solicitud de datos a lo estrictamente necesario. A menor información, mayor rapidez en otorgar los permisos.	**88.000 €**	**2021**	**2023**	6.526 €	5.938 €	33.528 €	38.260 €	590 €	2.364 €	794 €
		A.1.6	Promover que no se soliciten licencias de actividad para instalaciones en autoconsumo a menos que dichas instalaciones cuenten con régimen retributivo por la energía inyectada en red. Sólo este tipo de instalaciones podrían pensar en el sobredimensionamiento para la venta de energía. En el resto de casos, la propia estructura retributiva aprobada por el Real Decreto 244/2019 desmotiva la producción de vertidos.	**- €**	**2021**	**2023**	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €

COSTE DE IMPLANTACIÓN DE LA ESTRATEGIA FOTOVOLTAICA INSULARIZADO PARA EL PERIODO 2021-2030													
Medidas del plan de acción				Cuantificación del coste del plan de acción									
Línea de actuación		Iniciativa		Comunidad Autónoma de Canarias			Distribución por islas						
Cód.	Descripción	Cód.	Descripción	Coste	Año Inicio	Año Fin	Lanzarote	Fuerteventura	Gran Canaria	Tenerife	La Gomera	La Palma	El Hierro
		A.1.7	Crear una guía autonómica sobre el procedimiento de autorización de instalaciones de autoconsumo en Canarias. Tendría en cuenta todas las etapas e incluso la tramitación a nivel de municipios.	**30.000 €**	**2021**	**2021**	2.225 €	2.024 €	11.430 €	13.043 €	201 €	806 €	271 €
A.2	**Incentivos fiscales a la actividad de autoconsumo**	**A.2.1**	Aplicar una bonificación fiscal del 5% anual durante 5 años sobre los costes de instalación en el Impuesto de Bienes Inmuebles (IBI) para instalaciones de potencia inferior a 15 kW en coherencia con las bases potestativas definidas en la Ley Reguladora de Haciendas Locales de España las cuales establecen un máximo de 50%.	**1.500.000 €**	**2021**	**2030**	111.242 €	101.217 €	571.505 €	652.153 €	10.049 €	40.297 €	13.537 €
		A.2.2	Otorgar una bonificación fiscal del 10% anual durante 5 años sobre los costes de instalación en el Impuesto de Bienes Inmuebles (IBI) en aquellos casos en los que se opte por un modelo de autoconsumo compartido.	**2.000.000 €**	**2021**	**2030**	148.322 €	134.956 €	762.007 €	869.538 €	13.398 €	53.729 €	18.050 €
		A.2.3	Conceder una bonificación fiscal del 3% anual durante 5 años sobre los costes de instalación en el Impuesto de Bienes Inmuebles (IBI) para aquellos casos en los que la potencia sea superior a 15 kW.	**5.000.000 €**	**2021**	**2030**	370.807 €	337.389 €	1.905.018 €	2.173.844 €	33.495 €	134.323 €	45.124 €

COSTE DE IMPLANTACIÓN DE LA ESTRATEGIA FOTOVOLTAICA INSULARIZADO PARA EL PERIODO 2021-2030													
Medidas del plan de acción				Cuantificación del coste del plan de acción									
Línea de actuación		Iniciativa		Comunidad Autónoma de Canarias			Distribución por islas						
Cód.	Descripción	Cód.	Descripción	Coste	Año Inicio	Año Fin	Lanzarote	Fuerteventura	Gran Canaria	Tenerife	La Gomera	La Palma	El Hierro
		A.2.4	Establecer una bonificación del 25% sobre los Impuestos de Actividades Económicas (IAE) en aquellas actividades que se desarrollen en el ámbito municipal y que usen energía autoconsumida, ya sean locales comerciales, oficinas, hoteles, industrias o cualquier otro tipo de uso.	**500.000 €**	**2021**	**2030**	37.081 €	33.739 €	190.502 €	217.384 €	3.350 €	13.432 €	4.512 €
		A.2.5	Bonificar en un 50% sobre el Impuesto de Construcciones, Instalaciones y Obras (ICIO) siempre y cuando dicha instalación no hay sido puesta en servicio porque fuera de obligado cumplimiento según Código Técnico de la Edificación o cualquier otra normativa de ámbito regional.	**500.000 €**	**2021**	**2030**	37.081 €	33.739 €	190.502 €	217.384 €	3.350 €	13.432 €	4.512 €
A.3	**Creación de líneas de subvención anuales**	**A.3.1**	Plantear la creación de una línea de subvenciones que pudiera ser financiada con fondos comunitarios como los Fondos de Desarrollo Regional (FEDER) hasta alcanzar los objetivos definidos en este documento.	**220.000.000 €**	**2021**	**2030**	16.315.496 €	14.845.128 €	83.820.771 €	95.649.141 €	1.473.796 €	5.910.211 €	1.985.457 €
		A.3.2	Crear un procedimiento simplificado para acceder a este tipo de subvenciones y otorgar de manera inmediata en función del cumplimiento de las condiciones mínimas que fueran exigibles.	**5.000 €**	**2021**	**2021**	371 €	337 €	1.905 €	2.174 €	33 €	134 €	46 €

COSTE DE IMPLANTACIÓN DE LA ESTRATEGIA FOTOVOLTAICA INSULARIZADO PARA EL PERIODO 2021-2030													
Medidas del plan de acción				Cuantificación del coste del plan de acción									
Línea de actuación		Iniciativa		Comunidad Autónoma de Canarias			Distribución por islas						
Cód.	Descripción	Cód.	Descripción	Coste	Año Inicio	Año Fin	Lanzarote	Fuerteventura	Gran Canaria	Tenerife	La Gomera	La Palma	El Hierro
		A.3.3	Usar al gestor de la red de distribución, mediante envío de facturas corrientes mensuales, para comunicar la apertura de una línea de subvención de autoconsumo. Dirigirla sólo al sector objetivo.	**40.000 €**	**2021**	**2030**	2.966 €	2.699 €	15.240 €	17.391 €	268 €	1.075 €	361 €
		A.3.4	Establecer un plazo de acceso a subvenciones amplio, cerrándose una vez se haya gastado todo el fondo que se hubiera definido a tal efecto.	**- €**	**2021**	**2030**	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
		A.3.5	Favorecer en estas subvenciones la presentación de solicitudes de autoconsumo compartido. Se incrementarían en un 10% los fondos dedicados a este tipo de instalaciones.	**- €**	**2021**	**2030**	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
		A.3.6	Subvencionar la incorporación del uso del autoconsumo con consumos energéticos intensivos y en especial las instalaciones relacionadas con el sector turístico y otras infraestructuras críticas para Canarias como el agua.	**10.000.000 €**	**2022**	**2024**	741.613 €	674.779 €	3.810.035 €	4.347.688 €	66.991 €	268.646 €	90.248 €
		A.3.7	Creación de una línea de financiación rembolsable de bajo interés para la puesta en marcha de plantas fotovoltaicas en régimen de autoconsumo.	**300.000 €**	**2025**	**2030**	22.248 €	20.243 €	114.301 €	130.431 €	2.010 €	8.059 €	2.708 €

COSTE DE IMPLANTACIÓN DE LA ESTRATEGIA FOTOVOLTAICA INSULARIZADO PARA EL PERIODO 2021-2030													
Medidas del plan de acción				Cuantificación del coste del plan de acción									
Línea de actuación		Iniciativa		Comunidad Autónoma de Canarias			Distribución por islas						
Cód.	Descripción	Cód.	Descripción	Coste	Año Inicio	Año Fin	Lanzarote	Fuerteventura	Gran Canaria	Tenerife	La Gomera	La Palma	El Hierro
		A.3.8	Desarrollar acciones de seguimiento anual en el cumplimiento de los objetivos definidos en este plan de acción y ajustar las subvenciones en función del grado de cumplimiento.	**90.000 €**	**2021**	**2030**	6.675 €	6.073 €	34.290 €	39.129 €	603 €	2.418 €	812 €
A.4	**Acciones sociales y comunicación**	**A.4.1**	Desarrollar campañas de comunicación que lleguen a todos los medios de comunicación y en horarios de máxima audiencia. Concienciación de la necesidad del autoconsumo.	**150.000 €**	**2021**	**2023**	11.124 €	10.122 €	57.151 €	65.215 €	1.005 €	4.030 €	1.353 €
		A.4.2	Realizar charlas formativas e informativas en colegios e institutos.	**50.000 €**	**2020**	**2025**	3.708 €	3.374 €	19.050 €	21.738 €	335 €	1.343 €	452 €
		A.4.3	Crear campañas de comunicación en espacios públicos a través de señalética, pantallas digitales, vallas publicitarias, etc.	**60.000 €**	**2020**	**2020**	4.450 €	4.049 €	22.860 €	26.086 €	402 €	1.612 €	541 €
		A.4.4	Dar a conocer la ventanilla única del autoconsumo propuesta. Desde esta misma ventanilla única del autoconsumo se tramitarían las instalaciones y se gestionarían las subvenciones. También serviría de plataforma de comunicación.	**100.000 €**	**2021**	**2030**	7.416 €	6.748 €	38.100 €	43.477 €	670 €	2.686 €	903 €
		A.4.5	Publicar un mapa de instalaciones de autoconsumo en servicio tomando como referencia los datos comunicados a efectos de fomentar el conocimiento sobre la evolución del sector.	**10.000 €**	**2021**	**2021**	742 €	675 €	3.810 €	4.348 €	67 €	268 €	90 €

COSTE DE IMPLANTACIÓN DE LA ESTRATEGIA FOTOVOLTAICA INSULARIZADO PARA EL PERIODO 2021-2030													
Medidas del plan de acción				Cuantificación del coste del plan de acción									
Línea de actuación		Iniciativa		Comunidad Autónoma de Canarias			Distribución por islas						
Cód.	Descripción	Cód.	Descripción	Coste	Año Inicio	Año Fin	Lanzarote	Fuerteventura	Gran Canaria	Tenerife	La Gomera	La Palma	El Hierro
		A.4.6	Publicar mapas de potencial de autoconsumo basados en los estudios desarrollados en esta encomienda.	**- €**	**2020**	**2020**	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
		A.4.7	Crear un directorio de empresas que proveen servicios energéticos relacionados con la actividad de autoconsumo.	**2.000 €**	**2020**	**2021**	148 €	135 €	762 €	870 €	13 €	54 €	18 €
		A.4.8	Poner en marcha cursos de formación para personas desempleadas especializado en la instalación de sistemas en autoconsumo y la integración de sistemas de gestión de demanda asociadas a estas instalaciones.	**10.000 €**	**2021**	**2023**	742 €	675 €	3.810 €	4.348 €	67 €	269 €	90 €
		A.4.9	Promover la creación de mesas de debate en el marco del Observatorio de la Energía de Canarias y un laboratorio de ideas para promover la creación de modelos de negocio asociados a este sector.	**20.000 €**	**2021**	**2025**	1.483 €	1.350 €	7.620 €	8.695 €	134 €	537 €	180 €
		A.4.10	Crear una bolsa de empleo en materia de empleo verde asociada a este sector	**2.000 €**	**2020**	**2021**	148 €	135 €	762 €	870 €	13 €	54 €	18 €
		A.4.11	Difundir las ventajas de la gestión energética y las mejoras en eficiencia energética como consecuencia del autoconsumo.	**10.000 €**	**2020**	**2022**	742 €	675 €	3.810 €	4.348 €	67 €	268 €	90 €
		A.4.12	Desarrollar un congreso internacional en esta temática.	**25.000 €**	**2021**	**2021**	1.854 €	1.687 €	9.525 €	10.869 €	167 €	672 €	226 €

COSTE DE IMPLANTACIÓN DE LA ESTRATEGIA FOTOVOLTAICA INSULARIZADO PARA EL PERIODO 2021-2030													
Medidas del plan de acción				Cuantificación del coste del plan de acción									
Línea de actuación		Iniciativa		Comunidad Autónoma de Canarias			Distribución por islas						
Cód.	Descripción	Cód.	Descripción	Coste	Año Inicio	Año Fin	Lanzarote	Fuerteventura	Gran Canaria	Tenerife	La Gomera	La Palma	El Hierro
		A.4.13	Crear concursos que premien a instalaciones de autoconsumo más eficientes en todos los sectores.	**15.000 €**	**2023**	**2024**	1.112 €	1.012 €	5.715 €	6.522 €	100 €	404 €	135 €
A.5	**Implementación de autoconsumo en instalaciones municipales**	**A.5.1**	Invertir en la re-electrificación de sistemas de bombeo de agua a población mediante instalaciones de autoconsumo fotovoltaico.	**4.000.000 €**	**2021**	**2025**	296.645 €	269.911 €	1.524.014 €	1.739.075 €	26.796 €	107.460 €	36.099 €
		A.5.2	Instalar plantas fotovoltaicas en régimen de autoconsumo asociadas a pabellones deportivos y otro tipo de instalaciones deportivas como piscinas municipales cubiertas.	**5.000.000 €**	**2021**	**2025**	370.807 €	337.389 €	1.905.018 €	2.173.844 €	33.495 €	134.323 €	45.124 €
		A.5.3	Valorar otros métodos que acerquen aún más la ciudadanía a la inversión en autoconsumo fotovoltaico en instalaciones municipales. Pueden plantearse préstamos de la ciudadanía con contratos participativos a pequeña escala con el objetivo de incentivar que estos mismos apuesten por esta tecnología en sus casas.	**20.000 €**	**2022**	**2023**	1.483 €	1.350 €	7.620 €	8.695 €	134 €	538 €	180 €
		A.5.4	Plantear la instalación de plantas fotovoltaicas en recintos municipales y proponer que dichas instalaciones puedan también ser asociadas a la demanda de vecinos en sus proximidades (menos de 500 metros). Medida de fomento del autoconsumo comunitario.	**5.000.000 €**	**2025**	**2027**	370.807 €	337.389 €	1.905.018 €	2.173.844 €	33.495 €	134.323 €	45.124 €

COSTE DE IMPLANTACIÓN DE LA ESTRATEGIA FOTOVOLTAICA INSULARIZADO PARA EL PERIODO 2021-2030													
Medidas del plan de acción				Cuantificación del coste del plan de acción									
Línea de actuación		Iniciativa		Comunidad Autónoma de Canarias			Distribución por islas						
Cód.	Descripción	Cód.	Descripción	Coste	Año Inicio	Año Fin	Lanzarote	Fuerteventura	Gran Canaria	Tenerife	La Gomera	La Palma	El Hierro
		A.5.5	Ligar cualquier actuación llevada a cabo en un espacio protegido y que suponga la repotenciación de su sistema eléctrico a la instalación de sistemas de autoconsumo fotovoltaico.	**3.000.000 €**	**2021**	**2026**	222.484 €	202.434 €	1.143.011 €	1.304.306 €	20.097 €	80.594 €	27.074 €
		A.5.6	Asociar las nuevas flotas municipales de vehículos eléctricos a la instalación de sistemas de autoconsumo fotovoltaico.	**1.500.000 €**	**2022**	**2027**	111.242 €	101.217 €	571.505 €	652.153 €	10.049 €	40.297 €	13.537 €
A.6	**Fomento del autoconsumo compartido para todos los sectores**	**A.6.1**	Promover que el autoconsumo compartido pueda ser promovido en otro tipo de sectores como el hotelero mediante la asociación de demandas de hasta dos centros de transformación siempre que dichos sistemas incorporen medios técnicos de coordinación.	**50.000 €**	**2020**	**2020**	3.708 €	3.374 €	19.050 €	21.738 €	335 €	1.343 €	452 €
		A.6.2	Velar por que en los instrumentos de ordenación y planificación territorial se incluyan criterios relativos al uso del autoconsumo compartido como medida para la búsqueda de soluciones que fomenten la eficiencia energética a todos los niveles.	**- €**	**2020**	**2030**	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
		A.6.3	Investigar e implementar soluciones de BlockChain asociadas al autoconsumo comunitario.	**100.000 €**	**2021**	**2022**	7.416 €	6.748 €	38.100 €	43.477 €	670 €	2.686 €	903 €

