



Universidad
Zaragoza

Trabajo Fin de Máster

Título del trabajo: Análisis comparativo de viabilidad de una planta solar fotovoltaica en cada una de las islas del archipiélago canario.

English title: Comparative analysis of the viability of a photovoltaic solar plant on each of the Canary Islands

Autor

Fabián Pérez García

Directores

Raúl Igual Catalán
Rodolfo Dufo López

Titulación

Máster Universitario en Energías Renovables y Eficiencia Energética

Escuela de Ingeniería y Arquitectura

Año
2021

RESUMEN

En este proyecto se ha realizado un estudio de viabilidad técnico-económico de una instalación fotovoltaica tipo en cada una de las ocho islas del archipiélago canario. De este modo, se ha podido realizar una comparativa para determinar en cuál de ellas se consigue una mayor rentabilidad del proyecto.

Previamente se ha realizado un estudio extenso sobre el estado actual de la energía solar fotovoltaica en cada isla del archipiélago canario en base al análisis de 512.400 datos de generación obtenidos de fuentes oficiales, poniendo de este modo en contexto el caso de estudio. Así mismo, se ha analizado la capacidad de albergar nuevas instalaciones de cada isla, los impuestos aplicables en cada una de ellas, los terrenos disponibles, las ayudas económicas específicas disponibles, entre otros aspectos. Todo ello, ha permitido realizar un estudio de viabilidad técnico-económico más realista, que incluye también un estudio de sensibilidad de los parámetros más proclives a variación, lo que ha permitido extraer conclusiones fundamentadas.

ABSTRACT

This project presents a technical-economic feasibility study of a reference photovoltaic installation on each island of the Canary archipelago. In this way, a comparison has been made to determine the islands where the project is most viable.

In addition, an extensive study has been carried out on the current state of photovoltaic solar energy for each island of the Canary archipelago. For that, 512,400 generation data obtained from official sources have been processed. Additionally, different related aspects have been analyzed: the power capacity of each island to host new generation plants, the taxes applicable on each of them, the access to construction site, the specific subsidies available, among other aspects. Considering all this, a more realistic technical-economic feasibility study has been performed. It also includes a sensitivity study of the parameters most prone to variation. Finally, well-founded conclusions have been drawn.

Índice de contenido

Índice de figuras	iii
Índice de tablas.....	iv
1 Motivación y objetivos	1
2 Contexto	1
3 Desarrollo y resultados.....	2
3.1 Estructura de generación por islas	2
3.1.1 Estudio de generación en Tenerife.....	3
3.1.2 Estudio de generación en Gran Canaria	4
3.1.3 Estudio de generación en Fuerteventura	5
3.1.4 Estudio de generación en Lanzarote	6
3.1.5 Estudio de generación en La Gomera.....	6
3.1.6 Estudio de generación en La Palma.....	7
3.1.7 Estudio de generación en El Hierro	8
3.2 Capacidad máxima admisible para la generación renovable en Canarias	8
3.3 Selección de los nudos de conexión	9
3.3.1 Ubicación de las subestaciones	10
3.4 Características de la instalación fotovoltaica	11
3.4.1 Panel solar fotovoltaico.....	11
3.4.2 Inversor.....	12
3.5 Centro de transformación.....	15
3.6 Línea de MT.....	15
3.7 Terrenos de explotación	16
3.7.1 Tenerife.....	16
3.7.2 Gran Canaria	17
3.7.3 Fuerteventura	18
3.7.4 Lanzarote	18
3.7.5 La Palma.....	19
3.7.6 La Gomera.....	20
3.7.7 El Hierro	21
3.7.8 La Graciosa.....	21
3.8 Impuestos aplicables.....	21
3.8.1 ICIO	22
3.8.2 BICES	23

4	Ayudas y subvenciones.....	25
5	Análisis de viabilidad	26
5.1	Estimación de ingresos por venta de energía.....	26
5.2	Costes de construcción operación y mantenimiento	28
5.3	Algunos parámetros del análisis de viabilidad.....	29
5.4	Resultados del análisis de viabilidad.....	29
5.4.1	Periodo de retorno	29
5.4.2	VAN y TIR	33
5.5	Análisis de sensibilidad	33
6	Conclusiones.....	37
7	Referencias	38

ANEXOS

Anexo I: Mapa de radiación solar en Canarias.....	I
Anexo II: Estado actual de las instalaciones fotovoltaicas.....	III
Anexo III: Estado de la red eléctrica de Canarias.....	XXVII
Anexo IV: Cálculos justificativos.....	XXXII
Anexo V: Terrenos de explotación.....	XLII
Anexo VI: Energía generada.....	XLVI
Anexo VII: Análisis de sensibilidad.....	L
Anexo VII: Estructura de generación Canarias (Anexo digital)	
https://drive.google.com/drive/folders/1J6UFG06yoyibdpoU4qUo2ZnHlvGR3Q9Z?usp=sharing	
Anexo VIII: Cálculos justificativos FV (Anexo digital)	
https://drive.google.com/drive/folders/1KQWXUN1_DqGxdHUIK_Sj_czbbLYqwerO?usp=sharing	
Anexo IX: Cálculos justificativos IBICES (Anexo digital)	
https://drive.google.com/drive/folders/1KVhHiUTv-kUUyGNFiypWViWzeez6z-JZ?usp=sharing	
Anexo X: Incremento del precio de la energía (Anexo digital)	
https://drive.google.com/drive/folders/18ibmBq4z_iAegKjuSwkVCWmVvWh89EOV?usp=sharing	
Anexo XI: Desglose de costes Media Tensión (Anexo digital)	
https://drive.google.com/drive/folders/1W1ugBXdFQDG4ZE9mw-BnqYepIQv9OPZY?usp=sharing	
Anexo XII: Análisis de viabilidad (Anexo digital)	
https://drive.google.com/drive/folders/1BmC5MAjeCPMXVPn4-fF6yxir1RiXTjwQ?usp=sharing	
Anexo XIII: Costes de la instalación 2,47 MW (Anexo digital)	
https://drive.google.com/drive/folders/17LvveRRhq7pJBHOQvS7-rtBGbBJ2jobR?usp=sharing	
Anexo XIV: Variación del IPC (Índice de precios de consumo) (Anexo digital)	
https://drive.google.com/drive/folders/1tqQyOmiRdTq1gxGzL1jXJ9GNisBFzHpq?usp=sharing	

Índice de figuras

Figura 1. Estructura de generación Tenerife. Figura de elaboración propia en base a los datos de R.E.E [4]	3
Figura 2. Estructura de generación Gran Canaria. Figura de elaboración propia en base a los datos de R.E.E [4]	4
Figura 3. Estructura de generación en Fuerteventura. Figura de elaboración propia en base a los datos de R.E.E [4]	5
Figura 4. Estructura de generación en Lanzarote. Figura de elaboración propia en base a los datos de R.E.E [4]	6
Figura 5. Estructura de generación en La Gomera. Figura de elaboración propia en base a los datos de R.E.E [4]	6
Figura 6. Estructura de generación en La Palma. Figura de elaboración propia en base a los datos de R.E.E [4]	7
Figura 7. Estructura de generación en El Hierro. Figura de elaboración propia en base a los datos de R.E.E [4]	8
Figura 8. Capacidad nodal del archipiélago [7]	9
Figura 9. Localización final de las subestaciones. Figura de elaboración propia en base a la información del Visor GRAFCAN [2]	11
Figura 10. Simulación en Sunny Design, configuración 474x12	14
Figura 11. Simulación en Sunny Design, configuración 517x11	14
Figura 12. Simulación en Sunny Design, configuración 474x11	14
Figura 13. Ubicación del terreno y subestación (Granadilla de Abona) [2].	17
Figura 14. Ubicación del terreno y subestación (Telde) [2].	17
Figura 15. Ubicación del terreno y subestación (Las Salinas) [2].	18
Figura 16. Ubicación del terreno y subestación (Arrecife) [2].	19
Figura 17. Planificación de la nueva red de transporte [19]	19
Figura 18. Ubicación del terreno y subestación (Breña Alta) [2].	20
Figura 19. Ubicación del terreno y subestación (El Palmar) [2].	21
Figura 21. Periodo de retorno en la instalación de Tenerife.....	30
Figura 22. Periodo de retorno en la instalación de Gran Canaria	30
Figura 23. Periodo de retorno en la instalación de La Palma.....	31
Figura 24. Periodo de retorno en la instalación de Lanzarote	31
Figura 25. Periodo de retorno en la instalación de Fuerteventura.....	32
Figura 26. Periodo de retorno en la instalación de La Gomera.....	32

Índice de tablas

Tabla 1. Parques fotovoltaicos en Canarias.....	2
Tabla 2.Subestaciones seleccionadas por islas.....	10
Tabla 3.Características técnicas del panel fotovoltaico [10].....	12
Tabla 4.Características técnicas del inversor [11]	12
Tabla 5.Características técnicas del transformador [14].....	15
Tabla 6.Desglose de costes de la línea de MT	16
Tabla 7.Propiedades del terreno de Granadilla de Abona	16
Tabla 8. Propiedades del terreno de Telde	17
Tabla 9. Propiedades del terreno de Las Salinas	18
Tabla 10. Propiedades del terreno de Arrecife	18
Tabla 11.Propiedades del terreno de Breña Alta	20
Tabla 12.Propiedades del terreno de San Sebastián de La Gomera	21
Tabla 13.Porcentaje del ICIO aplicable a cada isla. Tabla de elaboración propia	22
Tabla 14. Bonificaciones del ICIO aplicables para cada isla.....	22
Tabla 15. Costes finales del ICIO con bonificación	23
Tabla 16.IBICE aplicable a cada isla [25].....	23
Tabla 17. Cuadro de módulos básicos por potencia [23]	24
Tabla 18.Resultados del IBICE para cada isla. Tabla de elaboración propia	25
Tabla 19. Subvenciones del programa SolCan [5]	26
Tabla 20. Cuantía de la subvención correspondiente a cada isla. Tabla de elaboración propia.....	26
Tabla 21.Precio medio mensual en €/MWh. Tabla de elaboración propia en base a los datos de OMIE [28].....	27
Tabla 22.Producción media mensual en MWh	27
Tabla 23.Ingresos estimados por la venta de electricidad anual en cada isla	27
Tabla 24.Desglose de costes de la instalación.....	28
Tabla 25.Desglose de costes de la instalación.....	28
Tabla 26.VAN y TIR de cada isla con y sin subvención.	33
Tabla 27. Análisis de sensibilidad para ingresos por venta de electricidad en Tenerife, Gran Canaria y La Palma	34
Tabla 28.Análisis de sensibilidad para ingresos por venta de electricidad en Lanzarote, Fuerteventura y La Gomera.....	34
Tabla 29. Análisis de sensibilidad para costes de O&M en Tenerife, Gran Canaria y La Palma	34
Tabla 30.Análisis de sensibilidad para costes de O&M en Lanzarote, Fuerteventura y La Gomera	35
Tabla 31.Análisis de sensibilidad para inflación de la electricidad en Tenerife, Gran Canaria y La Palma.....	35
Tabla 32.Análisis de sensibilidad para inflación de la electricidad en Lanzarote, Fuerteventura y La Gomera.....	35
Tabla 33. Análisis de sensibilidad para inflación del coste de O&M en Tenerife, Gran Canaria y La Palma.....	36
Tabla 34.Análisis de sensibilidad para inflación del coste de O&M en Lanzarote, Fuerteventura y La Gomera.....	36

1 Motivación y objetivos

Las particularidades energéticas del archipiélago canario [1] motivan la realización de un estudio donde comparen los diferentes niveles de producción fotovoltaica de cada isla.

Este estudio puede servir de base para definir qué isla posee las mejores condiciones técnico-económicas para llevar a cabo una nueva instalación fotovoltaica en este archipiélago.

Los objetivos del presente trabajo son:

- Mostrar el estado actual de la generación fotovoltaica en Canarias.
- Conocer la viabilidad económica de un parque fotovoltaico en cada una de las islas del archipiélago canario.

Para alcanzar estos objetivos, se han realizado los estudios pertinentes para conocer, según las condiciones establecidas, cuál es la isla idónea para llevar a cabo una inversión económica en energía solar fotovoltaica.

Por otro lado, se han realizado estudios muy concretos y detallados sobre la producción eléctrica por tecnologías correspondientes a cada isla, llegando a procesarse más de 512.400 datos para dicho estudio.

2 Contexto

Para poner en contexto la situación actual en las islas del archipiélago, se ha realizado un estudio individualizado donde se ha obtenido el número de instalaciones actualmente operativas y en trámite, así como el rango de potencia instalada en cada isla (Tabla 1) [2] [3].

Como dato relevante, cabe destacar el alto número de instalaciones en trámites administrativos que posee la isla de Gran Canaria. Esto muestra la apuesta insular por la energía solar fotovoltaica. En contrapartida, podemos observar como El Hierro, La Gomera y La Graciosa no disponen de instalaciones en funcionamiento y solo La Gomera tiene previsto producir energía mediante la radiación solar en un futuro.

En el Anexo II se muestran en mayor detalle cada una de las instalaciones operativas y en trámite, con su correspondiente potencia.

Tabla 1. Parques fotovoltaicos en Canarias

ISLAS	INSTALACIONES			
	OPERATIVAS		EN TRÁMITE	
	Uds.	Rango de potencia (MW)	Uds	Rango de potencia (MW)
Tenerife	17	0,9-13	11	2,35-36,38
Gran Canaria	12	0,195-2	49	0,4-10
La Palma	4	0,316-1	0	0
Lanzarote	1	0,3	4	0,975-2
Fuerteventura	4	0,315-1	25	0,66-10
El Hierro	0	0	0	0
La Gomera	0	0	1	0,7
La Graciosa	0	0	0	0

3 Desarrollo y resultados

En este apartado se muestran algunos de los resultados de este Trabajo Fin de Máster (TFM) cuyo alcance completo puede verse en los Anexos.

