

Instituto Politécnico de Viseu

Escola Superior de Tecnologia e Gestão de Viseu

Jaime Lázaro García

Dimensionamento Ótimo de Sistema Fotovoltaico para
Autoconsumo

Dimensionamiento Óptimo de Sistema Fotovoltaico
para Autoconsumo

Trabalho Final de Projeto (Trabajo Final de Grado)
Engenharia Eletrotécnica

Professor Doutor Paulo Moisés Almeida da Costa



Fevereiro 2020 / Febrero 2020

Este texto lo quiero dedicar a mis familiares y amigos.

RESUMEN

Con el aumento del coste de la energía fósil, y la continua contaminación atmosférica que resulta de su utilización (con impactos en las alteraciones climáticas) , resulta importante la transición de la economía energética a otros tipos de energías más limpias y más respetuosas con el medio ambiente, de forma que disminuya poco a poco el uso de energías no renovables. El crecimiento de las energías limpias es, por tanto , imparable, como queda reflejado en las estadísticas aportadas en 2015 por la Agencia Internacional de la Energía (AIE) que se refieren que estas energías representan cerca de la mitad de la nueva capacidad de generación eléctrica instalada en 2014, toda vez que se han constituido en la segunda fuente global de electricidad, sólo superada por el carbón.

El aumento del uso de energía renovable para la producción de electricidad fue en gran medida el resultado de los incentivos para instalar estas formas de producción, a menudo basados en la provisión de mecanismos de remuneración subvencionados para la energía producida. Estas políticas han dado lugar a una reducción de los costos de las tecnologías de producción, lo que ha llevado a una situación en la que su uso ya es económicamente competitivo. Como resultado de esta competitividad, las políticas de incentivos basadas en la remuneración subvencionada de la energía producida han sido sustituidas por otros mecanismos. Entre ellas, en los últimos años ha surgido el régimen de producción para el autoconsumo (concepto de consumidor-productor). En Portugal y España, este concepto ya se ha puesto en práctica.

El presente trabajo forma parte de la definición de generadores fotovoltaicos para autoconsumo. Se centra en el desarrollo de un modelo para evaluar económicamente un sistema fotovoltaico de autoconsumo y optimizar la potencia a instalar para una aplicación específica.

El modelo desarrollado fue implementado en Matlab y tiene en cuenta el perfil de consumo típico del consumidor así como el perfil típico de la producción fotovoltaica en su ubicación geográfica (teniendo en cuenta la orientación e inclinación de los paneles así como la tecnología respectiva).

La aplicación informática creada se aplica luego al estudio de casos centrado en un consumidor específico, permitiendo que la energía se instale en un generador fotovoltaico para este consumidor. Una vez definida esta potencia, se realiza el dimensionamiento técnico de la central.

PALABRAS CLAVE

Autoconsumo

Generador fotovoltaico

Optimización

AGRADECIMENTOS

Me gustaría agradecer el proyecto al profesor que ha tutorado mi trabajo Paulo Moisés por su disponibilidad, ayuda, apoyo y trabajo en el desarrollo del mismo.

Agradecer a todos amigos y colegas del Erasmus que me han ayudado y me han soportado estos meses de trabajo y me han ayudado a resolver dudas cuando estaba saturado con el mismo.

Un agradecimiento especial para mi familiar que siempre me han apoyado en el apartado más psicológico de mi etapa de estudiante y durante mi vida.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE GENERAL.....	ix
ÍNDICE DE FIGURAS	xi
1. Introducción.....	1
1.1 Contexto	1
1.2 Objetivos del trabajo.....	6
1.3 Estructura del trabajo.....	7
2. Autoconsumo en España y Portugal.....	9
2.1 Contexto del autoconsumo en España.....	9
2.2 Contexto de autoconsumo en Portugal	14
2.3 Comparación de los regímenes en España y Portugal.....	19
3. Revisión de tecnología fotovoltaica	23
3.1 Energía Solar	23
3.2 Tecnología fotovoltaica	27
3.2.3 Módulo de una célula fotovoltaica	32
3.2.5 Ventajas y Desventajas de la tecnología fotovoltaica	42
3.2.6 Producción de electricidad en una central fotovoltaica.....	43
3.2.7 Dimensionamiento técnico de una central fotovoltaica.....	45
4. Modelo para la evaluación económica	65
4.1 Evaluación económica basada en Valor Actual Neto.....	65
4.2 Determinación de los beneficios	67
4.2.1 Perfil de producción de un generador fotovoltaico	67
4.2.2 Perfil de consumo	75
4.2.3 Valor económico de la electricidad producida	75
5. Implementación del programa	79
5.1 Fichero “variables.m” -Datos de Partida para la Optimización.....	79
5.2 Ficheros PVgis_valores.m y PVgis_all_values_V2.m.....	84
5.3 Fichero “ analisis_economico.m”.....	87

5.4	Fichero “Main.m”	91
6.	Caso de estudio	95
6.1	Dimensionamiento Económico del Proyecto	95
6.1.1	Caracterización del Consumidor	95
6.1.2	Parámetros utilizados	98
6.1.3	Resultados	100
6.1.4	Análisis de Sensibilidad	102
6.2	Dimensionamiento Técnico del Proyecto	105
6.2.1	Elección del Panel Fotovoltaico.....	105
6.2.2	Elección del Inversor	107
6.2.3	Compatibilización entre paneles fotovoltaicos e inversor	109
6.2.4	Dimensionamiento de los cables en el string	114
6.2.5	Protección contra cortocircuitos en los cables de la fila	117
6.2.6	Cuadro de conexiones de la fila	121
6.2.7	Dimensionamiento de los cables del armario de conexión de las filas - inversor 122	
6.2.8	Dimensionamiento en la conexión Inversor-AC.....	124
6.2.9	Protección contra contactos indirectos en el lado DC (Sistema IT)	127
7.	CONCLUSIÓN	131
	ReferÉncias	133

ÍNDICE DE FIGURAS

- Figura 1-“ Consumo de Energía Primaria en Europa 2019” Fuente [1]
Figura 2 –“Incremento de capacidad renovable 2014-2025 en Europa”. Fuente [2]
Figura 3-“Contribución de las energías renovables en Portugal y España”. Fuente [3]
Figura 4-“Satisfacción de consumo bruto de energía con recurso de las fuentes renovables en Portugal. Fuente [4]
Figura 5-“Cuota de consumo bruto de energía satisfecho con recurso de las fuentes renovables. Fuente [5]
Figura 6-“Evolución de la potencia renovable instalada en el sistema electro productor portugués . Fuente [6]
Figura 7-“Evolución de contribución de las renovables para el autoconsumo de electricidad en Portugal. Fuente [6].
Figura 8-“Datos de Autoconsumo Instalado en España hasta 2019”.Fuente [10]
Figura 9 -“Modalidades de Autoconsumo en España”.Fuente [11]
Figura 10- “Ejemplo de factura eléctrica acogida a compensación simplificada” .Fuente [12]
Figura 11-“Producción de Energía a pequeña escala en Portugal”. Fuente [13]
Figura 12-“ Potencial energético de diferentes fuentes de energía”. Fuente [14]
Figura 13-“ Irradiación global horizontal en el planeta, por el día al año en kWh/m²”. Fuente [15]
Figura 14-“Irradiación global horizontal en Europa”. Fuente [16]
Figura 15- “Irradiación global horizontal en Portugal y España”. Fuente [17]
Figura 16- “Panel Solar Térmico”. Fuente [18]
Figura 17-“Panel Solar Fotovoltaico”. Fuente [19]
Figura 18-“Esquema de funcionamiento de una placa fotovoltaica” . Fuente [20]
Figura 19-“Dopaje de Silicio”.Fuente [21]
Figura 20-“Semiconductor con la zona de deflexión”.Fuente [22]
Figura 21-“Panel fotovoltaico con células monocristalinas”. Fuente [23]
Figura 22-“Panel fotovoltaico con células policristalinas” .Fuente [24]
Figura 23 –“Circuito eléctrico equivalente de una célula PV”. Fuente [25]
Figura 24-“Curvas genéricas I-V e P-V”.Fuente [26]
Figura 25-“Esquema de los componentes de una Central Fotovoltaica”. Fuente [27]
Figura 26-“Partes de un panel fotovoltaico” . Fuente [28]
Figura 27-“Célula,Módulo, string e array”. Fuente [29]
Figura 28-“Esquema seguidor de una eje”. Fuente [30]
Figura 29-“Esquema seguidor de dos ejes”. Fuente [30]
Figura 30-“Características técnicas de los inversores SUN2000”. Fuente [31]
Figura 31-“Eficiencia del inversor SUN2000”. Fuente [31]

- Figura 32-“Esquema de un sistema fotovoltaico aislado”.Fuente [32] Fuente [33]
- Figura 33-“ Esquema de banco de baterías de un Sistema Fotovoltaico”. Fuente [33]
- Figura 34-“Gráfico con el precio histórico de las células fotovoltaicas de silicóna”. Fuente[34]
- Figura 36 -Degradación de la potencia de un panel solar a lo largo del tiempo. Fuente[45]
- Figura 37-“Rango de tensiones DC de operación del Inversor ”. Fuente [35]
- Figura 38-“Corriente de servicio para los cables de conexión de una línea. Fuente[35]
- Figura 39- “Corriente de servicio para los cables de conexión de varias líneas. Fuente [35]
- Figura 40- Caídas de tensión parciales y totales en el lado DC del generador. Fuente [35].
- Figura 41- Protección contra sobrecorrientes en el lado DC. Fuente [35]
- Figura 42 – Curvas I-T para alguns fusíveis DC
- Figura 43- Planta con Sistema IT. Fuente[35]
- Figura 44 – Defecto doble em el sistema de protección de personas IT. Fuente[35]
- Figura 45 - Planta con sistema TN (Fuente [35])
- Figura 46– Protección de conexión del inversor – instalación de consumo del sistema TT. Fuente[35]
- Figura 47 - Disparo del dispositivo por sobreintensidad en el sistema TN en AC (Fuente [35])
- Figura 49 - Variación de radiación solar en Portugal (Fuente [37])
- Figura 50. Función en PVGIS que permite determinar la inclinación y orientación óptimas. Fuente[41]
- Figura 51 . Resultados para un sistema fotovoltaico fijo con inclinación y orientación óptimas. Fuente[41]
- Figura 52. Resultados para un sistema fotovoltaico fijo con inclinación no óptima. Fuente [41]
- Figura 53- Inclinación óptima para cada mes del año en Viseu.Fuente [37]
- Figura 54-“Distancia entre los paneles fotovoltaicos” .Fuente [37]
- Figura 55 – Resultados para un sistema fotovoltaico con persecución en 2 ejes. Fuente[41]
- Figura 56- Sistema de persecución con 2 ejes. Fuente [42]
- Figura 57- Localización escogida en PVGIS. Fuente[41]
- Figura 58- Perfil de Irradiación para la localización escogida. Fuente[41]
- Figura 59- Perfil de Irradiación separada por horas. Fuente[41]
- Figura 60- Perfil de consumo industrial durante 3 días en el año 2017.
- Figura 61- Ejemplo de tarifa eléctrico en vigor en Portugal para AT.
- Figura 62-Ejemplo de tarifa eléctrico en Vigor en Portugal
- Figura 63- Directorio de Matlab donde se encuentran los ficheros
- Figura 64- Fichero “variables.m” del programa
- Figura 65- Perfil de carga del consumidor a lo largo de las horas y meses de un año
- Figura 66- Inserción de los datos del subgrupo 5 de “variables.m”
- Figura 67-Inserción de los datos del subgrupo 6 de “variables.m”
- Figura 68- Matriz de los precios de una tarifa de Portugal
- Figura 69-Matriz del perfil de consumo adoptado
- Figura 70- Fichero de Matlab “PVGis_valores.m”
- Figura 71- Matriz de Irradiación solar del programa “PVGis_valores.m”

- Figura 72- Matriz de producción obtenida con el programa desarrollado
- Figura 73- Variables dentro del fichero “análisis_economico-m”
- Figura 74- Cálculo a lo largo del periodo del proyecto de la evaluación económica
- Figura 75- Código de la valorización económica de la energía producida
- Figura 76- Código en el que se calcula el VAN , la inversión y el flujo de caja total
- Figura 77- Invocación del fichero “variables.m”
- Figura 78- Primera iteración del fichero “main.m”
- Figura 79- Segunda iteración del fichero “main.m”
- Figura 80- Tercera iteración del fichero “main.m”
- Figura 81- Perfil de consumo de algunos días típicos del año
- Figura 82- Tarifa de precios de venta de electricidad para Baja Tensión Eléctrica. Fuente [46]
- Figura 83- Ciclo semanal para todos los periodos (I-IV) en Portugal
- Figura 84- Precios de Compra de Electricidad
- Figura 85- Perfil de Producción para unos días típicos anuales
- Figura 86- Perfil de Importación/Exportación para unos días típicos anuales
- Figura 87- Gráfico de sensibilidad de la tasa de descuento (td)
- Figura 88- Gráfico de sensibilidad de la tasa de inflación general (tg)
- Figura 89- Gráfico de sensibilidad de la tasa de inflación en el precio de electricidad
- Figura 90- Gráfico de sensibilidad del precio de venta de excedentes (pv)
- Figura 91 - Visualización y medidas del Panel Fotovoltaico SCL320W P1. Fuente [47]
- Figura 92- Características técnicas del panel fotovoltaico CHSM6612P (Fuente[47])
- Figura 93- Características mecánicas del panel fotovoltaico CHSM6612P. Fuente[47]
- Figura 94- Visualización del Inversor de la central fotovoltaica. Fuente[48]
- Figura 95- Datos técnicos del inversor a instalar . Fuente[48]
- Figura 96- Disposición de los paneles fotovoltaicos en el generador
- Figura 97- Características técnicas de los cables . Fuente [47]
- Figura 98- Esquema de la longitud total de los cables desde los paneles hasta el inversor.
- Figura 99- Esquema del sistema ante un posible fallo de cortocircuito
- Figura 100- Características técnicas de los fusibles. Fuente[50]
- Figura 101- Gráfico temporal de la actuación del fusibles. Fuente [50]
- Figura 102- Visualización de desconectores de fusibles. Fuente [51].
- Figura 103- Esquema eléctrico con los desconectores y los portafusibles.
- Figura 104- Marco de conexiones de las filas en los portafusibles y fusibles. Fuente [51].
- Figura 105- Conexión del armario de las filas con el inversor.
- Figura 106- Conexión AC entre el inversor y el panel eléctrico.
- Figura 107- Método utilizado para el cable de tipo XV. Fuente [52]
- Figura 108- Corrientes admisibles para los conductores aislados XLPE o EPR. Fuente[52]
- Figura 109- Sistema con planta IT
- Figura 110- Armario de conexiones de la fila y lado AC del inversor.

ÍNDICE DE TABLAS

- Tabla 1-“Diferencias entre Modalidades de Autoconsumo entre España y Portugal”
- Tabla 2-“Diferencias entre Paneles Térmicos y Fotovoltaicos”
- Tabla 3-“Tensión adoptada en cables destinados a centrales fotovoltaicas. Fuente [35]
- Tabla 4 – Valores de k para la verificación de la fatiga térmica de los conductores. Fuente[35]
- Tabla 5- Características relevantes para el proceso de la potencia económica
- Tabla 6- Características económicas del proceso
- Tabla 7- Características del proceso de iteración
- Tabla 8- Principales valores obtenidos del programa
- Tabla 9- Indicadores de energía relevantes

1. Introducción

1.1 Contexto

El cambio climático, la dependencia energética de la mayoría de los países de la Unión Europea (incluidos Portugal y España), la demanda de energía más barata y el aumento de la seguridad del suministro de energía han llevado a la definición de políticas para fomentar la utilización de energía renovable y la eficiencia energética.

La utilización de energía renovable aporta numerosos beneficios potenciales, como la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero la diversificación de los suministros de energía y la reducción de la dependencia de los mercados de los combustibles fósiles (en concreto, del petróleo y del gas). El crecimiento de las fuentes de energía renovables también puede tener el potencial de estimular el empleo en la UE, a través de la creación de puestos de trabajo en nuevas tecnologías «verdes».

En varios países de Europa incluido Portugal y España, a lo largo del tiempo, se definieron políticas de incentivos por la utilización de energías renovables. Esto a propiciado que a lo largo de los años en Europa ha aumentado el uso de las energías renovables hasta alcanzar en 2019 un 15,5% (Figura 1) de energía primaria consumida frente a un 36,2% del petróleo que sigue siendo la primera opción de energía.

Las energías renovables son un 15.5 % del total de las energías primarias , de las cuales podemos destacar la energía eólica, solar ,biomasa y fotovoltaica . (Figura 2). Como podemos

DIMENSIONAMIENTO ÓPTIMO SISTEMAS FOTOVOLTAICOS AUTOCONSUMO

observar la energía eólica (50%) es la energía que más crece y la segunda que más la energía solar (37%), aumentando cada año más.

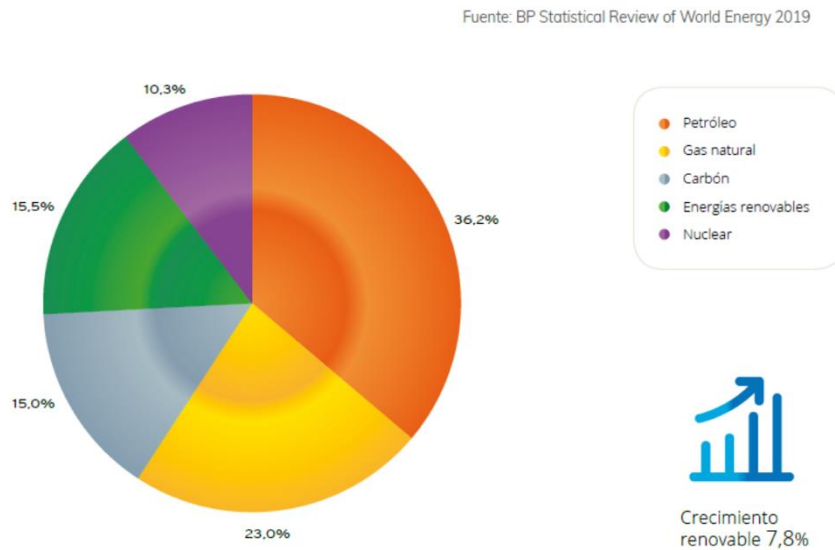


Figura 1- Consumo de Energía Primaria en Europa 2019 (Fuente [1])

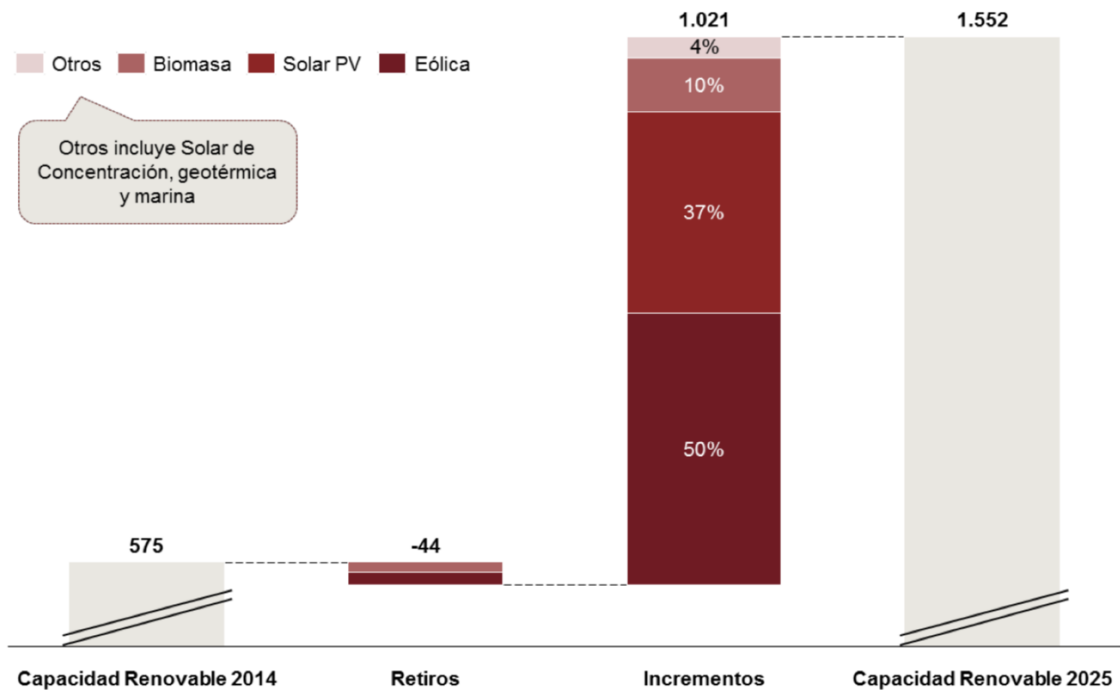


Figura 2 –Incremento de capacidad renovable 2014-2025 en Europa (Fuente [2])

Como podemos observar en la Figura 3, el objetivo definido por la Unión Europea para Portugal es llegar en 2020 a una compartición de 31% de las fuentes de energía renovable en el consumo total bruto de energía del país [3]. En 2015, Portugal ya había cumplido el valor de 28%, siendo que este valor se mantuviera sensiblemente constante hasta el año 2017.

Para España, el objetivo trazado fue menos ambicioso, ya que en 2020, las fuentes de energía renovable debieron de contribuir con un 20% para la satisfacción de consumo bruto de energía en el país [3].