COSTE DE IMPLANTACIÓN DE LA ESTRATEGIA FOTOVOLTAICA INSULARIZADO PARA EL PERIODO 2021-2030													
Medidas del plan de acción				Cuantificación del coste del plan de acción									
Línea de actuación		Iniciativa		Comunidad Autónoma de Canarias			Distribución por islas						
Cód.	Descripción	Cód.	Descripción	Coste	Año Inicio	Año Fin	Lanzarote	Fuerteventura	Gran Canaria	Tenerife	La Gomera	La Palma	El Hierro
A.7	**Incentivo del desarrollo tecnológico en materia de I+D+i aplicada al autoconsumo fotovoltaico**	**A.7.1**	Crear un programa de apoyo a proyectos de I+D+i relacionados con el autoconsumo fotovoltaico, el almacenamiento energético y la gestión energética de estas instalaciones.	**300.000 €**	**2022**	**2026**	22.248 €	20.243 €	114.301 €	130.431 €	2.010 €	8.059 €	2.708 €
		A.7.2	Crear un programa de apoyo a proyectos de I+D+i en materia de redes de distribución inteligente y gestión comunitaria de instalaciones de autoconsumo fotovoltaico.	**300.000 €**	**2021**	**2022**	22.248 €	20.243 €	114.301 €	130.431 €	2.010 €	8.059 €	2.708 €
		A.7.3	Establecer proyectos piloto en las distintas islas del archipiélago donde se prueben soluciones novedosas en cuanto a gestión de instalaciones fotovoltaicas en régimen de autoconsumo, gestión de demanda y almacenamiento energético.	**200.000 €**	**2022**	**2024**	14.832 €	13.496 €	76.201 €	86.954 €	1.340 €	5.373 €	1.804 €
		A.7.4	Transferir a empresas canarias los conocimientos adquiridos de los proyectos piloto desarrollados a efectos de que estas tengan una ventaja competitiva frente a otras empresas extranjeras.	**100.000 €**	**2025**	**2030**	7.416 €	6.748 €	38.100 €	43.477 €	670 €	2.686 €	903 €
		A.7.5	Desarrollar acciones de formación a empresas del sector sobre procedimientos de gestión energética y programación de inversores fotovoltaicos.	**50.000 €**	**2021**	**2026**	3.708 €	3.374 €	19.050 €	21.738 €	335 €	1.343 €	452 €

COSTE DE IMPLANTACIÓN DE LA ESTRATEGIA FOTOVOLTAICA INSULARIZADO PARA EL PERIODO 2021-2030													
Medidas del plan de acción				Cuantificación del coste del plan de acción									
Línea de actuación		Iniciativa		Comunidad Autónoma de Canarias			Distribución por islas						
Cód.	Descripción	Cód.	Descripción	Coste	Año Inicio	Año Fin	Lanzarote	Fuerteventura	Gran Canaria	Tenerife	La Gomera	La Palma	El Hierro
		A.7.6	Poner en marcha un sistema de información que permita recabar datos de operación de instalaciones que hayan recibido subvención a efectos de investigar la puesta en marcha de sistemas coordinados, favoreciendo la inyección de vertidos si estos no suponen un problema para la red eléctrica.	**100.000 €**	**2022**	**2022**	7.416 €	6.748 €	38.100 €	43.477 €	670 €	2.686 €	903 €
		A.7.7	Desarrollar una línea de incentivos para la evaluación de proyectos de servicios energéticos vinculados al autoconsumo fotovoltaico en la Comunidad Autónoma de Canarias.	**60.000 €**	**2025**	**2027**	4.450 €	4.049 €	22.860 €	26.086 €	402 €	1.612 €	541 €
A.8	**Integración en red de instalaciones de autoconsumo**	**A.8.1**	Ampliar estudios de integración de autoconsumo fotovoltaico considerando la red de distribución y cómo los excedentes podrían ser gestionados teniendo en cuenta las capacidades de todos los transformadores instalados en Canarias.	**30.000 €**	**2021**	**2022**	2.225 €	2.024 €	11.430 €	13.043 €	201 €	806 €	271 €
		A.8.2	Desarrollar un plan de emergencia para los periodos de mayor demanda y en condiciones de alta variabilidad del recurso fotovoltaico.	**30.000 €**	**2023**	**2023**	2.225 €	2.024 €	11.430 €	13.043 €	201 €	806 €	271 €
		A.8.3	Implementar un sistema de predicción energética fotovoltaico para Canarias basado en medidas recabadas en estaciones	**40.000 €**	**2024**	**2027**	2.966 €	2.699 €	15.240 €	17.391 €	268 €	1.075 €	361 €

COSTE DE IMPLANTACIÓN DE LA ESTRATEGIA FOTOVOLTAICA INSULARIZADO PARA EL PERIODO 2021-2030													
Medidas del plan de acción				Cuantificación del coste del plan de acción									
Línea de actuación		Iniciativa		Comunidad Autónoma de Canarias			Distribución por islas						
Cód.	Descripción	Cód.	Descripción	Coste	Año Inicio	Año Fin	Lanzarote	Fuerteventura	Gran Canaria	Tenerife	La Gomera	La Palma	El Hierro
			radiométricas y modelos meteorológicos de prognosis con los que detectar caídas de producción y actuar en consecuencia.										
A.9	Otras acciones genéricas de fomento del autoconsumo	A.9.1	Desarrollar una ECO etiqueta que fuera otorgada a empresas de la Comunidad Autónoma que dispongan de medias de autoconsumo. Dicha ECO etiqueta tendría escalas en función del grado de autoconsumo.	**15.000 €**	**2022**	**2030**	1.112 €	1.012 €	5.715 €	6.522 €	100 €	403 €	136 €
		A.9.2	Implementar otra etiqueta basada en el concepto SMART-Grids. Se reconocería a aquellas empresas que incorporen medidas relacionadas con la gestión energética en las Islas Canarias.	**15.000 €**	**2022**	**2030**	1.112 €	1.012 €	5.715 €	6.522 €	100 €	403 €	136 €
		A.9.3	Impulsar la inversión conjunta de entidades locales en la re-electrificación de sus instalaciones asociadas.	**50.000 €**	**2022**	**2027**	3.708 €	3.374 €	19.050 €	21.738 €	335 €	1.343 €	452 €
		A.9.4	Emplear soluciones TIC para avanzar hacia un concepto de redes de distribución inteligente que considere el autoconsumo.	**50.000 €**	**2023**	**2030**	3.708 €	3.374 €	19.050 €	21.738 €	335 €	1.343 €	452 €
		A.9.5	Actualizar el listado de instalaciones de autoconsumo fotovoltaico a efectos de conocer la vida útil de dicho parque de generación.	**30.000 €**	**2021**	**2022**	2.225 €	2.024 €	11.430 €	13.043 €	201 €	806 €	271 €

COSTE DE IMPLANTACIÓN DE LA ESTRATEGIA FOTOVOLTAICA INSULARIZADO PARA EL PERIODO 2021-2030													
Medidas del plan de acción				Cuantificación del coste del plan de acción									
Línea de actuación		Iniciativa		Comunidad Autónoma de Canarias			Distribución por islas						
Cód.	Descripción	Cód.	Descripción	Coste	Año Inicio	Año Fin	Lanzarote	Fuerteventura	Gran Canaria	Tenerife	La Gomera	La Palma	El Hierro
		A.9.6	Impulsar la incorporación del autoconsumo en instalaciones agrícolas asociados a sus procesos.	**500.000 €**	**2021**	**2030**	37.081 €	33.739 €	190.502 €	217.384 €	3.350 €	13.432 €	4.512 €
		A.9.7	Promover la instalación de sistemas de autoconsumo fotovoltaico en área comerciales, vinculando el consumo de dichos establecimientos a la generación fotovoltaica producida.	**500.000 €**	**2021**	**2030**	37.081 €	33.739 €	190.502 €	217.384 €	3.350 €	13.432 €	4.512 €

Tabla 126 Coste de implantación de la estrategia fotovoltaica insularizado para el periodo 2021-2030

6.2. ANUALIZADO PARA EL PERIODO 2021 - 2030

COSTE DE IMPLANTACIÓN DE LA ESTRATEGIA FOTOVOLTAICA ANUALIZADO PARA EL PERIODO 2021-2030													
Medidas del plan de acción				Cuantificación del coste del plan de acción									
Línea de actuación		Iniciativa		Anualizado									
Cód.	Descripción	Cód.	Descripción	Coste	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
A.1	Trámites administrativos	A1.1	Revisar la normativa urbanística con el fin de detectar limitaciones relacionadas con la morfología de los edificios, retranqueos, alturas, visibilidad de las instalaciones fotovoltaicas sobre cubierta, etc., que pueden limitar la puesta en marcha de instalaciones de autoconsumo en las Islas Canarias.	**880.000 €**	293.333 €	293.333 €	293.333 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
		A1.2	Permitir la instalación de plantas fotovoltaicas incluso en edificios protegidos aunque eso signifique la imposición de condicionantes técnicos como respetar las inclinaciones y orientaciones de cubierta para evitar su visibilidad.	**- €**	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
		A1.3	Promover la creación de un sistema unificado para la tramitación de instalaciones de autoconsumo que comunique con todos los actores involucrados pero en especial, consejerías de la comunidad autónoma implicadas, ayuntamientos y gestor de la red de distribución. El sistema permitiría el trámite online directo.	**60.000 €**	- €	60.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
		A.1.4	Definir plazos máximos de contestación a solicitudes incluyéndose las licencias de obra. Este procedimiento estaría	**20.000 €**	20.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €

COSTE DE IMPLANTACIÓN DE LA ESTRATEGIA FOTOVOLTAICA ANUALIZADO PARA EL PERIODO 2021-2030													
Medidas del plan de acción				Cuantificación del coste del plan de acción									
Línea de actuación		Iniciativa		Anualizado									
Cód.	Descripción	Cód.	Descripción	Coste	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
			conectado al descrito en el punto A1.3.											
		A.1.5	Reducir la cantidad de información necesaria para tramitar autorizaciones de licencia de obras teniendo en cuenta que la legalidad técnica de la instalación es revisada por otros entes como la propia Comunidad Autónoma. Limitar la solicitud de datos a lo estrictamente necesario. A menor información, mayor rapidez en otorgar los permisos.	**88.000 €**	29.333 €	29.333 €	29.333 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
		A.1.6	Promover que no se soliciten licencias de actividad para instalaciones en autoconsumo a menos que dichas instalaciones cuenten con régimen retributivo por la energía inyectada en red. Sólo este tipo de instalaciones podrían pensar en el sobredimensionamiento para la venta de energía. En el resto de casos, la propia estructura retributiva aprobada por el Real Decreto 244/2019 desmotiva la producción de vertidos.	**- €**	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
		A.1.7	Crear una guía autonómica sobre el procedimiento de autorización de instalaciones de autoconsumo en Canarias. Tendría en cuenta todas	**30.000 €**	30.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €

COSTE DE IMPLANTACIÓN DE LA ESTRATEGIA FOTOVOLTAICA ANUALIZADO PARA EL PERIODO 2021-2030														
Medidas del plan de acción				Cuantificación del coste del plan de acción										
Línea de actuación		Iniciativa		Anualizado										
Cód.	Descripción	Cód.	Descripción	Coste	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
			las etapas e incluso la tramitación a nivel de municipios.											
A.2	Incentivos fiscales a la actividad de autoconsumo	A.2.1	Aplicar una bonificación fiscal del 5% anual durante 5 años sobre los costes de instalación en el Impuesto de Bienes Inmuebles (IBI) para instalaciones de potencia inferior a 15 kW en coherencia con las bases potestativas definidas en la Ley Reguladora de Haciendas Locales de España las cuales establecen un máximo de 50%.	**1.500.000 €**	150.000 €	150.000 €	150.000 €	150.000 €	150.000 €	150.000 €	150.000 €	150.000 €	150.000 €	150.000 €
		A.2.2	Otorgar una bonificación fiscal del 10% anual durante 5 años sobre los costes de instalación en el Impuesto de Bienes Inmuebles (IBI) en aquellos casos en los que se opte por un modelo de autoconsumo compartido.	**2.000.000 €**	200.000 €	200.000 €	200.000 €	200.000 €	200.000 €	200.000 €	200.000 €	200.000 €	200.000 €	200.000 €
		A.2.3	Conceder una bonificación fiscal del 3% anual durante 5 años sobre los costes de instalación en el Impuesto de Bienes Inmuebles (IBI) para aquellos casos en los que la potencia sea superior a 15 kW.	**5.000.000 €**	500.000 €	500.000 €	500.000 €	500.000 €	500.000 €	500.000 €	500.000 €	500.000 €	500.000 €	500.000 €
		A.2.4	Establecer una bonificación del 25% sobre los Impuestos de Actividades Económicas (IAE) en aquellas actividades que se desarrollen en el ámbito municipal y que usen energía autoconsumida, ya sean locales comerciales, oficinas,	**500.000 €**	50.000 €	50.000 €	50.000 €	50.000 €	50.000 €	50.000 €	50.000 €	50.000 €	50.000 €	50.000 €

COSTE DE IMPLANTACIÓN DE LA ESTRATEGIA FOTOVOLTAICA ANUALIZADO PARA EL PERIODO 2021-2030													
Medidas del plan de acción				Cuantificación del coste del plan de acción									
Línea de actuación		Iniciativa		Anualizado									
Cód.	Descripción	Cód.	Descripción	Coste	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
			hoteles, industrias o cualquier otro tipo de uso.											
		A.2.5	Bonificar en un 50% sobre el Impuesto de Construcciones, Instalaciones y Obras (ICIO) siempre y cuando dicha instalación no hay sido puesta en servicio porque fuera de obligado cumplimiento según Código Técnico de la Edificación o cualquier otra normativa de ámbito regional.	**500.000 €**	50.000 €	50.000 €	50.000 €	50.000 €	50.000 €	50.000 €	50.000 €	50.000 €	50.000 €	50.000 €
A.3	**Creación de líneas de subvención anuales**	**A.3.1**	Plantear la creación de una línea de subvenciones que pudiera ser financiada con fondos comunitarios como los Fondos de Desarrollo Regional (FEDER) hasta alcanzar los objetivos definidos en este documento.	**220.000.000 €**	22.000.000 €	22.000.000 €	22.000.000 €	22.000.000 €	22.000.000 €	22.000.000 €	22.000.000 €	22.000.000 €	22.000.000 €	22.000.000 €
		A.3.2	Crear un procedimiento simplificado para acceder a este tipo de subvenciones y otorgar de manera inmediata en función del cumplimiento de las condiciones mínimas que fueran exigibles.	**5.000 €**	5.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
		A.3.3	Usar al gestor de la red de distribución, mediante envío de facturas corrientes mensuales, para comunicar la apertura de una línea de subvención de autoconsumo. Dirigirla sólo al sector objetivo.	**40.000 €**	4.000 €	4.000 €	4.000 €	4.000 €	4.000 €	4.000 €	4.000 €	4.000 €	4.000 €	4.000 €

COSTE DE IMPLANTACIÓN DE LA ESTRATEGIA FOTOVOLTAICA ANUALIZADO PARA EL PERIODO 2021-2030													
Medidas del plan de acción				Cuantificación del coste del plan de acción									
Línea de actuación		Iniciativa		Anualizado									
Cód.	Descripción	Cód.	Descripción	Coste	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
		A.3.4	Establecer un plazo de acceso a subvenciones amplio, cerrándose una vez se haya gastado todo el fondo que se hubiera definido a tal efecto.	**- €**	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
		A.3.5	Favorecer en estas subvenciones la presentación de solicitudes de autoconsumo compartido. Se incrementarían en un 10% los fondos dedicados a este tipo de instalaciones.	**- €**	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
		A.3.6	Subvencionar la incorporación del uso del autoconsumo con consumos energéticos intensivos y en especial las instalaciones relacionadas con el sector turístico y otras infraestructuras críticas para Canarias como el agua.	**10.000.000 €**	- €	3.333.333 €	3.333.333 €	3.333.333 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
		A.3.7	Creación de una línea de financiación rembolsable de bajo interés para la puesta en marcha de plantas fotovoltaicas en régimen de autoconsumo.	**300.000 €**	- €	- €	- €	- €	50.000 €	50.000 €	50.000 €	50.000 €	50.000 €	50.000 €
		A.3.8	Desarrollar acciones de seguimiento anual en el cumplimiento de los objetivos definidos en este plan de acción y ajustar las subvenciones en función del grado de cumplimiento.	**90.000 €**	9.000 €	9.000 €	9.000 €	9.000 €	9.000 €	9.000 €	9.000 €	9.000 €	9.000 €	9.000 €
A.4	**Acciones sociales y comunicación**	**A.4.1**	Desarrollar campañas de comunicación que lleguen a todos los medios de comunicación y en horarios de máxima audiencia.	**150.000 €**	50.000 €	50.000 €	50.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €

COSTE DE IMPLANTACIÓN DE LA ESTRATEGIA FOTOVOLTAICA ANUALIZADO PARA EL PERIODO 2021-2030													
Medidas del plan de acción				Cuantificación del coste del plan de acción									
Línea de actuación		Iniciativa		Anualizado									
Cód.	Descripción	Cód.	Descripción	Coste	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
			Concienciación de la necesidad del autoconsumo.											
		A.4.2	Realizar charlas formativas e informativas en colegios e institutos.	**50.000 €**	10.000 €	10.000 €	10.000 €	10.000 €	10.000 €	- €	- €	- €	- €	- €
		A.4.3	Crear campañas de comunicación en espacios públicos a través de señalética, pantallas digitales, vallas publicitarias, etc.	**60.000 €**	60.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
		A.4.4	Dar a conocer la ventanilla única del autoconsumo propuesta. Desde esta misma ventanilla única del autoconsumo se tramitarían las instalaciones y se gestionarían las subvenciones. También serviría de plataforma de comunicación.	**100.000 €**	10.000 €	10.000 €	10.000 €	10.000 €	10.000 €	10.000 €	10.000 €	10.000 €	10.000 €	10.000 €
		A.4.5	Publicar un mapa de instalaciones de autoconsumo en servicio tomando como referencia los datos comunicados a efectos de fomentar el conocimiento sobre la evolución del sector.	**10.000 €**	10.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
		A.4.6	Publicar mapas de potencial de autoconsumo basados en los estudios desarrollados en esta encomienda.	**- €**	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
		A.4.7	Crear un directorio de empresas que proveen servicios energéticos relacionados con la actividad de autoconsumo.	**2.000 €**	1.000 €	1.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
		A.4.8	Poner en marcha cursos de formación para personas	**10.000 €**	3.334 €	3.334 €	3.334 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €

COSTE DE IMPLANTACIÓN DE LA ESTRATEGIA FOTOVOLTAICA ANUALIZADO PARA EL PERIODO 2021-2030													
Medidas del plan de acción				Cuantificación del coste del plan de acción									
Línea de actuación		Iniciativa		Anualizado									
Cód.	Descripción	Cód.	Descripción	Coste	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
			desempleadas especializado en la instalación de sistemas en autoconsumo y la integración de sistemas de gestión de demanda asociadas a estas instalaciones.											
		A.4.9	Promover la creación de mesas de debate en el marco del Observatorio de la Energía de Canarias y un laboratorio de ideas para promover la creación de modelos de negocio asociados a este sector.	**20.000 €**	4.000 €	4.000 €	4.000 €	4.000 €	4.000 €	- €	- €	- €	- €	- €
		A.4.10	Crear una bolsa de empleo en materia de empleo verde asociada a este sector	**2.000 €**	1.000 €	1.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
		A.4.11	Difundir las ventajas de la gestión energética y las mejoras en eficiencia energética como consecuencia del autoconsumo.	**10.000 €**	5.000 €	5.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
		A.4.12	Desarrollar un congreso internacional en esta temática.	**25.000 €**	25.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
		A.4.13	Crear concursos que premien a instalaciones de autoconsumo más eficientes en todos los sectores.	**15.000 €**	- €	- €	7.500 €	7.500 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
A.5	**Implementación de autoconsumo en instalaciones municipales**	**A.5.1**	Invertir en la re-electrificación de sistemas de bombeo de agua a población mediante instalaciones de autoconsumo fotovoltaico.	**4.000.000 €**	800.000 €	800.000 €	800.000 €	800.000 €	800.000 €	- €	- €	- €	- €	- €
		A.5.2	Instalar plantas fotovoltaicas en régimen de autoconsumo asociadas a pabellones deportivos y otro tipo	**5.000.000 €**	1.000.000 €	1.000.000 €	1.000.000 €	1.000.000 €	1.000.000 €	- €	- €	- €	- €	- €

COSTE DE IMPLANTACIÓN DE LA ESTRATEGIA FOTOVOLTAICA ANUALIZADO PARA EL PERIODO 2021-2030													
Medidas del plan de acción				Cuantificación del coste del plan de acción									
Línea de actuación		Iniciativa		Anualizado									
Cód.	Descripción	Cód.	Descripción	Coste	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
			de instalaciones deportivas como piscinas municipales cubiertas.											
		A.5.3	Valorar otros métodos que acerquen aún más la ciudadanía a la inversión en autoconsumo fotovoltaico en instalaciones municipales. Pueden plantearse préstamos de la ciudadanía con contratos participativos a pequeña escala con el objetivo de incentivar que estos mismos apuesten por esta tecnología en sus casas.	**20.000 €**	- €	10.000 €	10.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
		A.5.4	Plantear la instalación de plantas fotovoltaicas en recintos municipales y proponer que dichas instalaciones puedan también ser asociadas a la demanda de vecinos en sus proximidades (menos de 500 metros). Medida de fomento del autoconsumo comunitario.	**5.000.000 €**	- €	- €	- €	- €	1.666.667 €	1.666.667 €	1.666.667 €	- €	- €	- €
		A.5.5	Ligar cualquier actuación llevada a cabo en un espacio protegido y que suponga la repotenciación de su sistema eléctrico a la instalación de sistemas de autoconsumo fotovoltaico.	**3.000.000 €**	500.000 €	500.000 €	500.000 €	500.000 €	500.000 €	500.000 €	- €	- €	- €	- €
		A.5.6	Asociar las nuevas flotas municipales de vehículos eléctricos a la instalación de sistemas de autoconsumo fotovoltaico.	**1.500.000 €**	- €	250.000 €	250.000 €	250.000 €	250.000 €	250.000 €	250.000 €	- €	- €	- €
A.6	**Fomento del autoconsumo**	**A.6.1**	Promover que el autoconsumo compartido pueda ser promovido	**50.000 €**	50.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €

COSTE DE IMPLANTACIÓN DE LA ESTRATEGIA FOTOVOLTAICA ANUALIZADO PARA EL PERIODO 2021-2030													
Medidas del plan de acción				Cuantificación del coste del plan de acción									
Línea de actuación		Iniciativa		Anualizado									
Cód.	Descripción	Cód.	Descripción	Coste	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
	compartido para todos los sectores		en otro tipo de sectores como el hotelero mediante la asociación de demandas de hasta dos centros de transformación siempre que dichos sistemas incorporen medios técnicos de coordinación.											
		A.6.2	Velar por que en los instrumentos de ordenación y planificación territorial se incluyan criterios relativos al uso del autoconsumo compartido como medida para la búsqueda de soluciones que fomenten la eficiencia energética a todos los niveles.	**- €**	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
		A.6.3	Investigar e implementar soluciones de BlockChain asociadas al autoconsumo comunitario.	**100.000 €**	50.000 €	50.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
A.7	**Incentivo del desarrollo tecnológico en materia de I+D+i aplicada al autoconsumo fotovoltaico**	**A.7.1**	Crear un programa de apoyo a proyectos de I+D+i relacionados con el autoconsumo fotovoltaico, el almacenamiento energético y la gestión energética de estas instalaciones.	**300.000 €**	- €	60.000 €	60.000 €	60.000 €	60.000 €	60.000 €	- €	- €	- €	- €
		A.7.2	Crear un programa de apoyo a proyectos de I+D+i en materia de redes de distribución inteligente y gestión comunitaria de instalaciones de autoconsumo fotovoltaico.	**300.000 €**	150.000 €	150.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
		A.7.3	Establecer proyectos piloto en las distintas islas del archipiélago donde se prueben soluciones	**200.000 €**	- €	66.667 €	66.667 €	66.667 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €

COSTE DE IMPLANTACIÓN DE LA ESTRATEGIA FOTOVOLTAICA ANUALIZADO PARA EL PERIODO 2021-2030													
Medidas del plan de acción				Cuantificación del coste del plan de acción									
Línea de actuación		Iniciativa		Anualizado									
Cód.	Descripción	Cód.	Descripción	Coste	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
			novedosas en cuanto a gestión de instalaciones fotovoltaicas en régimen de autoconsumo, gestión de demanda y almacenamiento energético.											
		A.7.4	Transferir a empresas canarias los conocimientos adquiridos de los proyectos piloto desarrollados a efectos de que estas tengan una ventaja competitiva frente a otras empresas extranjeras.	**100.000 €**	- €	- €	- €	- €	16.667 €	16.667 €	16.667 €	16.667 €	16.667 €	16.667 €
		A.7.5	Desarrollar acciones de formación a empresas del sector sobre procedimientos de gestión energética y programación de inversores fotovoltaicos.	**50.000 €**	8.333 €	8.333 €	8.333 €	8.333 €	8.333 €	8.333 €	- €	- €	- €	- €
		A.7.6	Poner en marcha un sistema de información que permita recabar datos de operación de instalaciones que hayan recibido subvención a efectos de investigar la puesta en marcha de sistemas coordinados, favoreciendo la inyección de vertidos si estos no suponen un problema para la red eléctrica.	**100.000 €**	- €	100.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
		A.7.7	Desarrollar una línea de incentivos para la evaluación de proyectos de servicios energéticos vinculados al autoconsumo fotovoltaico en la Comunidad Autónoma de Canarias.	**60.000 €**	- €	- €	- €	- €	20.000 €	20.000 €	20.000 €	- €	- €	- €
A.8	**Integración en red de**	**A.8.1**	Ampliar estudios de integración de autoconsumo fotovoltaico	**30.000 €**	15.000 €	15.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €

COSTE DE IMPLANTACIÓN DE LA ESTRATEGIA FOTOVOLTAICA ANUALIZADO PARA EL PERIODO 2021-2030													
Medidas del plan de acción				Cuantificación del coste del plan de acción									
Línea de actuación		Iniciativa		Anualizado									
Cód.	Descripción	Cód.	Descripción	Coste	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
	instalaciones de autoconsumo		considerando la red de distribución y cómo los excedentes podrían ser gestionados teniendo en cuenta las capacidades de todos los transformadores instalados en Canarias.											
		A.8.2	Desarrollar un plan de emergencia para los periodos de mayor demanda y en condiciones de alta variabilidad del recurso fotovoltaico.	**30.000 €**	- €	- €	30.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
		A.8.3	Implementar un sistema de predicción energética fotovoltaico para Canarias basado en medidas recabadas en estaciones radiométricas y modelos meteorológicos de prognosis con los que detectar caídas de producción y actuar en consecuencia.	**40.000 €**	- €	- €	- €	5.714 €	5.714 €	5.714 €	5.714 €	5.714 €	5.714 €	5.714 €
A.9	**Otras acciones genéricas de fomento del autoconsumo**	**A.9.1**	Desarrollar una ECO etiqueta que fuera otorgada a empresas de la Comunidad Autónoma que dispongan de medias de autoconsumo. Dicha ECO etiqueta tendría escalas en función del grado de autoconsumo.	**15.000 €**	- €	2.500 €	2.500 €	2.500 €	2.500 €	2.500 €	2.500 €	- €	- €	- €
		A.9.2	Implementar otra etiqueta basada en el concepto SMART-Grids. Se reconocería a aquellas empresas que incorporen medidas	**15.000 €**	1 €	2.500 €	2.500 €	2.500 €	2.500 €	2.500 €	2.500 €	- €	- €	- €

COSTE DE IMPLANTACIÓN DE LA ESTRATEGIA FOTOVOLTAICA ANUALIZADO PARA EL PERIODO 2021-2030													
Medidas del plan de acción				Cuantificación del coste del plan de acción									
Línea de actuación		Iniciativa		Anualizado									
Cód.	Descripción	Cód.	Descripción	Coste	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
			relacionadas con la gestión energética en las Islas Canarias.											
		A.9.3	Impulsar la inversión conjunta de entidades locales en la re-electrificación de sus instalaciones asociadas.	**50.000 €**	- €	8.333 €	8.333 €	8.333 €	8.333 €	8.333 €	8.333 €	- €	- €	- €
		A.9.4	Emplear soluciones TIC para avanzar hacia un concepto de redes de distribución inteligente que considere el autoconsumo.	**50.000 €**	- €	- €	6.250 €	6.250 €	6.250 €	6.250 €	6.250 €	6.250 €	6.250 €	6.250 €
		A.9.5	Actualizar el listado de instalaciones de autoconsumo fotovoltaico a efectos de conocer la vida útil de dicho parque de generación.	**30.000 €**	15.000 €	15.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
		A.9.6	Impulsar la incorporación del autoconsumo en instalaciones agrícolas asociados a sus procesos.	**500.000 €**	50.000 €	50.000 €	50.000 €	50.000 €	50.000 €	50.000 €	50.000 €	50.000 €	50.000 €	50.000 €
		A.9.7	Promover la instalación de sistemas de autoconsumo fotovoltaico en área comerciales, vinculando el consumo de dichos establecimientos a la generación fotovoltaica producida.	**500.000 €**	50.000 €	50.000 €	50.000 €	50.000 €	50.000 €	50.000 €	50.000 €	50.000 €	50.000 €	50.000 €

Tabla 127 Coste de implantación de la estrategia fotovoltaica anualizado para el periodo 2021-2030

6.3. INSULARIZADO PARA EL PERIODO 2031 - 2040

COSTE DE IMPLANTACIÓN DE LA ESTRATEGIA FOTOVOLTAICA INSULARIZADO PARA EL PERIODO 2031-2040													
Medidas del plan de acción				Cuantificación del coste del plan de acción									
Línea de actuación		Iniciativa		Comunidad Autónoma de Canarias			Distribución por islas						
Cód.	Descripción	Cód.	Descripción	Coste	Año Inicio	Año Fin	Lanzarote	Fuerteventura	Gran Canaria	Tenerife	La Gomera	La Palma	El Hierro
A.1	Trámites administrativos	A1.1	Revisar la normativa urbanística con el fin de detectar limitaciones relacionadas con la morfología de los edificios, retranqueos, alturas, visibilidad de las instalaciones fotovoltaicas sobre cubierta, etc., que pueden limitar la puesta en marcha de instalaciones de autoconsumo en las Islas Canarias.	- €	-	-	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
		A1.2	Permitir la instalación de plantas fotovoltaicas incluso en edificios protegidos aunque eso signifique la imposición de condicionantes técnicos como respetar las inclinaciones y orientaciones de cubierta para evitar su visibilidad.	- €	-	-	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
		A1.3	Promover la creación de un sistema unificado para la tramitación de instalaciones de autoconsumo que comunique con todos los actores involucrados pero en especial, consejerías de la comunidad autónoma implicadas, ayuntamientos y gestor de la red de distribución. El sistema permitiría el trámite online directo.	- €	-	-	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
		A.1.4	Definir plazos máximos de contestación a solicitudes incluyéndose las licencias de obra.	- €	-	-	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €

COSTE DE IMPLANTACIÓN DE LA ESTRATEGIA FOTOVOLTAICA INSULARIZADO PARA EL PERIODO 2031-2040													
Medidas del plan de acción				Cuantificación del coste del plan de acción									
Línea de actuación		Iniciativa		Comunidad Autónoma de Canarias			Distribución por islas						
Cód.	Descripción	Cód.	Descripción	Coste	Año Inicio	Año Fin	Lanzarote	Fuerteventura	Gran Canaria	Tenerife	La Gomera	La Palma	El Hierro
			Este procedimiento estaría conectado al descrito en el punto A1.3.										
		A.1.5	Reducir la cantidad de información necesaria para tramitar autorizaciones de licencia de obras teniendo en cuenta que la legalidad técnica de la instalación es revisada por otros entes como la propia Comunidad Autónoma. Limitar la solicitud de datos a lo estrictamente necesario. A menor información, mayor rapidez en otorgar los permisos.	**- €**	**-**	**-**	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
		A.1.6	Promover que no se soliciten licencias de actividad para instalaciones en autoconsumo a menos que dichas instalaciones cuenten con régimen retributivo por la energía inyectada en red. Sólo este tipo de instalaciones podrían pensar en el sobredimensionamiento para la venta de energía. En el resto de casos, la propia estructura retributiva aprobada por el Real Decreto 244/2019 desmotiva la producción de vertidos.	**- €**	**-**	**-**	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
		A.1.7	Crear una guía autonómica sobre el procedimiento de autorización de instalaciones de autoconsumo en	**- €**	**-**	**-**	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €

COSTE DE IMPLANTACIÓN DE LA ESTRATEGIA FOTOVOLTAICA INSULARIZADO PARA EL PERIODO 2031-2040													
Medidas del plan de acción				Cuantificación del coste del plan de acción									
Línea de actuación		Iniciativa		Comunidad Autónoma de Canarias			Distribución por islas						
Cód.	Descripción	Cód.	Descripción	Coste	Año Inicio	Año Fin	Lanzarote	Fuerteventura	Gran Canaria	Tenerife	La Gomera	La Palma	El Hierro
			Canarias. Tendría en cuenta todas las etapas e incluso la tramitación a nivel de municipios.										
A.2	Incentivos fiscales a la actividad de autoconsumo	A.2.1	Aplicar una bonificación fiscal del 5% anual durante 5 años sobre los costes de instalación en el Impuesto de Bienes Inmuebles (IBI) para instalaciones de potencia inferior a 15 kW en coherencia con las bases potestativas definidas en la Ley Reguladora de Haciendas Locales de España las cuales establecen un máximo de 50%.	**4.000.000 €**	**2031**	**2050**	296.645 €	269.911 €	1.524.014 €	1.739.075 €	26.796 €	107.458 €	36.099 €
		A.2.2	Otorgar una bonificación fiscal del 10% anual durante 5 años sobre los costes de instalación en el Impuesto de Bienes Inmuebles (IBI) en aquellos casos en los que se opte por un modelo de autoconsumo compartido.	**6.000.000 €**	**2031**	**2050**	444.968 €	404.867 €	2.286.021 €	2.608.613 €	40.194 €	161.188 €	54.149 €
		A.2.3	Conceder una bonificación fiscal del 3% anual durante 5 años sobre los costes de instalación en el Impuesto de Bienes Inmuebles (IBI) para aquellos casos en los que la potencia sea superior a 15 kW.	**12.000.000 €**	**2031**	**2050**	889.936 €	809.734 €	4.572.042 €	5.217.226 €	80.389 €	322.375 €	108.298 €
		A.2.4	Establecer una bonificación del 25% sobre los Impuestos de Actividades Económicas (IAE) en aquellas actividades que se desarrollen en el ámbito municipal y que usen	**2.000.000 €**	**2031**	**2050**	148.323 €	134.956 €	762.007 €	869.538 €	13.398 €	53.729 €	18.050 €

COSTE DE IMPLANTACIÓN DE LA ESTRATEGIA FOTOVOLTAICA INSULARIZADO PARA EL PERIODO 2031-2040													
Medidas del plan de acción				Cuantificación del coste del plan de acción									
Línea de actuación		Iniciativa		Comunidad Autónoma de Canarias			Distribución por islas						
Cód.	Descripción	Cód.	Descripción	Coste	Año Inicio	Año Fin	Lanzarote	Fuerteventura	Gran Canaria	Tenerife	La Gomera	La Palma	El Hierro
			energía autoconsumida, ya sean locales comerciales, oficinas, hoteles, industrias o cualquier otro tipo de uso.										
		A.2.5	Bonificar en un 50% sobre el Impuesto de Construcciones, Instalaciones y Obras (ICIO) siempre y cuando dicha instalación no hay sido puesta en servicio porque fuera de obligado cumplimiento según Código Técnico de la Edificación o cualquier otra normativa de ámbito regional.	**2.000.000 €**	**2031**	**2050**	148.323 €	134.956 €	762.007 €	869.538 €	13.398 €	53.729 €	18.050 €
A.3	**Creación de líneas de subvención anuales**	**A.3.1**	Plantear la creación de una línea de subvenciones que pudiera ser financiada con fondos comunitarios como los Fondos de Desarrollo Regional (FEDER) hasta alcanzar los objetivos definidos en este documento.	**80.000.000 €**	**2031**	**2050**	5.932.907 €	5.398.228 €	30.480.280 €	34.781.506 €	535.926 €	2.149.168 €	721.984 €
		A.3.2	Crear un procedimiento simplificado para acceder a este tipo de subvenciones y otorgar de manera inmediata en función del cumplimiento de las condiciones mínimas que fueran exigibles.	**- €**	**-**	**-**	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
		A.3.3	Usar al gestor de la red de distribución, mediante envío de facturas corrientes mensuales, para comunicar la apertura de una línea	**- €**	**-**	**-**	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €

COSTE DE IMPLANTACIÓN DE LA ESTRATEGIA FOTOVOLTAICA INSULARIZADO PARA EL PERIODO 2031-2040													
Medidas del plan de acción				Cuantificación del coste del plan de acción									
Línea de actuación		Iniciativa		Comunidad Autónoma de Canarias			Distribución por islas						
Cód.	Descripción	Cód.	Descripción	Coste	Año Inicio	Año Fin	Lanzarote	Fuerteventura	Gran Canaria	Tenerife	La Gomera	La Palma	El Hierro
			de subvención de autoconsumo. Dirigirla sólo al sector objetivo.										
		A.3.4	Establecer un plazo de acceso a subvenciones amplio, cerrándose una vez se haya gastado todo el fondo que se hubiera definido a tal efecto.	**- €**	**-**	**-**	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
		A.3.5	Favorecer en estas subvenciones la presentación de solicitudes de autoconsumo compartido. Se incrementarían en un 10% los fondos dedicados a este tipo de instalaciones.	**- €**	**-**	**-**	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
		A.3.6	Subvencionar la incorporación del uso del autoconsumo con consumos energéticos intensivos y en especial las instalaciones relacionadas con el sector turístico y otras infraestructuras críticas para Canarias como el agua.	**10.000.000 €**	**2031**	**2040**	741.613 €	674.779 €	3.810.035 €	4.347.688 €	66.991 €	268.646 €	90.248 €
		A.3.7	Creación de una línea de financiación rembolsable de bajo interés para la puesta en marcha de plantas fotovoltaicas en régimen de autoconsumo.	**- €**	**-**	**-**	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
		A.3.8	Desarrollar acciones de seguimiento anual en el cumplimiento de los objetivos definidos en este plan de acción y ajustar las subvenciones en función del grado de cumplimiento.	**180.000 €**	**2031**	**2050**	13.349 €	12.146 €	68.581 €	78.258 €	1.206 €	4.836 €	1.624 €

COSTE DE IMPLANTACIÓN DE LA ESTRATEGIA FOTOVOLTAICA INSULARIZADO PARA EL PERIODO 2031-2040													
Medidas del plan de acción				Cuantificación del coste del plan de acción									
Línea de actuación		Iniciativa		Comunidad Autónoma de Canarias			Distribución por islas						
Cód.	Descripción	Cód.	Descripción	Coste	Año Inicio	Año Fin	Lanzarote	Fuerteventura	Gran Canaria	Tenerife	La Gomera	La Palma	El Hierro
A.4	Acciones sociales y comunicación	A.4.1	Desarrollar campañas de comunicación que lleguen a todos los medios de comunicación y en horarios de máxima audiencia. Concienciación de la necesidad del autoconsumo.	- €	-	-	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
		A.4.2	Realizar charlas formativas e informativas en colegios e institutos.	200.000 €	2031	2045	14.832 €	13.496 €	76.201 €	86.954 €	1.340 €	5.373 €	1.805 €
		A.4.3	Crear campañas de comunicación en espacios públicos a través de señalética, pantallas digitales, vallas publicitarias, etc.	100.000 €	2031	2032	7.416 €	6.748 €	38.100 €	43.477 €	670 €	2.686 €	902 €
		A.4.4	Dar a conocer la ventanilla única del autoconsumo propuesta. Desde esta misma ventanilla única del autoconsumo se tramitarían las instalaciones y se gestionarían las subvenciones. También serviría de plataforma de comunicación.	- €	-	-	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
		A.4.5	Publicar un mapa de instalaciones de autoconsumo en servicio tomando como referencia los datos comunicados a efectos de fomentar el conocimiento sobre la evolución del sector.	- €	-	-	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
		A.4.6	Publicar mapas de potencial de autoconsumo basados en los estudios desarrollados en esta encomienda.	- €	-	-	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €

COSTE DE IMPLANTACIÓN DE LA ESTRATEGIA FOTOVOLTAICA INSULARIZADO PARA EL PERIODO 2031-2040													
Medidas del plan de acción				Cuantificación del coste del plan de acción									
Línea de actuación		Iniciativa		Comunidad Autónoma de Canarias			Distribución por islas						
Cód.	Descripción	Cód.	Descripción	Coste	Año Inicio	Año Fin	Lanzarote	Fuerteventura	Gran Canaria	Tenerife	La Gomera	La Palma	El Hierro
		A.4.7	Crear un directorio de empresas que proveen servicios energéticos relacionados con la actividad de autoconsumo.	- €	-	-	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
		A.4.8	Poner en marcha cursos de formación para personas desempleadas especializado en la instalación de sistemas en autoconsumo y la integración de sistemas de gestión de demanda asociadas a estas instalaciones.	190.000 €	2031	2050	14.091 €	12.821 €	72.391 €	82.606 €	1.273 €	5.104 €	1.715 €
		A.4.9	Promover la creación de mesas de debate en el marco del Observatorio de la Energía de Canarias y un laboratorio de ideas para promover la creación de modelos de negocio asociados a este sector.	40.000 €	2031	2050	2.966 €	2.699 €	15.240 €	17.391 €	268 €	1.075 €	361 €
		A.4.10	Crear una bolsa de empleo en materia de empleo verde asociada a este sector	- €	-	-	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
		A.4.11	Difundir las ventajas de la gestión energética y las mejoras en eficiencia energética como consecuencia del autoconsumo.	- €	-	-	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
		A.4.12	Desarrollar un congreso internacional en esta temática.	60.000 €	2031	2040	4.450 €	4.049 €	22.860 €	26.086 €	402 €	1.612 €	541 €
		A.4.13	Crear concursos que premien a instalaciones de autoconsumo más eficientes en todos los sectores.	50.000 €	2031	2040	3.708 €	3.374 €	19.050 €	21.738 €	335 €	1.343 €	451 €

COSTE DE IMPLANTACIÓN DE LA ESTRATEGIA FOTOVOLTAICA INSULARIZADO PARA EL PERIODO 2031-2040													
Medidas del plan de acción				Cuantificación del coste del plan de acción									
Línea de actuación		Iniciativa		Comunidad Autónoma de Canarias			Distribución por islas						
Cód.	Descripción	Cód.	Descripción	Coste	Año Inicio	Año Fin	Lanzarote	Fuerteventura	Gran Canaria	Tenerife	La Gomera	La Palma	El Hierro
A.5	**Implementación de autoconsumo en instalaciones municipales**	**A.5.1**	Invertir en la re-electrificación de sistemas de bombeo de agua a población mediante instalaciones de autoconsumo fotovoltaico.	**10.000.000 €**	**2035**	**2045**	741.613 €	674.779 €	3.810.035 €	4.347.688 €	66.991 €	268.646 €	90.248 €
		A.5.2	Instalar plantas fotovoltaicas en régimen de autoconsumo asociadas a pabellones deportivos y otro tipo de instalaciones deportivas como piscinas municipales cubiertas.	**10.000.000 €**	**2041**	**2050**	741.613 €	674.779 €	3.810.035 €	4.347.688 €	66.991 €	268.646 €	90.248 €
		A.5.3	Valorar otros métodos que acerquen aún más la ciudadanía a la inversión en autoconsumo fotovoltaico en instalaciones municipales. Pueden plantearse préstamos de la ciudadanía con contratos participativos a pequeña escala con el objetivo de incentivar que estos mismos apuesten por esta tecnología en sus casas.	**50.000 €**	**2031**	**2050**	3.708 €	3.374 €	19.050 €	21.738 €	335 €	1.343 €	451 €
		A.5.4	Plantear la instalación de plantas fotovoltaicas en recintos municipales y proponer que dichas instalaciones puedan también ser asociadas a la demanda de vecinos en sus proximidades (menos de 500 metros). Medida de fomento del autoconsumo comunitario.	**10.000.000 €**	**2031**	**2050**	741.613 €	674.779 €	3.810.035 €	4.347.688 €	66.991 €	268.646 €	90.248 €
		A.5.5	Ligar cualquier actuación llevada a cabo en un espacio protegido y que suponga la repotenciación de su sistema eléctrico a la instalación de	**8.000.000 €**	**2031**	**2050**	593.291 €	539.823 €	3.048.028 €	3.478.151 €	53.593 €	214.917 €	72.198 €

COSTE DE IMPLANTACIÓN DE LA ESTRATEGIA FOTOVOLTAICA INSULARIZADO PARA EL PERIODO 2031-2040													
Medidas del plan de acción				Cuantificación del coste del plan de acción									
Línea de actuación		Iniciativa		Comunidad Autónoma de Canarias			Distribución por islas						
Cód.	Descripción	Cód.	Descripción	Coste	Año Inicio	Año Fin	Lanzarote	Fuerteventura	Gran Canaria	Tenerife	La Gomera	La Palma	El Hierro
			sistemas de autoconsumo fotovoltaico.										
		A.5.6	Asociar las nuevas flotas municipales de vehículos eléctricos a la instalación de sistemas de autoconsumo fotovoltaico.	**20.000.000 €**	**2031**	**2050**	1.483.227 €	1.349.557 €	7.620.070 €	8.695.376 €	133.981 €	537.292 €	180.496 €
A.6	**Fomento del autoconsumo compartido para todos los sectores**	**A.6.1**	Promover que el autoconsumo compartido pueda ser promovido en otro tipo de sectores como el hotelero mediante la asociación de demandas de hasta dos centros de transformación siempre que dichos sistemas incorporen medios técnicos de coordinación.	**100.000 €**	**2031**	**2045**	7.416 €	6.748 €	38.100 €	43.477 €	670 €	2.686 €	902 €
		A.6.2	Velar por que en los instrumentos de ordenación y planificación territorial se incluyan criterios relativos al uso del autoconsumo compartido como medida para la búsqueda de soluciones que fomenten la eficiencia energética a todos los niveles.	**- €**	**-**	**-**	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
		A.6.3	Investigar e implementar soluciones de BlockChain asociadas al autoconsumo comunitario.	**500.000 €**	**2031**	**2035**	37.081 €	33.739 €	190.502 €	217.384 €	3.350 €	13.432 €	4.512 €
A.7	**Incentivo del desarrollo tecnológico en materia de I+D+i aplicada**	**A.7.1**	Crear un programa de apoyo a proyectos de I+D+i relacionados con el autoconsumo fotovoltaico, el almacenamiento energético y la gestión energética de estas instalaciones.	**3.000.000 €**	**2031**	**2050**	222.484 €	202.434 €	1.143.011 €	1.304.306 €	20.097 €	80.594 €	27.074 €

COSTE DE IMPLANTACIÓN DE LA ESTRATEGIA FOTOVOLTAICA INSULARIZADO PARA EL PERIODO 2031-2040													
Medidas del plan de acción				Cuantificación del coste del plan de acción									
Línea de actuación		Iniciativa		Comunidad Autónoma de Canarias			Distribución por islas						
Cód.	Descripción	Cód.	Descripción	Coste	Año Inicio	Año Fin	Lanzarote	Fuerteventura	Gran Canaria	Tenerife	La Gomera	La Palma	El Hierro
	al autoconsumo fotovoltaico	**A.7.2**	Crear un programa de apoyo a proyectos de I+D+i en materia de redes de distribución inteligente y gestión comunitaria de instalaciones de autoconsumo fotovoltaico.	**1.000.000 €**	**2031**	**2045**	74.161 €	67.478 €	381.004 €	434.769 €	6.699 €	26.865 €	9.025 €
		A.7.3	Establecer proyectos piloto en las distintas islas del archipiélago donde se prueben soluciones novedosas en cuanto a gestión de instalaciones fotovoltaicas en régimen de autoconsumo, gestión de demanda y almacenamiento energético.	**500.000 €**	**2031**	**2045**	37.081 €	33.739 €	190.502 €	217.384 €	3.350 €	13.432 €	4.512 €
		A.7.4	Transferir a empresas canarias los conocimientos adquiridos de los proyectos piloto desarrollados a efectos de que estas tengan una ventaja competitiva frente a otras empresas extranjeras.	**200.000 €**	**2031**	**2040**	14.832 €	13.496 €	76.201 €	86.954 €	1.340 €	5.373 €	1.805 €
		A.7.5	Desarrollar acciones de formación a empresas del sector sobre procedimientos de gestión energética y programación de inversores fotovoltaicos.	**- €**	**-**	**-**	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
		A.7.6	Poner en marcha un sistema de información que permita recabar datos de operación de instalaciones que hayan recibido subvención a efectos de investigar la puesta en marcha de sistemas coordinados,	**- €**	**-**	**-**	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €

COSTE DE IMPLANTACIÓN DE LA ESTRATEGIA FOTOVOLTAICA INSULARIZADO PARA EL PERIODO 2031-2040													
Medidas del plan de acción				Cuantificación del coste del plan de acción									
Línea de actuación		Iniciativa		Comunidad Autónoma de Canarias			Distribución por islas						
Cód.	Descripción	Cód.	Descripción	Coste	Año Inicio	Año Fin	Lanzarote	Fuerteventura	Gran Canaria	Tenerife	La Gomera	La Palma	El Hierro
			favoreciendo la inyección de vertidos si estos no suponen un problema para la red eléctrica.										
		A.7.7	Desarrollar una línea de incentivos para la evaluación de proyectos de servicios energéticos vinculados al autoconsumo fotovoltaico en la Comunidad Autónoma de Canarias.	**- €**	**-**	**-**	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
A.8	**Integración en red de instalaciones de autoconsumo**	**A.8.1**	Ampliar estudios de integración de autoconsumo fotovoltaico considerando la red de distribución y cómo los excedentes podrían ser gestionados teniendo en cuenta las capacidades de todos los transformadores instalados en Canarias.	**- €**	**-**	**-**	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
		A.8.2	Desarrollar un plan de emergencia para los periodos de mayor demanda y en condiciones de alta variabilidad del recurso fotovoltaico.	**- €**	**-**	**-**	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
		A.8.3	Implementar un sistema de predicción energética fotovoltaico para Canarias basado en medidas recabadas en estaciones radiométricas y modelos meteorológicos de prognosis con los que detectar caídas de producción y actuar en consecuencia.	**100.000 €**	**2031**	**2050**	7.416 €	6.748 €	38.100 €	43.477 €	670 €	2.686 €	902 €

COSTE DE IMPLANTACIÓN DE LA ESTRATEGIA FOTOVOLTAICA INSULARIZADO PARA EL PERIODO 2031-2040													
Medidas del plan de acción				Cuantificación del coste del plan de acción									
Línea de actuación		Iniciativa		Comunidad Autónoma de Canarias			Distribución por islas						
Cód.	Descripción	Cód.	Descripción	Coste	Año Inicio	Año Fin	Lanzarote	Fuerteventura	Gran Canaria	Tenerife	La Gomera	La Palma	El Hierro
A.9	Otras acciones genéricas de fomento del autoconsumo	A.9.1	Desarrollar una ECO etiqueta que fuera otorgada a empresas de la Comunidad Autónoma que dispongan de medias de autoconsumo. Dicha ECO etiqueta tendría escalas en función del grado de autoconsumo.	- €	-	-	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
		A.9.2	Implementar otra etiqueta basada en el concepto SMART-Grids. Se reconocería a aquellas empresas que incorporen medidas relacionadas con la gestión energética en las Islas Canarias.	- €	-	-	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
		A.9.3	Impulsar la inversión conjunta de entidades locales en la re-electrificación de sus instalaciones asociadas.	**200.000 €**	**2031**	**2040**	14.832 €	13.496 €	76.201 €	86.954 €	1.340 €	5.373 €	1.805 €
		A.9.4	Emplear soluciones TIC para avanzar hacia un concepto de redes de distribución inteligente que considere el autoconsumo.	**500.000 €**	**2031**	**2045**	37.081 €	33.739 €	190.502 €	217.384 €	3.350 €	13.432 €	4.512 €
		A.9.5	Actualizar el listado de instalaciones de autoconsumo fotovoltaico a efectos de conocer la vida útil de dicho parque de generación.	- €	-	-	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
		A.9.6	Impulsar la incorporación del autoconsumo en instalaciones agrícolas asociados a sus procesos.	**3.000.000 €**	**2031**	**2050**	222.484 €	202.434 €	1.143.011 €	1.304.306 €	20.097 €	80.594 €	27.074 €
		A.9.7	Promover la instalación de sistemas de autoconsumo fotovoltaico en área comerciales, vinculando el	**500.000 €**	**2031**	**2040**	37.081 €	33.739 €	190.502 €	217.384 €	3.350 €	13.432 €	4.512 €

COSTE DE IMPLANTACIÓN DE LA ESTRATEGIA FOTOVOLTAICA INSULARIZADO PARA EL PERIODO 2031-2040													
Medidas del plan de acción				Cuantificación del coste del plan de acción									
Línea de actuación		Iniciativa		Comunidad Autónoma de Canarias			Distribución por islas						
Cód.	Descripción	Cód.	Descripción	Coste	Año Inicio	Año Fin	Lanzarote	Fuerteventura	Gran Canaria	Tenerife	La Gomera	La Palma	El Hierro
			consumo de dichos establecimientos a la generación fotovoltaica producida.										

Tabla 128 Coste de implantación de la estrategia fotovoltaica insularizado para el periodo 2031-2050

6.4. INSULARIZADO PARA EL PERIODO 2031 - 2040

COSTE DE IMPLANTACIÓN DE LA ESTRATEGIA FOTOVOLTAICA ANUALIZADO PARA EL PERIODO 2031-2040													
Medidas del plan de acción				Cuantificación del coste del plan de acción									
Línea de actuación		Iniciativa		Anualizado									
Cód.	Descripción	Cód.	Descripción	Coste	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
A.1	Trámites administrativos	A1.1	Revisar la normativa urbanística con el fin de detectar limitaciones relacionadas con la morfología de los edificios, retranqueos, alturas, visibilidad de las instalaciones fotovoltaicas sobre cubierta, etc., que pueden limitar la puesta en marcha de instalaciones de autoconsumo en las Islas Canarias.	**- €**	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
		A1.2	Permitir la instalación de plantas fotovoltaicas incluso en edificios protegidos aunque eso signifique la imposición de condicionantes técnicos como respetar las inclinaciones y orientaciones de cubierta para evitar su visibilidad.	**- €**	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €

COSTE DE IMPLANTACIÓN DE LA ESTRATEGIA FOTOVOLTAICA ANUALIZADO PARA EL PERIODO 2031-2040													
Medidas del plan de acción				Cuantificación del coste del plan de acción									
Línea de actuación		Iniciativa		Anualizado									
Cód.	Descripción	Cód.	Descripción	Coste	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
		A1.3	Promover la creación de un sistema unificado para la tramitación de instalaciones de autoconsumo que comunique con todos los actores involucrados pero en especial, consejerías de la comunidad autónoma implicadas, ayuntamientos y gestor de la red de distribución. El sistema permitiría el trámite online directo.	**- €**	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
		A.1.4	Definir plazos máximos de contestación a solicitudes incluyéndose las licencias de obra. Este procedimiento estaría conectado al descrito en el punto A1.3.	**- €**	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
		A.1.5	Reducir la cantidad de información necesaria para tramitar autorizaciones de licencia de obras teniendo en cuenta que la legalidad técnica de la instalación es revisada por otros entes como la propia Comunidad Autónoma. Limitar la solicitud de datos a lo estrictamente necesario. A menor información, mayor rapidez en otorgar los permisos.	**- €**	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
		A.1.6	Promover que no se soliciten licencias de actividad para instalaciones en autoconsumo a menos que dichas instalaciones cuenten con régimen retributivo	**- €**	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €

COSTE DE IMPLANTACIÓN DE LA ESTRATEGIA FOTOVOLTAICA ANUALIZADO PARA EL PERIODO 2031-2040													
Medidas del plan de acción				Cuantificación del coste del plan de acción									
Línea de actuación		Iniciativa		Anualizado									
Cód.	Descripción	Cód.	Descripción	Coste	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
			por la energía inyectada en red. Sólo este tipo de instalaciones podrían pensar en el sobredimensionamiento para la venta de energía. En el resto de casos, la propia estructura retributiva aprobada por el Real Decreto 244/2019 desmotiva la producción de vertidos.											
		A.1.7	Crear una guía autonómica sobre el procedimiento de autorización de instalaciones de autoconsumo en Canarias. Tendría en cuenta todas las etapas e incluso la tramitación a nivel de municipios.	**- €**	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
A.2	**Incentivos fiscales a la actividad de autoconsumo**	**A.2.1**	Aplicar una bonificación fiscal del 5% anual durante 5 años sobre los costes de instalación en el Impuesto de Bienes Inmuebles (IBI) para instalaciones de potencia inferior a 15 kW en coherencia con las bases potestativas definidas en la Ley Reguladora de Haciendas Locales de España las cuales establecen un máximo de 50%.	**4.000.000 €**	500.000 €	500.000 €	500.000 €	500.000 €	500.000 €	500.000 €	500.000 €	500.000 €	- €	- €
		A.2.2	Otorgar una bonificación fiscal del 10% anual durante 5 años sobre los costes de instalación en el Impuesto de Bienes Inmuebles (IBI) en aquellos casos en los que se opte por un modelo de autoconsumo compartido.	**6.000.000 €**	750.000 €	750.000 €	750.000 €	750.000 €	750.000 €	750.000 €	750.000 €	750.000 €	- €	- €

COSTE DE IMPLANTACIÓN DE LA ESTRATEGIA FOTOVOLTAICA ANUALIZADO PARA EL PERIODO 2031-2040													
Medidas del plan de acción				Cuantificación del coste del plan de acción									
Línea de actuación		Iniciativa		Anualizado									
Cód.	Descripción	Cód.	Descripción	Coste	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
		A.2.3	Conceder una bonificación fiscal del 3% anual durante 5 años sobre los costes de instalación en el Impuesto de Bienes Inmuebles (IBI) para aquellos casos en los que la potencia sea superior a 15 kW.	**12.000.000 €**	1.500.000 €	1.500.000 €	1.500.000 €	1.500.000 €	1.500.000 €	1.500.000 €	1.500.000 €	1.500.000 €	- €	- €
		A.2.4	Establecer una bonificación del 25% sobre los Impuestos de Actividades Económicas (IAE) en aquellas actividades que se desarrollen en el ámbito municipal y que usen energía autoconsumida, ya sean locales comerciales, oficinas, hoteles, industrias o cualquier otro tipo de uso.	**2.000.000 €**	250.000 €	250.000 €	250.000 €	250.000 €	250.000 €	250.000 €	250.000 €	250.000 €	- €	- €
		A.2.5	Bonificar en un 50% sobre el Impuesto de Construcciones, Instalaciones y Obras (ICIO) siempre y cuando dicha instalación no hay sido puesta en servicio porque fuera de obligado cumplimiento según Código Técnico de la Edificación o cualquier otra normativa de ámbito regional.	**2.000.000 €**	250.000 €	250.000 €	250.000 €	250.000 €	250.000 €	250.000 €	250.000 €	250.000 €	- €	- €
A.3	**Creación de líneas de subvención anuales**	**A.3.1**	Plantear la creación de una línea de subvenciones que pudiera ser financiada con fondos comunitarios como los Fondos de Desarrollo Regional (FEDER) hasta alcanzar los objetivos definidos en este documento.	**80.000.000 €**	20.000.000 €	20.000.000 €	10.000.000 €	10.000.000 €	10.000.000 €	10.000.000 €	- €	- €	- €	- €

COSTE DE IMPLANTACIÓN DE LA ESTRATEGIA FOTOVOLTAICA ANUALIZADO PARA EL PERIODO 2031-2040													
Medidas del plan de acción				Cuantificación del coste del plan de acción									
Línea de actuación		Iniciativa		Anualizado									
Cód.	Descripción	Cód.	Descripción	Coste	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
		A.3.2	Crear un procedimiento simplificado para acceder a este tipo de subvenciones y otorgar de manera inmediata en función del cumplimiento de las condiciones mínimas que fueran exigibles.	**- €**	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
		A.3.3	Usar al gestor de la red de distribución, mediante envío de facturas corrientes mensuales, para comunicar la apertura de una línea de subvención de autoconsumo. Dirigirla sólo al sector objetivo.	**- €**	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
		A.3.4	Establecer un plazo de acceso a subvenciones amplio, cerrándose una vez se haya gastado todo el fondo que se hubiera definido a tal efecto.	**- €**	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
		A.3.5	Favorecer en estas subvenciones la presentación de solicitudes de autoconsumo compartido. Se incrementarían en un 10% los fondos dedicados a este tipo de instalaciones.	**- €**	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
		A.3.6	Subvencionar la incorporación del uso del autoconsumo con consumos energéticos intensivos y en especial las instalaciones relacionadas con el sector turístico y otras infraestructuras críticas para Canarias como el agua.	**10.000.000 €**	2.000.000 €	2.000.000 €	2.000.000 €	2.000.000 €	2.000.000 €	- €	- €	- €	- €	- €
		A.3.7	Creación de una línea de financiación rembolsable de bajo	**- €**	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €

COSTE DE IMPLANTACIÓN DE LA ESTRATEGIA FOTOVOLTAICA ANUALIZADO PARA EL PERIODO 2031-2040													
Medidas del plan de acción				Cuantificación del coste del plan de acción									
Línea de actuación		Iniciativa		Anualizado									
Cód.	Descripción	Cód.	Descripción	Coste	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
			interés para la puesta en marcha de plantas fotovoltaicas en régimen de autoconsumo.											
		A.3.8	Desarrollar acciones de seguimiento anual en el cumplimiento de los objetivos definidos en este plan de acción y ajustar las subvenciones en función del grado de cumplimiento.	**180.000 €**	18.000 €	18.000 €	18.000 €	18.000 €	18.000 €	18.000 €	18.000 €	18.000 €	18.000 €	18.000 €
A.4	**Acciones sociales y comunicación**	**A.4.1**	Desarrollar campañas de comunicación que lleguen a todos los medios de comunicación y en horarios de máxima audiencia. Concienciación de la necesidad del autoconsumo.	**- €**	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
		A.4.2	Realizar charlas formativas e informativas en colegios e institutos.	**200.000 €**	40.000 €	40.000 €	40.000 €	40.000 €	40.000 €	- €	- €	- €	- €	- €
		A.4.3	Crear campañas de comunicación en espacios públicos a través de señalética, pantallas digitales, vallas publicitarias, etc.	**100.000 €**	50.000 €	50.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
		A.4.4	Dar a conocer la ventanilla única del autoconsumo propuesta. Desde esta misma ventanilla única del autoconsumo se tramitarían las instalaciones y se gestionarían las subvenciones. También serviría de plataforma de comunicación.	**- €**	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
		A.4.5	Publicar un mapa de instalaciones de autoconsumo en servicio tomando como referencia los datos comunicados a efectos de fomentar	**- €**	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €

COSTE DE IMPLANTACIÓN DE LA ESTRATEGIA FOTOVOLTAICA ANUALIZADO PARA EL PERIODO 2031-2040													
Medidas del plan de acción				Cuantificación del coste del plan de acción									
Línea de actuación		Iniciativa		Anualizado									
Cód.	Descripción	Cód.	Descripción	Coste	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
			el conocimiento sobre la evolución del sector.											
		A.4.6	Publicar mapas de potencial de autoconsumo basados en los estudios desarrollados en esta encomienda.	**- €**	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
		A.4.7	Crear un directorio de empresas que proveen servicios energéticos relacionados con la actividad de autoconsumo.	**- €**	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
		A.4.8	Poner en marcha cursos de formación para personas desempleadas especializado en la instalación de sistemas en autoconsumo y la integración de sistemas de gestión de demanda asociadas a estas instalaciones.	**190.000 €**	19.000 €	19.000 €	19.000 €	19.000 €	19.000 €	19.000 €	19.000 €	19.000 €	19.000 €	19.000 €
		A.4.9	Promover la creación de mesas de debate en el marco del Observatorio de la Energía de Canarias y un laboratorio de ideas para promover la creación de modelos de negocio asociados a este sector.	**40.000 €**	4.000 €	4.000 €	4.000 €	4.000 €	4.000 €	4.000 €	4.000 €	4.000 €	4.000 €	4.000 €
		A.4.10	Crear una bolsa de empleo en materia de empleo verde asociada a este sector	**- €**	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
		A.4.11	Difundir las ventajas de la gestión energética y las mejoras en eficiencia energética como consecuencia del autoconsumo.	**- €**	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €

COSTE DE IMPLANTACIÓN DE LA ESTRATEGIA FOTOVOLTAICA ANUALIZADO PARA EL PERIODO 2031-2040													
Medidas del plan de acción				Cuantificación del coste del plan de acción									
Línea de actuación		Iniciativa		Anualizado									
Cód.	Descripción	Cód.	Descripción	Coste	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
		A.4.12	Desarrollar un congreso internacional en esta temática.	**60.000 €**	12.000 €	12.000 €	12.000 €	12.000 €	12.000 €	- €	- €	- €	- €	- €
		A.4.13	Crear concursos que premien a instalaciones de autoconsumo más eficientes en todos los sectores.	**50.000 €**	10.000 €	10.000 €	10.000 €	10.000 €	10.000 €	- €	- €	- €	- €	- €
A.5	**Implementación de autoconsumo en instalaciones municipales**	**A.5.1**	Invertir en la re-electrificación de sistemas de bombeo de agua a población mediante instalaciones de autoconsumo fotovoltaico.	**10.000.000 €**	2.000.000 €	2.000.000 €	2.000.000 €	2.000.000 €	2.000.000 €	- €	- €	- €	- €	- €
		A.5.2	Instalar plantas fotovoltaicas en régimen de autoconsumo asociadas a pabellones deportivos y otro tipo de instalaciones deportivas como piscinas municipales cubiertas.	**10.000.000 €**	- €	- €	- €	- €	- €	2.000.000 €	2.000.000 €	2.000.000 €	2.000.000 €	2.000.000 €
		A.5.3	Valorar otros métodos que acerquen aún más la ciudadanía a la inversión en autoconsumo fotovoltaico en instalaciones municipales. Pueden plantearse préstamos de la ciudadanía con contratos participativos a pequeña escala con el objetivo de incentivar que estos mismos apuesten por esta tecnología en sus casas.	**50.000 €**	5.000 €	5.000 €	5.000 €	5.000 €	5.000 €	5.000 €	5.000 €	5.000 €	5.000 €	5.000 €
		A.5.4	Plantear la instalación de plantas fotovoltaicas en recintos municipales y proponer que dichas instalaciones puedan también ser asociadas a la demanda de vecinos en sus proximidades (menos de 500 metros). Medida de fomento del autoconsumo comunitario.	**10.000.000 €**	1.000.000 €	1.000.000 €	1.000.000 €	1.000.000 €	1.000.000 €	1.000.000 €	1.000.000 €	1.000.000 €	1.000.000 €	1.000.000 €

COSTE DE IMPLANTACIÓN DE LA ESTRATEGIA FOTOVOLTAICA ANUALIZADO PARA EL PERIODO 2031-2040													
Medidas del plan de acción				Cuantificación del coste del plan de acción									
Línea de actuación		Iniciativa		Anualizado									
Cód.	Descripción	Cód.	Descripción	Coste	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
		A.5.5	Ligar cualquier actuación llevada a cabo en un espacio protegido y que suponga la repotenciación de su sistema eléctrico a la instalación de sistemas de autoconsumo fotovoltaico.	**8.000.000 €**	800.000 €	800.000 €	800.000 €	800.000 €	800.000 €	800.000 €	800.000 €	800.000 €	800.000 €	800.000 €
		A.5.6	Asociar las nuevas flotas municipales de vehículos eléctricos a la instalación de sistemas de autoconsumo fotovoltaico.	**20.000.000 €**	2.500.000 €	2.500.000 €	2.500.000 €	2.500.000 €	2.500.000 €	2.500.000 €	2.500.000 €	2.500.000 €	- €	- €
A.6	**Fomento del autoconsumo compartido para todos los sectores**	**A.6.1**	Promover que el autoconsumo compartido pueda ser promovido en otro tipo de sectores como el hotelero mediante la asociación de demandas de hasta dos centros de transformación siempre que dichos sistemas incorporen medios técnicos de coordinación.	**100.000 €**	25.000 €	25.000 €	25.000 €	25.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
		A.6.2	Velar por que en los instrumentos de ordenación y planificación territorial se incluyan criterios relativos al uso del autoconsumo compartido como medida para la búsqueda de soluciones que fomenten la eficiencia energética a todos los niveles.	**- €**	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
		A.6.3	Investigar e implementar soluciones de BlockChain asociadas al autoconsumo comunitario.	**500.000 €**	250.000 €	250.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
A.7	**Incentivo del desarrollo tecnológico en**	**A.7.1**	Crear un programa de apoyo a proyectos de I+D+i relacionados con el autoconsumo fotovoltaico, el	**3.000.000 €**	375.000 €	375.000 €	375.000 €	375.000 €	375.000 €	375.000 €	375.000 €	375.000 €	- €	- €

COSTE DE IMPLANTACIÓN DE LA ESTRATEGIA FOTOVOLTAICA ANUALIZADO PARA EL PERIODO 2031-2040													
Medidas del plan de acción				Cuantificación del coste del plan de acción									
Línea de actuación		Iniciativa		Anualizado									
Cód.	Descripción	Cód.	Descripción	Coste	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
	materia de I+D+i aplicada al autoconsumo fotovoltaico		almacenamiento energético y la gestión energética de estas instalaciones.											
		A.7.2	Crear un programa de apoyo a proyectos de I+D+i en materia de redes de distribución inteligente y gestión comunitaria de instalaciones de autoconsumo fotovoltaico.	**1.000.000 €**	125.000 €	125.000 €	125.000 €	125.000 €	125.000 €	125.000 €	125.000 €	125.000 €	- €	- €
		A.7.3	Establecer proyectos piloto en las distintas islas del archipiélago donde se prueben soluciones novedosas en cuanto a gestión de instalaciones fotovoltaicas en régimen de autoconsumo, gestión de demanda y almacenamiento energético.	**500.000 €**	62.500 €	62.500 €	62.500 €	62.500 €	62.500 €	62.500 €	62.500 €	62.500 €	- €	- €
		A.7.4	Transferir a empresas canarias los conocimientos adquiridos de los proyectos piloto desarrollados a efectos de que estas tengan una ventaja competitiva frente a otras empresas extranjeras.	**200.000 €**	50.000 €	50.000 €	50.000 €	50.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
		A.7.5	Desarrollar acciones de formación a empresas del sector sobre procedimientos de gestión energética y programación de inversores fotovoltaicos.	**- €**	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
		A.7.6	Poner en marcha un sistema de información que permita recabar datos de operación de instalaciones que hayan recibido subvención a	**- €**	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €

COSTE DE IMPLANTACIÓN DE LA ESTRATEGIA FOTOVOLTAICA ANUALIZADO PARA EL PERIODO 2031-2040													
Medidas del plan de acción				Cuantificación del coste del plan de acción									
Línea de actuación		Iniciativa		Anualizado									
Cód.	Descripción	Cód.	Descripción	Coste	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
			efectos de investigar la puesta en marcha de sistemas coordinados, favoreciendo la inyección de vertidos si estos no suponen un problema para la red eléctrica.											
		A.7.7	Desarrollar una línea de incentivos para la evaluación de proyectos de servicios energéticos vinculados al autoconsumo fotovoltaico en la Comunidad Autónoma de Canarias.	**- €**	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
A.8	**Integración en red de instalaciones de autoconsumo**	**A.8.1**	Ampliar estudios de integración de autoconsumo fotovoltaico considerando la red de distribución y cómo los excedentes podrían ser gestionados teniendo en cuenta las capacidades de todos los transformadores instalados en Canarias.	**- €**	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
		A.8.2	Desarrollar un plan de emergencia para los periodos de mayor demanda y en condiciones de alta variabilidad del recurso fotovoltaico.	**- €**	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
		A.8.3	Implementar un sistema de predicción energética fotovoltaico para Canarias basado en medidas recabadas en estaciones radiométricas y modelos meteorológicos de prognosis con los que detectar caídas de producción y actuar en consecuencia.	**100.000 €**	10.000 €	10.000 €	10.000 €	10.000 €	10.000 €	10.000 €	10.000 €	10.000 €	10.000 €	10.000 €

COSTE DE IMPLANTACIÓN DE LA ESTRATEGIA FOTOVOLTAICA ANUALIZADO PARA EL PERIODO 2031-2040													
Medidas del plan de acción				Cuantificación del coste del plan de acción									
Línea de actuación		Iniciativa		Anualizado									
Cód.	Descripción	Cód.	Descripción	Coste	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
A.9	**Otras acciones genéricas de fomento del autoconsumo**	**A.9.1**	Desarrollar una ECO etiqueta que fuera otorgada a empresas de la Comunidad Autónoma que dispongan de medias de autoconsumo. Dicha ECO etiqueta tendría escalas en función del grado de autoconsumo.	**- €**	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
		A.9.2	Implementar otra etiqueta basada en el concepto SMART-Grids. Se reconocería a aquellas empresas que incorporen medidas relacionadas con la gestión energética en las Islas Canarias.	**- €**	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
		A.9.3	Impulsar la inversión conjunta de entidades locales en la re-electrificación de sus instalaciones asociadas.	**200.000 €**	40.000 €	40.000 €	40.000 €	40.000 €	40.000 €	- €	- €	- €	- €	- €
		A.9.4	Emplear soluciones TIC para avanzar hacia un concepto de redes de distribución inteligente que considere el autoconsumo.	**500.000 €**	83.333 €	83.333 €	83.333 €	83.333 €	83.333 €	83.333 €	- €	- €	- €	- €
		A.9.5	Actualizar el listado de instalaciones de autoconsumo fotovoltaico a efectos de conocer la vida útil de dicho parque de generación.	**- €**	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
		A.9.6	Impulsar la incorporación del autoconsumo en instalaciones agrícolas asociados a sus procesos.	**3.000.000 €**	300.000 €	300.000 €	300.000 €	300.000 €	300.000 €	300.000 €	300.000 €	300.000 €	300.000 €	300.000 €
		A.9.7	Promover la instalación de sistemas de autoconsumo fotovoltaico en área comerciales, vinculando el consumo de dichos	**500.000 €**	100.000 €	100.000 €	100.000 €	100.000 €	100.000 €	- €	- €	- €	- €	- €

COSTE DE IMPLANTACIÓN DE LA ESTRATEGIA FOTOVOLTAICA ANUALIZADO PARA EL PERIODO 2031-2040														
Medidas del plan de acción				Cuantificación del coste del plan de acción										
Línea de actuación		Iniciativa		Anualizado										
Cód.	Descripción	Cód.	Descripción	Coste	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
			establecimientos a la generación fotovoltaica producida.											

Tabla 129 Coste de implantación de la estrategia fotovoltaica anualizado para el periodo 2031-2040

6.5. RESUMEN DE COSTES DE IMPLANTACIÓN

Resumen de estimación económica del plan de acción 2021 - 2030											
Línea de actuación		Comunidad Autónoma de Canarias			Distribución por islas						
Cód.	Descripción	Coste	Año Inicio	Año Fin	Lanzarote	Fuerteventura	Gran Canaria	Tenerife	La Gomera	La Palma	El Hierro
A.1	**Trámites administrativos**	1.078.000 €	2021	2023	79.946 €	72.742 €	410.721 €	468.681 €	7.222 €	28.960 €	9.728 €
A.2	**Incentivos fiscales a la actividad de autoconsumo**	9.500.000 €	2021	2030	704.533 €	641.040 €	3.619.534 €	4.130.303 €	63.642 €	255.213 €	85.735 €
A.3	**Creación de líneas de subvención anuales**	230.435.000 €	2021	2030	17.089.369 €	15.549.259 €	87.796.542 €	100.185.954 €	1.543.701 €	6.190.543 €	2.079.632 €
A.4	**Acciones sociales y comunicación**	454.000 €	2020	2030	33.669 €	30.637 €	172.975 €	197.386 €	3.040 €	12.197 €	4.096 €
A.5	**Implementación de autoconsumo en instalaciones municipales**	18.520.000 €	2021	2027	1.373.468 €	1.249.690 €	7.056.186 €	8.051.917 €	124.066 €	497.535 €	167.138 €
A.6	**Fomento del autoconsumo compartido para todos los sectores**	150.000 €	2020	2030	11.124 €	10.122 €	57.150 €	65.215 €	1.005 €	4.029 €	1.355 €
A.7	**Incentivo del desarrollo tecnológico en materia de I+D+i aplicada al autoconsumo fotovoltaico**	1.110.000 €	2021	2030	82.318 €	74.901 €	422.913 €	482.594 €	7.437 €	29.818 €	10.019 €
A.8	**Integración en red de instalaciones de autoconsumo**	100.000 €	2021	2027	7.416 €	6.747 €	38.100 €	43.477 €	670 €	2.687 €	903 €
A.9	**Otras acciones genéricas de fomento del autoconsumo**	1.160.000 €	2021	2030	86.027 €	78.274 €	441.964 €	504.331 €	7.771 €	31.162 €	10.471 €
Total		**262.507.000 €**	**2021**	**2030**	**19.467.870 €**	**17.713.412 €**	**100.016.085 €**	**114.129.858 €**	**1.758.554 €**	**7.052.144 €**	**2.369.077 €**

Tabla 130 Resumen de estimación económica del plan de acción 2021 – 2030

Resumen de estimación económica del plan de acción 2031 - 2050												
Línea de actuación		Comunidad Autónoma de Canarias			Distribución por islas							
Cód.	Descripción	Coste	Año Inicio	Año Fin	Lanzarote	Fuerteventura	Gran Canaria	Tenerife	La Gomera	La Palma	El Hierro
A.1	Trámites administrativos	- €	0	0	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
A.2	Incentivos fiscales a la actividad de autoconsumo	26.000.000 €	2031	2040	1.928.195 €	1.754.424 €	9.906.091 €	11.303.989 €	174.176 €	698.480 €	234.645 €
A.3	Creación de líneas de subvención anuales	90.180.000 €	2031	2040	6.687.870 €	6.085.153 €	34.358.896 €	39.207.452 €	604.123 €	2.422.649 €	813.857 €
A.4	Acciones sociales y comunicación	640.000 €	2031	2040	47.463 €	43.186 €	243.842 €	278.252 €	4.287 €	17.193 €	5.776 €
A.5	Implementación de autoconsumo en instalaciones municipales	58.050.000 €	2031	2040	4.305.066 €	3.917.089 €	22.117.253 €	25.238.330 €	388.881 €	1.559.490 €	523.890 €
A.6	Fomento del autoconsumo compartido para todos los sectores	600.000 €	2031	2035	44.497 €	40.487 €	228.602 €	260.861 €	4.019 €	16.119 €	5.415 €
A.7	Incentivo del desarrollo tecnológico en materia de I+D+i aplicada al autoconsumo fotovoltaico	4.700.000 €	2031	2040	348.558 €	317.146 €	1.790.716 €	2.043.413 €	31.486 €	126.264 €	42.417 €
A.8	Integración en red de instalaciones de autoconsumo	100.000 €	2031	2040	7.416 €	6.748 €	38.100 €	43.477 €	670 €	2.686 €	902 €
A.9	Otras acciones genéricas de fomento del autoconsumo	4.200.000 €	2031	2040	311.478 €	283.407 €	1.600.215 €	1.826.029 €	28.136 €	112.831 €	37.904 €
Total		**184.470.000 €**	**2031**	**2040**	**13.680.543 €**	**12.447.640 €**	**70.283.717 €**	**80.201.805 €**	**1.235.778 €**	**4.955.712 €**	**1.664.806 €**