La estructuración de esta sección es la siguiente:

- **Estructura de generación por islas:** En primer lugar, se muestran los resultados de haber realizado un extenso estudio sobre cómo es la estructura de generación en cada isla que compone el archipiélago canario.
- **Capacidad máxima admisible para la generación renovable en Canarias y selección de los nudos de conexión:** Se han analizado los datos de capacidad máxima admisible en cada nudo de conexión de cada isla del archipiélago, en base a la información oficial disponible. Esto ha permitido determinar cuál es la isla más limitante en cuanto a potencia de la instalación y, por tanto, la que establecerá el límite de potencia del parque fotovoltaico sobre el que realizar la comparativa.
- **Características de la instalación:** Se presenta un resumen del diseño técnico de la instalación fotovoltaica.
- **Centro de transformación:** Estimación del coste asociado a la infraestructura transformadora.
- **Línea de media tensión:** Estimación del coste asociado a la línea de evacuación.
- **Terrenos de explotación:** Descripción y cuantificación de los terrenos donde ubicar la instalación fotovoltaica en cada isla.
- **Impuestos aplicables:** Resultados de un extenso estudio realizado sobre cuál es el gravamen que soportan este tipo de parques en cada isla del archipiélago.

3.1 Estructura de generación por islas

Hasta ahora hemos recopilado información acerca de la generación energética de Canarias en su conjunto, pudiendo observar los balances de generación anuales por tipo de tecnología.

Para un mayor conocimiento de la situación energética en el archipiélago, se ha realizado un estudio de la estructura de generación de cada isla por separado, atendiendo a cada una de las tecnologías empleadas para la producción eléctrica, obteniendo resultados mucho más precisos y exactos sobre las principales fuentes de generación.

Gracias a este estudio podremos comprobar el estado real de la producción eléctrica correspondiente a energía solar fotovoltaica.

Para la obtención de los datos que veremos a continuación, se han extraído los valores de generación diarios correspondientes a cada isla. Estos valores han sido descargados del sitio oficial de Red Eléctrica de España [4].

En total se han descargado más de 2500 archivos, los cuales incluyen información sobre la estructura de generación en intervalos de 10 minutos. El periodo de tiempo analizado empieza en septiembre del año 2019 y acaba en enero de 2021. Durante este periodo, el número de datos procesado en cada gráfico asciende aproximadamente a 73.200 por isla, es decir, 512.400 datos procesados en el archipiélago.

3.1.1 Estudio de generación en Tenerife

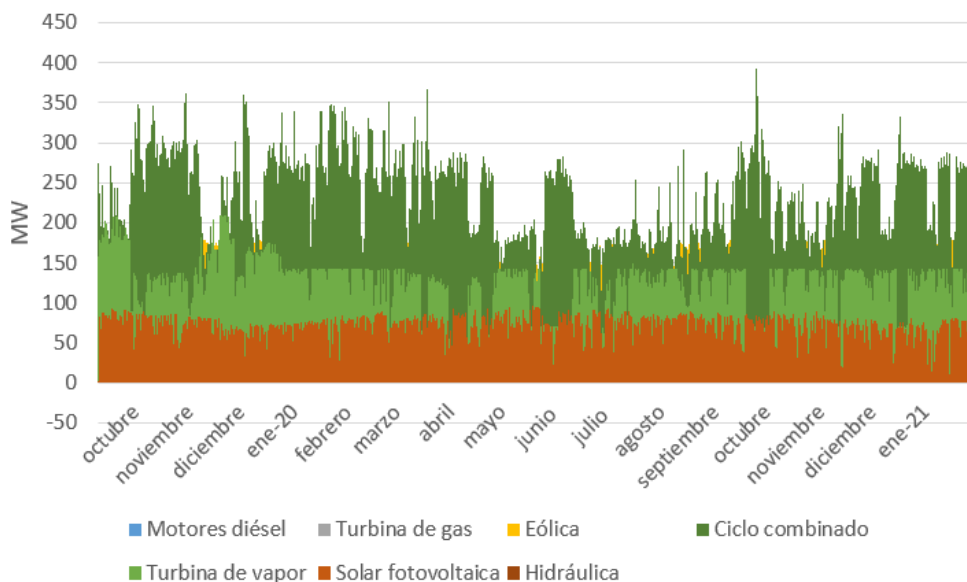


Figura 1. Estructura de generación Tenerife. Figura de elaboración propia en base a los datos de R.E.E [4]

En relación al estado de generación en la isla de Tenerife, a la vista de la Figura 1, podemos comprobar que existen cuatro fuentes de producción principales, como son el ciclo combinado, turbina de vapor, eólica y solar fotovoltaica.

A pesar de tener una gran dependencia del ciclo combinado y las turbinas de vapor, si la comparamos con el resto de las islas, podemos observar una tendencia positiva en la generación eléctrica a partir de fuentes renovables.

En el caso de la energía solar fotovoltaica, la presencia de 11 nuevas centrales de generación que se encuentran en trámite, denotan una intención clara de aumentar el porcentaje de producción de energía renovable en la isla.

3.1.2 Estudio de generación en Gran Canaria

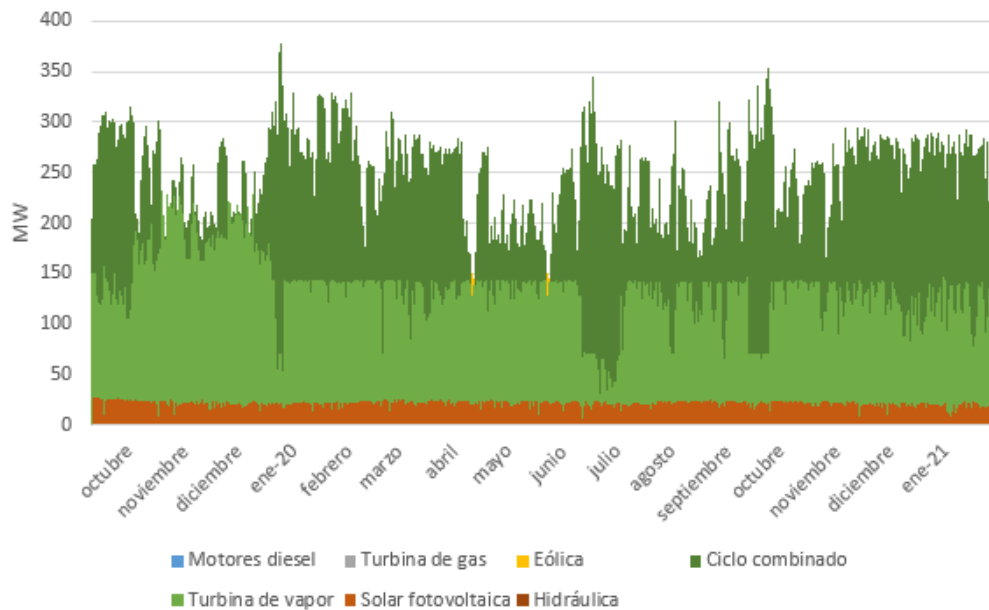


Figura 2. Estructura de generación Gran Canaria. Figura de elaboración propia en base a los datos de R.E.E [4]

En el caso en particular de Gran Canaria (Figura 2), observamos grandes similitudes con Tenerife en la dependencia del ciclo combinado y turbinas de vapor para cubrir la demanda, llegando a picos de producción que rondan los 380 MW.

Un dato muy apreciable es la baja generación fotovoltaica que existe en la isla si la comparamos con el resto de las tecnologías. Viendo este gráfico, no es de extrañar el elevado número de instalaciones fotovoltaicas que se encuentran en trámites administrativos, como bien vimos en la Tabla 1, es la isla que más va a apostar por la energía procedente del sol, con más de 49 instalaciones a la espera de ser aprobadas. A su vez, es la isla que más ayudas económicas recibirá del programa “SolCan” [5](Apartado 4).

3.1.3 Estudio de generación en Fuerteventura

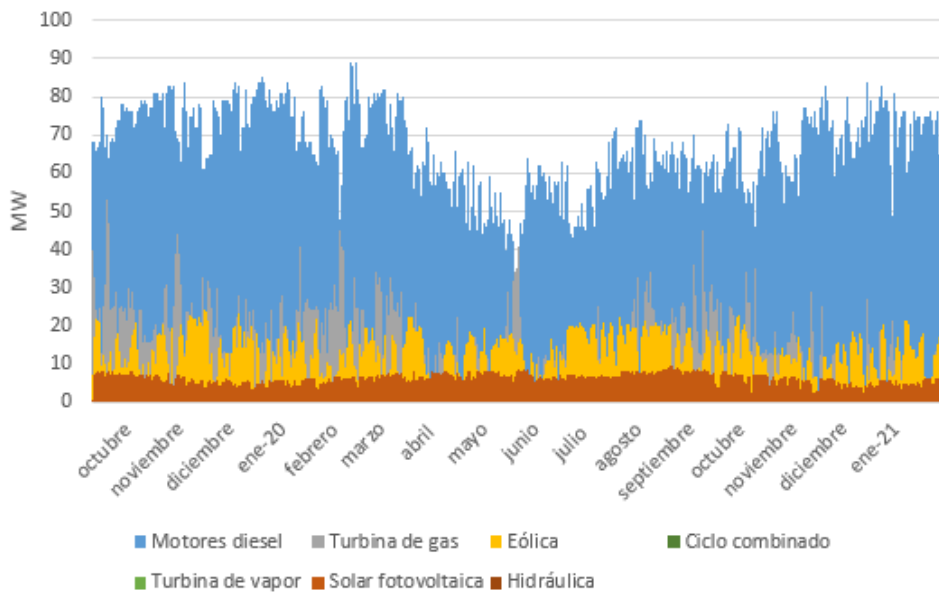


Figura 3. Estructura de generación en Fuerteventura. Figura de elaboración propia en base a los datos de R.E.E [4]

Si analizamos el gráfico correspondiente a la isla de Fuerteventura (Figura 3), podemos apreciar diferencias referidas a las tecnologías de generación, ya que, en este caso, las turbinas de gas y los motores diésel tienen una mayor presencia en la generación eléctrica total de la isla. La energía eólica, si bien es cierto que supone un apoyo importante en la producción energética, todavía tiene margen para un mayor impulso debido al gran recurso eólico del que dispone la isla.

Por otro lado, la energía solar fotovoltaica supone aproximadamente un 7% de la generación total de Fuerteventura. A pesar de ser un valor relativamente bajo, actualmente existen 25 instalaciones fotovoltaicas que se encuentran en trámites administrativos (Tabla 1), lo cual quiere decir que la tendencia de esta tecnología será ascendente los próximos años.

3.1.4 Estudio de generación en Lanzarote

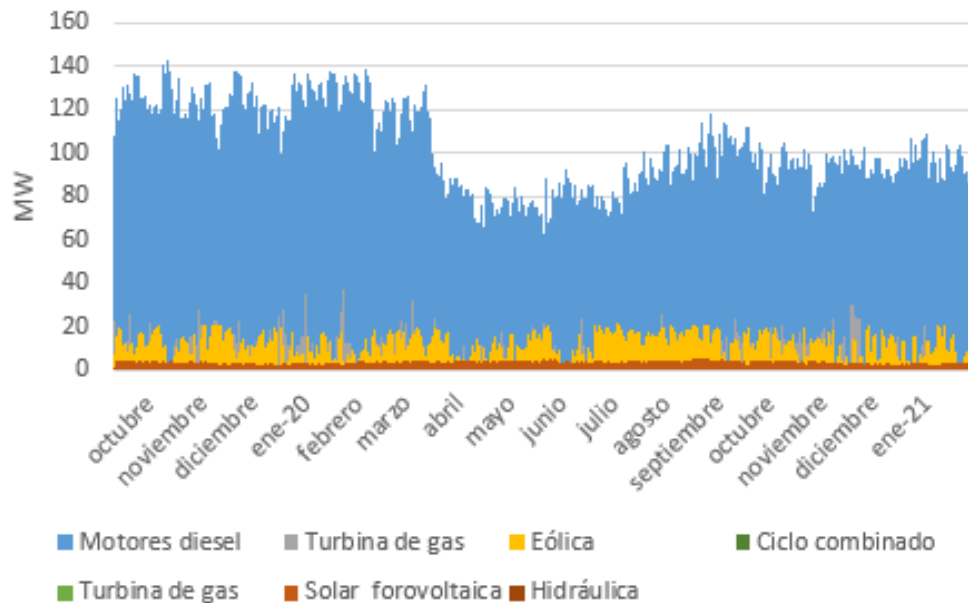


Figura 4. Estructura de generación en Lanzarote. Figura de elaboración propia en base a los datos de R.E.E [4]

En el caso de Lanzarote (Figura 4) tenemos una disparidad muy grande en las tecnologías de generación. Como se puede apreciar en el gráfico, aproximadamente el 85 % de la producción energética se lleva a cabo mediante combustibles fósiles, mientras que el 15 % restante corresponde a turbinas de gas, energía eólica y energía solar fotovoltaica. Si miramos la Tabla 1, podemos apreciar que únicamente 3 instalaciones fotovoltaicas se encuentran en trámites administrativos.

3.1.5 Estudio de generación en La Gomera

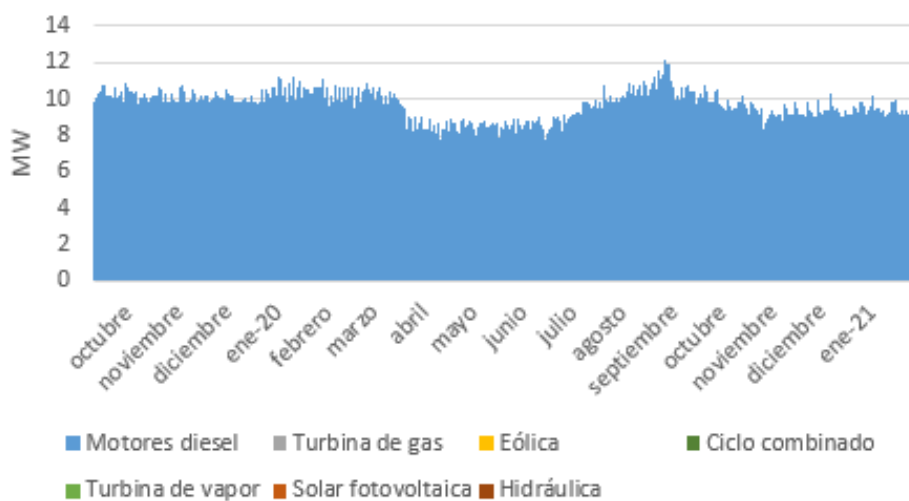


Figura 5. Estructura de generación en La Gomera. Figura de elaboración propia en base a los datos de R.E.E [4]

El caso de la isla de La Gomera (Figura 5) es especialmente llamativo ya que toda su demanda energética se cubre mediante motores diésel.