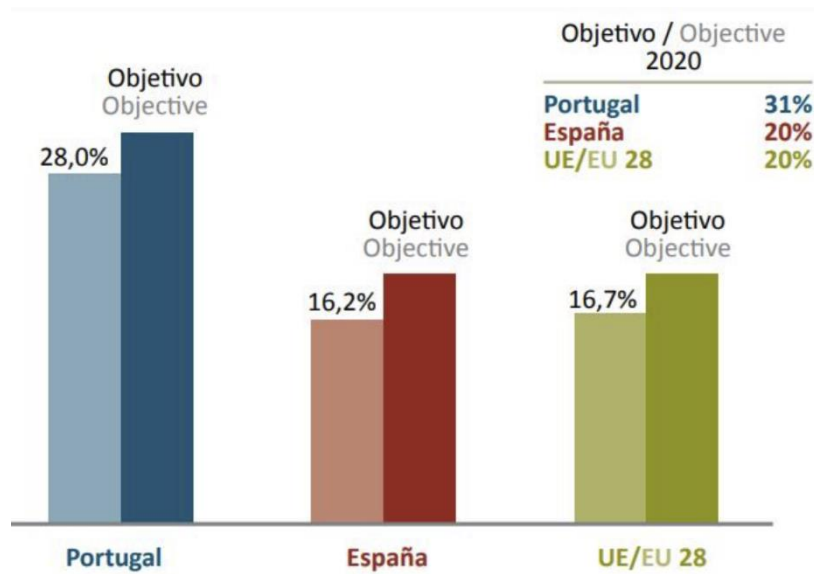


Figura 3 - Contribución de las energías renovables en Portugal y España (Fuente [3])

En la Figura 4, se muestra, para Portugal, la evolución de la satisfacción del consumo bruto de energía con las fuentes renovables.

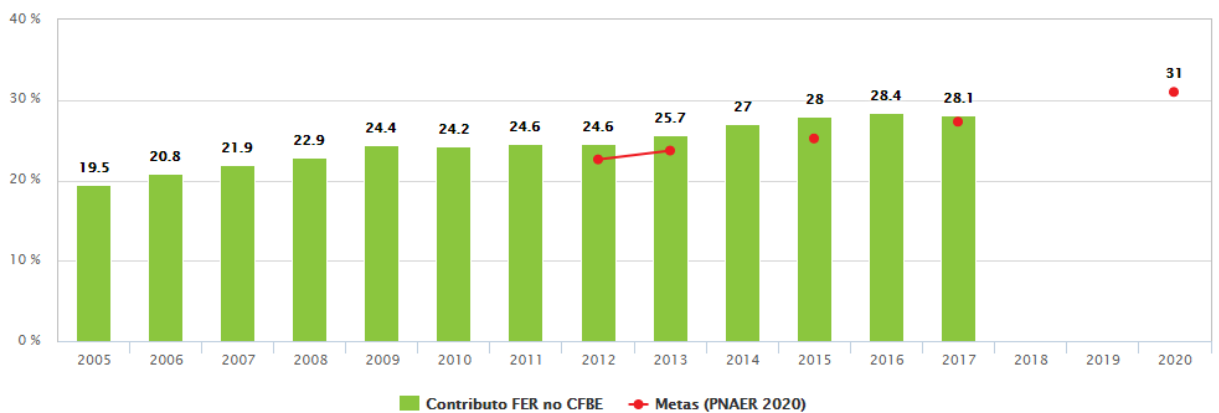


Figura 4 - Satisfacción de consumo bruto de energía con recurso de las fuentes renovables en Portugal (Fuente [4])

La Figura 5 muestra la posición relativa de Portugal y España en la UE-28 con respecto a la cuota de energía procedente de fuentes renovables en 2017.

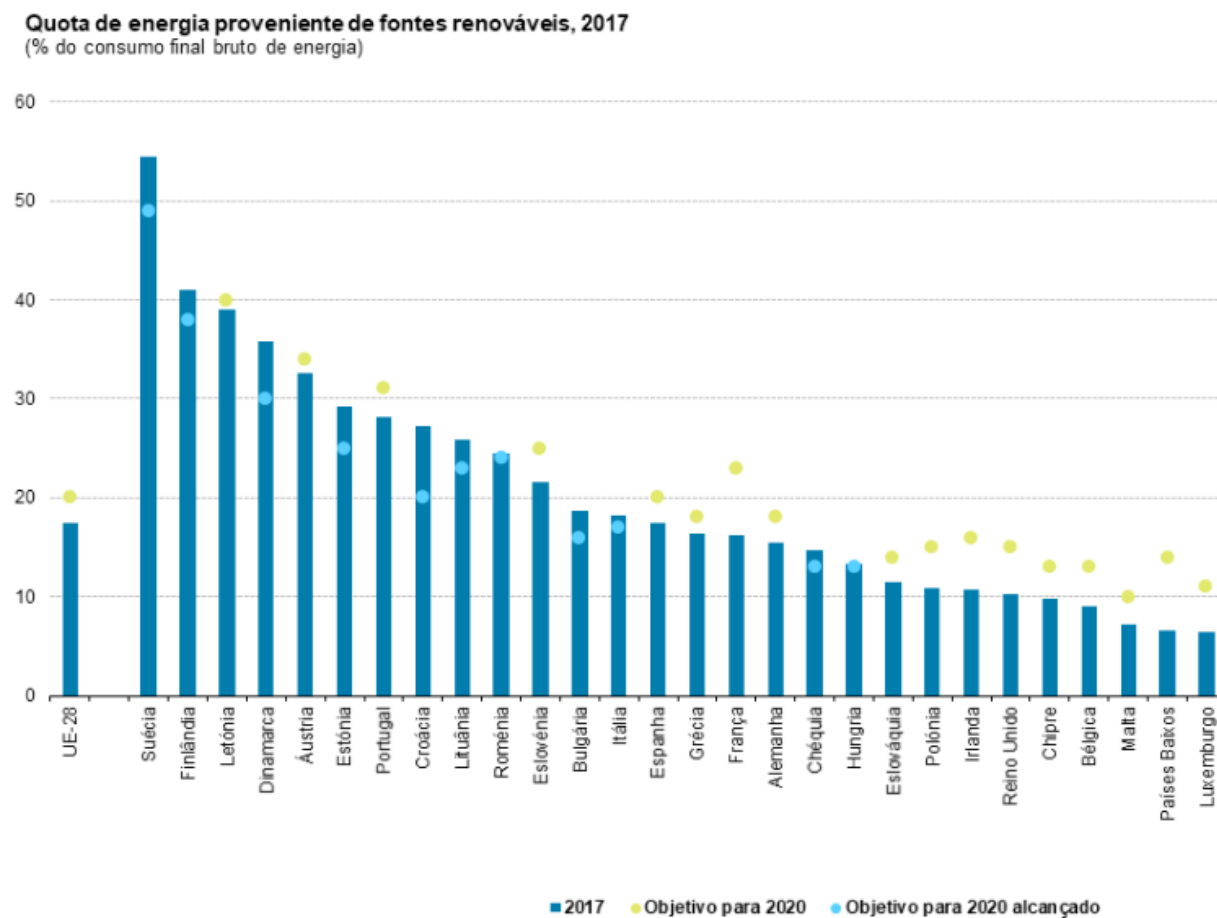


Figura 5 - Cuota de consumo bruto de energía satisfecho con recurso de las fuentes renovables (Fuente [5])

Con respecto a la electricidad, a lo largo de los años se han definido varias políticas en Portugal y España para fomentar el uso de energías renovables. Estas políticas de incentivos consistieron principalmente en subvencionar la energía producida en grandes centros de generación de energía y entregada a la red y, posteriormente, a pequeñas producciones descentralizadas, como el micro y miniproducción [9]. Estas políticas utilizadas han dado lugar a una mayor penetración de la energía primaria renovable en la generación de electricidad.

Estas políticas de incentivos han dado lugar a un aumento relativamente rápido de la potencia instalada en las centrales de producción de electricidad basada en el uso de energía primaria renovable. La figura muestra esta evolución para Portugal, donde se observa que entre 2000 y 2017 la potencia instalada en las centrales de energías renovables aumentó de 3,9 GW a 13,7 GW, con un crecimiento medio anual de alrededor del 8 % [6]. La Figura 6, muestra la evolución de la contribución de las energías renovables a la satisfacción del consumo eléctrico

en Portugal. La cuota de electricidad renovable en Portugal, de acuerdo con el objetivo de 2020, debería ser del 59,6 % para 2020 (Figura 7), y esta cifra está próxima a alcanzarse.

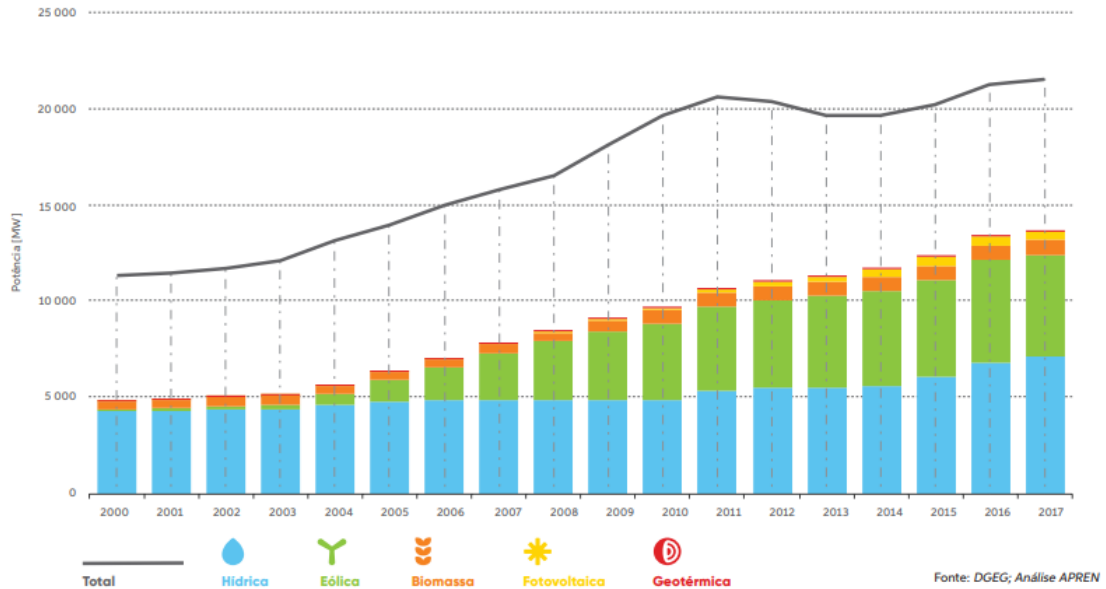


Figura 6 - Evolución de la potencia renovable instalada en el sistema electro productor portugués (Fuente [6])

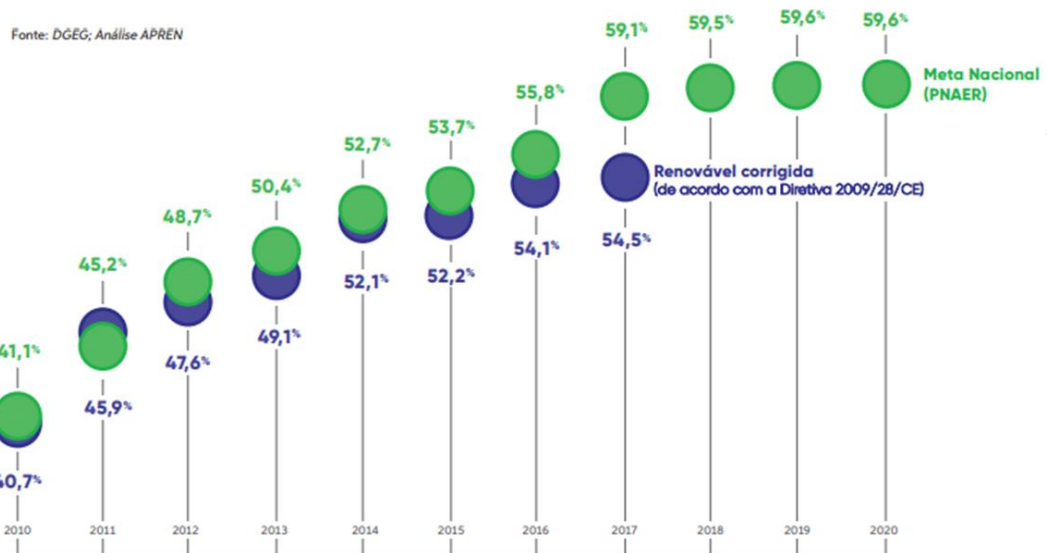


Figura 7 - Evolución de contribución de las renovables para el autoconsumo de electricidad en Portugal (Fuente [6])

En España, la creciente penetración de las energías renovables en la satisfacción del consumo eléctrico se ha visto apoyada por incentivos para la implantación y desarrollo de tecnologías. Los costes de estos incentivos son en gran medida soportados por las tarifas pagadas por los consumidores de electricidad y pueden llevar a la insostenibilidad de las políticas utilizadas [8]. Este hecho, combinado con la evolución tecnológica de los sistemas de generación eléctrica y la consiguiente reducción de costes de estas tecnologías (y de los kWh generados) ha supuesto un cambio de paradigma en el incentivo a la penetración de las energías renovables en los sistemas eléctricos. En este contexto, ha ido creciendo el concepto de producción de energía para autoconsumo, en el que los consumidores producen electricidad para consumo directo en sus instalaciones. En este caso, el interés en la inversión se relaciona directamente con el ahorro verificado en la factura energética y no con el pago de electricidad renovable a valores superiores.

La Directiva Europea Renovable (REDII) ratifica las líneas estratégicas para activar la producción y promoción de las energías renovables en los estados de la Unión Europea. A través de esta directiva se establece como objetivo vinculante alcanzar una cuota del 32% en el uso de renovables para el año 2030. Esta directiva es un espaldarazo legal al derecho al autoconsumo, por el cual, los ciudadanos europeos pueden “producir, consumir, almacenar y vender el excedente de energía producida” [7]. Además, prohíbe todo tipo de cargos o tasas sobre la energía producida en las instalaciones de autoconsumo y establece el derecho a poder recibir remuneración por la energía generada que se vierte a la red eléctrica. También exige que los trámites administrativos serán más sencillos mediante la creación de una ventanilla única y reduciendo los plazos para la tramitación.

1.2 Objetivos del trabajo

El presente trabajo, desarrollado en la Escuela de Tecnología y Gestión del Instituto Politécnico de Viseu por Jaime Lázaro García, estudiante de Erasmus en Viseu, licenciado en Ingeniería Industrial en Zaragoza (España), tendrá los siguientes objetivos principales:

- Comparación del régimen de autoconsumo (Portugal/España). (en el cual trataremos de conseguir distinguir las principales diferencias y modalidades de autoconsumo y su funcionamiento en el ámbito legislativo y jurídico)

- Crear un modelo para evaluar económicamente un sistema de autoconsumo fotovoltaico y optimizar la potencia a instalar para una aplicación específica. El modelo deberá ser general para que nos permita optimizar de forma económica el dimensionamiento de la central

fotovoltaica para maximizar los resultados para su instalación en cualquier lugar de España o Portugal.

-Desarrollar una aplicación informática con Matlab, para optimizar económicamente el sistema para autoconsumo. El en Matlab que nos permitirá obtener la optimización mediante matrices de energía irradiada, consumida , producida e inyectada para que con unos datos considerados podamos realizar la instalación deseada con total precisión y rendimiento).

-Dimensionar técnicamente una central fotovoltaica para una aplicación específica, teniendo en consideración la potencia a instalar obtenida por el programa desarrollado anteriormente;

1.3 Estructura del trabajo

El trabajo presente estará constituido por los siguientes 5 capítulos:

Capítulo 1:

Este artículo presenta una introducción a la contextualización del trabajo realizado, incluyendo la evolución de la penetración de las energías renovables en Portugal y España. Este capítulo también presenta el concepto de autoconsumo, así como los objetivos y la estructura de este trabajo.

Capítulo 2:

Dedicado a la revisión de la legislación aplicada al autoconsumo en España y Portugal, así como una breve reseña histórica de los respectivos desarrollos de los últimos años.

Capítulo 3:

En el cual se presenta una revisión de la tecnología fotovoltaica, incluyendo aspectos relacionados con la estimación de la energía producida por este tipo de tecnología y el dimensionamiento técnico de una planta de energía fotovoltaica.

Capítulo 4:

En el cual se presenta, los diferentes factores que pueden influir en la definición de la capacidad de un generador fotovoltaico para autoconsumo.

Capítulo 5:

Dedicada a la presentación de la aplicación informática desarrollada para la estimación de la potencia a instalar en un generador fotovoltaico destinado al

autoconsumo. La referida estimación se realiza con base en los perfiles de consumo y producción esperados.

Capítulo 6:

En el cual se aplicará la metodología desarrollada en un caso de estudio, incluyendo el dimensionamiento de la central fotovoltaica.

Capítulo 7:

En el cual se termina el trabajo y se presentan las respectivas conclusiones.

2. Autoconsumo en España y Portugal

2.1 Contexto del autoconsumo en España

2.1.1 Evolución de autoconsumo en España

En España el concepto de autoconsumo fue utilizado por primer vez en La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, la cual define el autoconsumo como *“el consumo de energía eléctrica proveniente de instalaciones de generación conectadas en el interior de una red de un consumidor o a través de una línea directa de energía eléctrica asociadas a un consumidor y distinguía varias modalidades de autoconsumo”*.

Esta Ley distingue diversas modalidades de autoconsumo, como pueden ser:

a) Modalidades de suministro con autoconsumo. Cuando se trate de un consumidor que dispusiera de una instalación de generación, destinada al consumo propio, conectada en el interior de la red de su punto de suministro y que no estuviera dada de alta en el correspondiente registro como instalación de producción.

b) Modalidades de producción con autoconsumo. Cuando se trate de un consumidor asociado a una instalación de producción debidamente inscrita en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica conectada en el interior de su red.

c) Modalidades de producción con autoconsumo de un consumidor conectado a través de una línea directa con una instalación de producción. Cuando se trate de un consumidor asociado

a una instalación de producción debidamente inscrita en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica a la que estuviera conectado a través de una línea directa.

d) Cualquier otra modalidad de consumo de energía eléctrica proveniente de una instalación de generación de energía eléctrica asociada a un consumidor.

Las condiciones administrativas, técnicas y económicas para las modalidades de autoconsumo de energía eléctrica definidas en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, fueron definidas con la ley del Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre.

Más tarde, en 2017 aparece una nueva modificación el 01/07/2017 por el Tribunal Constitucional en el que se anula la prohibición de la conexión de un generador a la red interior de varios consumidores, es decir, el autoconsumo colectivo o compartido empieza a ser legal en España.

Después, vendrá la aplicación del Real Decreto Ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores, que ha modificado profundamente la regulación del autoconsumo en España, debido a la abolición del impuesto del sol.

Como podemos observar en la Figura 8 en el caso de España, la potencia instalada disminuyó a partir de 2008 debido a la crisis financiera que hizo que las ayudas que estaban vigentes se abolieran, hasta que en 2019, a día de hoy se está recuperando el mercado de autoconsumo gracias a esta nueva Ley y otro tipo de ayudas y la abolición de otros impuestos.

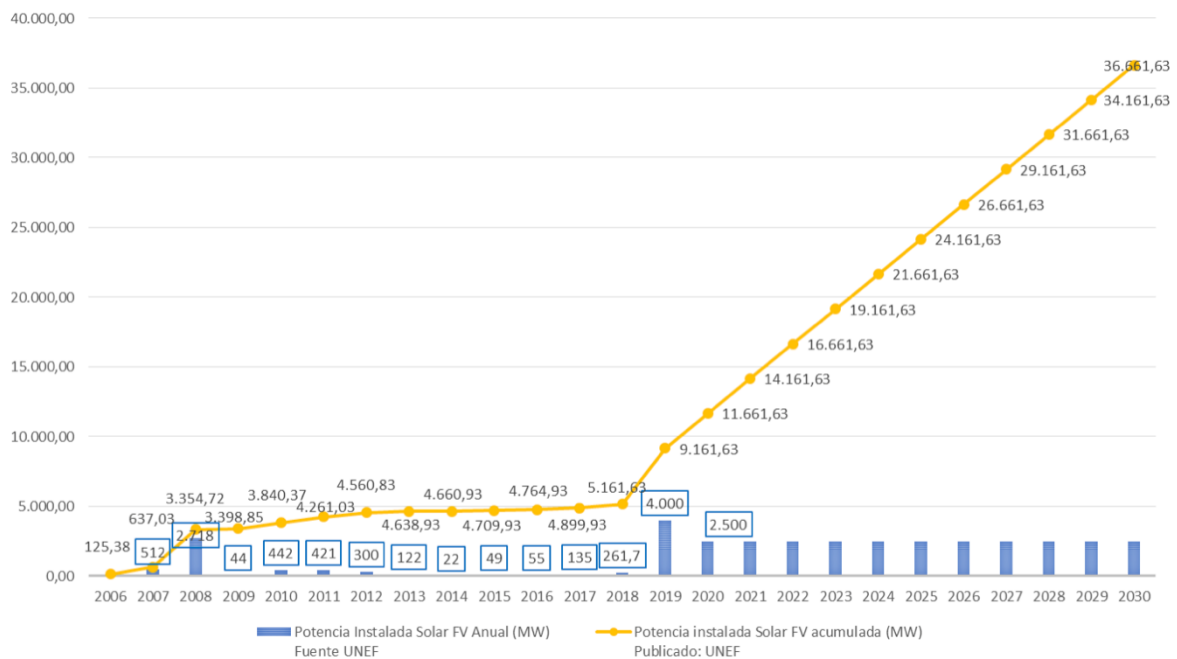


Figura 8 - Datos de Autoconsumo Instalado en España hasta 2019 (Fuente [10])

2.1.2 Régimen actual de autoconsumo en España

Con la llegada del Real Decreto 244/2019 del 6 de abril de 2019, lo cual regula las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica, ha comenzado una nueva época para el autoconsumo en España. Este Real Decreto introduce varias alteraciones al régimen establecido por la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, concretamente:

a) Se realiza una nueva definición de autoconsumo, recogiendo que se entenderá como tal el consumo por parte de uno o varios consumidores de energía eléctrica proveniente de instalaciones de generación próximas a las de consumo y asociadas a las mismas.

b) Se realiza una nueva definición de las modalidades de autoconsumo, reduciéndolas a solo dos: «autoconsumo sin excedentes», que en ningún momento puede realizar vertidos de energía a la red y «autoconsumo con excedentes», en el que sí se pueden realizar vertidos a las redes de distribución y transporte.

c) Se exige a las instalaciones de autoconsumo sin excedentes, para las que el consumidor asociado ya disponga de permiso de acceso y conexión para consumo, de la necesidad de la obtención de los permisos de acceso y conexión de las instalaciones de generación.

d) Se habilita a que reglamentariamente se puedan desarrollar mecanismos de compensación entre el déficit y el superávit de los consumidores acogidos al autoconsumo con excedentes para instalaciones de hasta 100 kW.

e) En cuanto al registro, se opta por disponer de un registro de autoconsumo, pero muy simplificado. Este registro de ámbito estatal tendrá fines estadísticos para poder evaluar si se está logrando la implantación deseada, analizar los impactos en el sistema y para poder computar los efectos de una generación renovable en los planes integrados de energía y clima.