Tabla 131 Resumen de estimación económica del plan de acción 2031 - 2040

Anualización del coste de implantación de la estrategia 2021 - 2030												
		Distribución por año										
Cód.	Descripción	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total
A.1	Trámites administrativos	372,667 €	382,667 €	322,667 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	1,078,000 €
A.2	Incentivos fiscales a la actividad de autoconsumo	950,000 €	950,000 €	950,000 €	950,000 €	950,000 €	950,000 €	950,000 €	950,000 €	950,000 €	950,000 €	9,500,000 €
A.3	Creación de líneas de subvención anuales	22,018,000 €	25,346,333 €	25,346,333 €	25,346,333 €	22,063,000 €	22,063,000 €	22,063,000 €	22,063,000 €	22,063,000 €	22,063,000 €	230,435,000 €
A.4	Acciones sociales y comunicación	179,333 €	84,333 €	84,833 €	31,500 €	24,000 €	10,000 €	10,000 €	10,000 €	10,000 €	10,000 €	454,000 €
A.5	Implementación de autoconsumo en instalaciones municipales	2,300,000 €	2,560,000 €	2,560,000 €	2,550,000 €	4,216,667 €	2,416,667 €	1,916,667 €	- €	- €	- €	18,520,000 €
A.6	Fomento del autoconsumo compartido para todos los sectores	100,000 €	50,000 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	150,000 €
A.7	Incentivo del desarrollo tecnológico en materia de I+D+i aplicada al autoconsumo fotovoltaico	158,333 €	385,000 €	135,000 €	135,000 €	105,000 €	105,000 €	36,667 €	16,667 €	16,667 €	16,667 €	1,110,000 €
A.8	Integración en red de instalaciones de autoconsumo	15,000 €	15,000 €	30,000 €	5,714 €	5,714 €	5,714 €	5,714 €	5,714 €	5,714 €	5,714 €	100,000 €
A.9	Otras acciones genéricas de fomento del autoconsumo	115,001 €	128,333 €	119,583 €	119,583 €	119,583 €	119,583 €	119,583 €	106,250 €	106,250 €	106,250 €	1,160,001 €
Total		**26,208,334 €**	**29,901,667 €**	**29,548,417 €**	**29,138,131 €**	**27,483,964 €**	**25,669,964 €**	**25,101,631 €**	**23,151,631 €**	**23,151,631 €**	**23,151,631 €**	**262,507,001 €**

Tabla 132 Anualización del coste de implantación de la estrategia de autoconsumo fotovoltaico 2021 – 2030

Anualización del coste de implantación de la estrategia 2031 - 2040												
		Distribución por año										
Cód.	Descripción	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	Total
A.1	Trámites administrativos	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
A.2	Incentivos fiscales a la actividad de autoconsumo	3.250.000 €	3.250.000 €	3.250.000 €	3.250.000 €	3.250.000 €	3.250.000 €	3.250.000 €	3.250.000 €	- €	- €	26.000.000 €
A.3	Creación de líneas de subvención anuales	22.018.000 €	22.018.000 €	12.018.000 €	12.018.000 €	12.018.000 €	10.018.000 €	18.000 €	18.000 €	18.000 €	18.000 €	90.180.000 €
A.4	Acciones sociales y comunicación	135.000 €	135.000 €	85.000 €	85.000 €	85.000 €	23.000 €	23.000 €	23.000 €	23.000 €	23.000 €	640.000 €
A.5	Implementación de autoconsumo en instalaciones municipales	6.305.000 €	6.305.000 €	6.305.000 €	6.305.000 €	6.305.000 €	6.305.000 €	6.305.000 €	6.305.000 €	3.805.000 €	3.805.000 €	58.050.000 €
A.6	Fomento del autoconsumo compartido para todos los sectores	275.000 €	275.000 €	25.000 €	25.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	600.000 €
A.7	Incentivo del desarrollo tecnológico en materia de I+D+i aplicada al autoconsumo fotovoltaico	612.500 €	612.500 €	612.500 €	612.500 €	562.500 €	562.500 €	562.500 €	562.500 €	- €	- €	4.700.000 €
A.8	Integración en red de instalaciones de autoconsumo	10.000 €	10.000 €	10.000 €	10.000 €	10.000 €	10.000 €	10.000 €	10.000 €	10.000 €	10.000 €	100.000 €
A.9	Otras acciones genéricas de fomento del autoconsumo	523.333 €	523.333 €	523.333 €	523.333 €	523.333 €	383.333 €	300.000 €	300.000 €	300.000 €	300.000 €	4.200.000 €
Total		**33.128.833 €**	**33.128.833 €**	**22.828.833 €**	**22.828.833 €**	**22.753.833 €**	**20.551.833 €**	**10.468.500 €**	**10.468.500 €**	**4.156.000 €**	**4.156.000 €**	**184.470.000 €**

Tabla 133 Anualización del coste de implantación de la estrategia de autoconsumo fotovoltaico 2031 – 2040

Por líneas de actuación, presenta especial importancia la línea A.3 relativa a subvenciones. La acción de más impacto sería la apuesta por un mecanismo que a través de fondos FEDER lograra incentivar la instalación de plantas fotovoltaicas en régimen de autoconsumo. También presentan gran importancia sobre el global de la inversión del plan de acción aquellas acciones relativas a los incentivos fiscales y planes que fomentan la innovación como medio para conseguir los mayores índices posibles de cobertura de demanda mediante el uso de instalaciones fotovoltaicas en régimen de autoconsumo.

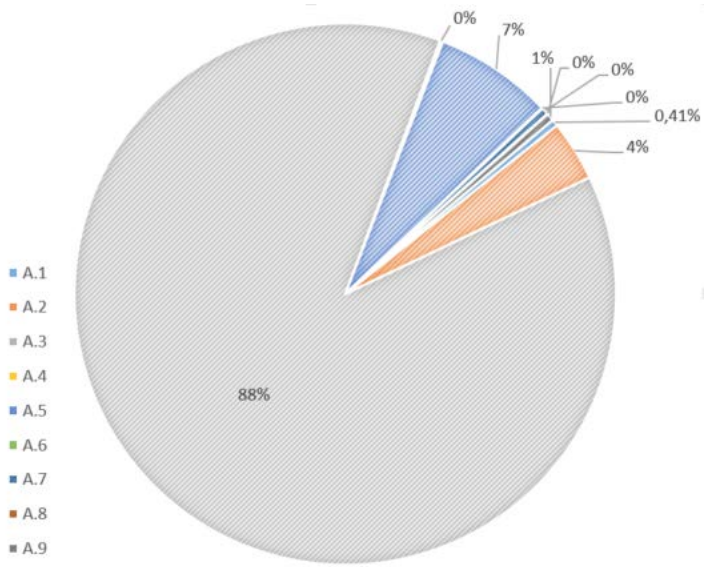

Figura 61 Reparto del presupuesto por línea de actuación

Según los costes estimados, la mayor parte de los recursos económicos se destinarían a las islas de Gran Canaria y Tenerife, lo cual resulta lógico teniendo en cuenta que en estas dos islas se concentran 994 MW de los 1220 MW propuestos para toda Canarias, como consecuencia de la demanda eléctrica y la densidad poblacional existente en estas dos islas.

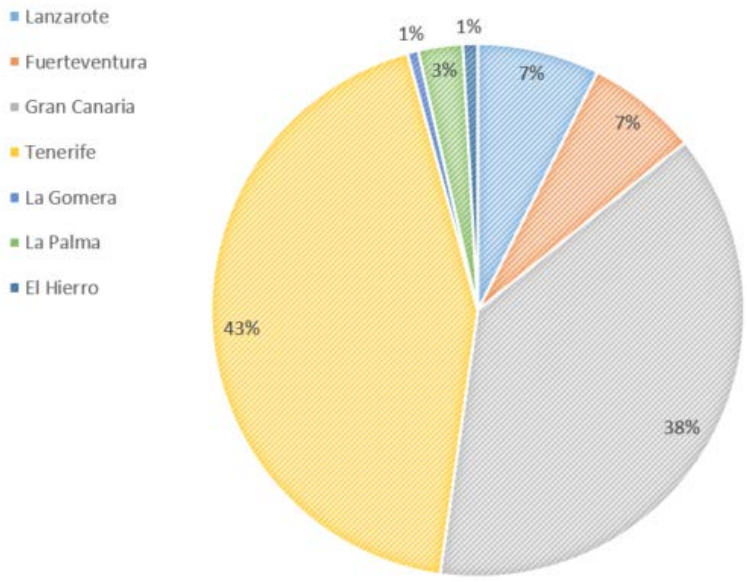

Figura 62 Reparto del presupuesto por islas

En cuanto a la anualización del coste de implantación de la estrategia de autoconsumo fotovoltaico 2021-2040, se considera que el mayor esfuerzo de financiación debe centrarse en los primeros años del horizonte temporal, potenciándose las medidas de incentivo al autoconsumo fotovoltaico en Canarias, la reducción de trabas burocráticas y armonización de procedimientos administrativos y la creación de modelos de negocios basados en estas tecnologías. La reducción de costes de la tecnología prevista a medio plazo y el aumento de los precios de compra de combustibles fósiles fomentarán que esta tecnología no requiera ningún tipo de subvención para que sea rentable. En este contexto, los costes derivados de la estrategia serán cada vez menores. Se muestran las tendencias en las siguientes ilustraciones.

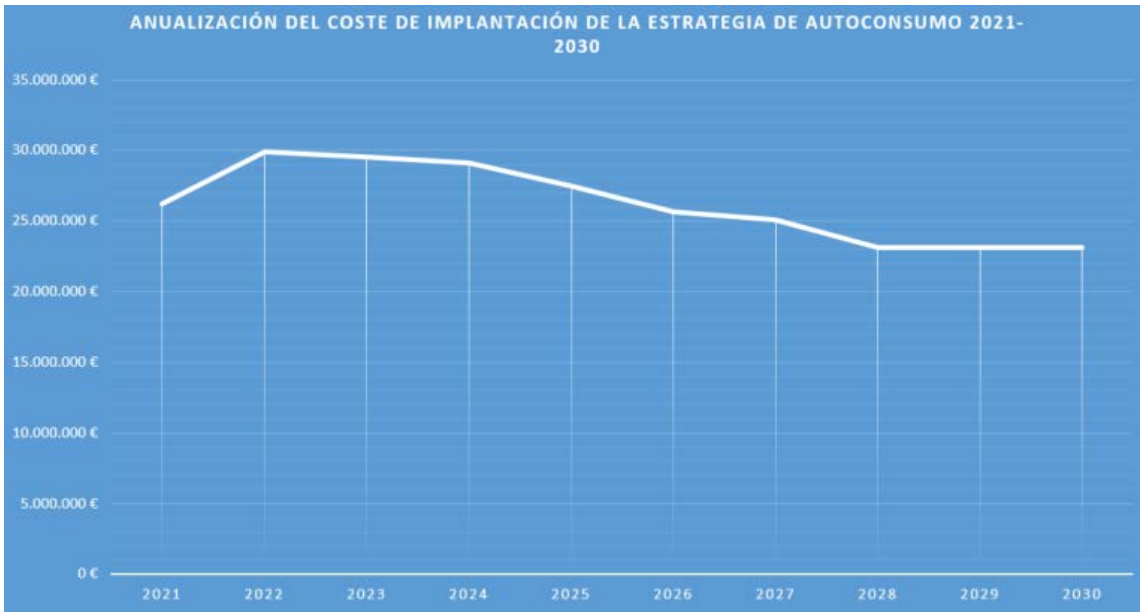

Figura 63 Anualización del coste de implantación de la estrategia de autoconsumo fotovoltaico 2021-2030

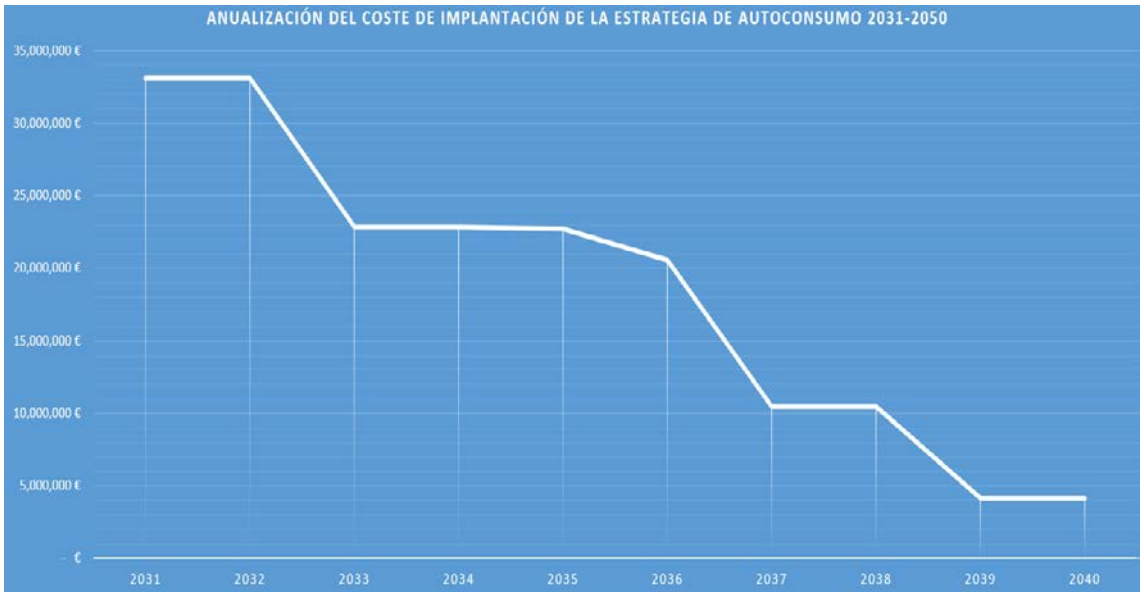

Figura 64 Anualización del coste de implantación de la estrategia de autoconsumo fotovoltaico 2031-2050

7. CONCLUSIONES

En esta estrategia se ha llevado a cabo un análisis en detalle de las posibilidades del autoconsumo fotovoltaico como elemento clave para el cambio hacia un modelo energético sostenible y descarbonizado, que fomente la generación distribuida y que tenga un impacto directo sobre el consumidor a efectos de reducir la pobreza energética. Dicha estrategia se basa en los principios básicos establecidos en el Plan de Transición Energética de Canarias (PTECan) y las bases del Plan Nacional de Energía y Clima (PNIEC) 2021 – 2030.

Para la ejecución de esta estrategia, se ha considerado fundamental el desarrollo de un estudio de planificación que se soporte sobre los mejores recursos disponibles en la actualidad para la estimación del potencial existente en Canarias para la instalación de sistemas de autoconsumo fotovoltaico. Inicialmente se parte de la **información catastral de Canarias** accesible a través de Catastro. Dicha información no sólo presenta la ubicación de cada edificio, sino que adicionalmente, se dispone de datos de especial interés como tipo de edificio, número de plantas, usos, etc. Los datos catastrales por sí solos no aportaban información suficiente para cuantificar el potencial de instalación de autoconsumo, ya que no todas las cubiertas de edificios son apropiadas para la instalación de este tipo de infraestructuras. En este sentido, se desarrolló un **Modelo Digital de Terreno (MDT) de alta resolución (0.5 x 0.5 m)** usando datos **LIDAR** (la mayor precisión existente en la actualidad). Las capas de datos catastrales fueron unidas con el MDT logrando reproducir las condiciones de orientación respecto al Azimut e inclinación de los edificios para la instalación de paneles fotovoltaicos.

Se contó además con los datos de radiación solar y temperatura. Estos datos fueron generados para toda Canarias, considerándose un mallado compuesto por celdas de 250 x 250 metros. Estos mapas contienen información de **series temporales de datos horarios para un año tipo** de radiación horizontal y temperatura ambiente para cada posición sobre tierra del archipiélago canario. Además de la radiación, temperatura, orientación e inclinación, se utilizaron los datos de recurso eólico disponibles para Canarias como medio para considerar las pérdidas por convección en la producción fotovoltaica.

Por otra parte se desarrolló una estimación de la demanda en función del tipo de uso de cada edificio, generándose una serie de datos sintética de demanda horaria para un año tipo. A través de un algoritmo en base Python, se calculó para todas las referencias catastrales de Canarias el balance horario de instalaciones tipo. Este estudio permitió generar el comportamiento del sistema en un año tipo para cada edificio, determinándose la energía fotovoltaica consumida, los excedentes producidos y la energía que debería continuar siendo proveída por la red. De la misma forma, en este estudio se estimaron los costes y los ahorros anuales conseguidos en la factura eléctrica por la instalación de sistemas de autoconsumo fotovoltaico. Los balances energéticos fueron desarrollados considerando dos supuestos de cálculo:

- **Supuesto 1 – PV Máxima por superficie:** Se considera que el usuario opta por la instalación de la mayor superficie posible de paneles fotovoltaicos sobre su cubierta. Este supuesto se simula únicamente como criterio para conocer la energía máxima generable en cada referencia catastral aún a sabiendas de que no se llegaría a ese extremo por criterios

relacionados con la integración de esa energía en red (más energía de la necesaria y/o almacenable) y la rentabilidad económica (puesto que se aplicarían políticas de corte de considerable importancia).