Para ponernos en situación del poco consumo que tiene la población de la isla, toda la producción fotovoltaica de Tenerife podría cubrir las necesidades energéticas de esta isla.

Está claro que los habitantes, y por consiguiente la demanda eléctrica de La Gomera, no son elevados, pero se debería implementar lo antes posible la producción de energía a partir de fuentes renovables, disminuyendo así la dependencia absoluta del consumo de combustibles fósiles.

3.1.6 Estudio de generación en La Palma

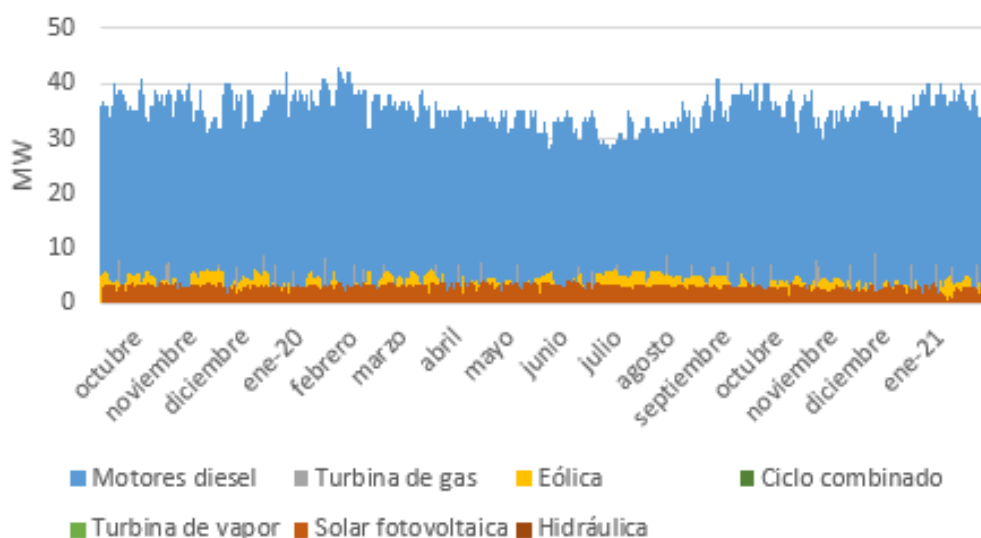


Figura 6. Estructura de generación en La Palma. Figura de elaboración propia en base a los datos de R.E.E [4]

En el caso de La Palma (Figura 6), podemos apreciar que existen 4 fuentes principales de generación, como son los motores diésel de la Central Térmica de Los Guinchos, turbinas de gas, energía eólica y energía fotovoltaica. La dependencia actual de los motores diésel se traduce aproximadamente en el 89% de la producción eléctrica total de la isla, donde apenas el 10 % de la generación procede de fuentes renovables. En nuestro caso de estudio, la energía solar fotovoltaica supone aproximadamente un 3% de la producción a lo largo del año.

Nuevamente podemos sacar conclusiones negativas acerca del poco aprovechamiento de los recursos renovables de los que dispone el archipiélago, ya que aproximadamente un 90% de la producción eléctrica proviene de combustibles fósiles.

3.1.7 Estudio de generación en El Hierro

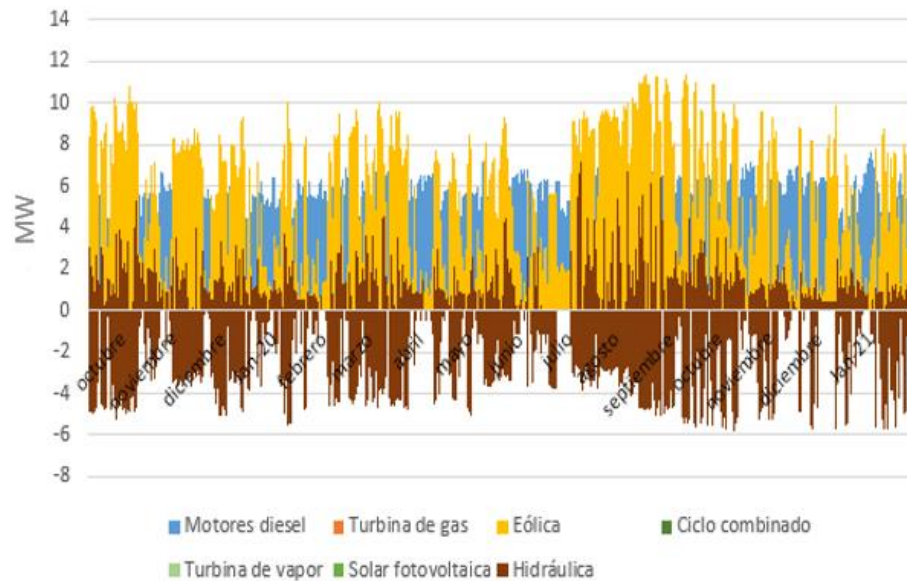


Figura 7. Estructura de generación en El Hierro. Figura de elaboración propia en base a los datos de R.E.E [4]

Como podemos observar, el caso de El Hierro (Figura 7) es distinto al resto de islas; esto se debe en primer lugar a su población, y es que con tan solo 11.200 habitantes aproximadamente, es la isla con menor número de habitantes de todo el archipiélago canario (sin tener en cuenta a la isla de la Graciosa). Por ello, los picos de generación apenas sobrepasan los 11 MW.

Un aspecto que diferencia a El Hierro del resto de islas es la Central de *Gorona del Viento*, [6] una central de generación hidroeólica que cuenta con una estación de bombeo que proporciona electricidad mediante turbinas Pelton accionadas por agua.

Por otro lado, cuenta con un parque eólico que sirve de apoyo para el bombeo del agua en momentos de exceso de energía de los aerogeneradores.

Esta peculiar central, provoca los picos negativos que observamos en el gráfico, correspondientes a picos de consumo de electricidad que requieren los sistemas de bombeo de la central hidroeléctrica.

3.2 Capacidad máxima admisible para la generación renovable en Canarias

Una vez analizada la estructura de generación de cada isla del archipiélago canario, y constatado el bajo nivel de penetración de las energías renovables, en esta sección se analizará la capacidad máxima admisible que disponen las redes eléctricas de cada isla para la incorporación de nuevas instalaciones renovables.

En la Figura 8 se muestran las subestaciones de la red de transporte canaria, así como las capacidades de acceso y los márgenes de conexión disponibles [8].

Esta información nos servirá para determinar las subestaciones eléctricas de cada isla con capacidad de conexión para el parque fotovoltaico. El proceso de selección se ha realizado teniendo en cuenta datos como el margen disponible en MW, el estado de cada subestación (existente o planificada) y su proximidad a los terrenos seleccionados para cada planta de generación.

Subestación de red de transporte (de conexión física a red dicha o bien de afección para generación con conexión en distribución)	Subestación Existente (E) Planificada (P)	Posiciones de la red de transporte para (Ver Consideraciones)						Capacidad y Margen de Acceso según Sc [MWnom]			
		conexión directa a red de transporte			apoyo a la red de distribución			Escenario de maximización Eólica		Escenario de maximización No Eólica	
		E	P	ROL	E	P	ROL	Capacidad	Margen	Capacidad	Margen
Nudos de 220 kV											
Abona 220	E		✓	✓				137	14	65	9
Granadilla II 220	E			✓				150-170	40-60	120-140	20-40
Los Vallitos 220	P			✓				15	15	106	10
Poris 220	E	✓	✓					130-150	40-60	100-120	20-40
Nudos de 132 kV											
Cañada de la Barca 132	P		✓					30-50	10-30	30-50	0-20
Gran Tarajal 132	P		✓					6	-	29	-
Jares 132	E	✓	✓					30-50	-	20-40	-
La Oliva 132	P			✓				30-50	-	20-40	-
Matas Blancas 132	E			✓				49	-	8	-
Nudos de 66 kV											
Abona 66	E	✓	✓			✓		110-130	10-30	90-110	10-30
Aquímes 66	E	✓						23	5	40	3
Aldea Blanca 66	E	✓				✓		79	-	26	-
Arguineguín 66 [SE no amp.]	E					✓		60-80	60-80	40-60	40-60
Arianga 66	E	✓	✓			✓		100-120	10-30	80-100	10-30
Arico2 66 [SE no amp.]	E	✓				✓		32	10	64	6
Arona 66 [SE no amp.]	E					✓		50-70	50-70	40-60	30-50
Callejones 66	E	✓	✓					46	-	20	-
Carrizal 66 [SE no amp.]	E					✓		100-120	50-70	70-90	30-50
Chio 66	P							40-60	40-60	30-50	30-50
Cinsa 66 [SE no amp.]	E		✓			✓		14	7	61	5
Corralejo 66 [SE no amp.]	E					✓		23	14	35	9
El Escobar 66	E		✓					100-120	30-50	80-100	20-40
El Palmar de la Gomera 66	P					✓		20-40	0-20	10-30	0-20
Guía 66 [SE no amp.]	E		✓			✓		30-50	10-30	20-40	10-30
Las Breñas 66	P			✓				18	1	3	3
Lomo Maspalomas 66	E					✓		30-50	20-40	30-50	10-30
Matas Blancas 66 [SE no amp.]	E					✓		10-30	0-20	10-30	0-20
Matorral 66 [SE no amp.]	E	✓				✓		107	-	25	-
Playa Blanca 66 [SE no amp.]	E					✓		40-60	20-40	30-50	20-40
Poris 66	E	✓						90-110	20-40	70-90	10-30
Puerto del Rosario 66	E		✓					43	-	45	-
Punta Grande 66	E	✓				✓		90-110	80-100	70-90	50-70
Salinas 66	E					✓		90-110	20-40	70-90	10-30
San Agustín 66	E					✓		30-50	0-20	20-40	0-20
San Bartolomé 66 [SE no amp.]	E					✓		40-60	40-60	30-50	20-40
Santa Águeda 66	E			✓				70-90	20-40	60-80	10-30
Tagoro 66	E	✓	✓			✓		100-120	30-50	80-100	30-50
Telde 66	E			✓		✓		60-80	10-30	40-60	0-20

Figura 8. Capacidad nodal del archipiélago [7]

3.3 Selección de los nudos de conexión

A partir de los datos conocidos correspondientes a la generación anual de cada isla y la capacidad de conexión de los nudos, realizaremos a continuación una selección de las subestaciones más adecuadas para conectar nuevas instalaciones de energía solar fotovoltaica, siendo estas las que utilizaremos más adelante para las comparativas.

Tabla 2. Subestaciones seleccionadas por islas

Isla	Subestación	Margen (MW)	Conexión directa a la red de transporte			Apoyo a la red de distribución			Estado
			Posición existente	Posición futura	Posición adicional habilitada	Posición existente	Posición futura	Posición adicional habilitada	
Tenerife	Abona (66 kV)	10-30	X	X	X				Existente
Gran Canaria	Telde (66kV)	0-20			X				Existente
La Gomera	El Palmar (66kV)	0-20						X	Planificada
La Palma	Las Breñas (66kV)	3			X				Planificada
Fuerteventura	Salinas (66 kV)	10-30		X					Existente
Lanzarote	Punta Grande (66kV)	50-70	X			X			Existente
El Hierro	/	/	/	/	/	/	/	/	/
La Graciosa	/	/	/	/	/	/	/	/	/

El criterio establecido para la selección de las subestaciones se basa en el margen impuesto por Las Breñas (66kV) situada en La Palma, cuyo margen de conexión es de 3MW. Este valor nos servirá como referencia para fijar un límite de potencia instalable en el resto de las islas.

De esta forma podremos realizar una comparativa más fiable, ya que estaremos comparando los distintos rangos de producción con la misma potencia instalada en el archipiélago (3MW).

En el caso de aquellas subestaciones que se encuentran en estado “Planificado” (Tabla 2) utilizaremos sus valores como referencia para poder realizar las simulaciones, de forma que no afectará al objeto del estudio.

3.3.1 Ubicación de las subestaciones

En la Figura 9, se ha representado la ubicación de cada subestación escogida en el apartado anterior, correspondiente a cada una de las islas. De este modo podremos tener una visión global de los casos de estudio [2].

3.4 Características de la instalación fotovoltaica

El presente apartado recogerá las características más relevantes de los parques fotovoltaicos insulares.

Con el fin de realizar una comparativa productiva entre las islas, se ha optado por unificar los equipos seleccionados para cada una de ellas. De este modo, todas las instalaciones serán iguales y conseguiremos unos resultados de producción en igualdad



Figura 9. Localización final de las subestaciones. Figura de elaboración propia en base a la información del Visor GRAFCAN [2]

de condiciones, pudiendo sacar conclusiones que no se vean condicionadas por el tipo de equipo seleccionado (paneles, inversor, transformador, etc.).

3.4.1 Panel solar fotovoltaico

A continuación, mostraremos el panel solar fotovoltaico seleccionado para el presente estudio y mostraremos algunas especificaciones técnicas necesarias a la hora de efectuar los cálculos necesarios para el correcto dimensionado de la instalación.

Para la elección del panel solar, se ha optado por el modelo de mayor potencia recogido en la base de datos de Retscreen [8], el cuál será uno de los software seleccionados junto a PVGIS [9], para tomar datos y valores de referencia. De este modo, tendremos un mayor aprovechamiento del recurso solar que se encuentra en Canarias, y supondrá una reducción en la superficie (m^2) empleada para las instalaciones, lo cuál puede ser clave en islas con escasa superficie llana.