Asimismo, como resultado del RD 244/2019 del 6 de Abril, podremos clasificar las modalidades de autoconsumo en 2 grupos (autoconsumo individual y autoconsumo colectivo), tal como podremos visualizar en la Figura 9:

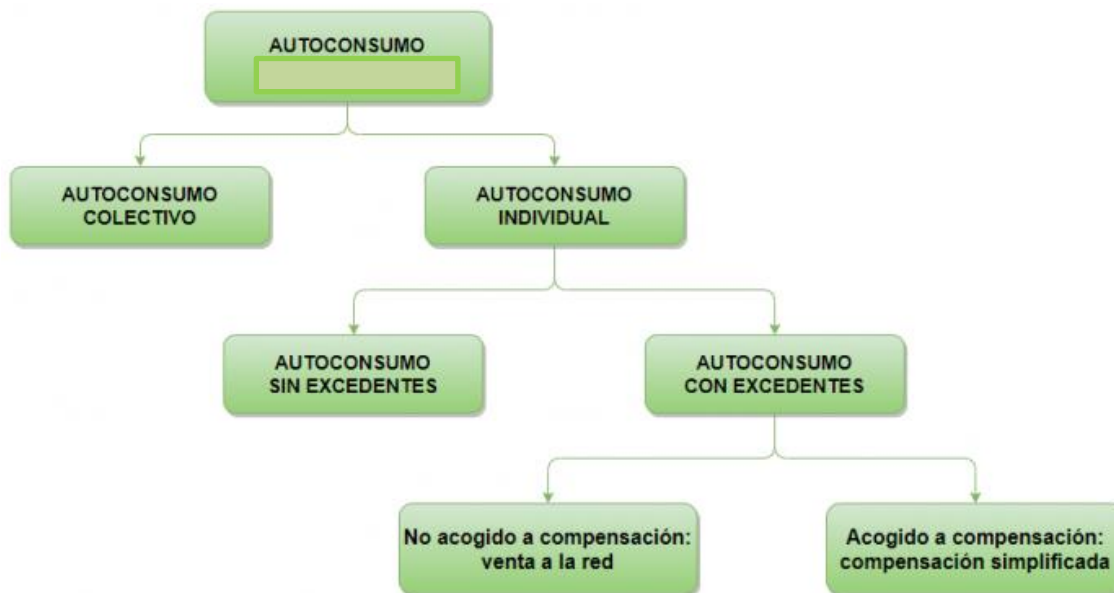


Figura 9 - Modalidades de Autoconsumo en España (Fuente [11])

En el Autoconsumo Colectivo, se dice que un sujeto consumidor participa en un autoconsumo colectivo cuando pertenece a un grupo de varios consumidores que se alimentan, de forma acordada, de energía eléctrica que proveniente de instalaciones de producción próxima a las de consumo y asociadas a los mismos.

El autoconsumo colectivo podrá acogerse a cualquier modalidad perteneciente al autoconsumo individual (que se describirán, a continuación), con viviendas que estén ubicadas a menos de 500 m de radio y conectadas en baja tensión.

En el Autoconsumo Individual podremos distinguir 4 tipos de modalidades de suministro de autoconsumo individual:

Modalidad de suministro con autoconsumo sin excedentes: Cuando los dispositivos físicos instalados impidan la inyección alguna de energía excedentaria a la red de transporte o distribución. En este caso existirá un único tipo de sujeto que será el sujeto consumidor.

Modalidad de suministro con autoconsumo con excedentes: Cuando las instalaciones de generación puedan, además de suministrar energía para autoconsumo, inyectar energía excedentaria en las redes de transporte y distribución. En estos casos existirán dos tipos de sujetos: el sujeto consumidor y el productor. Esta modalidad contiene dos variantes, que serán:

1) Modalidad con excedentes acogida a compensación (Compensación simplificada): la modalidad de suministro con autoconsumo con excedentes, el productor podrá vender la energía excedentaria o acogerse al mecanismo de compensación simplificado. Este mecanismo diseñado para que los pequeños consumidores con instalaciones de producción para autoconsumo puedan compensar en su factura la energía consumida a través de la red con la energía excedentaria que en un momento determinado no consumen. Este mecanismo permite el consumo diferido a lo largo del periodo de facturación de la energía generada. El acceso a la modalidad de compensación simplificada está limitada a los consumidores con instalaciones de producción con potencia menor de 100 kW que se acojan al contrato de compensación de excedentes, tengan un contrato conjunto de servicios auxiliares de producción y de suministro que no están acogidos al régimen retributivo específico. La Figura 10, muestra la situación de un consumidor que genera 25,90 kWh, de los cuales solo usará 7,52 kWh (29%) para el autoconsumo propio, por lo cual recibirá un descuento en la factura de la luz:

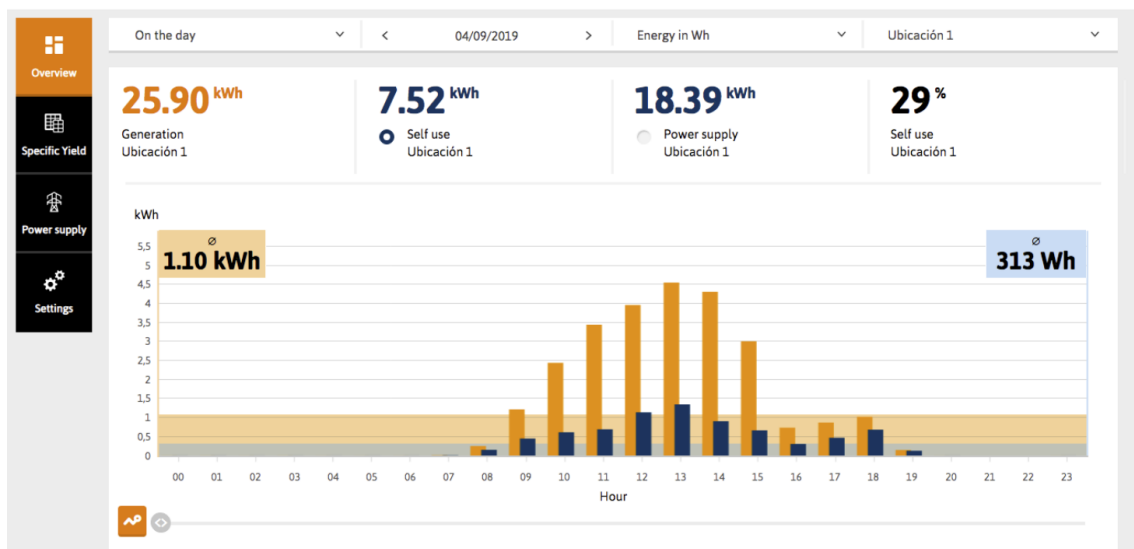


Figura 10 - Ejemplo de factura eléctrica acogida a compensación simplificada (Fuente [12])

2) Modalidad con excedentes no acogida a compensación: Estas instalaciones son aquellas, en principio mayores de 100 kW, cuyos excedentes van a ser volcados a la red pero en régimen de venta, no de compensación. El precio de la energía vertida será el dispuesto por la legislación de instalaciones generadoras de electricidad, siendo un valor aproximado en 2019 de 0,056 €/kWh para los consumidores que estén acogidos a esta modalidad.

En cuanto al régimen jurídico relacionado con la modalidad escogida por el usuario en el autoconsumo de su preferencia, se deberá seguir unas obligaciones y requisitos a la hora de su uso. Para ambas modalidades (modalidad de autoconsumo sin excedentes y con excedentes), cuando se quieran dar de alta, se deberá solicitar a la distribuidora una nueva conexión o modificación de la existente. Ello conllevará el contrato o modificación del existente para el acceso a las redes. Las instalaciones de hasta 10kW y con sistema de Inyección 0, no tienen coste por estudio de acceso y conexión. Y el tiempo de permanencia de la modalidad escogida será de 1 año.

Por último, si queremos acumular energía en caso que nos sobre deberemos hacer uso de esa energía para la red interior, los acumuladores deberán estar instalados con las protecciones reglamentarias y compartirán con la instalación de producción tanto protecciones como equipo de medida para registrar la energía neta horaria aportada. Entre la instalación de producción y el equipo de medida no puede haber equipos o cargas de consumo, solo los acumuladores.

2.2 Contexto de autoconsumo en Portugal

2.2.1 Evolución del autoconsumo en Portugal

El primer Decreto de Ley que existió en Portugal relacionado con autoconsumo fue en 2014, hasta entonces ha habido leyes de energía y producción de las mismas para instalaciones pequeñas, para comenzar el Decreto de Ley n.º363/2007 del 2 de Noviembre, establecía un régimen de producción de electricidad aplicable mediante unidades de microproducción (Sistemas conectados con la red), también en el mismo año apareció la Ley n.º67-A/2007 del 31 de Diciembre que establece la incidencia de la IRS y deducciones aplicables en la sede de IRS. Más tarde, con el Decreto de Ley n.º118-A/2010 del 25 de Octubre se simplificará el régimen jurídico aplicable a la producción de instalaciones de pequeña potencia.

Después, en 2014 con el Decreto-Ley N.º 153/2014 , de 20 de octubre empezó la legislación del autoconsumo como ahora lo conocemos. En este Decreto de Ley se define el concepto de Unidad de Producción de Autoconsumo (UPAC) bien como el proceso administrativo de registro de estas unidades , las cuales establecen que:

- i) para UPAC con potencia entre 200W a 1,5kW hará falta un comunicación previa;
- i) para UPAC con potencia entre 1,5 kW y 1MW hará falta un registro previo al sistema de energía y un certificado de exploración de la instalación;
- iii) para UPAC con potencia instalada mayor de 1MW deberemos de pedir una licencia de producción de energía más una exploración de la instalación.

El Decreto de Ley 153/2014, de 20 de Octubre, también define las condiciones que debe cumplir una instalación UPAC:

i) La energía producida está destinada a ser consumida en la instalación de consumo asociada, aunque puede haber excedentes que puedan ser inyectados en la red eléctrica de servicio público.

ii) Posibilidad de utilizar energía primaria renovable o no renovable;

iii) Potencia de conexión inferior o igual a la potencia contratada para la instalación eléctrica de consumo del consumidor;

iv) Potencia instalada en el generador igual o inferior al 200% de la potencia de conexión;

v) Posibilidad de optar por la remuneración del excedente instantáneo de producción inyectado en la red. En el caso de optar por recibir la remuneración, ésta sería abonada por el Proveedor de Último Recurso (SRI) a un precio determinado por el 90% del valor medio de los kWh en el mercado energético ibérico (MIBEL) en el mes en el que se respetaron las inyecciones de energía en la red. En este caso, el titular del UPAC tendría que instalar un equipo de medición adecuado;

vi) La cantidad anual de energía vendida en las condiciones del punto anterior se limitaba al valor del consumo anual de electricidad en la instalación de consumo asociada al UPAC, no siendo remunerados los kWh inyectados en la red que superasen dicho límite.

La Figura 11 muestra la evolución de la producción de electricidad a pequeña escala en Portugal, siendo visible el crecimiento de la electricidad producida en la UPAC a partir de 2017.

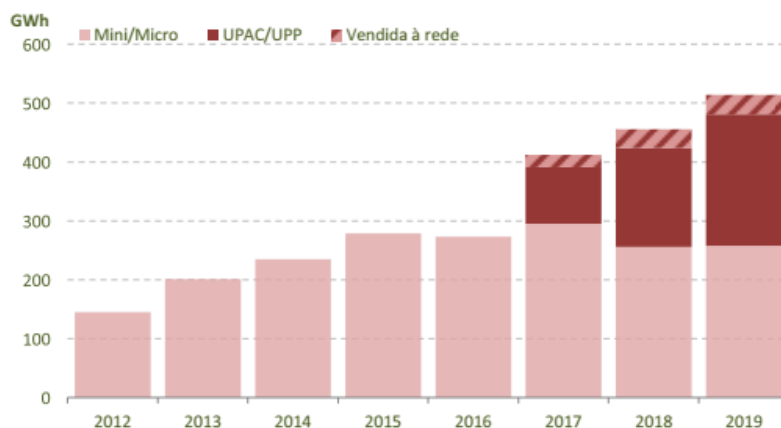


Figura 11 - Producción de Energía a pequeña escala en Portugal (Fuente [13])

2.2.2 Régimen actual de autoconsumo en Portugal

La legislación vigente que actualmente debemos de hablar en Portugal es el Decreto de Ley n.º 162/2019 del 25 de Octubre, el cual establece el régimen jurídico aplicable al autoconsumo de energías renovables en las instalaciones denominadas UPAC (Unidades de Producción de Autoconsumo). Este Decreto de ley, que también establece el marco legal para las comunidades de energías renovables, transponiendo parcialmente a la legislación nacional la Directiva 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables.

Esta sección presenta un pequeño resumen de la actividad de autoconsumo en Portugal, cuya caracterización más detallada se puede encontrar en el mencionado Decreto de Ley n.º 162/2019, de 25 de octubre.

De acuerdo con esta legislación, los consumidores de electricidad pueden instalar la UPAC para producir electricidad para su propio consumo, utilizando cualquier fuente de energía renovable y pueden acogerse a las siguientes modalidades:

- i) los autoconsumidores individuales;
- ii) los autoconsumidores colectivos, organizados en comunidades de edificios de propiedad horizontal o no, o un grupo de autoconsumidores situados en el mismo edificio o zona de apartamentos o villas, en estrecha proximidad, unidades industriales, comerciales o agrícolas, y otras infraestructuras situadas en una zona delimitada, que tengan la UPAC;
- iii) Comunidad de Energías Renovables (CER), que se entenderá como una persona jurídica constituida en los términos del Decreto-Ley 162/2019, de 25 de octubre, con o sin ánimo de

lucro, basada en la adhesión abierta y voluntaria de sus miembros, socios o accionistas, que podrán ser personas físicas o jurídicas, de naturaleza pública o privada.

El proceso de concesión de licencias/autorización para el ejercicio de la actividad de fabricación para el autoconsumo se realiza bajo las siguientes condiciones:

- (i) El UPAC con una potencia instalada de 350 W o menos no está sujeto a ningún control previo;
- ii) El UPAC con una potencia instalada superior a 350 W e inferior o igual a 30 kW está sujeto a la mera comunicación previa, no requiere ningún procedimiento de licencia;
- iii) El UPAC con una capacidad instalada de más de 30 kW e inferior o igual a 1 MW está sujeto a registro previo y la obtención de un certificado de explotación (según lo exigido por la legislación aplicable);
- iv) La UPAC con una capacidad instalada de más de 1 MW está sujeta a la asignación de una producción y operación, de acuerdo con la legislación aplicable;

La energía producida en una UPAC está destinada principalmente a ser consumida en las instalaciones del autoconsumidor en el momento de la producción o en un momento posterior, utilizando la energía almacenada. El exceso de producción puede ser entregado a terceros o a la Red Eléctrica de Servicio Público (RESP). En otras palabras, la producción excedente que no se consume por sí misma puede ser comercializada:

- i) en un mercado organizado o bilateral;
- ii) a través del participante en el mercado contra el pago de un precio acordado entre las partes;
- (iii) a través del facilitador del mercado.

En el caso de las UPAC individuales, la energía producida debe ser contada cuando el generador tiene una potencia instalada de más de 4 kW. También es obligatorio contar la energía eléctrica extraída o inyectada en las unidades de almacenamiento asociadas a las UPAC, cuando éstas están conectadas al RESP e integran una instalación eléctrica independiente de la UPAC o la UI. Los costes asociados a la adquisición, instalación y operación de los equipos relacionados con la medición de la producción total están a cargo del autoconsumidor.

Las normas específicas aplicables a las UPAC colectivas se definen en el artículo 6 del Decreto-Ley n.162/2019, a saber: el proceso de registro; las reglas a cumplir en el eventual recurso al financiamiento por parte de la comunidad y las condiciones respectivas; las reglas a cumplir respecto al uso de una parte común del edificio para el paso de cableado u otros

componentes de la producción de electricidad a través de la UPAC; la necesidad de adoptar un reglamento interno que defina al menos los requisitos de acceso de los nuevos miembros y de salida de los participantes existentes, las mayorías requeridas, las reglas de reparto de la electricidad producida para autoconsumo y sus respectivos coeficientes, las reglas de reparto del pago de las tarifas, el destino del autoconsumo excedente y la política de relación comercial que se adopte y, en su caso, la aplicación de los ingresos respectivos.

Cabe señalar que los autoconsumidores pueden establecer y operar líneas directas cuando no hay acceso a la red pública, y establecer y operar redes internas para conectar a la UPAC con la instalación de uso. La utilización de la PRAE para el transporte de la energía producida para el autoconsumo implica el pago de tarifas, que son definidas por el Regulador (ERSE - Regulador de Servicios Energéticos).

La energía producida en una UPAC para el autoconsumo colectivo es obligatoriamente medida, y también es obligatorio contar la energía eléctrica extraída o inyectada en las unidades de almacenamiento asociadas a la UPAC, cuando éstas están conectadas a la PRAE e integran una instalación eléctrica separada de la UPAC o de la IU. En el autoconsumo colectivo, es obligatorio contar por telemedida, con un medidor inteligente, en los puntos de interconexión de la UPAC con el RESP y cada UI asociada, a menos que exista una conexión a la red inteligente. El coste de la adaptación de los sistemas de conteo, en cada UI, es soportado por los autoconsumidores colectivos situados en zonas no equipadas con la infraestructura de contadores inteligentes con telemetría, o en zonas donde su instalación no está prevista a corto plazo. La forma de actuación de la entidad que gestiona el autoconsumo colectivo, en los casos en que la UPAC esté vinculada a las PRAE, tiene normas específicas definidas en el artículo 16 del Decreto-Ley 162/2019 de 25 de octubre, entre las que se incluye la forma de distribución de la producción entre los distintos consumidores que conforman el autoconsumo colectivo de energía generada en la UPAC.

Las normas específicas aplicables a las RCE se definen en el artículo 19 del Decreto-Ley 162/2019 del 25 de Octubre. Este artículo define que los RCEs pueden producir, consumir, almacenar y vender (accediendo a todos los mercados energéticos apropiados, tanto directamente como por agregación) así como compartir, dentro de ellos, la energía renovable producida por las unidades de producción que poseen. Todo consumidor final, incluidos los consumidores domésticos, tiene derecho a participar en una RCE, sin estar sujeto a condiciones o procedimientos injustificados o discriminatorios que impidan su participación, conservando al mismo tiempo sus derechos y obligaciones como consumidor final.

Es importante destacar que, en el momento de la redacción de este trabajo, el régimen jurídico de autoconsumo revisado por el Decreto-Ley nº 162/2019 se encuentra en fase de reglamentación, siendo el ERSE el responsable de su elaboración. Para ello, la consulta pública

nº 82 de ERSE [44] está en curso en el momento de redactar este documento. Está previsto que la plena vigencia del nuevo régimen jurídico de autoconsumo comience el 1 de enero de 2021.