- **Supuesto 2 – PV Máxima por cobertura:** En este supuesto se simula aquella situación en la que se establece como límite técnico que los excedentes anuales se situarían en el 10% de la demanda anual, lo que se considera como límite asumible en un sistema que apuesta por maximizar el autoconsumo sin que ello suponga la aplicación excesiva de políticas de corte.

El escenario planteado como óptimo propone la instalación de 1.271 MW en generación fotovoltaica en régimen de autoconsumo para el total de Canarias, lo que supondría dedicar un 7,5% del área total disponible sobre cubierta para la generación de electricidad. Para alcanzar ese objetivo se requeriría una inversión total de 3.244 M€, si bien el ahorro agregado de todos los autoconsumidores se situaría en 125,8 M€ al año. Para estimar ese ahorro, se han estimado los precios de término de energía actuales disgregados para todos los tipos de consumidores analizados en este estudio.

Potencia fotovoltaica en autoconsumo instalable por isla						
Municipio	Área total sobre cubierta	Área total para instalación PV	PV máxima instalable	PV instalable por criterio de cobertura	Inversión requerida	Ahorro
	m²	m²	MW	MW	M€	M€/año
Lanzarote	13.028.093	9.114.927	906	94	245	14,0
Fuerteventura	15.686.015	10.972.419	1.091	86	225	13,0
Gran Canaria	53.377.685	37.271.153	3.691	484	1.275	69,7
Tenerife	71.896.685	50.302.290	4.995	553	1.348	22,6
La Gomera	1.449.948	1.013.190	100	9	25	1,3
La Palma	5.296.240	3.705.838	366	34	97	4,8
El Hierro	1.208.618	843.048	83,4635	11	28	0,4
Total	**161.943.283**	**113.222.864**	**11.233**	**1.271**	**3.244**	**125,8**

Tabla 134 Potencia fotovoltaica en autoconsumo instalable por isla

La potencia mencionada ya incluiría la potencia fotovoltaica en autoconsumo ya existente. Según datos disponibles para finales de 2019, la potencia fotovoltaica en autoconsumo actualmente en funcionamiento se sitúa en 12,8 MW, ubicándose casi el 70% en las islas de mayor demanda energética, concretamente, en las islas de Gran Canaria y Tenerife.

Potencia fotovoltaica en autoconsumo existente por isla y sector								
Municipio	Lanzarote	Fuerteventura	Gran Canaria	Tenerife	La Gomera	La Palma	El Hierro	Canarias
	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW
Residencial	0,34	0,42	0,74	0,52	0,03	0,14	0,04	2,22
Comercios	0,52	0,00	0,90	0,85	0,00	0,24	0,04	2,55
Agricultura	0,00	0,03	0,49	0,05	0,00	0,00	0,00	0,57
Industrial	0,89	1,05	0,40	0,11	0,00	0,08	0,00	2,54
AA.PP	0,36	0,24	1,00	0,88	0,02	0,07	0,01	2,57
Hostelería	0,42	0,04	0,19	0,01	0,02	0,00	0,00	0,67
Oficinas	0,00	0,00	0,15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,15
Otros usos	0,14	0,01	1,09	0,27	0,00	0,02	0,00	1,54
Total	**2,67**	**1,79**	**4,96**	**2,69**	**0,06**	**0,56**	**0,08**	**12,81**

Tabla 135 Potencia fotovoltaica en autoconsumo existente por isla y sector

Según los estudios, se integrarían en red para toda Canarias 1.588,1 GWh/año. Esta cifra ya descuesta los vertidos a red suponiendo la peor situación, en la que todo autoconsumidor tendría que instalar dispositivos de anti-vertido y además no se dispondría de sistemas de almacenamiento energético asociados. En este supuesto pesimista, el autoconsumo evitaría la emisión de 1.248 $ktCO_2$ equivalentes de Gases contaminantes de Efecto Invernadero (GEI) al año, lo que se traduce en un beneficio económico añadido de 31,2 M€/año. En el caso de que los vertidos pudieran ser aprovechados por otros consumidores ubicados en cercanía a cada instalación de autoconsumo (supuesto optimista), la reducción de emisiones GEI incrementaría hasta las 1.669 $ktCO_2$ equivalentes y el beneficio económico sería de 41,7 M€/año.

Si se asume que la vida útil de una instalación fotovoltaica sería de 25 años y anualmente sólo se computaría como beneficio el ahorro de los usuarios en la factura eléctrica (precios de la demanda) y la reducción de emisiones (los derechos de emisión anteriormente comentados) actualizados en función del IPC (2%), la inversión inicial (3.244 M€) se recuperaría en el año 19, siendo el TIR del 4%.

Balance energético insular de instalaciones en autoconsumo					
Municipio	Energía PV	Demanda	Vertido	Consumo de red	Cobertura PV autoconsumo
	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
Lanzarote	160,8	304,4	40,3	183,9	39,6%
Fuerteventura	156,9	276,4	42,0	161,4	41,6%
Gran Canaria	833,1	1568,6	212,1	947,6	39,6%
Tenerife	883,8	2006,6	221,0	1343,7	33,0%
La Gomera	15,7	30,5	3,5	18,3	40,0%
La Palma	54,9	118,1	12,0	75,2	36,4%
El Hierro	18,3	34,5	4,6	20,8	39,7%
Total	**2123,6**	**4339,1**	**535,5**	**2750,9**	**36,6%**

Tabla 136 Balance energético insular de instalaciones en autoconsumo

De los 1.271 MW instalados, 456,6 MW estarían asociados al sector residencial, lo que supone un 37% del total. El segundo sector en orden de importancia es el hostelero con un 16% del total, seguido del sector comercial (13%), las industrias (11%) y las administraciones públicas (11%). El 11% restante se distribuye entre los sectores de agricultura, oficinas y otros usos no clasificables en ninguno de los anteriores según los datos aportados por catastro.

Distribución por sectores								
Municipio	Lanzarote	Fuerteventura	Gran Canaria	Tenerife	La Gomera	La Palma	El Hierro	Canarias
	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	
Residencial	38,9	25,6	111,2	249,5	5,6	18,2	7,5	456,6
Comercios	19,6	13,8	72,0	63,5	0,5	3,7	0,6	173,7
Agricultura	0,6	0,9	8,3	19,7	0,7	3,9	0,6	34,7
Industrial	16,0	8,9	90,1	31,6	0,9	3,1	1,1	151,7
AA.PP	3,2	4,8	100,0	37,5	0,5	4,4	1,6	152,0
Hostelería	10,9	22,4	55,5	103,6	0,2	0,2	0,0	192,9
Oficinas	0,5	0,5	24,8	5,6	0,0	0,5	0,2	32,1
Otros usos	4,4	9,0	22,2	41,4	0,1	0,1	0,0	77,2
Total	**94**	**86**	**484**	**553**	**8,5**	**34,1**	**11,5**	**1.271**

Tabla 137 Balance energético insular de instalaciones en autoconsumo

Las potencias fotovoltaicas en autoconsumo distribuidas por islas a lo largo de este documento, hacen referencia a la situación de total descarbonización. Se presenta a continuación una distribución tendencial de esta potencia total hasta el año 2040. No obstante, la distribución final se desarrollará en coherencia con lo que se defina en el modelo energético propuestos por el PTECan para el horizonte de planificación.

Distribución anual de potencia en autoconsumo								
Municipio	Lanzarote	Fuerteventura	Gran Canaria	Tenerife	La Gomera	La Palma	El Hierro	Canarias
	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	
2020	**2,67**	**1,79**	**4,96**	**2,69**	**0,06**	**0,56**	**0,08**	**12,81**
2021	3,6	2,7	10,0	8,5	0,1	0,9	0,2	26,1
2022	5,0	3,9	17,1	16,6	0,3	1,4	0,4	44,6
2023	6,7	5,5	26,1	27,0	0,4	2,0	0,6	68,4
2024	8,8	7,4	37,1	39,7	0,6	2,8	0,8	97,3
2025	11,3	9,7	50,2	54,6	0,9	3,7	1,2	131,5
2026	14,1	12,3	65,0	71,7	1,1	4,8	1,5	170,6
2027	17,4	15,4	82,2	91,4	1,4	6,0	1,9	215,6
2028	21,0	18,7	101,1	113,2	1,8	7,3	2,4	265,4
2029	25,0	22,4	122,1	137,3	2,1	8,8	2,9	320,5
2030	29,4	26,4	145,1	163,6	2,5	10,4	3,4	380,8
2031	34,1	30,8	170,0	192,3	3,0	12,1	4,0	446,3
2032	39,3	35,5	196,9	223,2	3,4	14,0	4,7	517,1
2033	44,8	40,6	225,9	256,5	4,0	16,0	5,3	593,0
2034	50,7	46,1	256,8	292,0	4,5	18,2	6,1	674,2
2035	57,0	51,8	289,7	329,8	5,1	20,5	6,9	760,6
2036	63,6	58,0	324,6	369,8	5,7	22,9	7,7	852,3
2037	70,6	64,5	361,4	412,2	6,3	25,5	8,6	949,1
2038	78,0	71,3	400,3	456,9	7,0	28,2	9,5	1.051,2
2039	85,8	78,5	441,2	503,8	7,7	31,1	10,5	1.158,5
2040	94,0	86,0	484,0	553,0	8,5	34,1	11,5	1.271,0

Tabla 138 Distribución anual de potencia en autoconsumo

Además, se ha considerado que 21,2 MW podrían ser instalados en ubicaciones donde existen protecciones ambientales. En este sentido, si bien habría que estudiar caso por caso, se ha supuesto que dicha solución no sólo es posible sino que además es lo deseable dado que se ubicarían en edificios existentes. En muchos de estos casos, para continuar proveyendo sus servicios, requieren aumentos de la potencia contratada, pero la repotenciación de las redes de transporte y distribución no siempre es viable.

En base a los resultados del estudio, se proponen los siguientes objetivos estratégicos relativos al fomento del autoconsumo fotovoltaico en Canarias:

- ✓ Incrementar la potencia instalada en Canarias de **plantas fotovoltaicas en régimen de autoconsumo hasta conseguir una potencia total de 1.271 MW**.
- ✓ Lograr que el **40% de la demanda del sector residencial** sea cubierta con la producción de plantas fotovoltaicas en régimen de autoconsumo.
- ✓ Conseguir que el **30% de la demanda eléctrica del sector comercial y de oficinas** sea satisfecha con plantas fotovoltaicas en régimen de autoconsumo.

- ✓ Alcanzar una **cobertura de demanda eléctrica del 35% del sector hotelero** con plantas fotovoltaicas en autoconsumo.
- ✓ Conseguir que el **45% de la demanda eléctrica de las administraciones públicas** sea atendida con autoconsumo fotovoltaico.
- ✓ Promocionar el **autoconsumo fotovoltaico en sectores relacionados con la agricultura y el agua hasta alcanzar una cobertura de demanda** con esta tecnología del **35%**.
- ✓ Promover que se destine al menos un **8% de la superficie de cubiertas de los edificios de Canarias** a fines relacionados con la generación eléctrica mediante plantas fotovoltaicas.
- ✓ Conseguir **una reducción de al menos 1.000 tCO_2/año como consecuencia de la apuesta por las políticas de autoconsumo**.
- ✓ Fomentar que las **plantas fotovoltaicas sean capaces de cubrir al menos un 30% de la demanda eléctrica** a la cual se asocia dicha instalación.
- ✓ Lograr que al menos el **50% de las instalaciones de autoconsumo instaladas en ciudades** o núcleos densamente poblados de Canarias opten por al **autoconsumo comunitario**.
- ✓ Incentivar el uso del **autoconsumo fotovoltaico en regiones de difícil acceso a la red** de transporte y distribución de electricidad o en emplazamientos que, debido a su naturaleza, impidan la repotenciación de suministro. Se f**ija un objetivo de 20 MW instalados en este tipo de espacios**.
- ✓ **Contener el incremento de la demanda, y con ello la repotenciación de las redes de distribución, en un 10%** con medidas relacionadas con el autoconsumo fotovoltaico. Este indicador será medido a partir de la cantidad de energía que no debe ser proveída por la red gracias a las instalaciones de autoconsumo.
- ✓ Incentivar que al menos el **30% de las instalaciones fotovoltaicas propongan medidas de eficiencia y gestión de demanda** vinculadas a las plantas fotovoltaicas en autoconsumo.
- ✓ Proponer medidas de gestión energética tales como almacenamiento a distintas escalas para asegurar que la potencia fotovoltaica en autoconsumo **no sufra limitaciones por políticas de corte y, si les fuera de aplicación, que dichas limitaciones sean inferiores al 10%** de su producción anual.

Para la materialización de estos objetivos específicos se propone un plan de acción formado por 60 acciones clasificadas en líneas de actuación. Este plan de acción ha sido monetizado, presentándose en la siguiente tabla un resumen de dicha distribución por líneas de actuación.

Resumen de estimación económica del plan de acción 2021 - 2030				
Línea de actuación		Comunidad Autónoma de Canarias		
Cód.	Descripción	Coste	Año Inicio	Año Fin
A.1	Trámites administrativos	1.078.000 €	2021	2023
A.2	Incentivos fiscales a la actividad de autoconsumo	9.500.000 €	2021	2030
A.3	Creación de líneas de subvención anuales	230.435.000 €	2021	2030
A.4	Acciones sociales y comunicación	454.000 €	2020	2030
A.5	Implementación de autoconsumo en instalaciones municipales	18.520.000 €	2021	2027
A.6	Fomento del autoconsumo compartido para todos los sectores	150.000 €	2020	2030
A.7	Incentivo del desarrollo tecnológico en materia de I+D+i aplicada al autoconsumo fotovoltaico	1.110.000 €	2021	2030
A.8	Integración en red de instalaciones de autoconsumo	100.000 €	2021	2027
A.9	Otras acciones genéricas de fomento del autoconsumo	1.160.000 €	2021	2030
Total		**262.507.000 €**	**2021**	**2030**

Tabla 139 Resumen de estimación económica del plan de acción 2021 – 2030

Se considera que la acción de más impacto sería la búsqueda de mecanismos de subvención que ayuden a sufragar aquella parte de la instalación que aleja sensiblemente este tipo de proyectos de su rentabilidad económica óptima (del 4% al 7% de TIR). También presentan gran importancia sobre el global de la inversión del plan de acción aquellas acciones relativas a los incentivos fiscales y planes que fomenten la innovación como medio para conseguir los mayores índices posibles de cobertura de demanda mediante el uso de instalaciones fotovoltaicas en régimen de autoconsumo, así como la creación de nuevos modelos de negocio que fomenten el empleo verde en las Islas Canarias.

A partir del año 2031, teniendo en cuenta que la mayor parte de la potencia prevista estaría instalada y el grado de autoabastecimiento estaría llegando a los límites deseados, el esfuerzo de inversión será cada vez menor, previéndose que el coste total durante los 10 años comprendidos entre 2030 y 2040 sea incluso inferior al necesario para el periodo del 2021 al 2030.

Resumen de estimación económica del plan de acción 2031 - 2040				
Línea de actuación		Comunidad Autónoma de Canarias		
Cód.	Descripción	Coste	Año Inicio	Año Fin
A.1	Trámites administrativos	- €	0	0
A.2	Incentivos fiscales a la actividad de autoconsumo	26.000.000 €	2031	2050
A.3	Creación de líneas de subvención anuales	90.180.000 €	2031	2050
A.4	Acciones sociales y comunicación	640.000 €	2031	2050
A.5	Implementación de autoconsumo en instalaciones municipales	58.050.000 €	2031	2050
A.6	Fomento del autoconsumo compartido para todos los sectores	600.000 €	2031	2045
A.7	Incentivo del desarrollo tecnológico en materia de I+D+i aplicada al autoconsumo fotovoltaico	4.700.000 €	2031	2050
A.8	Integración en red de instalaciones de autoconsumo	100.000 €	2031	2050
A.9	Otras acciones genéricas de fomento del autoconsumo	4.200.000 €	2031	2050
Total		**184.470.000 €**	**2021**	**2030**

Tabla 140 Resumen de estimación económica del plan de acción 2031 - 2050