Tabla 3. Características técnicas del panel fotovoltaico [10]

Fabricante	Sunpower
Modelo	mono-Si- SPR-E20-435-COM
Potencia máxima	435 W
Eficiencia	20,7 %
Uoc	85,6 V
Umpp	72,9 V
Isc	6,43 A
Impp	5,97 A
β	-235 mV/°C

Donde:

- **Uoc:** tensión en circuito abierto.
- **Umpp:** tensión en el punto de máxima potencia.
- **Isc:** corriente de cortocircuito
- **Impp:** corriente en el punto de máxima potencia
- **β :** coeficiente de temperatura

3.4.2 Inversor

La Tabla 4 muestra las especificaciones técnicas del inversor escogido.

Debido a las características de la instalación, que no puede superar una potencia instalada de 3MW (límite establecido por la subestación de Las Breñas), se ha buscado un inversor que cumpla con dicha característica. Por otro lado, la elección de este equipo también se ha visto afectada por el tipo de panel solar fotovoltaico escogido, ya que sus características técnicas como la potencia de pico y la tensión en circuito abierto son aspectos de gran importancia para la seguridad del equipo.

Tabla 4. Características técnicas del inversor [11]

Fabricante	SMA
Modelo	SC 2475-10
P.máx. (entrada)	2,52 MW
P.máx. (salida)	2,48 MW
Umáx. (entrada)	1100 V
Unom.	400 V
Umpp	638 V
Imáx. (entrada)	3960 A
Isc.máx. (entrada)	6400 A

Donde:

- **P.máx:** potencia máxima de entrada/salida
- **Umáx.de entrada:** tensión máxima de entrada al inversor.
- **Unom:** tensión nominal
- **Umpp:** tensión en el punto de máxima potencia
- **Imáx:** corriente máxima de entrada
- **Isc.máx:** corriente de cortocircuito máxima.

3.4.2.1 Número de paneles y configuración final

Después de haber realizado los cálculos pertinentes para determinar el número de paneles necesarios y su configuración [12], se ha utilizado el software “Sunny Design” [13], que corresponde al fabricante del inversor seleccionado (SMA), para la comprobación de los resultados obtenidos.

De este modo podremos verificar que los cálculos que hemos realizado son correctos y escogeremos la configuración más apropiada para la instalación. Todos los cálculos pueden consultarse en el Anexo IV.

En las ecuaciones 1, 2 y 3 se representa el cálculo del número máximo de strings en paralelo. Las ecuaciones 2 y 3 proporcionan dos valores diferentes, como resultado de haber aplicado el número máximo y mínimo de paneles por string.

$$N_{max.str} = \frac{P.inv}{N_{psmáx.*} P_p} \quad [1]$$

$$N_{max.str} = \frac{2.475 kW}{12 * 0,435 kW} = 474 \quad [2]$$

$$N_{max.str} = \frac{P.inv}{N_{psmín.*} P_p} \quad [3]$$

$$N_{max.str} = \frac{2475 kW}{11 * 0,435 kW} = 517 \quad [4]$$

Dónde:

- **Nmáx.str:** número máximo de strings en paralelo.
- **P.inv:** potencia del inversor.
- **Npsmáx:** número máximo de paneles en serie por string.
- **Npsmín:** número mínimo de paneles en serie por string.
- **Pp:** potencia pico del panel solar fotovoltaico.

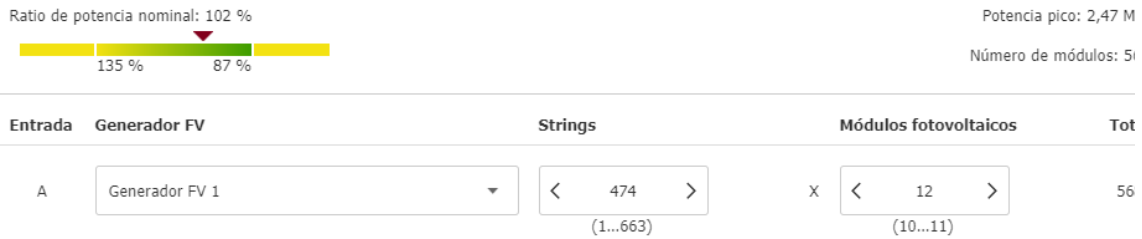


Figura 10. Simulación en Sunny Design, configuración 474x12

En este caso, con una configuración de 474x12, es decir, 474 strings en paralelo y 12 paneles en serie por cada string, observamos que la tensión que recibiría el inversor sería de 1027,2 V. A pesar de tener un valor inferior al máximo que soportaría el inversor (1100 V) esta opción quedaría descartada, ya que podríamos poner en peligro el equipo. Sabiendo esto, comprobaremos cuál sería la mejor configuración, disminuyendo el número de paneles en serie al mínimo calculado, es decir once módulos fotovoltaicos.



Figura 11. Simulación en Sunny Design, configuración 517x11

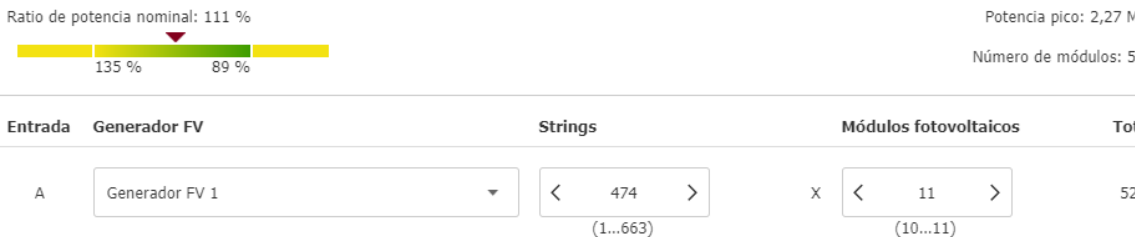


Figura 12. Simulación en Sunny Design, configuración 474x11

Como podemos apreciar en las dos simulaciones anteriores, ambos casos son válidos en cuanto a funcionalidad de la instalación, pero en este caso elegiremos la configuración 517x11, ya que obtendremos un mayor rendimiento del inversor y conseguiremos una mayor potencia en la instalación. De este modo, nuestra instalación tipo tendrá una potencia pico de 2,47 MW.

3.5 Centro de transformación

A continuación, en la Tabla 5 se muestran las características principales del centro de transformación elevador, así como el equipo escogido para las instalaciones.

Del inversor parte una línea de CA directamente hasta la subestación elevadora. En este caso, se han seleccionado 2 transformadores de 1600 kVA, para poder alcanzar la potencia nominal de la instalación que se ha descrito.

Dicho transformador se encuentra alojado en el interior de un edificio prefabricado. El transformador eleva la tensión de salida del inversor (400 V) hasta 36 kV de la red de media tensión, a través de la cual se transporta la energía generada hasta la subestación seleccionada en apartados anteriores.

Tabla 5. Características técnicas del transformador [14]

Parámetros	
Modelo	TRIHAL 1600kVA
Potencia	1600 KVA
Voltaje primario	30 KV
Voltaje nominal	400 V
Potencia de pérdidas en vacío	2277 W
Potencia de pérdidas a plena carga	14300 W
Dimensiones(a*a*I)	2440*1020*1900
Peso	4280 kg

Sabiendo que cada transformador TRIHAL1600kVA tiene un valor de mercado de 58.326 €, la cifra total correspondiente al centro de transformación por isla e instalación será de 116.652 € [15].

3.6 Línea de MT

Uno de los costes que debe tenerse en cuenta es la línea de media tensión que comunicará nuestra centra de generación eléctrica con la subestación más cercana que cumpla con los requisitos técnicos necesarios.

Para ello se han agrupado (Tabla 6) los costes de construcción más relevantes, calculados en el Anexo XI, teniendo en cuenta las longitudes de la línea correspondientes para cada isla e instalación.

Para poder definir los costes principales de la línea de Media Tensión, se han tomado como referencia distintos proyectos reales de Media Tensión y generadores de precios [16][17].

El aspecto más determinante en los costes de la línea son los apoyos, ya que para cada isla se ha estimado una cantidad diferente, condicionada por la distancia desde la instalación hasta la subestación seleccionada. Cada apoyo tendrá una separación media de 250 m.

En la tabla 6 se muestran los costes finales para la instalación de cada isla.

Tabla 6. Desglose de costes de la línea de MT

DENOMINACIÓN	ISLAS					
	Tenerife	Gran Canaria	La Palma	Lanzarote	Fuerteventura	La Gomera
Apoyos Hormigón	23.895,00 €	5.310,00 €	7.965,00 €	13.275,00 €	13.275,00 €	13.275,00 €
Conductor fase	13.200,00 €	2.880,00 €	4.380,00 €	7.320,00 €	7.320,00 €	7.320,00 €
Aislador de suspensión	5.280,00 €	776,60 €	1.540,00 €	2.794,00 €	2.640,00 €	2.772,00 €
Aislador de amarre	456,00 €	76,00 €	152,00 €	380,00 €	380,00 €	380,00 €
Mano de obra montaje, armado e izado de apoyos	4.902,00 €	1.026,00 €	1.596,00 €	2.736,00 €	2.736,00 €	2.736,00 €
Movimientos de tierra	999,00 €	222,00 €	333,00 €	555,00 €	555,00 €	555,00 €
TOTAL	58.632,00 €	12.450,60 €	19.206,00 €	32.550,00 €	32.396,00 €	32.528,00 €

3.7 Terrenos de explotación

Un aspecto crucial a la hora de llevar a cabo una instalación de estas características es la superficie sobre la que se va a desarrollar el proyecto.

En este caso realizaremos una estimación del precio del terreno para cada isla, ya que este será un factor a tener en cuenta en el análisis económico que realizaremos para saber en qué isla sería más rentable instalar un parque fotovoltaico de 2,47 MW.

Una vez conocemos las dimensiones de los paneles fotovoltaicos, se ha estimado una superficie total necesaria de 3,5 hectáreas.

Esta cifra nos servirá de referencia para seleccionar aquellos terrenos con una superficie igual o superior.

A continuación, se mostrarán las parcelas seleccionadas y sus características más relevantes, que se han obtenido mediante el catastro [18].

3.7.1 Tenerife

La Tabla 7 presenta las principales características del terreno seleccionado para el parque fotovoltaico en la isla de Tenerife. La Figura 13 muestra el terreno sobre el plano.

Tabla 7. Propiedades del terreno de Granadilla de Abona

Superficie total	Distancia hasta la subestación	Clase	Uso principal
4,4 hectáreas	2,473 km	Rústico	Agrario



Figura 13. Ubicación del terreno y subestación (Granadilla de Abona) [2].

3.7.2 Gran Canaria

Para la isla de Gran Canaria, la Tabla 8 y la Figura 14 muestran las características y ubicación de los terrenos seleccionados para ubicar la planta fotovoltaica.

Tabla 8. Propiedades del terreno de Telde

Superficie total	Distancia hasta la subestación	Clase	Uso principal
4,1 hectáreas	0,353 km	Rústico	Agrario

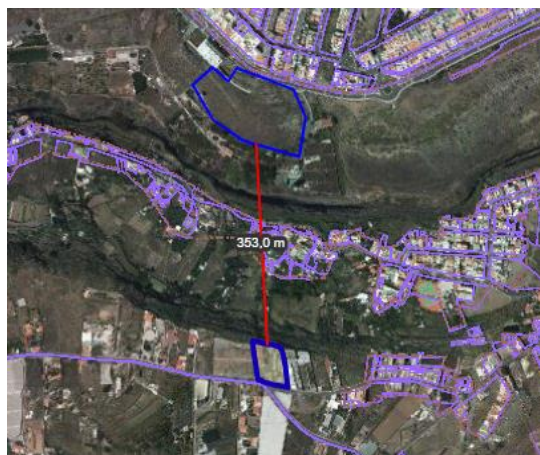


Figura 14. Ubicación del terreno y subestación (Telde) [2].

3.7.3 Fuerteventura

La Tabla 9 presenta las principales características del terreno seleccionado para el parque fotovoltaico en la isla de Fuerteventura. La Figura 15 muestra el terreno sobre el plano.

Tabla 9. Propiedades del terreno de Las Salinas

Superficie total	Distancia hasta la subestación	Clase	Uso principal
6,5 hectáreas	1,2 km	Rústico	Agrario



Figura 15. Ubicación del terreno y subestación (Las Salinas) [2].

3.7.4 Lanzarote

En la Tabla 10 se muestran las propiedades del terreno para la instalación en la isla de Lanzarote. La Figura 16 muestra los terrenos sobre el plano.

Tabla 10. Propiedades del terreno de Arrecife

Superficie total	Distancia hasta la subestación	Clase	Uso principal
5,4 hectáreas	1,27 km	Rústico	Agrario

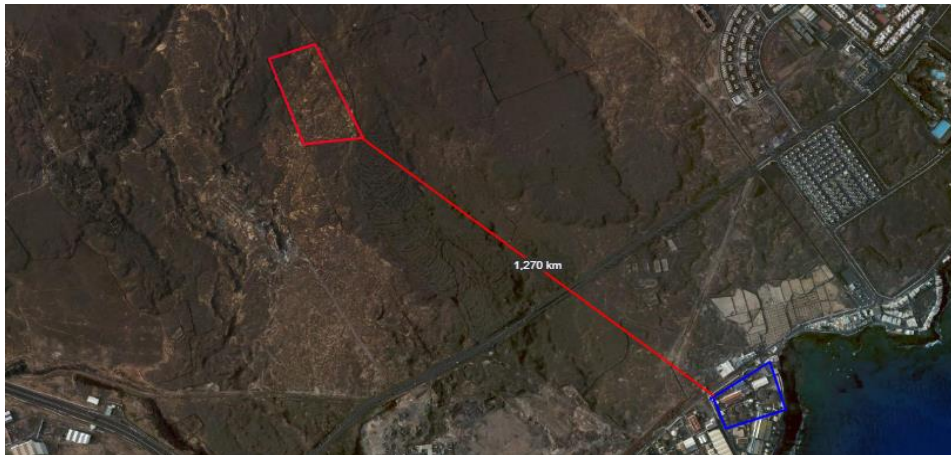


Figura 16. Ubicación del terreno y subestación (Arrecife) [2].