2.3 Comparación de los regímenes en España y Portugal

Para realizar la comparación de los regímenes entre España y Portugal deberemos de realizar una tabla con las diferencias entre las últimas leyes vigentes aplicadas para ver en que se diferencia cada una y comprobar la relación que tienen:

Tabla 1-“Diferencias entre Modalidades de Autoconsumo entre España y Portugal”

Modalidades de Autoconsumo	España (RD 244/2019)	Portugal (Decreto de Ley n.º162/2019)
Autoconsumo Individual	<p><u>2 tipos de modalidades de autoconsumo:</u></p> <p>Autoconsumo sin excedentes: que en ningún momento podrá realizar vertidos de energía a la red en el que debemos de instalar un mecanismo antivertido que impida la inyección de energía excedentaria a la red de transporte o de distribución.</p> <p>Autoconsumo con excedentes: producción próximas y asociadas a las de consumo podrán, además de suministrar energía para autoconsumo, inyectar energía excedentaria en las redes de transporte y distribución</p>	<p>Para un consumidor final que produce energía renovable para su propio consumo en sus instalaciones ubicadas en el territorio nacional. El consumidor puede almacenar o vender electricidad de fuentes renovables de su propia producción, siempre que sea para autoconsumidores fuentes de energía renovables no domésticas, estas actividades no constituyen su actividad principal comercial o profesional.</p>
Autoconsumo Colectivo	<p>Se dice que un sujeto consumidor participa en un</p>	

DIMENSIONAMIENTO ÓPTIMO SISTEMAS FOTOVOLTAICOS AUTOCONSUMO

	<p>autoconsumo colectivo cuando pertenece a un grupo de varios consumidores que se alimentan, de forma acordada, de energía eléctrica que proviene de instalaciones de producción próximas a las de consumo y asociadas a los mismos, cuando se realicen entre instalaciones próximas de red interior. Todos los consumidores participantes que se encuentren asociados a la misma instalación de generación deberán pertenecer a la misma modalidad de autoconsumo y deberán comunicar de forma individual a la empresa distribuidora como encargado de la lectura, directamente o a través de la empresa comercializadora</p> <p>El contrato de compensación de excedentes de los sujetos que realicen autoconsumo colectivo, utilizará los criterios de reparto, en su caso coincidentes con los comunicados a la empresa distribuidora.</p> <p>Para el caso del autoconsumo colectivo sin excedentes, no será necesaria la existencia de contrato de compensación de excedentes, al no existir productor, y bastará con un acuerdo entre todos los sujetos consumidores utilizando los criterios de reparto</p>	<p>Consumidores organizados en comunidades de edificios en régimen de propiedad horizontal o no, o un grupo de autoconsumidores situados en el mismo edificio o en una zona de apartamentos o de viviendas, en relación al vecindario próximo, unidades industriales, comerciales o agrícolas, y demás infraestructuras localizadas en un área delimitada que se disponga de UPAC;</p> <p>Los autoconsumidores colectivos aprobarán una regulación interna que defina, por menos, los requisitos para el acceso de nuevos miembros y la salida de los participantes existentes, la mayoría de las decisiones deliberativas, las reglas para compartir la electricidad producida para el autoconsumo y coeficientes,</p> <p>Los autoconsumidores colectivos deben designar un técnico responsable, debidamente calificado, y la entidad gestora del autoconsumo colectivo, responsable de los actos de gestión operativa de la actividad actual, enlace con la Red Eléctrica y articulación con sus operadores. Los autoconsumidores colectivos responden conjuntamente por el cumplimiento de sus funciones y obligaciones establecidas en este decreto ley.</p>
<p>Comunidades de Energía Renovable (CER)</p>	<p>De momento no existe, está en proceso.</p>	<p>Persona jurídica constituida con o sin ánimo de lucro, basada en la adhesión abierta y voluntaria de sus miembros, socios o accionistas, que pueden ser personas físicas o jurídicas, de naturaleza pública o privada.</p> <p>Pueden producir, consumir, almacenar y vender (accediendo a todos los mercados energéticos</p>

DIMENSIONAMIENTO ÓPTIMO SISTEMAS FOTOVOLTAICOS AUTOCONSUMO

		<p>adecuados, ya sea directamente o mediante la agregación), así como compartir dentro de ellos la energía renovable producida por las unidades de producción que poseen.</p> <p>Todo consumidor final, incluidos los consumidores domésticos, tiene derecho a participar en una RCE, sin estar sujeto a condiciones o procedimientos injustificados o discriminatorios que impidan su participación, conservando al mismo tiempo sus derechos y obligaciones como consumidor final.</p>
--	--	--

3. Revisión de tecnología fotovoltaica

3.1 Energía Solar

Energía solar, es la radiación del Sol que es capaz de producir calor, provocar reacciones químicas o generar electricidad.

La cantidad total de incidentes de energía solar en la Tierra es muy superior a las necesidades energéticas actuales y anticipadas del mundo. Si se aprovecha adecuadamente, esta fuente altamente difusa tiene el potencial de satisfacer todas las necesidades futuras de energía. En el siglo XXI se espera que la energía solar sea cada vez más atractiva como fuente de energía renovable debido a su inagotable suministro y su carácter no contaminante, en marcado contraste con los combustibles fósiles finitos (carbón, petróleo y gas natural).

La energía solar, además de ser inagotable y abundante (la cantidad de energía que el Sol vierte diariamente sobre la Tierra es diez mil veces mayor que la que se consume al día en todo el planeta) es una energía limpia y supone una alternativa a otros tipos de energías renovables como la energía fósil o la energía nuclear. La radiación recibida se distribuye de una forma más o menos uniforme sobre toda la superficie, lo que dificulta su aprovechamiento.

La energía solar, además de ser una fuente de energía renovable, es una energía limpia y supone una alternativa a otros tipos de energía no renovables como la energía fósil o la energía nuclear. La Figura 12 muestra el diferente potencial de las fuentes de energía de consumo actual por el ser humano, en el que podemos observar que la fuente de energía solar es mucho más grande que las demás:

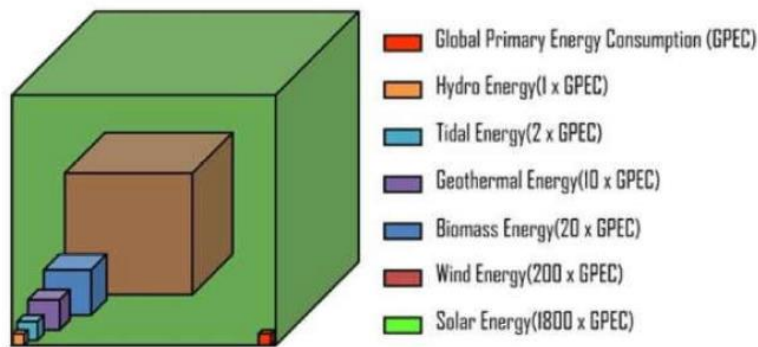


Figura 12 - Potencial energético de diferentes fuentes de energía (Fuente [14])

La radiación solar que existe en la superficie terrestre por cada año es aproximadamente $1,5 \times 10^{18}$ kWh, que corresponde, como se ha dicho anteriormente, a unas 10.000 veces lo que necesita la humanidad para sus necesidades energéticas. La intensidad de radiación solar, también llamada Irradiación (G), varía cada año entre 1.325 W/m² y 1.412 W/m², para ello, cogeremos un valor medio de aproximadamente 1.367W/m² que será la constante solar (C), fuera de la atmosfera. El valor de radiación en la superficie terrestre es de 1000 W/m² al mediodía en un plano perpendicular, pero dependerá de las zona en la que este localizado el terreno y de la localización del lugar.

En la Figura 13 podremos ver la Irradiación dependiendo el lugar localizado a lo largo de la superficie terrestre y del periodo del año en el que nos encontraremos con una irradiación solar global medida en kWh/(m² *año).

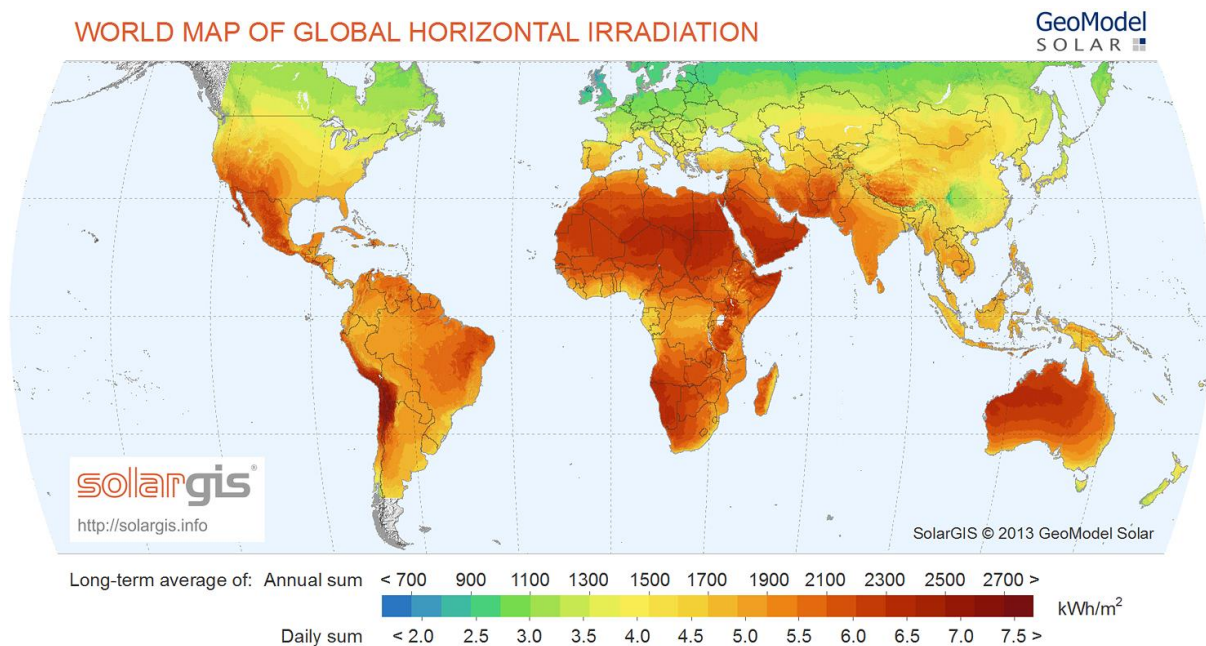


Figura 13 - Irradiación global horizontal en el planeta, por el día al año en kWh/m² (Fuente [15])

En Europa, los países del Sur son los privilegiados con una radiación solar mayor que los del Norte, con un radiación solar cerca de 2000 kWh/(m²*año), como podemos observar en la Figura 14:

- Portugal y España son los dos países de Europa con una mayor disponibilidad de radiación solar, por ello, será interesante colocar paneles solares para la generación de energía. Dispondremos cerca de 2200-3200 horas de Sol por año, dependiendo de la zona de cada país.
- La irradiación solar en Portugal y España es muy parecido y varía entre 1450 hasta 1850 kWh/m² para el caso de Portugal y entre 1200 hasta 1950 kWh/m², con un valor medio de un 1650 kWh/m² para Portugal y un valor medio de 1575 kWh/m² para España como podemos observar en la Figura 15.

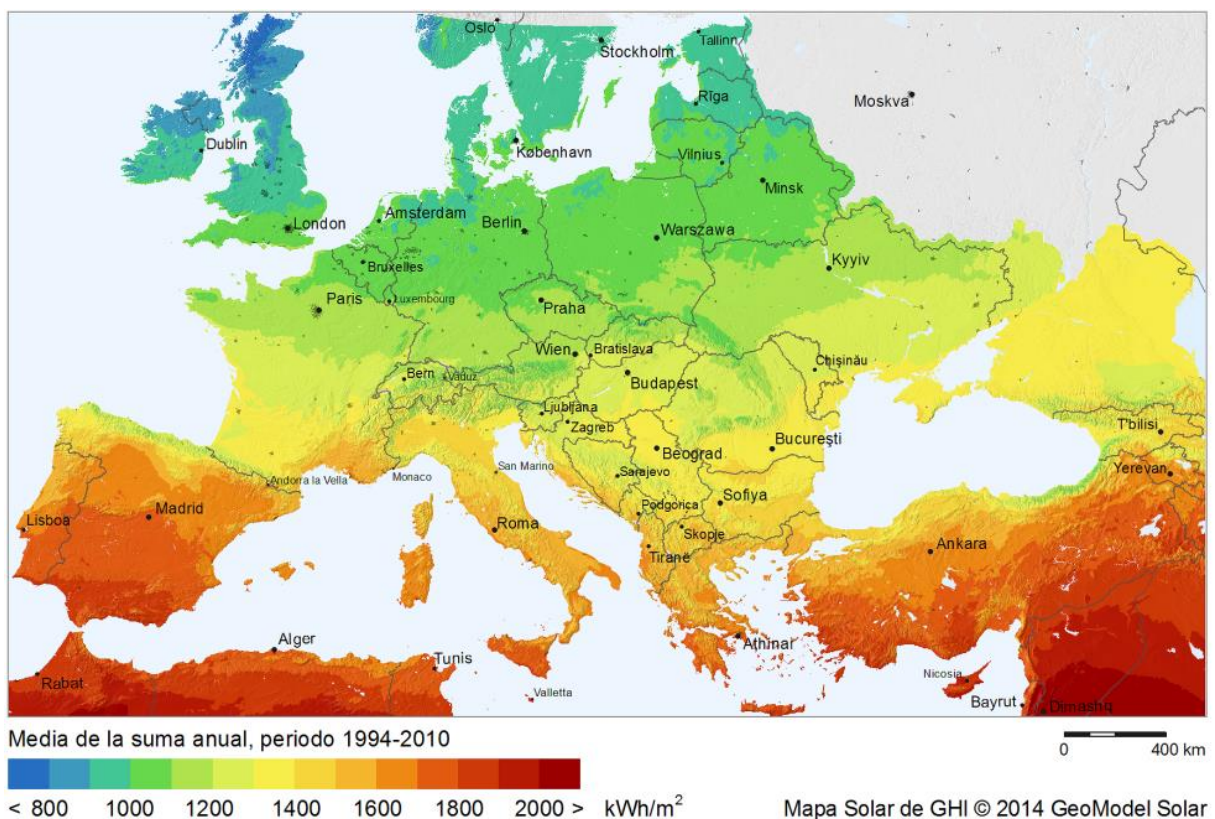


Figura 14 - Irradiación global horizontal en Europa (Fuente [16])

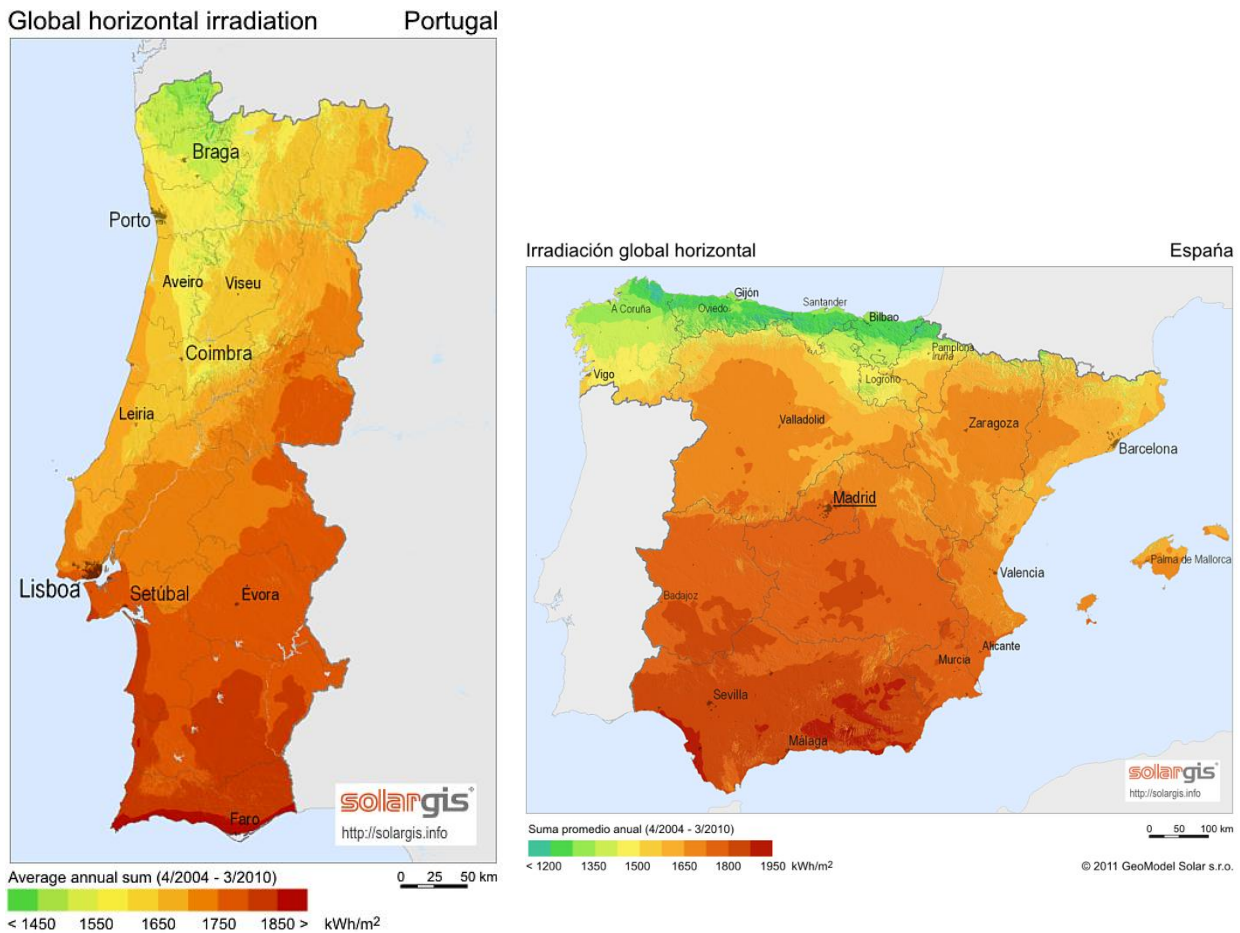


Figura 15 - Irradiación global horizontal en Portugal y España (Fuente [17])

Para aprovechar la irradiación solar deberemos de instalar un panel solar, para captar dicha energía. De acuerdo al uso que se le vaya a dar al panel solar, estos se construyen de diversas formas. Partiendo del hecho de que la energía del sol puede usarse para producir electricidad o generar calor, los paneles solares pueden ser de dos clases:

Panel Solar Térmico (Figura 16) que reciben los rayos solares sobre su superficie y calientan el agua que circular a través de unos tubos que se encuentran dentro del panel. A continuación, esta agua a alta temperatura puede generar energía mediante el calor.

Panel Solar Fotovoltaico (Figura 17) que funcionan mediante la incidencia de los rayos solares sobre su superficie, y que convierten energía de los fotones incidentes en energía eléctrica.

La Tabla 2 muestra las principales diferencias entre los paneles solares térmicos y fotovoltaicos.

Tabla 2 - Diferencias entre Paneles Térmicos y Fotovoltaicos

Paneles Térmicos	Paneles Fotovoltaicos
Son una tecnología más simple	Son una tecnología más avanzada
Capta energía térmica	Capta energía solar
Produce Agua Caliente Sanitaria (ACS)	Produce electricidad
Vida útil de 10 años aproximadamente	Vida útil de 20 años aproximadamente
Eficiencia media un 90% (muy variado dependiendo del tiempo y del tipo)	Eficiencia entre 10-15% (muy variado dependiendo del tiempo y del tipo)



Figura 16 - Panel Solar Térmico (Fuente [18])



Figura 17 - Panel Solar Fotovoltaico (Fuente [19])

3.2 Tecnología fotovoltaica

3.2.1 Principio de funcionamiento

Para entender cómo funciona la tecnología fotovoltaica, primero hay que decir como los fotones liberados por la energía del sol golpean e ionizan el material semiconductor en el panel solar fotovoltaico (Figura 18), lo que provoca que los electrones externos se liberen de sus enlaces atómicos. Como consecuencia de la estructura del semiconductor, los electrones son

forzados a ir en una dirección que crea un flujo de corriente eléctrica a través de un circuito eléctrico ya sea para alimentar dispositivos eléctricos o bien enviando electricidad a la red. Dichas centrales fotovoltaicas tienen una baja conversión de energía (<20%).

Para ello, utilizaremos una célula fotovoltaica que será el elemento básico de un sistema fotovoltaico. En este sistema, las células individuales pueden variar en tamaño de 0.5 pulgadas a 4 pulgadas de ancho. No obstante, una célula solamente puede producir 1 o 2 voltios, que es únicamente electricidad suficiente para usos menores. Las celdas fotovoltaicas están conectadas eléctricamente en un módulo o panel PV empacado y estanco. En consecuencia, los módulos fotovoltaicos varían en dimensiones, así como en la cantidad de energía eléctrica que pueden generar.

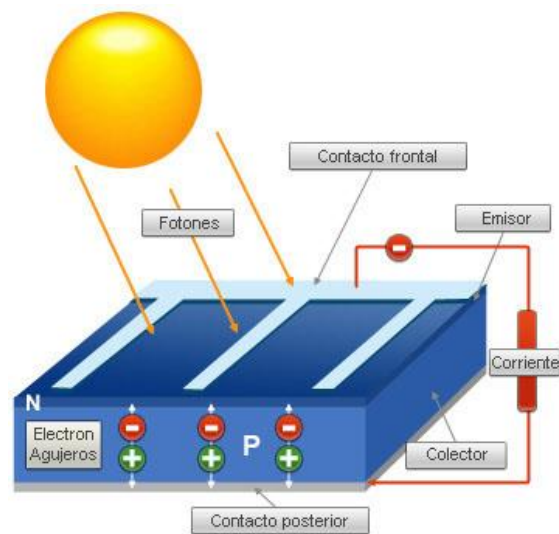


Figura 18 - Esquema de funcionamiento de una placa fotovoltaica (Fuente [20])

La capacidad de generación de electricidad del modulo fotovoltaico, se incrementa con la cantidad de células en el módulo o en la superficie del módulo. También hay que decir que los módulos fotovoltaicos se pueden conectar en grupos para formar una matriz fotovoltaica. En este caso, un conjunto fotovoltaico está integrado por dos o cientos de módulos fotovoltaicos. La cantidad de estos módulos conectados en una matriz fotovoltaica determina el número total de electricidad que puede generar la matriz.

Asimismo, las células fotovoltaicas generan electricidad de corriente continua, la cual se puede utilizar para cargar las baterías. Casi toda la electricidad es suministrada como corriente alterna en los sistemas de transmisión y distribución de electricidad. Los dispositivos que son conocidos como inversores, se utilizan en los módulos fotovoltaicos o en arrays, con el objetivo de convertir la electricidad de DC a electricidad de AC.

Finalmente las células fotovoltaicas y los módulos, generan la mayor cantidad de electricidad cuando están directamente frente al sol. En consecuencia, los módulos

fotovoltaicos y las matrices pueden utilizar sistemas de seguimiento que mueven los módulos para enfrentarse constantemente al sol, sin embargo estos suelen ser mucho más caros.

3.2.2 Tipos de células fotovoltaicas

Existen varios tipos de paneles solares fotovoltaicos: de silicio puro monocristalino, de silicio puro policristalino, de silicio amorfo, de arseniuro de galio, de telurio de cadmio, de diseleniuro de cobre en indio o tandem. (Figura 18). Las células fotovoltaicas más ampliamente utilizadas son las células formadas por cristales compuestos por silicio, así que, en este trabajo, se estudian unos a otros con cierta profundidad.

Las células formadas por cristales de silicio están compuestas por una fina capa de material semiconductor de silicio, generalmente tratado adecuadamente. Este tratamiento consiste en el dopaje del silicio, que es tetravalente, para formar las regiones P y N que constituyen un semiconductor. Así, el silicio es dopado con átomos trivalentes, por ejemplo, átomos de boro para formar una capa P, como se muestra en la Figura 19. El estrato N del semiconductor se obtiene dopando silicio con átomos pentavalentes, y el fósforo se utiliza a menudo con este fin.