3.7.5 La Palma

El caso de La Palma presenta cierta complejidad. Actualmente la subestación que cuenta con una capacidad de conexión de 3MW se encuentra en fase de construcción. Dicha intervención consiste en la construcción de la subestación eléctrica de Las Breñas de 66 kV y de las líneas de conexión de 66 kV entre la central térmica de Guinchos y la subestación Las Breñas, así como la línea de conexión entre la subestación Las Breñas y la Subestación de Valle de Aridane (Figura 17).

Debido a la falta de información acerca del estado de la subestación de Las Breñas, hemos estimado la localización de ésta (Figura 18), a partir de estudios ambientales realizados en los que se analizaban posibles ubicaciones de dichas instalaciones [19].

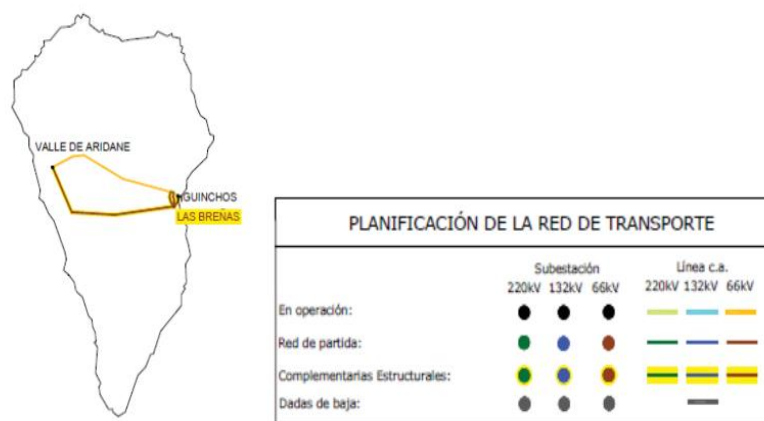


Figura 17. Planificación de la nueva red de transporte [19]

La ubicación seleccionada representada en color azul en la Figura 18. Ubicación del terreno y subestación (Breña Alta), se encuentra a 1,3 km de la central Térmica de Los Guinchos, siendo esta una característica fundamental para la futura línea de conexión entre la Central y la subestación. La Tabla 11 muestra las características del terreno.

Tabla 11. Propiedades del terreno de Breña Alta

Superficie total	Distancia hasta la subestación	Clase	Uso principal
3,5 hectáreas	0,770 km	Rústico	Agrario



Figura 18. Ubicación del terreno y subestación (Breña Alta) [2].

3.7.6 La Gomera

El caso de La Gomera es complejo, ya que sus características geológicas hacen que la localización de una superficie apta para la instalación de paneles solares sea difícil.

Su origen volcánico y sus pronunciados barrancos son, sin duda, una de las razones que lastran el avance de la energía solar fotovoltaica en la isla.

Estas claras dificultades se han visto reflejadas en la búsqueda de terrenos favorables. Finalmente se ha optado por la elección de tres parcelas colindantes que suman las hectáreas necesarias para la central de generación.

La suma total de las tres superficies es aproximadamente de 4,5 hectáreas.

Tabla 12. Propiedades del terreno de San Sebastián de La Gomera

Superficie total	Distancia hasta la subestación	Clase	Uso principal
4,5 hectáreas	1,26 km	Rústico	Agrario



Figura 19. Ubicación del terreno y subestación (El Palmar) [2].

3.7.7 El Hierro

Actualmente no existen nudos con margen de conexión a red, por lo que no se ha realizado ninguna búsqueda de posibles terrenos de explotación y, por consiguiente, El Hierro no formará parte del presente estudio.

3.7.8 La Graciosa

Al igual que ocurre con El Hierro, La Graciosa no se incluirá en el proyecto debido a la simplicidad de su sistema eléctrico.

3.8 Impuestos aplicables

En este apartado recogeremos los impuestos más relevantes que se deben tener en cuenta a la hora de realizar una instalación de este tipo: Impuesto sobre bienes inmuebles (IBI) (con la categoría de Bienes Inmuebles de Características Especiales - BICES) y el Impuesto sobre Construcciones, Instalaciones y Obras (ICIO).

3.8.1 ICIO

El **Impuesto sobre Construcciones, Instalaciones y Obras (ICIO)** es un impuesto indirecto aplicable a cualquier actividad que conlleve la realización, dentro del término municipal, de cualquier construcción, instalación u obra, para la que se exija licencia urbanística o de obra.

Las personas encargadas de pagar este impuesto son los propietarios de la construcción, instalación u obra.

El tipo de impuesto del ICIO será fijado por cada Ayuntamiento, por ello nos hemos puesto en contacto con cada municipio vía telefónica para conocer el valor del porcentaje aplicable a las instalaciones. En ningún caso podrá superar el **4%** [20].

A partir de las conversaciones mantenidas con los Ayuntamientos de cada municipio, hemos obtenido los siguientes porcentajes (Tabla 13) correspondientes al impuesto sobre construcciones, instalaciones y obras.

Tabla 13. Porcentaje del ICIO aplicable a cada isla. Tabla de elaboración propia

Ayuntamientos					
Tenerife	Gran Canaria	Fuerteventura	Lanzarote	La Palma	La Gomera
3%	4%	2,9%	3,2%	2,8%	3,2%

3.8.1.1 Bonificaciones

Dentro de las posibles bonificaciones aplicables, a nuestras instalaciones les correspondería una bonificación de hasta el 95 % ya que se trata de un tipo de sistema de aprovechamiento eléctrico mediante energía solar.

Tras realizar una búsqueda en los ayuntamientos de cada isla, se han recopilado los siguientes descuentos en el pago del Impuesto sobre Construcciones Instalaciones y Obras, correspondientes a Tenerife [21], y Lanzarote [22]. El resto de islas de la Tabla 14 no presentan ningún tipo de bonificación para instalaciones fotovoltaicas de conexión a red.

Tabla 14. Bonificaciones del ICIO aplicables para cada isla

Bonificaciones para el ICIO					
Tenerife	Gran Canaria	La Palma	Lanzarote	Fuerteventura	La Gomera
30%	-	-	80%	-	-

Para el cálculo del impuesto, se debe aplicar el porcentaje correspondiente, fijado por cada ayuntamiento (Tabla 13), al coste de la instalación, que en este caso asciende a 2.089.400 € (Anexo XIII). Una vez sepamos el coste total del ICIO, se bonificarán en cada isla con el importe establecido en la Tabla 14.

Tabla 15. Costes finales del ICIO con bonificación

Bonificaciones para el ICIO						
	Tenerife	Gran Canaria	La Palma	Lanzarote	Fuerteventura	La Gomera
	62.682,00 €	66.860,80 €	60.592,60 €	66.860,80 €	58.503,20 €	66.860,80 €
Con Bonificación	43.877,40 €	83.576 €	60.592,60 €	13.372,16 €	58.503,20 €	66.860,80 €

3.8.2 BICES

Según el Real Decreto Legislativo 1/2004, de 5 de marzo, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley del Catastro Inmobiliario, “los bienes inmuebles de características especiales constituyen un conjunto complejo de uso especializado, integrado por suelo, edificios, instalaciones y obras de urbanización y mejora que, por su carácter unitario y por estar ligado de forma definitiva para su funcionamiento, se configura a efectos catastrales como un único bien inmueble” [23].

Nuestro caso de estudio se encuentra en el grupo destinado a la producción de energía eléctrica y gas y al refino de petróleo y las centrales nucleares. Por tanto, el cálculo del impuesto de los bienes inmuebles de características especiales se obtendrá mediante la suma del **valor del suelo** y del **valor de las construcciones** [24].

Conociendo este dato, a continuación, mostraremos un desglose de los parámetros y los cálculos necesarios para obtener dicho valor.

3.8.2.1 Gravamen aplicado en 2021

Una vez calculado el valor catastral, será necesario determinar la Base Imponible del IBICE que coincidirá con el valor catastral en caso de que no exista ninguna reducción aplicable (en nuestro caso existe una reducción del 40%) y sobre esa Base Liquidable, los Ayuntamientos determinan el tipo impositivo que puede oscilar entre el 0.4% y el 1,3% obteniendo así la cuota a pagar en cada municipio.

Se muestran a continuación (Tabla 16), los valores actualizados correspondientes al tipo impositivo fijado por los Ayuntamientos para el IBICE [25].

Tabla 16. IBICE aplicable a cada isla [25].

Impuesto sobre Bienes Inmuebles		
Tipo de gravamen de características especiales		
Granadilla de Abona (S/C de Tenerife)	1	%
Telde (Gran Canaria)	1,3	%
Breña Alta (La Palma)	0,6	%
El Palmar (La Gomera)	0,4	%
Puerto del Rosario (Fuerteventura)	1,3	%
Arrecife (Lanzarote)	1,3	%

3.8.2.2 Ponencia de valores en suelo rústico

Los valores catastrales correspondientes a suelo rústico están clasificados como datos protegidos, por esta razón se ha realizado un estudio de mercado correspondiente a cada una de las parcelas seleccionadas (Anexo IX), con el fin de obtener un valor en €/m² para los posteriores cálculos y obtención del importe anual del Impuesto sobre Bienes Inmuebles de Características Especiales (IBICE).

Tras mantener conversaciones con un técnico competente en valoraciones del suelo del territorio y según los criterios de valoración establecidos por el catastro, hemos fijado un rango de precios que se encuentra entre 3 y 8 €/m².

3.8.2.3 Valor de construcción

Para el valor de la construcción de todos los equipos y materiales que constituyen la instalación fotovoltaica (módulos, inversores, estructuras, cables, protecciones, contadores, etc.) se toma el valor de reposición que se considerará que es de 400.015€/MW o 0.4€/W [24].

La Tabla 17 refleja los valores establecidos para el cuadro de Módulos Básicos por Potencia o capacidad de producción (MBP).

Tabla 17. Cuadro de módulos básicos por potencia [23]

Sector productivo	MBP	Cuantía
Energía eléctrica	MBPE	400.015 €/MW
Gas y regasificación	MBPG	132.405 €/ (m ³ /h)
Refino de petróleo	MBPR	695.557 €/elemento

3.8.2.4 Corrección a valor de mercado

Se ha tenido en cuenta según la Orden HAC/3521/2003, de 12 de diciembre, por la que se fija el coeficiente de referencia al mercado (RM) para los bienes inmuebles de características especiales [26]. La corrección a valor de mercado correspondiente está fijada en 0,5 (50%).

Este coeficiente afectará al valor del suelo y al valor de construcción previamente mencionados.

3.8.2.5 Cálculo del IBICE

A partir de los aspectos mencionados en los apartados anteriores, mediante una hoja de cálculo (ver el Anexo IX), se ha obtenido el valor final por años de dicho impuesto, correspondiente a cada una de las islas.

3.8.2.6 IBICE en Canarias

El coeficiente reductor se aplicará durante 9 años, los equivalentes a la vigencia de dicho coeficiente. Una vez finalice esta reducción, el importe anual aplicado será el correspondiente a la cantidad calculada para el décimo año.

A continuación, se muestran los resultados obtenidos en el Anexo IX [27].

Tabla 18. Resultados del IBICE para cada isla. Tabla de elaboración propia

Año		Tenerife	Gran Canaria	La Palma	Lanzarote	Fuerteventura	La Gomera
		Cuota IBICES (1%)	Cuota IBICES (1,3%)	Cuota IBICES (0,6%)	Cuota IBICES (1,3%)	Cuota IBICES (1,3%)	Cuota IBICES (0,4%)
Año 1	2022	4.649,55 €	6.229,90 €	68,04 €	5.673,44 €	5.858,93 €	1.745,68 €
Año 2	2023	4.762,95 €	6.381,84 €	136,08 €	5.811,82 €	6.001,83 €	1.788,25 €
Año 3	2024	4.876,35 €	6.565,46 €	204,13 €	5.886,86 €	6.113,06 €	1.811,34 €
Año 4	2025	4.989,76 €	6.712,89 €	272,17 €	6.034,29 €	6.260,49 €	1.856,70 €
Año 5	2026	5.103,16 €	6.860,31 €	340,21 €	6.181,71 €	6.407,91 €	1.902,06 €
Año 6	2027	5.216,57 €	7.007,74 €	408,25 €	6.329,14 €	6.555,34 €	1.947,43 €
Año 7	2028	5.329,97 €	7.155,16 €	476,30 €	6.476,56 €	6.702,76 €	1.992,79 €
Año 8	2029	5.443,37 €	7.302,58 €	544,34 €	6.623,98 €	6.850,18 €	2.038,15 €
Año 9	2030	5.556,78 €	7.450,01 €	612,38 €	6.771,41 €	6.997,61 €	2.083,51 €
Año 10	2031	5.670,18 €	7.597,43 €	680,42 €	6.918,83 €	7.145,03 €	2.128,87 €

4 Ayudas y subvenciones

Con el objetivo de incluir datos reales en el caso de estudio planteado, se han obtenido las cifras correspondientes a las ayudas provisionalmente adjudicadas, correspondientes al programa “SolCan” cofinanciado por el Fondo Europeo de Desarrollo Regional (FEDER) destinado al fomento e impulso de la construcción de parques solares fotovoltaicos en el territorio no peninsular.

De los 65 proyectos que se han adjudicado de forma provisional, 36 se llevarán a cabo en Gran Canaria con un valor superior a los 10 millones de euros y una potencia de 119,5 MW. Si seguimos en orden descendente, en Fuerteventura se pondrán en marcha 18 proyectos de energía solar fotovoltaica, seguida de Tenerife que contará con 6 proyectos, Lanzarote con 4 proyectos y La Gomera con una única instalación de 0,7 MW [5] (Tabla 19).

De este modo, hemos obtenido el valor aproximado en €/MW correspondiente a cada instalación y para cada isla (Tabla 20). Sabiendo que la instalación tipo con la que hemos estado realizando las simulaciones es de 2,47 MW, se mostrarán a continuación, los valores totales.

Tabla 19. Subvenciones del programa SolCan [5]

ISLA	POTENCIA (MW)	AYUDAS	Nº de PROYECTOS
Gran Canaria	119,5	10.351.092 €	36
Fuerteventura	102,1	5.589.444 €	18
Tenerife	26,6	2.729.749 €	6
Lanzarote	6	1.169.246 €	4
La Gomera	0,7	155.400 €	1
TOTAL	254,9	19.994.931 €	65

Tabla 20. Cuantía de la subvención correspondiente a cada isla. Tabla de elaboración propia

ISLA	AYUDAS EN €/MW	AYUDAS PARA 2,47 MW
Gran Canaria	2406	5.943 €
Fuerteventura	3044	7.519 €
Tenerife	17103	42.244 €
Lanzarote	48718	120.333 €
La Gomera	222000	548.340 €
TOTAL		724.379 €

5 Análisis de viabilidad

Para determinar la viabilidad del parque fotovoltaico en cada isla es necesario estimar:

- Los ingresos que produce cada parque (apartado 5.1).
- Los costes de construcción y operación y mantenimiento de cada instalación (apartado 5.2).

También es necesario considerar los principales parámetros que influyen en la viabilidad de la planta (apartado 5.3).

Con todos estos condicionantes, se podrán obtener los resultados del análisis en términos de tiempo de retorno, VAN y TIR (apartado 5.4), considerando diferentes hipótesis en un análisis de sensibilidad (apartado 5.5).

5.1 Estimación de ingresos por venta de energía

En primer lugar, se estiman los ingresos por venta de energía. Para ello, se han obtenido los valores medios mensuales en €/MWh, así como la producción media mensual estimada en MWh para cada isla, en las ubicaciones de las instalaciones [9].

Para una mayor precisión de los valores del mercado energético, la Tabla 21 recopila los precios medios mensuales de venta de electricidad desde julio del año 2020 hasta julio del presente año 2021 [28].

Tabla 21. Precio medio mensual en €/MWh. Tabla de elaboración propia en base a los datos de OMIE [28]

Mes	Año	Precio medio €/MWh
julio	2021	92,51
junio	2021	83,3
mayo	2021	67,12
abril	2021	64,98
marzo	2021	45,41
febrero	2021	28,34
enero	2021	60,43
diciembre	2020	42
noviembre	2020	42,02
octubre	2020	36,53
septiembre	2020	41,95
agosto	2020	36,16
julio	2020	34,64
		51,95

En la Tabla 22 se recogen los valores anteriormente mencionados, respectivos a la producción media mensual en MWh y la generación anual total por islas. Dicha producción es la que aportarán las placas con un azimut de 0° y una inclinación de 23 grados, siendo esta la inclinación con la que hemos obtenido los valores más altos de producción [9].

Tabla 22. Producción media mensual en MWh

Mes	Producción en MWh Tenerife	Producción en MWh Gran Canaria	Producción en MWh La Palma	Producción en MWh Lanzarote	Producción en MWh Fuerteventura	Producción en MWh La Gomera
julio	430	463	427	448	437	458
junio	407	431	398	419	418	442
mayo	427	451	412	433	432	462
abril	405,9	435	389	412	414	435
marzo	403,2	430	374	414	406	426
febrero	313,5	341	280	315	320	336
enero	318,7	343	298	319	323	342
diciembre	294	329	262	309	311	317
noviembre	304	331	272	304	311	326
octubre	356	375	347	360	363	384
septiembre	377	400	375	396	396	403
agosto	424	456	416	438	431	451
TOTAL	4460 MWh	4785 MWh	4250 MWh	4567 MWh	4562 MWh	4782 MWh

Ahora que conocemos el precio medio de mercado y la generación anual para cada isla, podemos estimar los ingresos de explotación (Tabla 23).

Tabla 23. Ingresos estimados por la venta de electricidad anual en cada isla

Tenerife	Gran Canaria	La Palma	Lanzarote	Fuerteventura	La Gomera
244.444,72 €	261.883,91 €	234.395,67 €	250.539,07 €	249.755,75 €	262.251,93 €

5.2 Costes de construcción operación y mantenimiento

A continuación, se presentan los resultados de estimar los costes de construcción, operación y mantenimiento de la planta. En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** y la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se muestran los costes iniciales pertenecientes a cada una de las islas. Estos valores son de interés, ya que permiten apreciar las diferencias existentes entre isla a pesar de haber escogido la misma instalación “tipo” para todas.

Para la obtención del precio de la instalación, se ha realizado una hoja de cálculo donde se incluyen los componentes fundamentales de un parque fotovoltaico (ver en Anexo XIII) [29].

El coste de OyM definido es de 9€/kW-año. Dicho valor ha sido contrastado mediante dos fuentes (Referencias [8] y [30]), que estimaban dicho coste en 8,67 €/kW-año y 8,52€/kW-año respectivamente [31].

Tabla 24. Desglose de costes de la instalación

ISLAS					
Tenerife		Gran Canaria		La Palma	
Precio instalación	2.089.400,00 €	Precio instalación	2.089.400,00 €	Precio instalación	2.089.400,00 €
OyM	22.275 €	OyM	22.275 €	OyM	22.275 €
Línea MT	248.000 €	Línea MT	124.629 €	Línea MT	172795 €
Transformadores	121.353 €	Transformadores	121.353 €	Transformadores	121353 €
IBICE	4649,55 €	IBICE	6.229 €	IBICE	68 €
ICIO	6679 €	ICIO	7124 €	ICIO	6234 €
TOTAL	2.492.365,55 €	TOTAL	2.371.019,00€	TOTAL	2.412.134,00 €

Tabla 25. Desglose de costes de la instalación

ISLAS					
Lanzarote		Fuerteventura		La Gomera	
Precio instalación	2.089.400,00 €	Precio instalación	2.089.400,00 €	Precio instalación	2.089.400,00 €
OyM	22.275 €	OyM	22.275 €	OyM	22.275 €
Línea MT	184565 €	Línea MT	183.120 €	Línea MT	184.359 €
Transformadores	121353 €	Transformadores	121.353 €	Transformadores	121.353 €
IBICE	5673,44 €	IBICE	5858 €	IBICE	1745 €
ICIO	7124 €	ICIO	6456 €	ICIO	7124 €
TOTAL	2.430.399,44€	TOTAL	2.428.471,00 €	TOTAL	2.426.265,00 €

5.3 Algunos parámetros del análisis de viabilidad

Los principales parámetros que están presentes en el análisis de viabilidad son los siguientes:

- Inflación del precio de la electricidad: a partir de los valores medios mensuales del incremento del coste de la electricidad, obtenidos en el Instituto Nacional de Estadística, se estimó un valor del 3% de inflación, teniendo en cuenta la tendencia alcista de los precios de mercado actuales [32] [28] .
- Inflación de los costes de O&M: En el caso de la inflación correspondiente a los costes de O&M, se ha asumido como el incremento del índice de precios al consumo (IPC) del país, situado en un 1,225%. Este resultado ha sido calculado en el Anexo XIV, como el valor medio de la inflación mensual desde septiembre de 2017, hasta octubre de 2021.
Debido a la tendencia alcista que hemos comprobado en el incremento del IPC, se ha utilizado un valor del 1,5% para realizar el análisis de viabilidad pertinente [33]
- Tasa de descuento: parámetro de gran importancia ya que nos permite estimar el valor presente del dinero de un pago a futuro. El valor utilizado es de un 3%, siendo este el valor del interés legal del dinero establecido en el artículo 1 de la Ley 24/1984 [34], de 29 de junio, hasta el 31 de diciembre de 2021 [35].

5.4 Resultados del análisis de viabilidad

Los resultados del análisis de sensibilidad se presentan tanto para el periodo de retorno (apartado 5.4.1), como para el VAN y el TIR (apartado 5.4.2).

5.4.1 Periodo de retorno

Conociendo los valores de producción y la inversión inicial necesaria, se mostrarán a continuación los periodos de retorno para cada isla. De este modo podremos determinar qué isla reúne las condiciones necesarias para ser la más rentable según los parámetros que hemos tenido en cuenta a lo largo del presente estudio.

5.4.1.1 Instalación en Tenerife

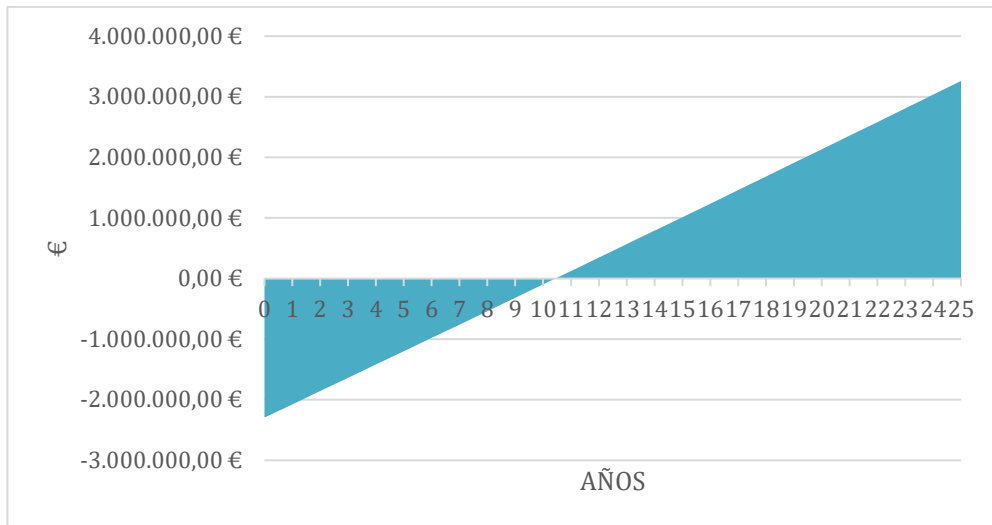


Figura 20. Periodo de retorno en la instalación de Tenerife

Si analizamos la Figura 20 correspondiente al periodo de retorno de la inversión en Tenerife, podemos observar que la inversión inicial realizada para llevar a cabo la instalación empezaría a dar beneficio en el décimo año, concretamente unos 123.144 €.

5.4.1.2 Instalación en Gran Canaria

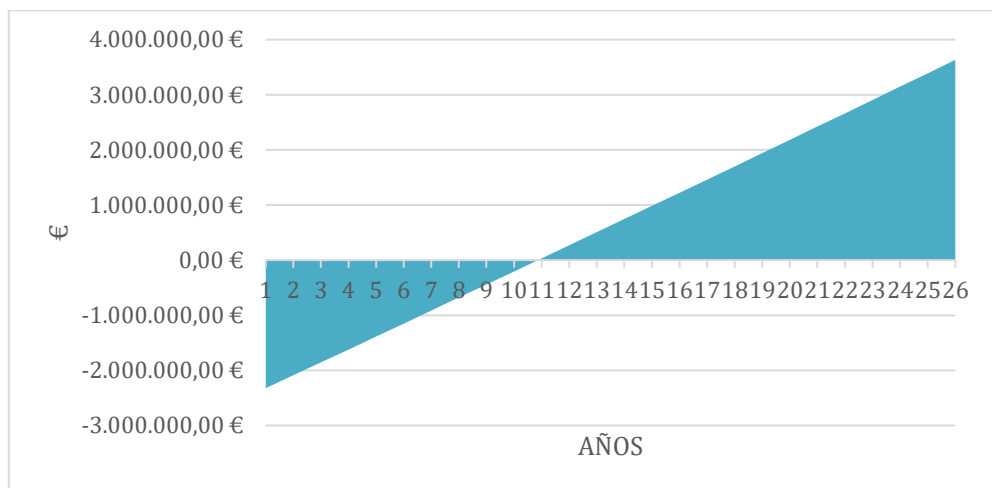


Figura 21. Periodo de retorno en la instalación de Gran Canaria

En el caso de Gran Canaria (Figura 21), se puede apreciar que el periodo de retorno de la inversión es muy similar al de Tenerife, ya que a los diez años empezaría a generar beneficio el parque solar fotovoltaico. Ese mismo año, sería capaz de producir unas ganancias de 29.756 € aproximadamente.

5.4.1.3 Instalación en La Palma

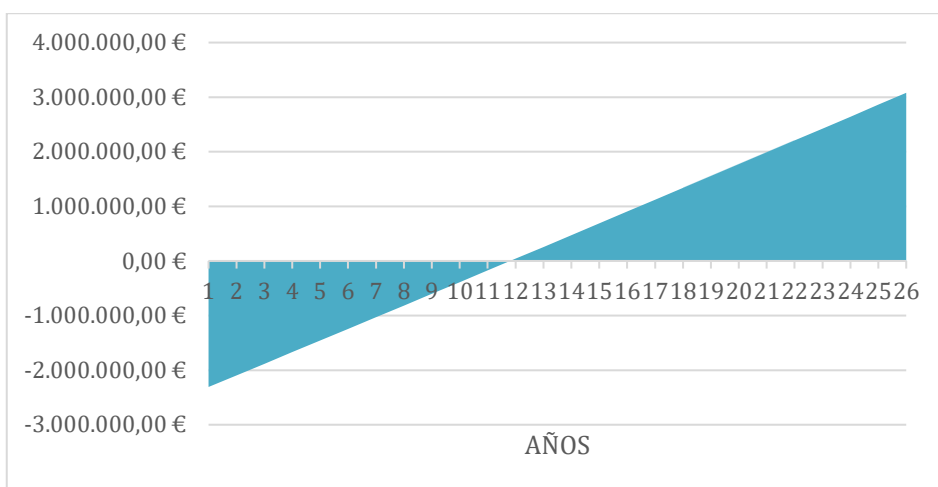


Figura 22. Periodo de retorno en la instalación de La Palma

En el caso de La Palma (Figura 22), sería a partir del undécimo año cuando dicha instalación comenzaría a generar un beneficio. Durante ese mismo año habría generado 41.986 € aproximadamente.