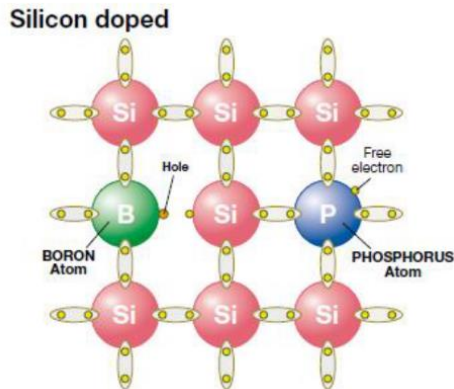


Figura 19 - Dopaje de Silicio (Fuente [21])

Después del dopaje del silicio, la región tipo P tiene demasiadas lagunas, mientras que la región tipo N recibe demasiados electrones. La unión de estas dos regiones forma el semiconductor que constituye la célula fotovoltaica básica.



Figura 20 - Semiconductor con la zona de deflexión (Fuente [22])

La exposición de la célula fotovoltaica a la luz provoca el efecto fotovoltaico, que se traduce en el hecho de que 1 electrón de la valencia es llevado a la banda conductora debido a la absorción de un fotón incidente. En otras palabras, la exposición de la célula fotovoltaica a la luz provoca un desplazamiento de electrones y huecos en el semiconductor. El campo eléctrico dentro de la célula, creado en la zona de agotamiento, permite que el exceso de electrones pase a través de la unión, pero no su retorno. De esta forma, la conexión de la unión con un conductor externo da como resultado un circuito eléctrico cerrado en el que puede fluir la corriente eléctrica producida por el efecto fotovoltaico.

Dentro de la tecnología fotovoltaica basada en silicio, podemos distinguir 2 categorías de paneles fundamentales (los más utilizados en la actualidad): los paneles monocristalinos y los paneles policristalinos.

Los paneles con células monocristalinas (Figura 21) están hechos de cristalinos de silicio muy puros, con un color azul oscuro (debido al recubrimiento antirreflectante de dióxido de titanio). Estos paneles presentan la eficiencia típica de conversión de la radiación solar en energía eléctrica con valores cercanos al 20% (valores típicos del 15 al 21%). Tienen una duración relativamente larga, manteniendo sus características a lo largo del tiempo. Por lo general, los fabricantes garantizan que perderán hasta el 10% de sus ingresos en un período de 20 años.

Los paneles basados en células de silicio policristalino son más baratos que los basados en células monocristalinas. Esto se debe a los altos costos que implica la producción de células monocristalinas, especialmente en lo que se refiere al uso de energía. Estos paneles, ilustrados en la Figura 22, son menos eficientes en la conversión de la radiación solar en electricidad que los monocristalinos, con un rendimiento típico de entre el 13 y el 16%. Son, sin embargo, una tecnología más barata que la monocristalina y generalmente presentan menores pérdidas de eficiencia debido al efecto de la temperatura de las células. Estos paneles también tienen una

vida útil relativamente larga, con un rendimiento que disminuye al 85% del valor inicial después de 20 años.



Figura 21 - Panel fotovoltaico con células monocristalinas (Fuente [23])



Figura 22 - Panel fotovoltaico con células policristalinas (Fuente [24])

3.2.3 Módulo de una célula fotovoltaica

Una célula fotovoltaica (FV) puede ser representada por una fuente de corriente como se ilustrará en la Figura 23. La corriente (I) efectiva que una célula PV proporciona depende de la fuente de corriente (I_{ph}) generada por el efecto fotovoltaico para una determinada radiación solar incidente. Una celda fotovoltaica ideal solo puede ser representada por la fuente de corriente y el diodo paralelo.

La corriente generada que atraviesa el diodo (I_D) y las resistencias en serie (R_S) y en paralelo (R_P), representan las pérdidas de las conexiones y los contactos metálicos del circuito. En celdas de alta calidad, R_S tiene un valor bajo del orden de $0.05-0.1 \Omega$ y valores de R_P más altos del orden de $200-300 \Omega$.

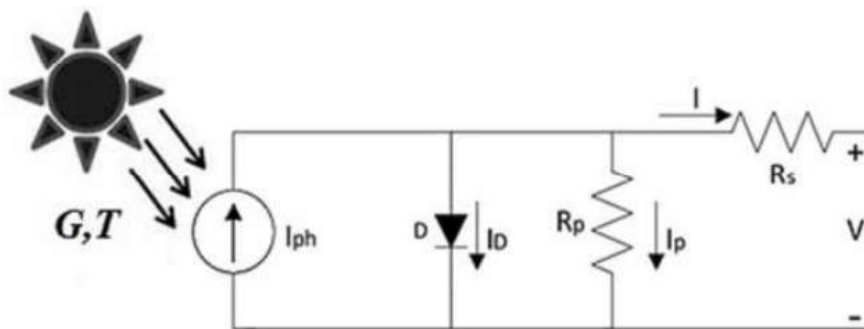


Figura 23 – Circuito eléctrico equivalente de una célula PV (Fuente [25])

El modelo matemático de una célula PV que permite obtener la corriente suministrada viene expresada por la siguiente ecuación [1]:

$$I = I_{ph} - I_D - I_p \quad (1)$$

Las principales características eléctricas de una célula fotovoltaica provienen de la relación entre corriente y voltaje, ilustrada por su curva I-V típica y la curva P-V, como se ilustra en la Figura 24, donde se destacan los parámetros más importantes, considerando la radiación y la temperatura constantes.

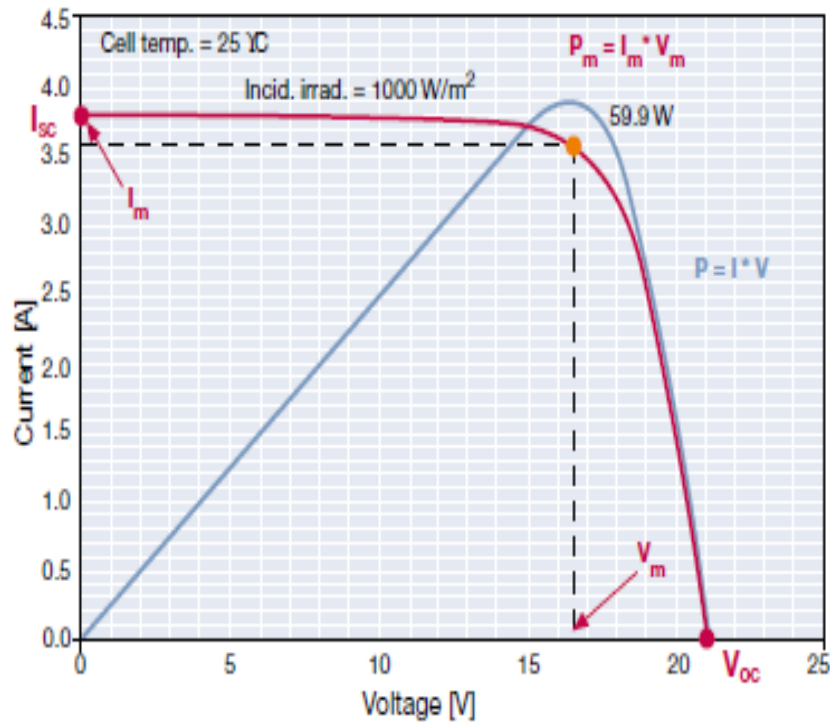


Figura 24 - Curvas genéricas I-V e P-V (Fuente [26])

El voltaje en los terminales de una celda sin ninguna carga aplicada y con la radiación afectada se llama voltaje de circuito abierto (V_{oc}). La corriente obtenida cuando la célula fotovoltaica está en cortocircuito corresponde a la corriente máxima suministrada por la célula, conocida como corriente de cortocircuito (I_{sc}). En cualquiera de los casos anteriores, la energía eléctrica producida por la célula fotovoltaica es nula.

Figura 24, también muestra que la energía eléctrica generada por la célula, en condiciones específicas de radiación solar y temperatura en la célula, varía en función de la tensión impuesta a sus terminales. Este hecho es visible en la curva de potencia de la Figura 25, para maximizar la potencia producida por la célula es fundamental alcanzar el punto de máxima potencia (MPP). La maximización continua de la energía eléctrica producida por las células fotovoltaicas se consigue con el uso de un equipo electrónico de conversión de energía. Este equipo, denominado Seguidor del Punto de Máxima Potencia (MPPT), está conectado a las celdas térmicas y aplica un proceso de búsqueda iterativa constante desde el punto crítico de la curva I-V.

La calidad de una célula fotovoltaica (o de un panel) puede evaluarse mediante el factor de forma (FF), que se calcula mediante la expresión (2), y cuanto mayor sea el valor de FF, mejor será la célula fotovoltaica.

$$FF = \frac{P_m}{V_{OC} \times I_{SC}} \quad (2)$$

3.2.4 Componentes de una central fotovoltaica

Para la constitución de una central fotovoltaica, tendremos que tener en cuenta una serie de componentes que tendremos que conectar para poder obtener energía eléctrica. Los componentes principales necesarios para dicha central fotovoltaica son:

- Paneles fotovoltaicos.
- Estructuras de apoyo/orientación.
- Inversor/Sistema de acondicionamiento de potencia.
- Cables eléctricos DC y AC.
- Contador de energía.
- Sistema de almacenamiento de energía (sistema aislado).
- Cuadro eléctrico con protección adecuada.

La Figura 26 ilustra una planta fotovoltaica destinada al autoconsumo, que incluye un generador auxiliar que permite la producción de energía eléctrica, bien con un sistema de almacenamiento de energía. En los sistemas interconectados con la red eléctrica pública no es habitual instalar este generador. Su principal aplicación aparece en sistemas aislados, y el generador se utiliza para la producción de electricidad cuando el generador fotovoltaico y el almacenamiento son insuficientes para abastecer el consumo. La Figura 25 está aquí representada para mostrar los componentes de un sistema genérico de una central fotovoltaica, en el que se puede suponer que está equipado con un generador auxiliar.

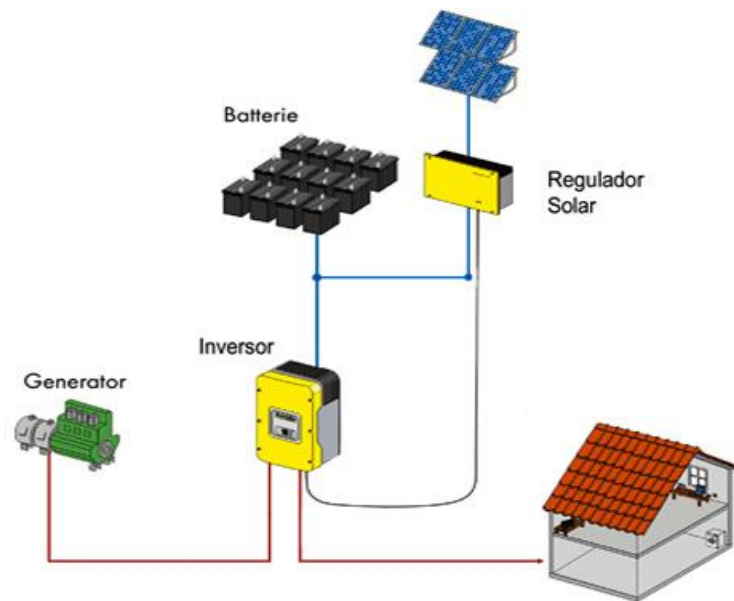


Figura 25 -Esquema de los componentes de una Central Fotovoltaica (Fuente [27])

A continuación, se realizará una pequeña descripción de los componentes que integran una central fotovoltaica.

3.2.4.1 Paneles fotovoltaicos

La constitución típica de un panel fotovoltaico la podemos visualizar en la Figura 26.

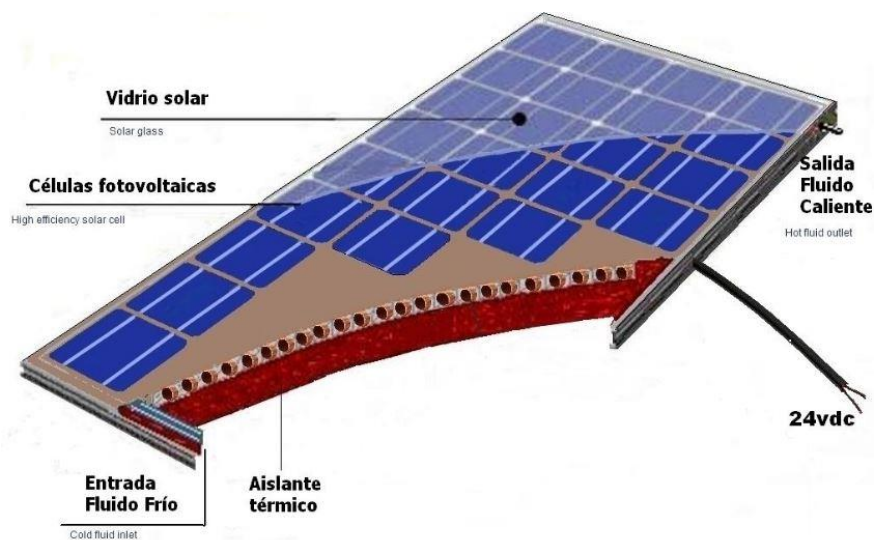


Figura 26 - Partes de un panel fotovoltaico (Fuente [28])

El panel fotovoltaico está formado por un conjunto de módulos fotovoltaicos, adecuadamente conectados en serie y en paralelo. Estos módulos, a su vez, están formados por celdas fotovoltaicas, que son el centro del panel y se encuentran hechos en cristal con revestimiento de silicio.

Es importante referir que la potencia de una sola celda FV está en el rango de 1 W a 3 W, y que las celdas que aparecen en el mercado con valores más altos, presentan potencia entre 4 W y 5 W. Por lo tanto, es necesaria la agrupación (en serie y en paralelo) de celdas interconectadas y encapsuladas para obtener mayor voltaje y corriente, formando un módulo fotovoltaico, tal como la Figura 27 muestra. La cápsula es una estructura que está elaborada de silicona. Se encarga de retener las radiaciones de tal forma que no se produzcan pérdidas de intensidad.

Los módulos son colocados en la plancha de base que constituye la base de todo el panel y se puede elaborar en aluminio o en vidrio, revestida de polímero termoplástico. En la parte superior del panel existe una cubierta exterior que es la parte exterior que está en contacto con el medio ambiente. Por lo general, está confeccionada en vidrio y es la que favorece la transmisión de los rayos solares. Debe ser resistente y con bajo contenido de hierro.

La constitución de un generador fotovoltaico es habitualmente utilizados por varios paneles conectados eléctricamente en serie para obtener la tensión nominal de generación. Esta asociación de paneles en serie forma lo que se designa “string” (arrays). En un generador sólo puede haber una o varias cadenas de paneles, como se puede ver en la Figura 27. La conexión de varias cadenas en paralelo permite obtener corrientes más altas.

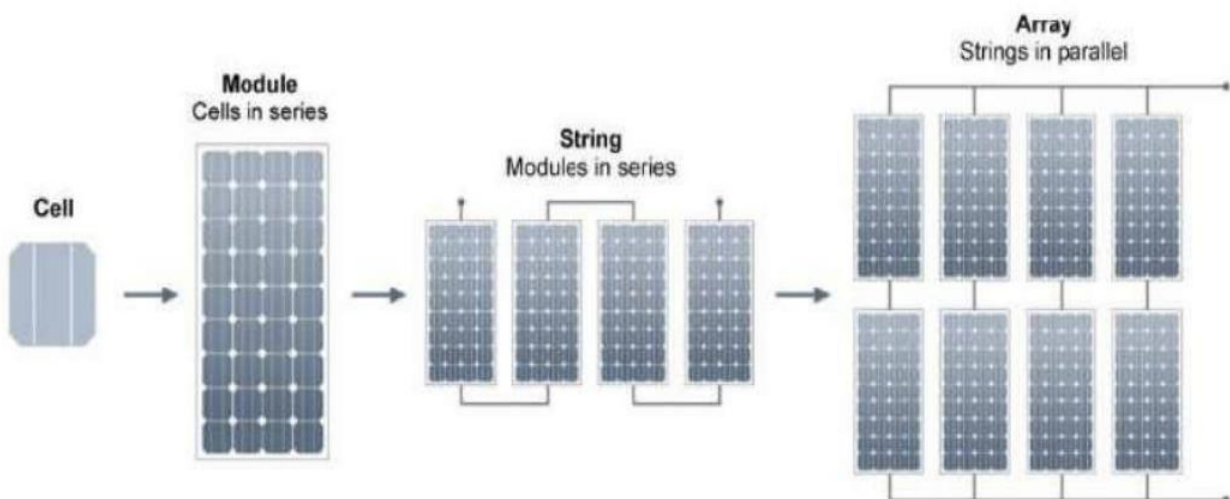


Figura 27 - Célula, Módulo, string e array (Fuente [29])

3.2.4.2 Estructuras de Apoyo/Orientación

Dentro de las estructuras de apoyo/orientación podemos distinguir 2 tipos: las Estructuras Fijas y las Estructuras Móviles.

Las estructuras fijas no permiten que los paneles FV se muevan a lo largo del tiempo para que se encuentre enfrentado al sol en todo momento. La inclinación y la orientación del panel solar será la óptima para recibir la mayor irradiación a lo largo del año en cada momento. La inclinación y la orientación a fijar dependerá de la latitud, la longitud y de la altitud en que instalemos el panel. Existe la posibilidad de que se pueda regular la inclinación, caso en que se elegirá una para verano y otra para invierno.

En las estructuras móviles el seguidor permite mover el modulo fotovoltaico para que se encuentre enfrentado al sol en todo momento. La tecnología fotovoltaica con seguidores es mas adecuada para zonas con media y alta radiación solar. Los seguidores pueden ser de dos tipos: seguidor de un eje y seguidor de 2 ejes, tal como se pode visualizar en la Figuras 28 y 29:

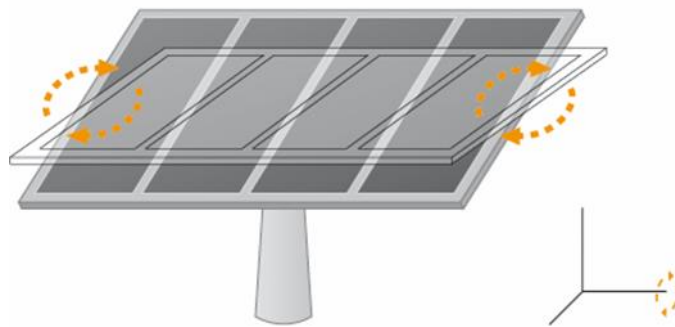


Figura 28 - Esquema seguidor de una eje (Fuente [30])

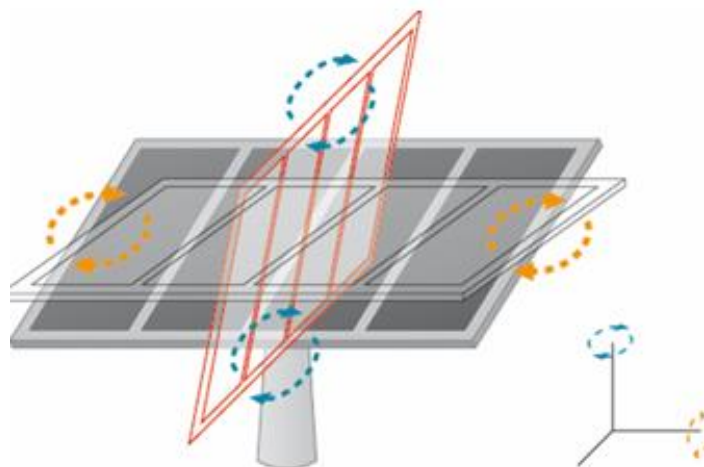


Figura 29 - Esquema seguidor de dos ejes (Fuente [30])

3.2.4.3 Inversor

Los inversores son dispositivos que convierten la energía producida en corriente continua (DC) por los módulos fotovoltaicos en corriente alterna (AC), ajustando el voltaje y la frecuencia a la instalación que suministran. Estos equipos están hechos utilizando la electrónica de potencia pudiendo ser monofásicos o trifásicos. Generalmente, incorporan funciones de protección detectando variaciones de voltaje, frecuencia y fallos, y realizan el proceso de control de MPPT para maximizar la producción de electricidad de las células fotovoltaicas.

Los inversores en sistemas conectados a la red proporcionan la interfaz entre la producción fotovoltaica y la red eléctrica de servicio público (RESP), mientras que los inversores utilizados en sistemas aislados solo alimentan las cargas de instalación y requieren una mayor capacidad para soportar la operación y el control de todo el sistema.

En la Figura 30 se muestra las especificaciones técnicas de algunos inversores para la interconexión a la red.

Modelo do Inversor	SUN2000-33KTL-A	SUN2000-36KTL	SUN2000-42KTL
Características técnicas			
Eficiência			
Eficiência máxima	98,6 %	98,6 %	98,8 %
Eficiência Europeia ⁴	98,4 %	98,4 %	98,6 %
Entrada			
Tensão máxima de entrada	1.100 V		
Corrente máxima por MPPT	22 A		
Corrente máxima de curto-circuito por MPPT	30 A		
Tensão de funcionamento de arranque	250 V		
Gama de tensão de funcionamento do MPPT	200 V ~ 1.000 V		
Tensão nominal de entrada	620 V	620 V	720V
Número de entradas	8		
Número de MPPT	4		
Saída			
Potência nominal ativa AC	30.000 W	36.000 W	42.000 W
Potência máxima aparente AC	33.000 VA	40.000 VA	47.000 VA
Potência máxima ativa AC (cos φ = 1)	30.000 W	40.000 W	47.000 W
Tensão nominal de saída	400 V; 3W + N + PE		
Frequência nominal da rede AC	50 Hz / 60 Hz		
Corrente nominal de saída	43,3 A	52,2 A	50,6 A
Corrente máxima de saída	48,0 A	57,8 A	56,6 A
Distorção Harmónica total máxima	< 3%		

Figura 30 - Características técnicas de los inversores SUN2000 (Fuente [31])

La eficiencia de los inversores (η_{inv}) depende de las pérdidas asociadas con la conversión de energía y se calcula por el cociente de potencia de salida (P_{out}) y la potencia de entrada (P_{in}), representada por la siguiente ecuación [3]:

$$\eta_{inv} = \frac{P_{AC}}{P_{DC}} = \frac{P_{out}}{P_{in}} \quad (3)$$

Las variaciones en la radiación solar a lo largo del día y del año provocan variaciones en la corriente y el voltaje de la entrada del inversor, forzando la resonancia permanente alrededor del MPPT. Estas variaciones también producen variaciones en la potencia eléctrica de DC que el inversor debe procesar. El rendimiento de los inversores es sensible a esta potencia, variando en función de la misma. La Figura 31 ilustra la variación del rendimiento en función del régimen de carga (potencia) en el que se encuentra el inversor.

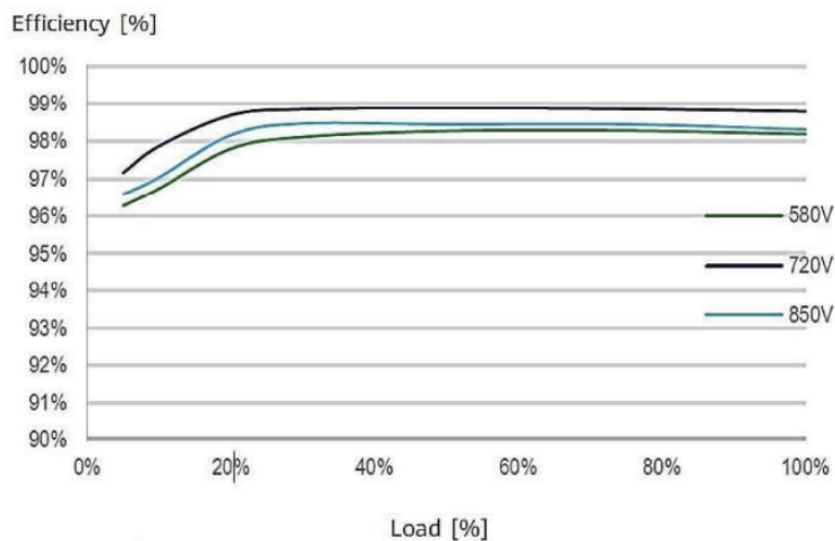


Figura 31 - Eficiencia del inversor SUN2000 (Fuente [31])

La selección de los inversores más adecuados para un sistema FV depende de la potencia del generador solar FV, el tipo y tamaño de la instalación, y el número de módulos FV. Hay varias configuraciones posibles:

- Inversores centralizados (baja o alta tensión), en el que el conjunto de las diversas cadenas están vinculadas al inversor único;
- Inversores de cadena, en los cuales cada cadena o conjunto de cadenas múltiples está vinculada a un inversor descentralizado;

- Inversor múltiple, el cual tiene dos tipos de convertidores, el primero es de DC a DC y se conecta al inversor de cadena y el segundo interfaces DC a AC se conecta a la red local ;
- Microinversores en el que cada módulo fotovoltaico tiene un único inversor conectado.

3.2.4.4 Contador de Energía

Se entiende como contador de energía aquel equipo que permita medir el consumo y/o la producción de energía eléctrica de la instalación solar. Estos equipos deberán estar convenientemente calibrados y es a partir de los cuales se cuantifica y posteriormente factura la producción de energía eléctrica.

El número de contadores de energía a instalar en una planta fotovoltaica varía según los requisitos legales vigentes. De hecho, puede no ser necesario instalar equipos de medición (pequeñas unidades de autoconsumo) o instalar equipos de medición que permitan medir la energía inyectada y consumida de la red.

3.2.4.5 Sistemas de Almacenamiento de Energía

La naturaleza variable de la radiación solar y por lo tanto de la energía eléctrica generada, hace que el almacenamiento de energía pueda ser necesario. En los sistemas fotovoltaicos aislados (Figura 32) el almacenamiento de energía es necesario para que permita disponer de ella en periodos en los que no es posible la generación.

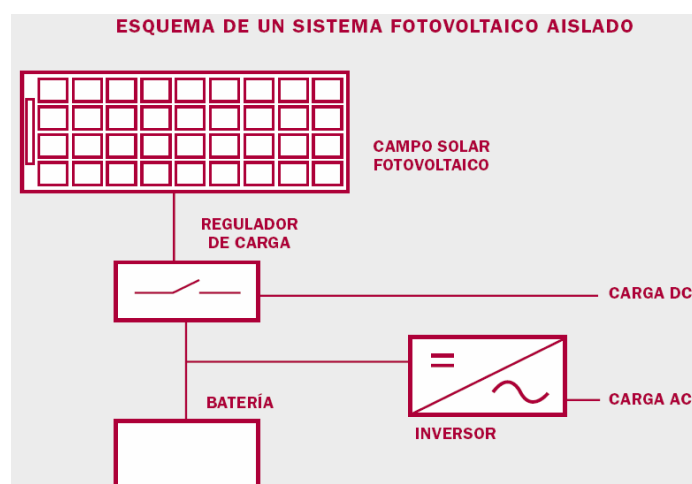


Figura 32 - Esquema de un sistema fotovoltaico aislado (Fuente [32])

Sin embargo, también en los sistemas interconectados a la red, el almacenamiento de energía puede ser utilizado como una forma de almacenar la producción excedente en ciertos períodos para su uso posterior. Esto puede ser de interés (económico) en los sistemas de autoconsumo en los que no se prevé ninguna remuneración por la energía inyectada en la red o en los que ésta se reduce.

El almacenamiento de energía eléctrica se realiza, generalmente, mediante baterías. Una batería consiste en dos o más elementos, pilas o celdas, conectados en serie o en paralelo. Estos elementos convierten la energía química en energía eléctrica mediante dos electrodos de distinto material, aislados eléctricamente uno del otro y sumergidos en un electrolito que hace de conductor iónico. Cuando la batería es recargable, el proceso químico es reversible, y la energía eléctrica inyectada puede convertirse en energía química y almacenarse de este modo.

En los sistemas fotovoltaicos se puede utilizar baterías de diversos tipos, normalmente: baterías plomo-ácido, níquel-cadmio, níquel-hierro, plata-cadmio, zinc-óxido de plata. Las más comúnmente utilizadas son las baterías de plomo-ácido y las baterías de iones de litio.

Las baterías de plomo-ácido son las primeras baterías recargables que se inventaron y, hasta ahora, esta es la opción más popular que se ha demostrado que funciona mejor para diferentes situaciones. Estas baterías tienen la capacidad más alta, un ciclo de vida prolongado, se pueden cargar comparativamente rápido y desperdician relativamente poca energía.

Las baterías de iones de litio han alcanzado una popularidad similar a la de las baterías de plomo ácido. En comparación con otros tipos de baterías, las baterías de iones de litio eclipsan debido a su bajo mantenimiento, alta densidad de energía, baja tasa de autodescarga y larga vida de ciclo de las baterías de fosfato de litio.

Gracias a tantas ventajas que las baterías de litio tienen sobre cualquier otro tipo de batería, ahora se consideran una de las mejores opciones para almacenar energía solar.

El almacenamiento de energía generalmente requiere la asociación en serie y en paralelo de varias baterías. Con la conexión en serie se aumenta la tensión y mantenemos la corriente. Con la conexión en paralelo aumentamos la corriente y mantenemos la tensión. La combinación de la asociación serie y paralelo (Figura 33) permite aumentar la energía almacenada.

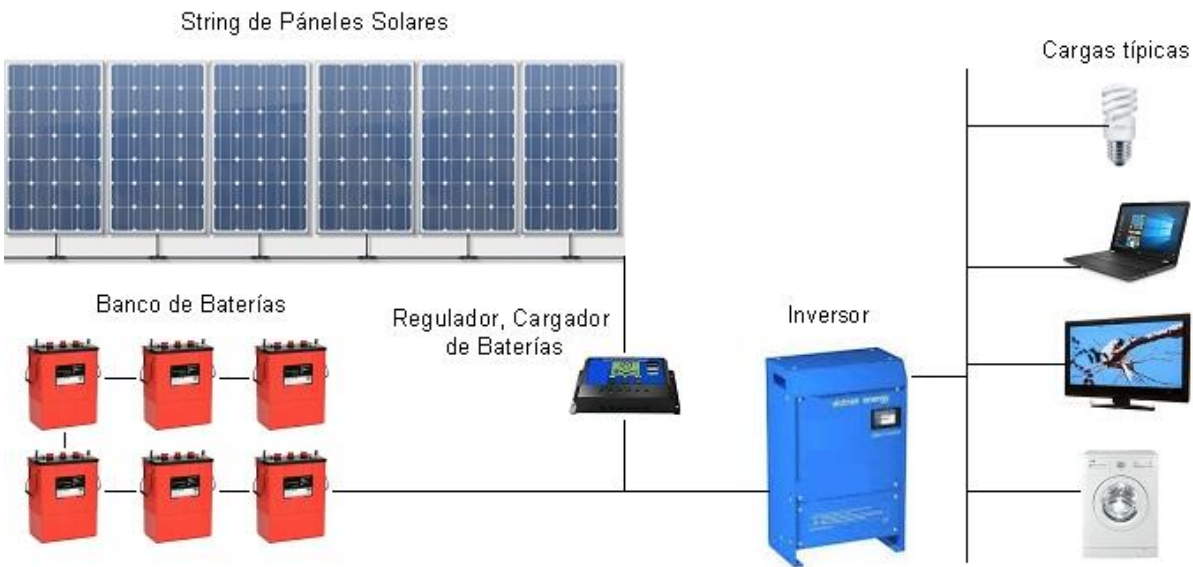


Figura 33 - Sistema Fotovoltaico con banco de baterías (Fuente [33])

3.2.5 Ventajas y Desventajas de la tecnología fotovoltaica

La tecnología fotovoltaica tiene varias ventajas que la hacen interesante en el contexto actual. Una primera ventaja está relacionada con el potencial de esta tecnología para reducir la dependencia energética de algunos países del exterior (como es el caso de Portugal y España). De hecho, es una tecnología que utiliza la radiación solar como su energía primaria, que es un recurso disponible en todos los lugares, endógeno y renovable.

Otra ventaja del uso de la tecnología fotovoltaica es su contribución a la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero (y otras). La generación de electricidad en esta tecnología no produce emisiones y su uso permite reducir el consumo de combustibles fósiles.

La fiabilidad que caracteriza a esta tecnología, ya que no tiene partes móviles, y los costes de operación y mantenimiento relativamente bajos son otra ventaja de esta tecnología.

Además, se trata de una tecnología modular, lo que significa que la potencia instalada se puede aumentar con el tiempo, dependiendo de las necesidades. Por otro lado, las plantas solares fotovoltaicas pueden instalarse en terrenos, tejados de casas y edificios, naves industriales, etc. Su gran modularidad permite su instalación prácticamente en cualquier lugar donde haya sol y sombra.

Las principales ventajas de las Centrales Fotovoltaicas están relacionadas con el coste de la inversión inicial que pueden representar, que depende en gran medida de las condiciones de instalación. Sin embargo, la inversión en estas plantas ha ido disminuyendo muy rápidamente,

debido a la disminución del precio de las células fotovoltaicas, como se puede observar en la Figura 34.

Otra desventaja está relacionada con el hecho de que la producción sólo se produce cuando hay disponibilidad del recurso solar, lo que impone la necesidad de sistemas de suministro alternativos para los períodos en los que no hay producción o cuando ésta es escasa para las necesidades. La necesidad de contar con áreas significativas para la instalación de generadores fotovoltaicos es otra desventaja de esta tecnología.

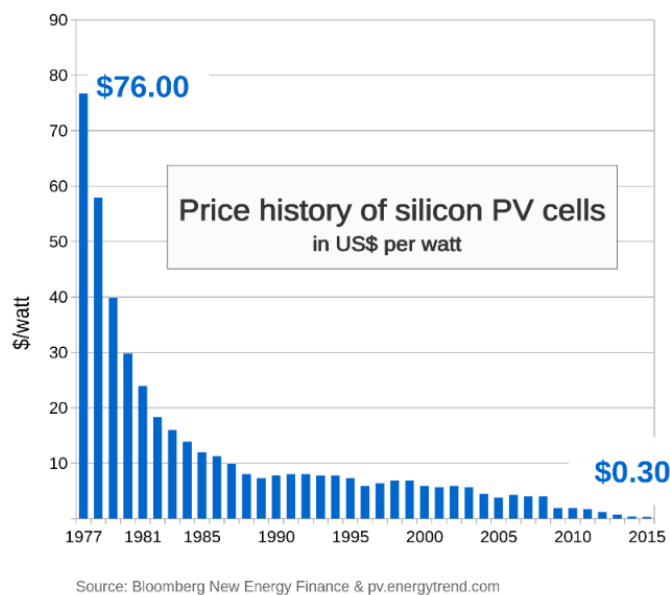


Figura 34 - Gráfico con el precio histórico de las células fotovoltaicas de silicón (Fuente[34])

3.2.6 Producción de electricidad en una central fotovoltaica

Las Centrales Solares Fotovoltaicas pueden instalarse sobre terrenos, tejados de casas y edificios, cubiertas de naves industriales, etc. Su gran modularidad permite que se puedan instalar prácticamente en cualquier sitio donde haya sol y esté libre de sombras.

La capacidad de generación de una Instalación Solar Fotovoltaica depende básicamente de tres parámetros: condiciones ambientales, calidades y pérdidas de potencia.

Condiciones ambientales: a más materia prima, es decir, radiación solar, más generación de electricidad. No obstante, conviene saber que las tecnologías fotovoltaicas que se comercializan actualmente alcanzan su máxima potencia con temperaturas del módulo de 25°. Esta temperatura suele estar entre 15° y 25° por encima de la ambiental.

Las calidades son también fundamentales, las de los componentes, la del proyecto de ingeniería y la del mantenimiento.

En cuanto a las pérdidas de potencia del sistema, aunque están ligadas a la calidad del proyecto, son inevitables.

La energía producida por una instalación FV es directamente proporcional a la irradiación incidente en el plano del generador FV. Así por ejemplo un sistema con un generador FV podrá producir una potencia máxima de 1 kWp/m² instalado con una orientación y en una localización tales que reciba una irradiación anual de 1800 kWh / m² , sin tener en cuenta pérdidas , dependiendo del rendimiento que tuviera dicho panel y de las medidas del panel. Resulta también obvio decir que el área necesaria de generador FV dependerá del rendimiento del mismo. La experiencia muestra que la energía que puede ser utilizada para autoconsumo para ser inyectada a la red es sensiblemente inferior. Esta disminución de la energía generada a la red respecto de la energía solar incidente puede ser explicada mediante una serie de pérdidas energéticas, como pueden ser las pérdidas por no cumplimiento de la potencia nominal, pérdidas de conexionado, pérdidas de polvo y suciedad, pérdidas angulares y espectrales, pérdidas por temperatura, pérdidas por rendimiento AC/DC, pérdidas por sombreado, etc.

El valor esperado de energía anual producida dependerá de unos valores que serán los siguientes:

- Disponibilidad de radiación solar, que puede obtenerse mediante perfiles de radiación típicos (PVGis).
- Eficiencia de instalación PV (generador, inversor, sistema de control,...)
- Orientación e inclinación de los módulos, siendo la máxima eficiencia la obtenida para los ángulos de incidencia de rayos solares iguales a 90°. El ángulo variará en función de la latitud y la declinación del sol durante el año. La orientación Sur es la mejor opción para el caso de los países que se encuentren en el hemisferio norte.

La potencia producida por un generador PV, expresa en W, puede ser obtenida (4) , de forma simplificada, por:

$$P_{PV} = I \times A \times \eta = \frac{\eta \times I \times P_P}{v} \quad (4)$$

Donde:

I es la Irradiación que incide en la superficie del generador PV (W/m²)

A es la superficie del generador (m²)

η → rendimiento del generador PV

v → relación entre la potencia máxima del generador PV y el área que este ocupa (W/m²)

P_{PV} → potencia instalada del generador PV (W)

Dentro del rendimiento del generador fotovoltaico tendremos en cuenta todos los componentes necesarios para dicha instalación como es el caso de la eficiencia de los paneles fotovoltaicos, del inversor, de los cables eléctricos, de eventuales sistemas de control, etc.

La potencia eléctrica producida por un panel, cuando se somete a las mismas condiciones (radiación solar, temperatura, ...) disminuye con el tiempo, debido a su envejecimiento. Los fabricantes de paneles solares proporcionan información sobre la degradación de su potencia a lo largo del tiempo. La Figura 36 muestra dos formas típicas de presentar la información sobre la degradación de la potencia de los paneles, una lineal y otra por pasos.

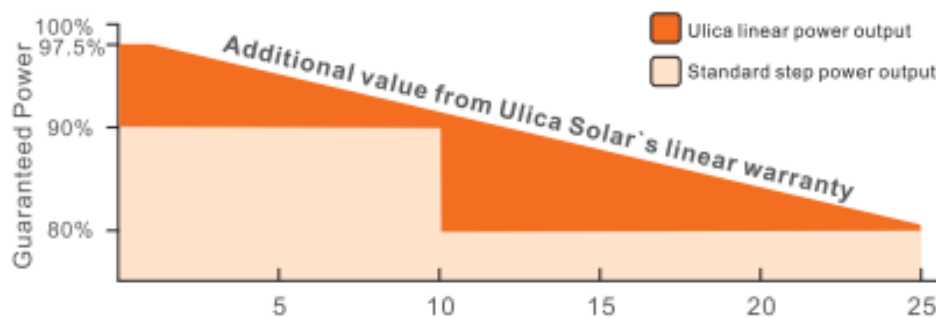


Figura 36 - Degradación de la potencia de un panel solar a lo largo del tiempo (Fuente[45])

Admitiendo una degradación lineal de la potencia de los paneles solares a lo largo de los años, la expresión (5) que permite estimar la potencia por un generador PV, expresada en W, toma la forma:

$$P_{PV}^{ano} = (1 - (ano - 1) \times \tau) \times \frac{\eta \times I \times P_P}{v} \quad (5)$$

Siendo τ el coeficiente de pérdidas de potencia a lo largo de los años, en %.

3.2.7 Dimensionamiento técnico de una central fotovoltaica

Para realizar el dimensionamiento técnico de la central fotovoltaica deberemos de considerar todos los elementos necesarios o su funcionamiento en condiciones técnicas adecuadas. Se presentan en diversas condiciones que deben de ser respetadas en el dimensionamiento técnico de una central fotovoltaica.

3.2.7.1 Dimensionamiento técnico de una central fotovoltaica

Los inversores tienen la misión de convertir la corriente continua producida por los paneles fotovoltaicos en corriente alterna y, simultáneamente, asegurar el funcionamiento de los módulos fotovoltaicos a máxima potencia. Los inversores de las plantas fotovoltaicas conectadas a la red también deben garantizar el sincronismo con la red y asegurarse de que el inversor se desconecta de la red cuando hay problemas en la misma (debido a la ausencia de tensión de la red) y evitar el "aislamiento".

El dimensionamiento del o de los inversores implica el cumplimiento de varias restricciones que se pueden subdividir en: restricción de potencia, restricción de corriente y restricción de tensión.

En lo que respecta a la restricción de potencia, la potencia estipulada del inversor en el lado de la DC debe estar enmarcada por la expresión (6):

$$0,7 \times P_{DC_Paneles} \leq P_{DCINVERSOR} \leq 1,2 \times P_{DC_Paneles} \quad (6)$$

Donde: $P_{DC_Paneles}$ es la potencia total de los paneles que se conectarán al inversor y $P_{DCINVERSOR}$ es la potencia que el inversor puede procesar en el lado de la DC.

Normalmente, la potencia estipulada adoptada para el inversor es del 80 al 90% de la potencia de los paneles que se conectan a él.

En lo que respecta a las restricciones de corriente, es importante asegurarse de que la corriente DC máxima generada por un conjunto de paneles fotovoltaicos sea igual o inferior a la entrada máxima de DC en el lado de DC del inversor al que se conectarán los paneles.

$$I_{DC,MAX_Paineis} \leq I_{DC,MAX_Entrada\ do\ INVERSOR} \quad (6)$$

El valor $I_{DC,MAX,Paneles}$ corresponde a la corriente de cortocircuito en los paneles conectados a la entrada de CC del inversor, afectada por un factor de seguridad del 25%. Tenga en cuenta que si sólo se conecta una fila de paneles a la entrada de CC del inversor, el valor $I_{(CC,MAX_Painis)}$ será igual a $1,25 \times ISC$. Sin embargo, si hay varias filas en paralelo que se conectan a la misma entrada CC del inversor, el valor $I_{DC,MAX,Paneles}$ será la suma de la corriente máxima de cada fila. Por lo tanto, la ecuación (7) toma la forma:

$$N \times 1,25 \times I_{SC} \leq I_{DC,MÁX_{Entrada}} \text{ do } INVERSOR \quad (7)$$

La segunda restricción de corriente se refiere a la corriente máxima que el inversor es capaz de procesar. De hecho, un mismo inversor puede tener varias entradas de DC, que pueden procesar valores de corriente iguales o diferentes. Además, la corriente continua total que el inversor puede procesar no es necesariamente igual a la suma de las corrientes de cada entrada individual. Por lo tanto, se debe comprobar la siguiente restricción (8):

$$\sum I_{DC,entradas \text{ inversor}} \leq I_{DC,MÁX_INVERSOR} \quad (8)$$

Las restricciones de tensión que deben ser verificadas para el correcto dimensionamiento de los inversores a utilizar en el generador fotovoltaico son esencialmente cuatro, tal como se ilustra en la Figura 37.