5.4.1.4 Instalación en Lanzarote

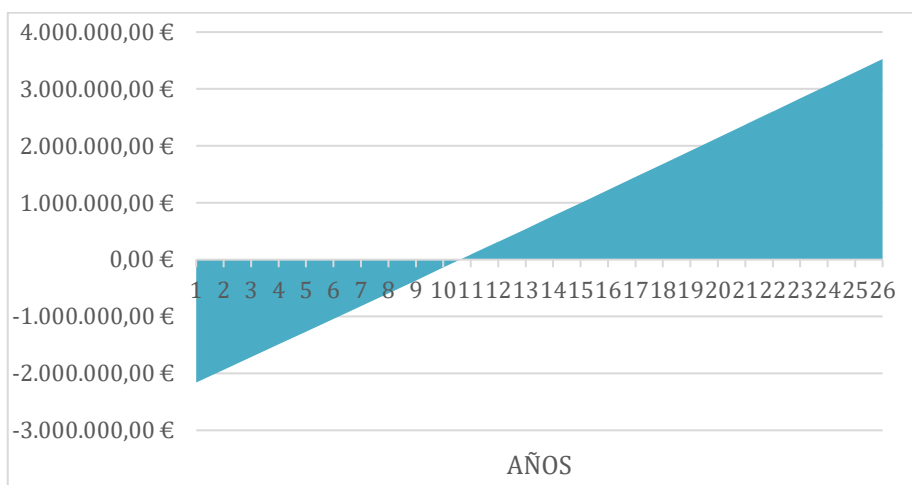


Figura 23. Periodo de retorno en la instalación de Lanzarote

La instalación de la isla de Lanzarote, como se puede observar en la Figura 23, tiene un periodo de retorno de la inversión inicial de 10 años. El beneficio obtenido en ese mismo año sería de 86.925€ aproximadamente, estando muy cerca de las ganancias obtenidas en Gran Canaria.

5.4.1.5 Instalación en Fuerteventura

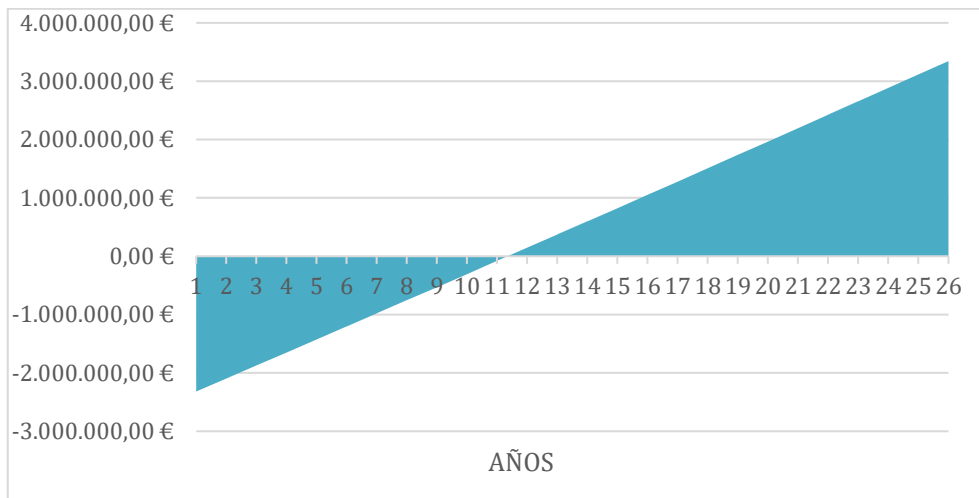


Figura 24. Periodo de retorno en la instalación de Fuerteventura

A pesar de tener unos ingresos por la venta de electricidad muy parecidos a Lanzarote, el Payback del parque solar fotovoltaico de Fuerteventura es de 11 años (Figura 24), llegando a producir un beneficio durante ese año de 144.898 € aproximadamente.

5.4.1.6 Instalación en La Gomera

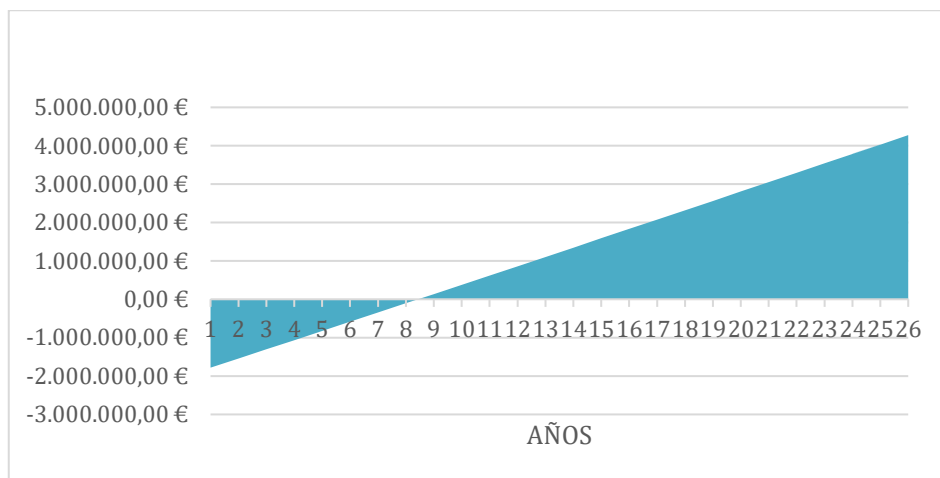


Figura 25. Periodo de retorno en la instalación de La Gomera

Tras analizar todas las islas, La Gomera posee el periodo de retorno de la inversión más bajo, llegando a obtener unos 136.786€ de beneficio durante el octavo año.

5.4.2 VAN y TIR

En la Tabla 26 se han recogido los valores del VAN y TIR correspondientes a cada isla con el fin de apreciar el impacto que tienen las subvenciones en la rentabilidad de cada parque fotovoltaico.

Tabla 26. VAN y TIR de cada isla con y sin subvención.

CON SUBVENCIÓN			SIN SUBVENCIÓN		
ISLA	TIR	VAN	ISLA	TIR	VAN
Tenerife	12%	3.260.956,10 €	Tenerife	11%	3.218.711,69 €
Gran Canaria	12%	3.633.429,06 €	Gran Canaria	12%	3.627.486,24 €
La Palma	11%	3.079.829,87 €	La Palma	11%	3.129.487,47 €
Lanzarote	13%	3.526.453,73 €	Lanzarote	12%	3.406.120,27 €
Fuerteventura	12%	3.345.029,13 €	Fuerteventura	12%	3.337.510,45 €
La Gomera	16%	4.277.124,05 €	La Gomera	12%	3.728.784,05 €

En nuestro análisis de viabilidad se han tenido en cuenta las ayudas del programa “Solcan”. No obstante, tras observar los resultados obtenidos en el caso de no contar con dichas ayudas, podemos decir que La Gomera es la isla más beneficiada, con un incremento de un 4% en la TIR.

5.5 Análisis de sensibilidad

Con el objetivo de proporcionar una mayor cantidad de datos e información al análisis de viabilidad, se ha decidido realizar un análisis de sensibilidad en el que se tendrán en cuenta distintas variables como los ingresos por venta de electricidad, los costes de operación y mantenimiento, la inflación en el precio de la electricidad y la inflación en los costes de operación y mantenimiento. De este modo, podremos conocer cuál es el impacto de cada una de ellas en nuestro caso de estudio.

En el Anexo XII se recoge el análisis de sensibilidad al completo. En esta sección se muestra solo un pequeño resumen. Las Tablas de las 27 a la 34 han recogido los resultados más relevantes después de aplicar distintos valores de tasa de descuento en las variables anteriormente mencionadas. De este modo se han obtenido los siguientes resultados con el 4%, 3% y 2% aplicado (el análisis con más valores se encuentra en el Anexo VII y el Anexo XII).

En el caso de los ingresos por venta de electricidad, se ha simulado la influencia en el VAN de distintos escenarios. Las Tablas 27 y 28 muestran los resultados para dos valores diferentes.

En el caso de la isla de Tenerife, las ganancias por la venta de energía se estimaron en 244.444,721 €. Después de aplicar los porcentajes anteriormente mencionados (4%, 3% y 2%), se obtuvo que, para valores más bajos de la tasa de descuento, el VAN sería mayor.

Dicho patrón de rendimiento económico se repite en cada una de las islas.

Los valores resaltados en blanco corresponden al VAN obtenido en el estudio de viabilidad para cada isla, mientras que el resto de los valores son los distintos resultados del VAN obtenidos en el análisis de sensibilidad.

Tabla 27. Análisis de sensibilidad para ingresos por venta de electricidad en Tenerife, Gran Canaria y La Palma

	Tenerife		Gran Canaria		La Palma	
	Ingresos por venta de electricidad (€)					
Tasa de descuento (%)	244.444,721 €	94.443,721 €	261.883,911 €	111.883,911 €	234.395,671 €	84.395,671 €
	VAN					
4,0%	2.613.335,95 €	-702.059,75 €	2.938.686,13	-376.709,57	2.452.449,40 €	-862.946,30 €
3,0%	3.260.956,25 €	-489.043,75 €	3.633.429,08	-116.570,92	3.079.829,90 €	-670.170,10 €
2,0%	4.032.728,24 €	-234.906,05 €	4.461.364,34	193.730,05	3.827.388,96 €	-440.245,33 €

Tabla 28. Análisis de sensibilidad para ingresos por venta de electricidad en Lanzarote, Fuerteventura y La Gomera

	Lanzarote		Fuerteventura		La Gomera	
	Ingresos por venta de electricidad (€)					
Tasa de descuento (%)	250.539,071 €	100.539,071 €	249.755,751 €	99.755,751 €	262.251,93 €	112.251,93 €
	VAN					
4,0%	2.863.368,59 €	-452.027,11 €	2.684.617,66 €	-630.778,04 €	3.571.659,35 €	256.263,65 €
3,0%	3.526.453,76 €	-223.546,24 €	3.345.029,16 €	-404.970,84 €	4.277.124,07 €	527.124,07 €
2,0%	4.316.668,04 €	49.033,75 €	4.132.063,99 €	-135.570,30 €	5.117.722,52 €	850.088,23 €

Con el fin de observar los distintos impactos que tendrían los costes de Operación y Mantenimiento en el coste final de la instalación, se han aplicado los porcentajes mencionados en el caso anterior, para los distintos costes de O&M definidos. Dichos costes van desde el caso más favorable, es decir el valor fijado para el presente proyecto (22.275 €), hasta el valor más desfavorable definido en 34.775 €

Si observamos las tablas de resultados (Tabla 29 y Tabla 30), podemos apreciar una mayor rentabilidad para los casos en los que la tasa de descuento es del 2% y el coste de O&M es de 22.275 €.

A medida que los costes de Operación y Mantenimiento y la tasa de descuento aumenten, la rentabilidad irá disminuyendo.

Tabla 29. Análisis de sensibilidad para costes de O&M en Tenerife, Gran Canaria y La Palma

	Tenerife		Gran Canaria		La Palma	
	Costes de O&M (€)					
Tasa de descuento (%)	34.775,00 €	22.275,00 €	34.775,00 €	22.275,00 €	34.775,00 €	22.275,00 €
	VAN					
4,0%	2.369.554,86 €	2.613.335,81 €	2.694.905,15 €	2.938.686,11 €	2.208.668,42 €	2.452.449,38 €
3,0%	2.988.768,00 €	3.260.956,10 €	3.361.240,96 €	3.633.429,06 €	2.807.641,77 €	3.079.829,87 €
2,0%	3.726.882,89 €	4.032.728,07 €	4.155.519,13 €	4.461.364,31 €	3.521.543,74 €	3.827.388,93 €

Tabla 30. Análisis de sensibilidad para costes de O&M en Lanzarote, Fuerteventura y La Gomera

	Lanzarote		Fuerteventura		La Gomera	
	Costes de O&M (€)					
Tasa de descuento (%)	34.775,00 €	22.275,00 €	34.775,00 €	22.275,00 €	34.775,00 €	22.275,00 €
	VAN					
4,0%	2.619.587,61 €	2.863.368,57 €	2.440.836,69 €	2.684.617,64 €	3.327.878,37	3.571.659,33
3,0%	3.254.265,63 €	3.526.453,73 €	3.072.841,03 €	3.345.029,13 €	4.004.935,95	4.277.124,05
2,0%	4.010.822,82 €	4.316.668,01 €	3.826.218,77 €	4.132.063,96 €	4.811.877,30	5.117.722,49

Si analizamos el impacto que tendría la inflación de la electricidad, podemos apreciar en las siguientes tablas (Tabla 31 y Tabla 32), que sin duda es la variable que más influye en la rentabilidad del proyecto.

En nuestro análisis inicial de viabilidad, el valor utilizado para la tasa de descuento y la inflación de la electricidad fue en ambos casos del 3%. Para la obtención de los valores del análisis de sensibilidad, se tuvieron en cuenta diferentes porcentajes de inflación de la electricidad, más concretamente desde el -1% hasta el 9%, en intervalos de 2 % (el análisis completo en el Anexo XII). Si nos fijamos en el caso más favorable (9%) podemos apreciar un incremento muy considerable del VAN, llegando a cifras muy por encima de las obtenidas con las variables anteriormente analizadas.