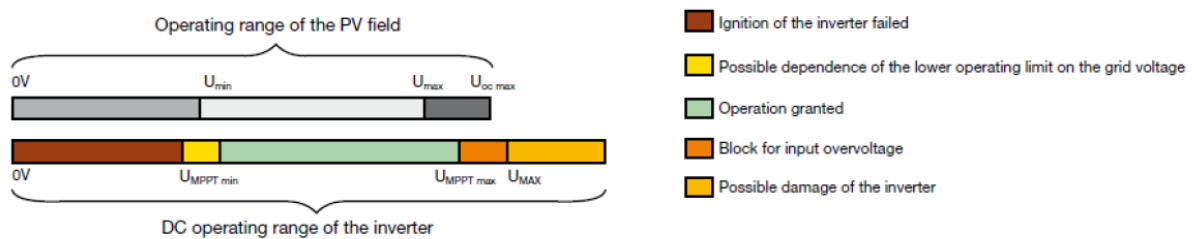


Figura 37 - Rango de tensiones DC de operación del Inversor (Fuente [35])

La primera restricción que hay que comprobar es la necesidad de asegurarse de que la tensión máxima en vacío que pueden aplicar los paneles en serie a las entradas de DC del inversor no supere la tensión máxima que éste soporta (9) (10), es decir:

$$U_{OC,MÁX_Paineis} \leq U_{MÁX,DC \text{ del inversor}} \quad (9)$$

Con:

$$U_{OC,MÁX_Paineis} = \text{máx}\{U_{OC,MÁX}(-10^\circ\text{C}), 1,2 \times U_{OC}\} \quad (10)$$

Donde, $U_{OC,MÁX_Paineis}$ es la tensión máxima soportado por los paneles, que normalmente será igual o inferior a la $U_{MÁX,DC \text{ del inversor}}$, tensión máxima del inversor.

Hay que tener en cuenta que la tensión en vacío producida en los paneles solares fotovoltaicos es mayor cuanto menor es la temperatura a la que están expuestas las células, por

lo que la tensión máxima se calcula para la temperatura más baja previsible. La tensión en los terminales de un panel fotovoltaico a una temperatura determinada se calcula por (11):

$$U(T_{cel}) = U(25^{\circ}C) - \beta \times (25 - T_{cel}) \quad (11)$$

donde:

T_{cel} es la temperatura a la que se pretende obtener la tensión, en °C;

β es el coeficiente de variación de la tensión generada en función de la temperatura, en V/°C;

Las otras dos restricciones de tensión que deben comprobarse para el correcto dimensionamiento del inversor están relacionadas con la garantía de funcionamiento del control MPPT. De hecho, el control MPPT funciona generalmente dentro de un cierto rango de voltaje (véase la Figura 37), por lo que es importante asegurarse de que el voltaje de DC producido por las filas de paneles fotovoltaicos se encuentre dentro de este rango, ecuación (12) y (13):

$$U_{MÍN_MPPT} \geq U_{MPPT_MÍN, inversor} \quad (12)$$

$$U_{MÁX_MPTT} \leq U_{MPPT_MÁX, inversor} \quad (13)$$

donde, $U_{MÍN_MPPT}$ y $U_{MÁX_MPTT}$ son las tensiones máximas respectivamente del regulador MPPT, y de la misma forma $U_{MPPT_MÍN, inversor}$ y $U_{MPPT_MÁX, inversor}$ serán dichas máximas tensiones correspondientes al inversor.

El valor de T_{max} suele ser de 70°C y para T_{min} el valor de -10°C.

La cuarta restricción de tensión que debe cumplirse al dimensionar el inversor es el nivel de tensión mínimo que debe garantizarse en la entrada de CC para que el inversor comience a funcionar (véase la figura 37), es decir (14):

$$U_{OC_MIN_Paineis} \geq U_{MIN,DC\ do\ inversor} \quad (14)$$

Esta restricción está, generalmente, asegurada por la verificación de la restricción de (15):

$$U_{MÍN_MPPT} \geq U_{MPPT_MÍN, inversor} \quad (15)$$

3.2.7.2 Dimensionamiento de los cables DC

3.2.7.2.1 Generalidades

Los cables eléctricos a utilizar en el lado CC de la planta fotovoltaica (conexión entre los paneles fotovoltaicos y el/los inversor(es)) se pueden clasificar en dos grupos distintos:

- Cables solares, que están expuestos al sol y aseguran la conexión de los paneles fotovoltaicos entre sí, así como la conexión de la fila a un armario o a un inversor. Estos cables están sujetos a los efectos de la radiación UV, así como a la exposición a altas temperaturas (que generalmente se dan en la parte posterior de los paneles fotovoltaicos) de 70-80 C. Así, los cables solares están contruidos para resistir la acción de los rayos UV, con una tensión nominal de 0,6-1kV, y una temperatura de funcionamiento de más de 90C;

- No solares, que generalmente se utilizan para realizar la conexión entre armarios e inversores. Estos cables se instalan en zonas protegidas de los efectos directos de la radiación solar (en términos de UV y temperatura), operando a temperaturas ambiente más bajas (30-40C).

Independientemente de que sean cables solares o no solares, los cables a utilizar tenderán a tener una vida útil de 20-25 años y soportarán las condiciones ambientales a las que están sometidos (y que pueden ser severas debido a las altas temperaturas, la radiación UV,...). Naturalmente, los cables también deben soportar las tensiones DC a las que pueden estar sometidos, y los valores típicos adoptados por los fabricantes son los que se muestran en la Tabla 3.

Tabla 3-“Tensión adoptada en cables destinados a centrales fotovoltaicas. Fuente [35]

alternating current (V)	direct current (V)
300/500	450/750
450/750	675/1125
600/1000	900/1500

Los cables del lado de DC de la central deben de tener la clase II (aislamiento doble reforzado).

3.2.7.2.2 Cálculo de la sección térmica de los cables del Lado DC

La sección recta de los cables a instalar en el lado DC de la central fotovoltaica debe ser tal que asegure que los cables posean una corriente admisible superior a la máxima corriente de servicio por la que pueden fluir, es decir:

$$I_Z \geq I_B$$

donde:

I_Z es la corriente admisible del cable eléctrico, en las condiciones en que se instalará;

I_B es la máxima corriente de servicio en la tubería.

La corriente máxima de servicio en una tubería de CC que conecta una fila a un inversor o a un armario corresponde, en condiciones normales de servicio, a la corriente máxima sumada por cada módulo de la fila, como se ilustra en la Figura 38 . Esta corriente máxima corresponde a su vez a la corriente de cortocircuito del módulo, más un factor multiplicador igual a 1,25, es decir:

$$I_B = 1,25 \times I_{SC} \quad (16)$$

siendo:

I_{SC} la corriente de cortocircuito de los paneles fotovoltaicos integrados en la fila, suministrada en condiciones de prueba estándar, a saber, radiación solar igual a 1 kW/m²;

1,25 es un factor que busca internalizar el aumento de la corriente de cortocircuito cuando los paneles se someten a una radiación superior a 1 kW/m².

En las situaciones en la que los cables DC I_{SC} conectan en varias líneas a un armario o a un inversor, tal como se muestra en la Figura 39, la corriente de servicio, puede ser obtenida por (16):

$$I_B = y \times 1,25 \times I_{SC} \quad (16)$$

Siendo la variable “ y “ el número de líneas.

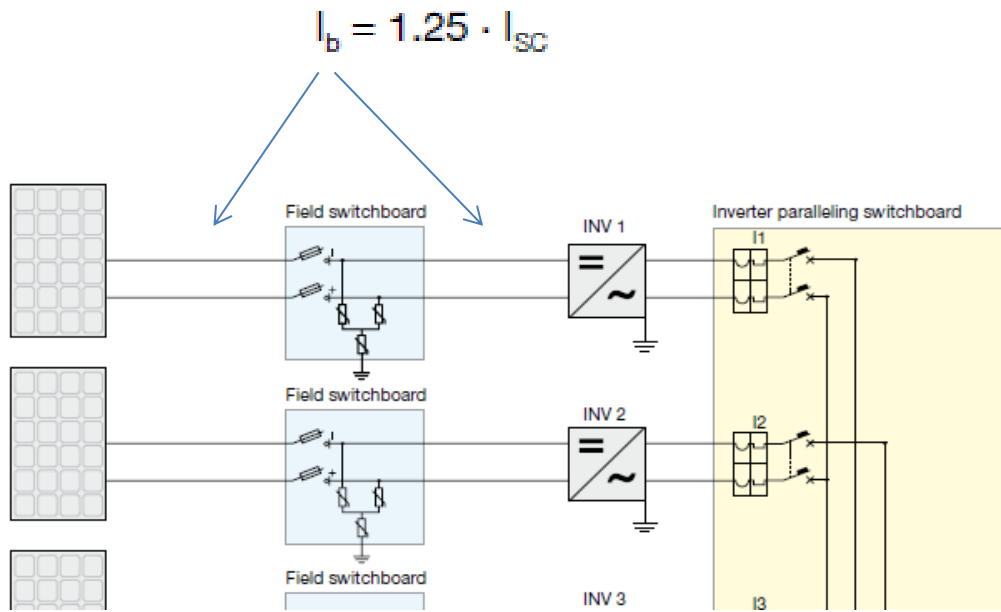


Figura 38 - Corriente de servicio para los cables de conexión de una línea (Fuente[35])

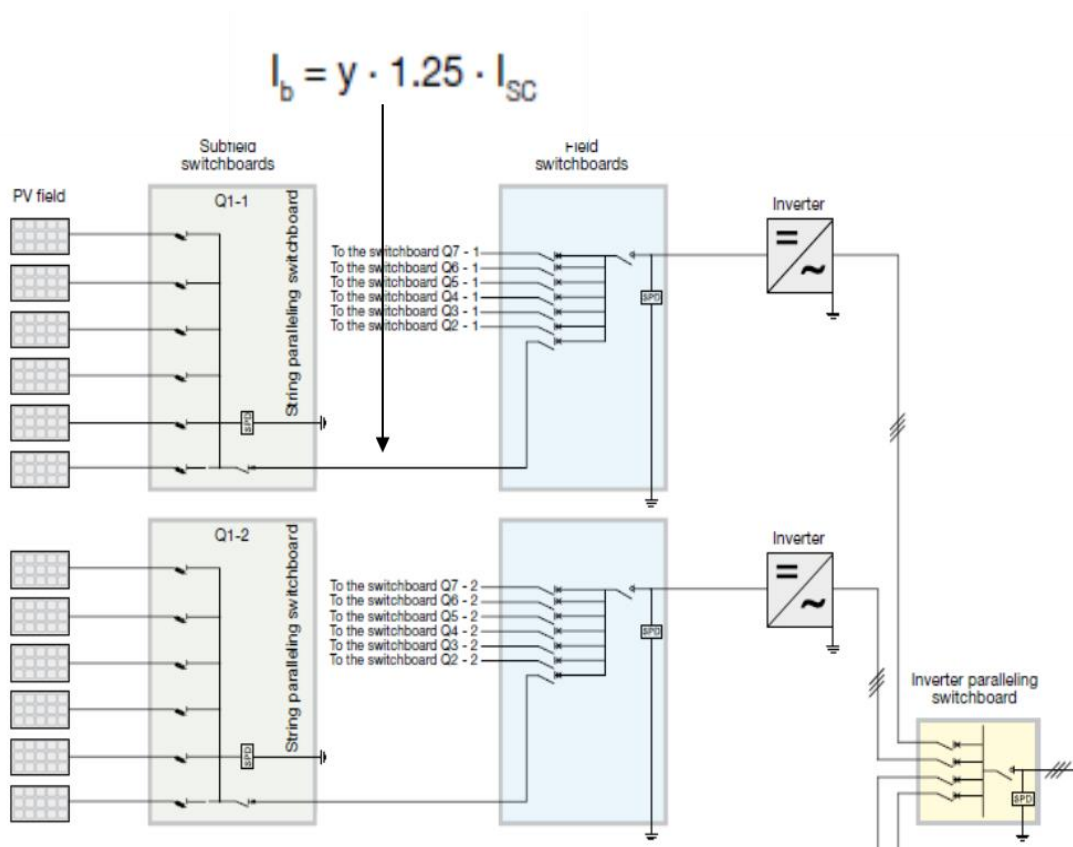


Figura 39 - Corriente de servicio para los cables de conexión de varias líneas (Fuente [35])

La corriente admisible en los cables, para una sección determinada, será resumida por el fabricante para una temperatura ambiente determinada. Sin embargo, los cables pueden ser instalados en lugares con temperatura ambiente diferente de la considerada por el fabricante del cable, por lo que es necesario aplicar un factor de corrección para internalizar esta diferencia. Este factor de corrección puede calcularse mediante la expresión (17):

$$FC_{T_{amb}} = \sqrt{\frac{\theta_{max} - \theta}{\theta_{max} - \theta_0}} \quad (17)$$

Donde:

θ_{max} representa la temperatura máxima admisible para el conductor;

θ representa la temperatura para la cual se debe obtener la corriente admisible;

θ_0 representa la temperatura para la que el fabricante suministra la corriente admisible.

Si los cables de CC se insertan dentro de un conducto/tubo, se debe aplicar un factor de corrección adicional para traducir el impacto producido por éste en la liberación del calor generado en los cables. Este factor asume el valor de:

$$FC_{Tubo} = 0,9$$

Se pueden adoptar otros factores de corrección para traducir las situaciones de instalación de los cables que dificultan la disipación del calor generado por éstos durante el funcionamiento de la planta fotovoltaica. Por ejemplo, se pueden utilizar factores para internalizar el efecto producido por la acomodación de varios cables uno al lado del otro (en el mismo camino de cables, conducto, etc.).

Así, el valor de la corriente máxima admisible en un determinado cable de corriente continua, al que se hace referencia en la expresión (18) , se calcula mediante:

$$I_Z = I_Z^{fabricante} \times \prod_i FC_i \quad (18)$$

Donde $\prod_i FC_i$ presenta el producto de los diversos factores de corrección que son aplicables en función de las condiciones de instalación del cable DC.

3.2.7.2.3 Caídas de Tensión

Una vez que se conoce la sección térmica a adoptar en una determinada conexión de CC del generador fotovoltaico, es necesario verificar que la caída de tensión en dicha conexión no supere el límite aceptable. A menudo se considera que este límite se encuentra en el rango entre el 1 y el 2% de la tensión del MPPT.

La caída de tensión en una conexión de CC puede calcularse mediante:

$$\Delta U = 2 \times \frac{\rho L}{S} \times I_B \quad (19)$$

Donde:

ρ es la resistividad metálica de las almas conductoras de la conexión, a la temperatura máxima de funcionamiento prevista para la instalación eléctrica, en $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$;

L es la longitud del tubo, en metros;

S es la sección de las almas conductoras de la tubería, en mm^2 ,

I_B es la corriente de servicio de la fontanería, en Amperio.

Tenga en cuenta que la caída de tensión para una conexión entre los paneles fotovoltaicos y el inversor puede resultar de la suma de varias caídas de tensión parciales, como se ilustra en la Figura 40. Las caídas parciales de tensión se calculan mediante la expresión (19) teniendo en cuenta los valores de sección, longitud e intensidad aplicables. La no verificación del límite de caída de tensión en una conexión DC implica el aumento de la sección de uno o más cables que los constituyen.

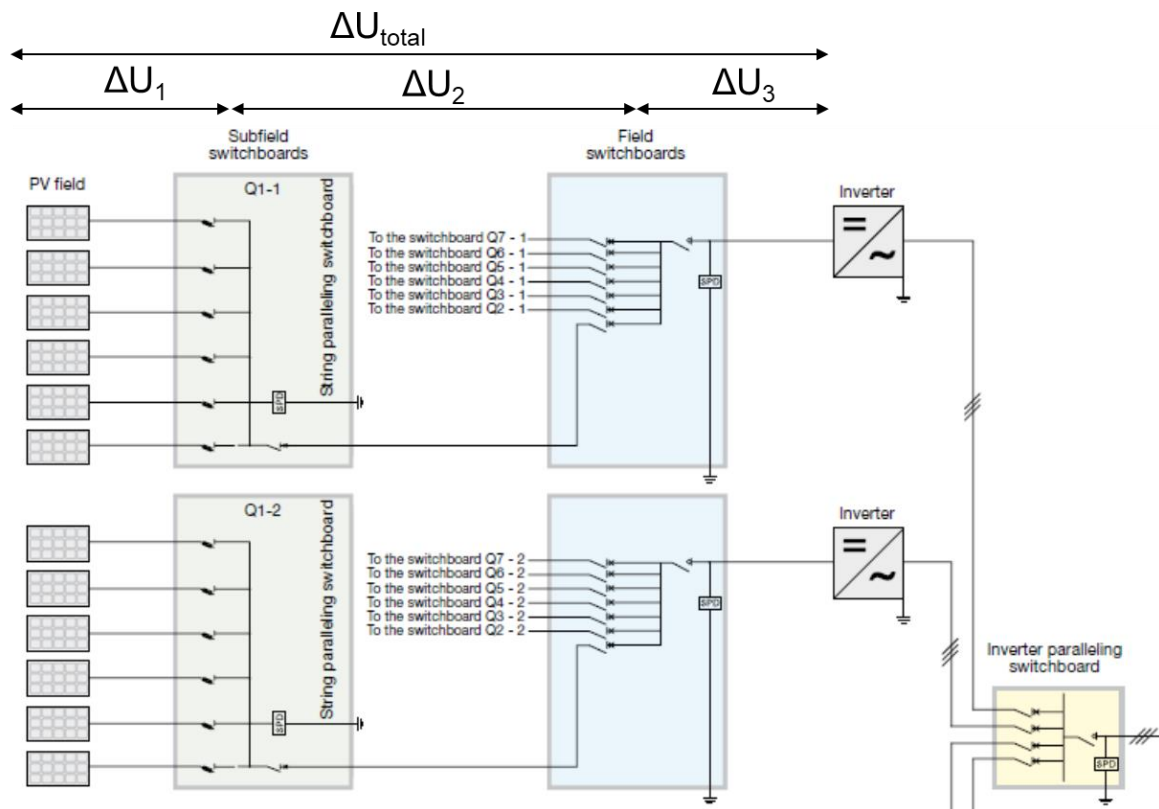


Figura 40 - Caídas de tensión parciales y totales en el lado DC del generador (Fuente [35])

3.2.7.2.4 Protecciones contra sobrintensidades en el lado DC

Las sobrecorrientes son de los siguientes tipos: sobrecargas y cortocircuitos. En el caso específico de los cables de corriente continua de un generador fotovoltaico, no es necesaria la protección contra las corrientes de sobrecarga (IEC 64-8/7), ya que la sección de estos cables está dimensionada para soportar la máxima corriente eléctrica que pueda circular por ellos ($I_Z \geq 1,25 \times I_{SC}$).

La situación puede ser diferente en lo que respecta a la protección contra las corrientes de cortocircuito (contactos entre los polos positivos y negativos). En este caso, la necesidad de instalar un dispositivo de protección (fusible o interruptor adecuado) depende de la localización del defecto y, en particular, del número de filas que pueden contribuir a alimentar el cortocircuito. Tomando como ejemplo el cortocircuito de la "Fallo 1" de la Figura 40, se producen dos contribuciones al cortocircuito: una originada en la fila de la izquierda de la falla y designada como I_{sc1} y la otra, directamente del punto de la falla, resultante de la suma de las contribuciones individuales de cada una de las restantes filas que componen el generador

fotovoltaico, designada como I_{sc2} . Tenga en cuenta que la intensidad de I_{sc1} tendrá el valor máximo igual a:

$$I_{sc1} = 1,25 \times I_{sc}$$

por lo que no supone ningún riesgo para el cable eléctrico defectuoso (que, en el dimensionamiento térmico, está dimensionado para tener $I_z \geq 1,25 \times I_{sc}$).

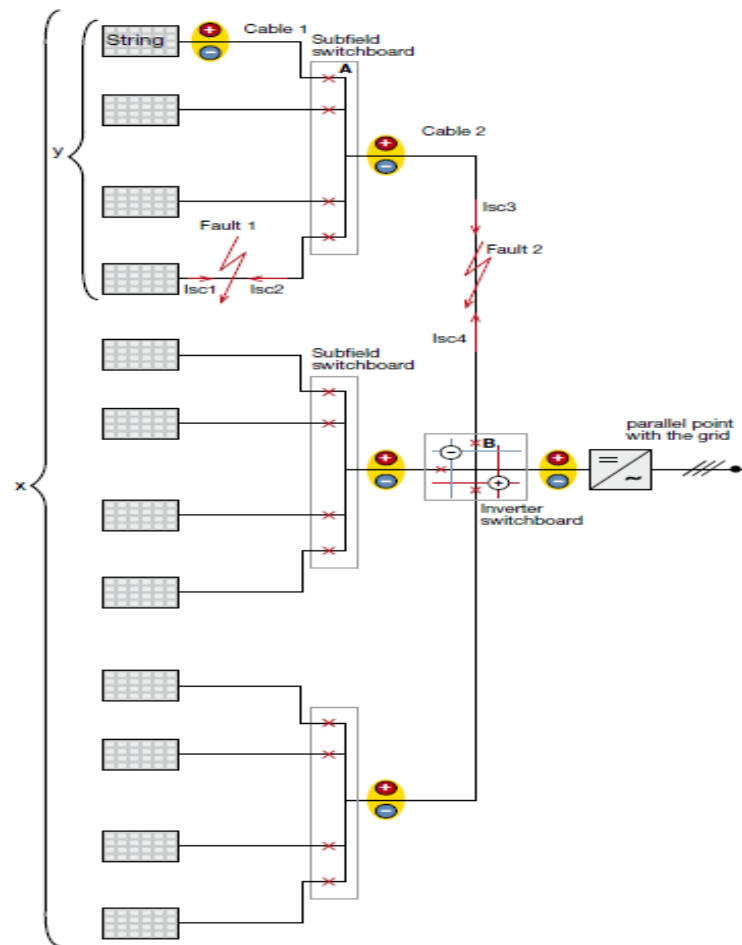


Figura 41- Protección contra sobrecorrientes en el lado DC (Fuente [35])

El valor I_{sc2} , por su lado, asume un valor dado por (20):

$$I_{sc2} = (x - 1) \times 1,25 \times I_{sc} \quad (20)$$

que puede ser superior a la corriente máxima permitida en los cables, dependiendo del número total de filas que alimentan el fallo a la derecha del punto donde se produce. Si la planta fotovoltaica es pequeña con una sola cadena ($x=2$), esto resulta (21):

$$I_{SC2} = (x - 1) \times 1,25 \times I_{SC} = (2 - 1) \times 1,25 \times I_{SC} = I_{SC1} \quad (21)$$

Y por lo tanto no es necesario proteger los cables de la cadena contra cortocircuitos.