Tabla 31. Análisis de sensibilidad para inflación de la electricidad en Tenerife, Gran Canaria y La Palma

	Tenerife		Gran Canaria		La Palma	
	Inflación electricidad (%)					
Tasa de descuento (%)	9%	-1%	9%	-1%	9%	-1%
	VAN					
4,0%	9.118.743,81 €	638.281,07 €	9.908.203,46 €	822.726,85 €	8.690.422,11 €	558.588,51 €
3,0%	10.997.998,69 €	952.316,97 €	11.922.448,37 €	1.160.086,80 €	10.498.805,08 €	866.098,16 €
2,0%	13.278.026,13 €	1.320.272,33 €	14.366.241,19 €	1.555.396,33 €	12.692.615,70 €	1.226.441,39 €

Tabla 32. Análisis de sensibilidad para inflación de la electricidad en Lanzarote, Fuerteventura y La Gomera

	Lanzarote		Fuerteventura		La Gomera	
	Inflación electricidad (%)					
Tasa de descuento (%)	9%	-1%	9%	-1%	9%	-1%
	VAN					
4,0%	9.530.965,66 €	839.072,90 €	9.331.368,23 €	666.651,01 €	10.550.970,79	1.452.726,56
3,0%	11.456.391,81 €	1.160.256,93 €	11.250.173,96 €	986.230,34 €	12.577.791,75	1.800.306,05
2,0%	13.792.464,52 €	1.536.586,88 €	13.578.234,03 €	1.360.674,87 €	15.036.518,48	2.207.670,81

En el caso de la inflación correspondiente a los costes de O&M, se ha asumido como el incremento del índice de precios al consumo (IPC) del país, situado en torno al 1,225%.

Este resultado ha sido calculado en el Anexo XIV, como el valor medio de la inflación mensual desde septiembre de 2017 hasta octubre de 2021.

Debido a la tendencia alcista que hemos comprobado en el incremento del IPC, se ha utilizado un valor del 1,5% para realizar el análisis de viabilidad pertinente.

Para el análisis de sensibilidad representado en las tablas siguientes (Tabla 33 y Tabla 34), se han escogido distintos porcentajes de inflación de la Operación y Mantenimiento que van desde -1,5% hasta un 7,5% en intervalos de 2 % (el análisis completo en el Anexo XII). En este caso, el mayor VAN se obtiene en aquella situación en la que el porcentaje de inflación de los costes de O&M y la tasa de descuento sea el menor posible. En el caso de la isla de Tenerife suponiendo que la tasa de descuento fuese un 2% y la inflación de los costes de Operación y Mantenimiento estuviese en un -1,5%, tendríamos un VAN de 4.190.458 €.

Tabla 33. Análisis de sensibilidad para inflación del coste de O&M en Tenerife, Gran Canaria y La Palma

	Tenerife		Gran Canaria		La Palma	
	Inflación O&M (%)					
Tasa de descuento (%)	7,5%	-1,5%	7,5%	-1,5%	7,5%	-1,5%
	VAN					
4,0%	2.144.560,22 €	2.729.110,06 €	2.469.910,51 €	3.054.460,35 €	1.983.673,78 €	2.568.223,62 €
3,0%	2.705.977,52 €	3.395.739,31 €	3.078.450,47 €	3.768.212,27 €	2.524.851,29 €	3.214.613,08 €
2,0%	3.372.500,36 €	4.190.458,03 €	3.801.136,60 €	4.619.094,27 €	3.167.161,21 €	3.985.118,89 €

Tabla 34. Análisis de sensibilidad para inflación del coste de O&M en Lanzarote, Fuerteventura y La Gomera

	Lanzarote		Fuerteventura		La Gomera	
	Inflación O&M (%)					
Tasa de descuento (%)	7,5%	-1,5%	7,5%	-1,5%	7,5%	-1,5%
	VAN					
4,0%	2.394.592,97 €	2.979.142,81 €	2.215.842,04 €	2.800.391,88 €	3.102.883,73 €	3.687.433,57 €
3,0%	2.971.475,15 €	3.661.236,94 €	2.790.050,55 €	3.479.812,34 €	3.722.145,46 €	4.411.907,25 €
2,0%	3.656.440,29 €	4.474.397,97 €	3.471.836,25 €	4.289.793,92 €	4.457.494,77 €	5.275.452,45 €

6 Conclusiones

En el presente Trabajo Fin de Máster, se ha realizado el estudio comparativo de viabilidad técnico-económica de una instalación tipo, para cada una de las islas del archipiélago canario.

Este estudio se ha realizado con la intención de aportar más información sobre la capacidad productiva de las islas canarias, así como del estado actual de su infraestructura energética. Hemos podido apreciar cómo a pesar de tener un enorme potencial renovable, tanto solar como eólico, en varias islas como Lanzarote y Fuerteventura la producción energética mediante combustibles fósiles supone un 85 %, frente al 15 % correspondiente a energías renovables. Existen casos muy llamativos como el de La Gomera, donde el 100% de su producción eléctrica es de origen no renovable. Estas conclusiones se han obtenido como resultado de un extenso análisis que abarca más de un año de producción, realizado en base a numerosos ficheros de datos proporcionados por Red Eléctrica de España, que han sido procesados pertinentemente.

En este Trabajo Fin de Máster también se ha realizado un estudio sobre la capacidad disponible para nuevas instalaciones en las diferentes islas del archipiélago canario, identificado la isla más limitante. En base a ello se ha diseñado un parque solar fotovoltaico de idéntica potencia en todas las islas (2,47 MW). En el proceso de estudio de los posibles terrenos de explotación válidos para albergar el parque solar fotovoltaico, se ha constatado la dificultad que presentan algunas islas como La Gomera, La Palma o El Hierro, debido a sus formaciones rocosas de origen volcánico. Son precisamente estas islas, las que menor número de parques fotovoltaicos poseen en la actualidad y las que tienen las previsiones de construcción más bajas para el futuro próximo (según el estudio realizado). La falta de territorio llano en algunas islas del archipiélago es uno de los factores que frena el crecimiento de las plantas de generación fotovoltaica.

Los resultados de viabilidad obtenidos muestran que el recurso solar no es el único factor determinante. A priori, según el mapa de radiación mostrado en el Anexo I, Lanzarote y Fuerteventura son las islas con mayor índice de radiación por m², pero existen aspectos como el valor y el estado del terreno, la longitud de las líneas de conexión y los impuestos aplicables en cada isla, que pueden cambiar las estimaciones iniciales sobre la rentabilidad de un parque fotovoltaico.

En conclusión, con este estudio, he tenido la posibilidad de aprender más sobre mi tierra "Canarias" y conocer aspectos energéticos y económicos que sin duda marcarán nuestro desarrollo como archipiélago.

7 Referencias

- [1] J. C. Pérez, A. González, J. P. Díaz, F. J. Expósito, and J. Felipe, "Climate change impact on future photovoltaic resource potential in an orographically complex archipelago, the Canary Islands," *Renew. Energy*, vol. 133, pp. 749–759, 2019, doi: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.10.077>.
- [2] Grafcan, "Visor GRAFCAN," 2021. <https://visor.grafcan.es/visorweb/> (accessed Sep. 02, 2021).
- [3] CARTOGRÁFICA DE CANARIAS S.A., "IDE-Infraestructura de Datos Espaciales de Canarias." <https://www.idecanarias.es/> (accessed Sep. 20, 2021).
- [4] Red Eléctrica de España, "Demanda de energía eléctrica en Canarias." <https://demanda.ree.es/visiona/canarias/tenerife/total> (accessed Sep. 29, 2021).
- [5] M. para la T. E. y el R. Demográfico, "Canarias contará con 65 nuevos proyectos de energía solar fotovoltaica cofinanciados con fondos FEDER." <https://www.miteco.gob.es/es/prensa/ultimas-noticias/canarias-contará-con-65-nuevos-proyectos-de-energía-solar-fotovoltaica-cofinanciados-con-fondos-feder/tcm:30-523901> (accessed Oct. 20, 2021).
- [6] S. . Gorona del Viento El Hierro, "Central Hidroeléctrica de Gorona del Viento." <https://www.goronadelviento.es/> (accessed Aug. 05, 2021).
- [7] Red Eléctrica de España, "Capacidad máxima admisible para generación renovable en los nudos de la red de transporte y red de distribución subyacente en Islas Canarias," 2021. https://www.ree.es/sites/default/files/01_ACTIVIDADES/Documentos/ AccesoRed/CAP_CON_NODAL_H2020_ICA_feb21.pdf (accessed Mar. 26, 2021).
- [8] "RETScreen Expert." .
- [9] PVGIS, "PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM." https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/# (accessed Sep. 01, 2021).
- [10] SunPower, "Solar panels e20 435com." https://us.sunpower.com/sites/default/files/media-library/data-sheets/sunpower-e-series-commercial-solar-panels-e20-435-com-datasheet-521912-revb_1.pdf (accessed Feb. 20, 2021).
- [11] SMA, "Ficha técnica Inversor fotovoltaico." <https://files.sma.de/downloads/SC2200-3000-EV-DS-es-59.pdf> (accessed Sep. 01, 2021).
- [12] A. A. B. Rujula, *Sistemas fotovoltaicos*. Zaragoza: Publicaciones de la Universidad de Zaragoza, 2009.
- [13] SMA, "Sunny Design web." . <https://www.sunnydesignweb.com/sdweb/#/> (accessed Aug. 20, 2021)
- [14] SCHNEIDER electric, "Transformador TRIHAL 1600kVA." <https://www.se.com/es/es/product-range/977-trihal/> (accessed Jul. 08, 2021).
- [15] SCHNEIDER electric, "Tarifa de precios Junio 2020," 2020. https://download.schneider-electric.com/files?p_enDocType=Catalog&p_File_Name=TARIFA_MEDIA_TENSI ON_SEE_JUNIO2020.pdf&p_Doc_Ref=ESMKT02051J18_PDF. (accessed Aug. 02,

- 2021)
- [16] D. F. J. P. Sánchez, "PROYECTO DE LÍNEA AÉREA DE MEDIA TENSIÓN EN 15KV Y 3 CENTROS DE TRANSFORMACIÓN TIPO INTEMPERIE DE 50 KVAS, SITO EN PARAJES DE GASTAEMBALDE, EL CARLERO Y EL CONCEJO, DEL T.M. DE CARMONA (SEVILLA)." https://www.juntadeandalucia.es/export/drupaljda/tramite_informacion_publica/19/02/Proyecto_0.pdf (accessed Nov. 01, 2021).
- [17] C. Ingenieros, "Generador de precios." http://www.generadordeprecios.info/espacios_urbanos/Instalaciones/Urbanas/Lineas_aereas/Apoyo_metalico_de_celosia_0_4_0_0_0_1.html#gsc.tab=0 (accessed Nov. 01, 2021).
- [18] Catastro, "Sede Catastro." <https://www.sedecatastro.gob.es/> (accessed Jul. 06, 2021).
- [19] Red Eléctrica de España, "Nueva Subestación Las Breñas 66kV," 2016. https://www.ree.es/sites/default/files/04_SOSTENIBILIDAD/Documentos/tramitacion_ambiental/DI/DI-Guinchos-Brenas-Valle-JUL2016.pdf (accessed May 20, 2021).
- [20] Boletín Oficial del Estado, "Real Decreto Legislativo 2/2004, de 5 de marzo, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley Reguladora de las Haciendas Locales." <https://www.boe.es/eli/es/rdlg/2004/03/05/2/con> (accessed Sep. 15, 2021).
- [21] Oficina de las energías renovables, "Bonificaciones ICIO en Tenerife." <https://oficinarenovables.es/bonificaciones-fiscales/> (accessed Nov. 02, 2021).
- [22] Boletín Oficial de la Provincia de Las Palmas, "Bonificación del ICIO en Arrecife." <https://redtributarialanzarote.es/wp-content/uploads/2020/10/Ordenanza-ICIO-modificada-SB.pdf>. (accessed May. 027, 2021)
- [23] Boletín Oficial del Estado, "Real Decreto Legislativo 1/2004, de 5 de marzo, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley del Catastro Inmobiliario.," 2004. <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2004-4163> (accessed Jul. 23, 2021).
- [24] Boletín Oficial del Estado, "Real Decreto 1464/2007, de 2 de noviembre, por el que se aprueban las normas técnicas de valoración catastral de los bienes inmuebles de características especiales," 2007. https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2007-19881 (accessed May 13, 2021).
- [25] Foro-Ciudad, "Tipo de gravamen de características especiales," 2021. <https://www.foro-ciudad.com/las-palmas/telde/documento-40483.html>. (accessed Nov. 03, 2021)
- [26] Boletín Oficial del Estado, "Orden HAC/3521/2003, de 12 de diciembre, por la que se fija el coeficiente de referencia al mercado (RM) para los bienes inmuebles de características especiales." <https://www.boe.es/eli/es/o/2003/12/12/hac3521> (accessed Oct. 10, 2021).
- [27] UNEF Unión Española Fotovoltaica, "Informe IBICE," 2018. https://unef.es/wp-content/uploads/dlm_uploads/2018/04/informe-bices-e-ibibices-2018.pdf (accessed Jul. 05, 2021).
- [28] OMIE, "Informes mensuales del mercado eléctrico español." <https://www.omie.es/es/publicaciones>. (accessed Aug. 12, 2021)

- [29] R. Igual Catalán, *Costes de un proyecto de energías renovables. Apuntes de la asignatura Proyectos de Instalaciones de Energías Renovables*. Universidad de Zaragoza, 2020.
- [30] IRENA, *Renewable Power Generation Costs in 2019*. International Renewable Energy Agency, 2020.
- [31] R. Igual Catalán, *El coste de la explotación. Apuntes de la asignatura Proyectos de Instalaciones de Energías Renovables*. Universidad de Zaragoza, 2020.
- [32] INE-Instituto Nacional de Estadística, "Variación del coste de la electricidad." <https://www.ine.es/jaxiT3/Tabla.htm?t=23706> (accessed Nov. 01, 2021).
- [33] INE-Instituto Nacional de Estadística, "Índice de Precios de Consumo (IPC)," 2021. [Online]. Available: <https://www.ine.es/daco/daco42/daco421/ipc1021.pdf>. (accessed Oct. 20, 2021)
- [34] Boletín Oficial del Estado, "Ley 11/2020, de 30 de diciembre, de Presupuestos Generales del Estado para el año 2021." <https://www.boe.es/eli/es/l/2020/12/30/11/con> (accessed Sep. 20, 2021).
- [35] Real e Ilustre Colegio de Abogados de Zaragoza, "Tablas anuales del interés legal del dinero y de demora," 2020. <https://www.reicaz.org/normaspr/tablasdi/tbldiner.htm> (accessed Nov. 01, 2021).