Por el contrario, cuando tres o más cadenas ($x \geq 3$) son conectados al inversor, la corriente I_{sc2} puede ser mayor que la corriente admisible no cabo y, por lo tanto, los cables deben estar protegidos contra el cortocircuito. Con otras palabras, la protección contra corrientes de cortocircuitos tiene que ser instalada cuando la corriente admisible en el cable es inferior a $I_{SC2} = (x - 1) \times 1,25 \times I_{SC}$.

Los dispositivos de protección se colocarán en el final del circuito a proteger, procedente de las cadenas hacia el inversor, es decir, en los diferentes cuadros de distribución de subcampos y cuadros de distribución de inversores, ya que las corrientes de cortocircuito provienen de los otros rangos, es decir, desde el lado de la carga y no desde el lado de la oferta (IEC TS 62257-7-1). La protección puede ser asegurada por un fusible o por un interruptor, que deberán ser obviamente adecuados para DC y tener una tensión de servicio estipulada U_e igual o superior que la tensión máxima del generador fotovoltaico.

Para evitar la activación en el funcionamiento normal, los dispositivos de protección deben tener una corrección (I_n) estipulada (22) de tal manera que:

$$1,25 \times n \times I_{SC} \leq I_n \leq 2 \times n \times I_{SC} \quad (22)$$

Siendo, n es el número de filas que contribuyen a la corriente de servicio de la tubería a proteger.

Además de comprobar la condición anterior, el dispositivo de protección debe asegurar que, en caso de cortocircuito, el cable a proteger no alcance su fatiga térmica cuando se haga pasar la corriente de defecto durante el tiempo necesario para el funcionamiento de la protección. La fatiga térmica del cable no se producirá si se cumple la siguiente ecuación (23):

$$I^2 \times t \leq K^2 \times S^2 \quad (23)$$

donde:

I es el valor máximo de la corriente de cortocircuito a la que puede estar sometido el cable después del fallo, en A;

t es el tiempo que tarda el dispositivo de protección en actuar, en las peores condiciones (de frío);

K es una constante que depende de la naturaleza del metal del núcleo conductor y del aislamiento del cable a proteger;

S es la sección del cable a proteger, en mm².

La Tabla 4, muestra los valores de k que pueden ser utilizados. En el caso de los generadores fotovoltaicos, es típico utilizar cables de corriente continua con núcleo de conductor de cobre y aislamiento de goma, por lo que el valor de k a considerar en este caso es k = 141.

Tabla 4 – Valores de k para la verificación de la fatiga térmica de los conductores (Fuente[35])

	Conductor insulation			
	PVC ≤ 300 mm ²	PVC > 300 mm ²	EPR XLPE	Rubber 60 °C
Initial temperature °C	70	70	90	60
Final temperature °C	160	140	250	200
Material of conductor:				
Copper	115	103	143	141
Aluminium	76	68	94	93

El tiempo de actuación de la protección se comprueba en la curva I-T aplicable a la protección elegida. La Figura 42 muestra las curvas I-T de algunos fusibles de DC.

Otro aspecto importante en el contexto del diseño de los dispositivos de protección contra el cortocircuito es su poder de ruptura, que debe ser mayor que el valor máximo de corriente que se espera que fluya en la tubería protegida después de un cortocircuito. Tomando como referencia la Figura 42 y el fallo "Fallo 1", la potencia de ruptura (PdC) para el fusible tendría que ser tal que (24):

$$P_{DC} \geq (x - 1) \times 1.25 \times I_{SC} \quad (24)$$

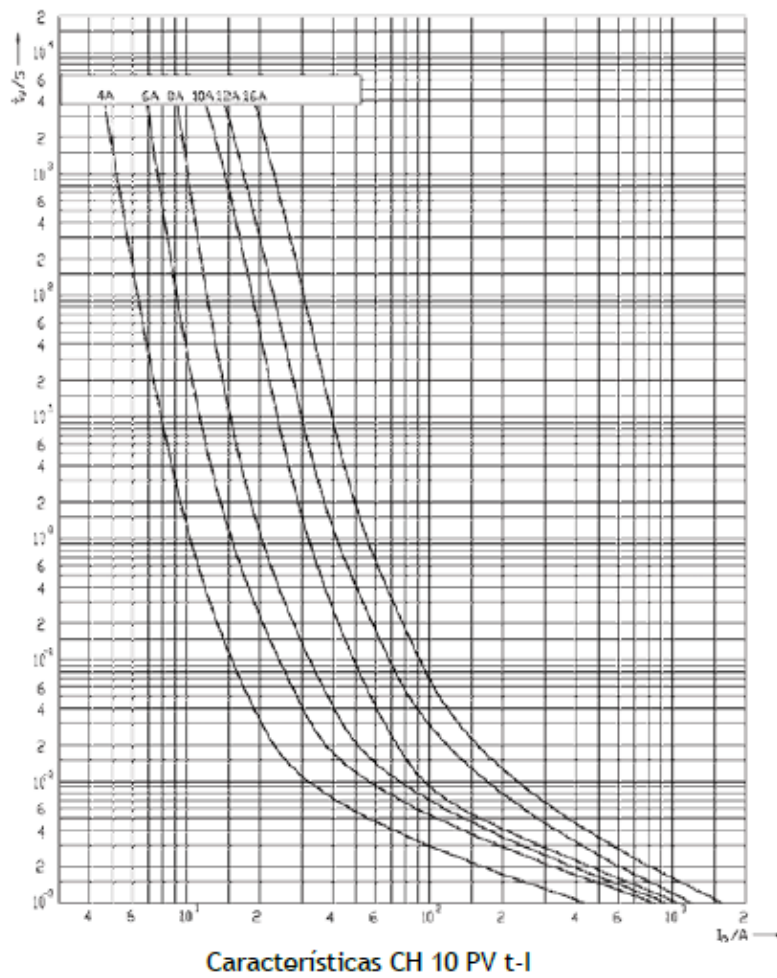


Figura 42 – Curvas I-T para alguns fusíveis DC

3.2.1.1.1 Protección contra corriente inversas en el Lado DC

Debido a sombreados o fallos, una cadena se vuelve pasiva, absorbiendo y disipando la energía eléctrica generada por las otras cadenas conectadas en paralelo al mismo inversor a través de una corriente que fluye a través de la cadena en cuestión en sentido contrario al de la normal funcionamiento, con posibles daños a los módulos.

Estos son capaces de soportar una corriente inversa que va desde 2,5 a 3 I_{sc} (IEC TS 62257-7-1). Tomando como referencia la Figura 42, en el caso del sombreado de la primera línea, la máxima corriente inversa que puede ocurrir es igual a (25):

$$I_{inv} = (x - 1) \times 1.25 \times I_{sc} \quad (25)$$

Esta corriente sería eliminada por la protección de cortocircuito discutida en la sección anterior. Por otro lado, los diodos que equipan los módulos solares evitan que las corrientes inversas dañen los módulos.

No será necesario para proteger las cadenas si $I_{inv} \leq 2.5 * I_{sc}$ que es $(x-1) * 1.25 \leq 2.5 \Rightarrow x \leq 3$.

3.2.1.2 Dimensionamiento de conexión AC del generador fotovoltaico

La energía eléctrica producida en los paneles fotovoltaicos en forma de corriente continua y convertida en el inversor en forma de corriente alterna se entrega para autoconsumo (en el caso considerado en este trabajo). Esto significa que el generador fotovoltaico tiene una conexión AC entre el inversor (en su lado AC) y el punto de entrega de la energía producida en el generador (normalmente un panel eléctrico).

La conexión de AC debe estar garantizada por cables que cumplan con las normas de los cables de la instalación solar instalados en el lado de DC, y se pueden utilizar cables normales en instalaciones eléctricas de corriente alterna. Cabe señalar que en este trabajo sólo se considera la conexión de baja tensión, por lo que no se aborda el dimensionamiento de ninguna instalación eléctrica de media o alta tensión (así como los transformadores que son, en estos casos, necesarios).

El cable que conecta el inversor a la planta de consumo (conexión de baja tensión) está normalmente dimensionado para obtener una capacidad de carga superior a la corriente máxima que el inversor puede suministrar. Esto significa que no se requiere una protección de sobrecarga.

Por lo tanto, el cable de conexión de CA debe calcularse de modo que se garantice que su corriente admisible, en las condiciones de instalación a las que está sujeto, sea mayor que la corriente máxima que el inversor puede proporcionar en el lado de la CA. Esta corriente puede ser calculada usando las expresiones de abajo (26):

$$I_b = \frac{P_{inversor}^{máx.AC}}{U_s} \text{ si la conexión monofásica} \tag{26}$$

$$I_b = \frac{P_{inversor}^{máx.AC}}{\sqrt{3} \times U_c} \text{ si la conexión trifásica}$$

La corriente admisible en los cables debe calcularse siguiendo las normas establecidas en la normativa aplicable para el dimensionamiento de las instalaciones eléctricas para uso en baja tensión.

Sin embargo, el cable debe estar protegido contra un circuito alimentado por la red mediante un dispositivo de protección situado cerca del punto de conexión a la instalación del consumidor.

3.2.1.3 Protección contra contactos indirectos en el lado DC del generador

La norma IEC 60364-7 recomienda que toda la estructura del generador fotovoltaico en su lado DC sea de clase II de aislamiento, en particular los paneles fotovoltaicos.

El sistema fotovoltaico aislado (sin conexión a tierra) puede parecer más seguro para las personas que contactan con una parte suya activa. Sin embargo, el sistema aislado no significa que la resistencia de aislamiento entre las partes activas del generador y la tierra sea infinita, especialmente en los generadores más grandes). Además, esta resistencia del sistema de aislamiento tiene una tendencia a la baja con el envejecimiento del generador fotovoltaico así como por la presencia de humedad, etc. Como resultado, las personas pueden verse afectadas por las corrientes eléctricas en caso de contacto con las partes activas del sistema central, lo que requiere un sistema de protección. Por lo tanto, es aconsejable tomar medidas para proteger a las personas contra un posible contacto con las partes activas del generador fotovoltaico. Para este propósito, el sistema fotovoltaico puede conectarse a tierra si está aislado galvánicamente de la red (utilizando un transformador adecuado)

Podemos distinguir 2 tipos de sistemas de protección que pueden ser adoptados para nuestro caso de la central fotovoltaica:

- Sistemas de Protección de Personas IT
- Sistemas de Protección de Personas TN

3.2.1.3.1 PLANTA CON SISTEMA IT

En este tipo de plantas las partes vivas resultan aisladas de tierra, mientras que las partes conductoras expuestas están conectadas a tierra, como se ilustra en la Figura 43. Tenga en cuenta que las partes conductoras expuestas a tierra se conectan utilizando la misma tierra de protección de la planta de uso a la que está asociado el generador fotovoltaico.

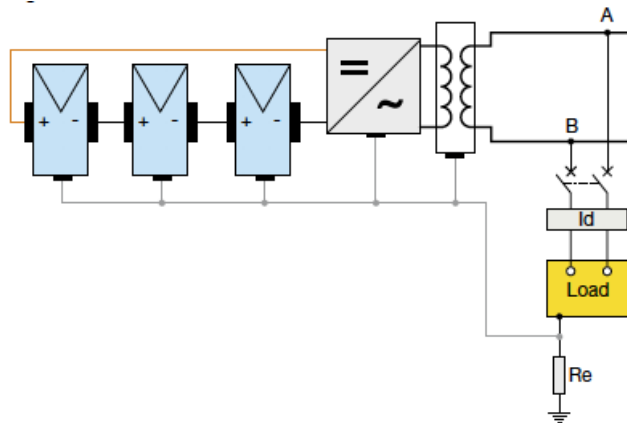


Figura 43 - Planta con Sistema IT (Fuente [35])

En este caso, la resistencia de puesta a tierra, R_e , deberá cumplir la condición (CEI 64-8) (27):

$$R_e \leq \frac{120}{I_d} \quad (27)$$

donde I_d es la corriente del primer fallo a tierra, que no es conocido de antemano, pero que por lo general es muy bajo, particularmente en plantas de pequeño tamaño (una vez que las partes activas están aisladas a tierra). Como consecuencia, la resistencia de puesta a tierra de la instalación eléctrica de utilización es la cual se asocia al generador que es suficiente para satisfacer la relación (27).

En caso de un doble defecto a tierra, ilustrado en la Figura 44, ya que el generador FV es un generador de corriente, es necesario garantizar que (27):

$$I_{SC} \times R_{eqp} \leq 120V$$

donde:

I_{sc} es la corriente de cortocircuito de los paneles fotovoltaicos utilizados;

R_{eqp} es la resistencia del conductor de la interconexión entre las partes conductoras expuestas afectadas por los defectos.

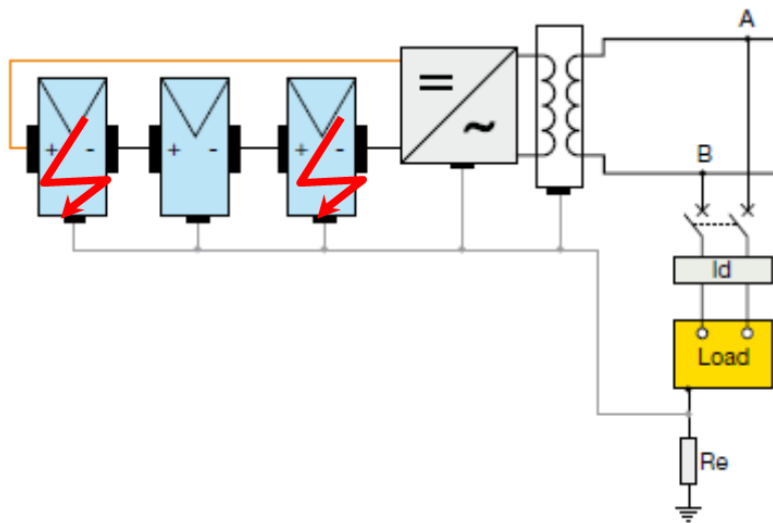


Figura 44 – Defecto doble en el sistema de protección de personas IT (Fuente [35])

Por ejemplo, si $R_{eqp} = 1\Omega$ (valor aproximado por exceso), se cumple la relación para I_{sc} que no exceda de 120A. Este valor de corriente no es usual en plantas de pequeño tamaño, por lo tanto, el tensión de contacto efectiva en caso de un segundo defecto a tierra no resulta peligroso. Por el contrario, en el caso de generadores de gran tamaño, es necesario reducir a límites aceptables el número de posibilidad de que se produzca un segundo defecto a tierra eliminando el primer defecto a tierra detectado por el controlador de aislamiento (ya sea en el interior del inversor o en el exterior).

3.2.1.3.2 PLANTA CON SISTEMA TN

En este tipo de planta las partes vivas y partes conductoras expuestas están conectadas a la misma toma de tierra (sistema de puesta a tierra de la instalación eléctrica del consumidor), tal como se ilustra en la Figura 45.

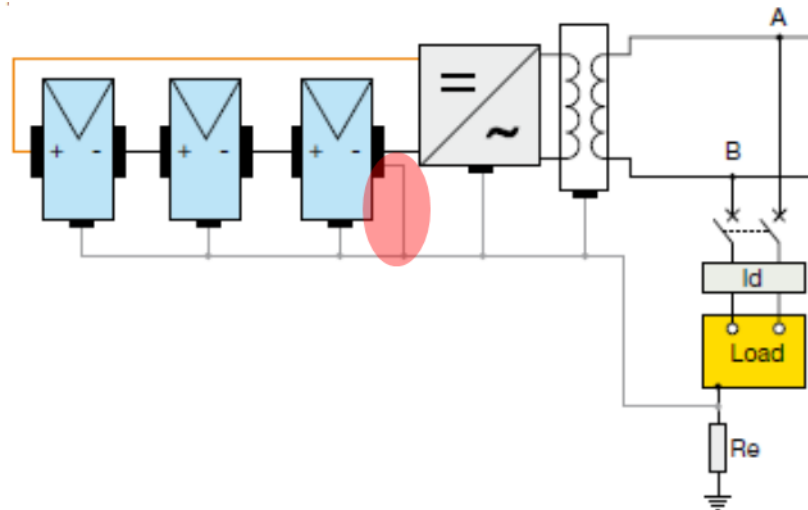


Figura 45 - Planta con sistema TN (Fuente [35])

En presencia de un defecto a tierra, se produce un cortocircuito como en los sistemas TN habituales, pero dicha corriente tiende a ser pequeña y no puede ser detectado por los dispositivos de protección (fusibles o disyuntores). Sin embargo, en estas condiciones, no hay riesgo para la gente. Si se produce un segundo defecto, deben cumplirse las consideraciones hechas para la segunda situación de defecto en el caso del sistema informático, es decir (27):

$$I_{SC} \times R_{eqp} \leq 120V$$

3.2.1.4 Protección contra contactos indirectos en el lado AC del generador

La protección contra los contactos indirectos en el lado AC del generador debe tener en cuenta el sistema de protección existente en el sistema eléctrico de uso al que se conectará el generador fotovoltaico.

En el caso de que la instalación eléctrica esté equipada con el sistema TT, las masas del sistema de consumo están protegidas mediante el uso de dispositivos diferenciales instalados en los cuadros. De esta manera, las personas están protegidas contra los contactos indirectos independientemente de la procedencia de la energía eléctrica (red o generador). Sin embargo, debe prestarse atención a la sección entre la salida de AC del inversor y el punto de conexión del generador a la instalación eléctrica del consumidor. Esta sección también debe ser protegida por un dispositivo diferencial instalado inmediatamente después del inversor, como se ilustra en la Figura 46.

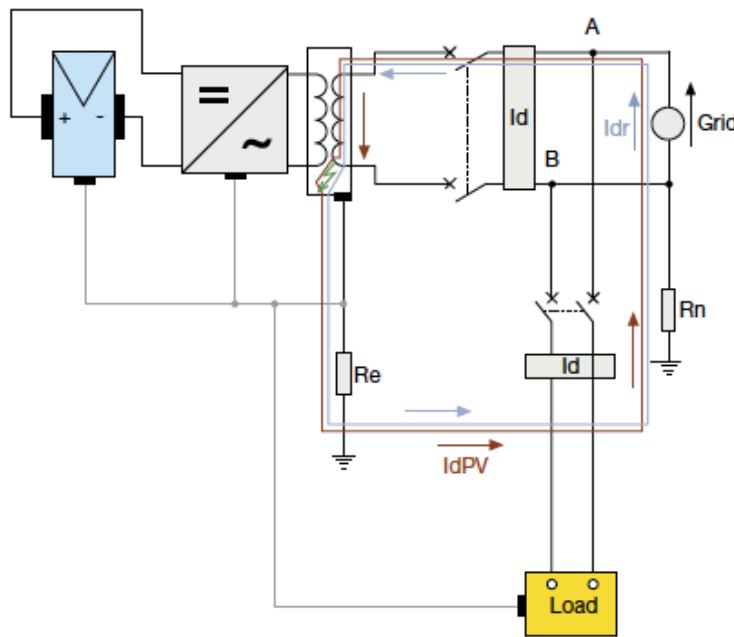


Figura 46 – Protección de conexión del inversor – instalación de consumo del sistema TT (Fuente[35])

No es objeto de este trabajo el caso en que la instalación del consumidor a la que se conectará el generador fotovoltaico presente un sistema de protección contra contactos indirectos del tipo TN. No obstante, en este caso se puede prescindir del dispositivo diferencial referido para el caso anterior, siempre que se garantice que la corriente de cortocircuito resultante de un fallo de aislamiento sea suficiente para activar los dispositivos de sobreintensidad prescritos en la norma (Figura 47).

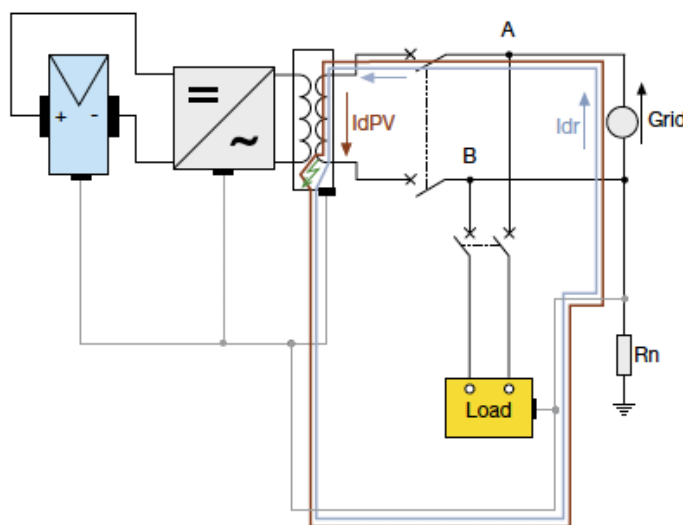


Figura 47 - Disparo del dispositivo por sobre intensidad en el sistema TN en AC (Fuente [35])

4. Modelo para la evaluación económica

4.1 Evaluación económica basada en Valor Actual Neto

En cuanto a la evaluación económica nos centraremos principalmente en el Valor Actual Neto (VAN) en el cual supondremos que una inversión (INV) se origina en el futuro de los años con algunos flujos de efectivo positivos o negativos que son producidos en los distintos años j de duración de la inversión en sí mismo. Estos flujos de efectivo son: FC1 en el primer año, FC2 en el segundo año, FC j en el año j -ésimo.

Cuando el valor del VAN resulta positivo, significa que al final de la vida útil de la inversión, el efectivo descontado de los flujos producidos habrán dado mayores retornos que la coste de la inversión inicial y, por lo tanto, la instalación de una planta es conveniente o rentable desde un punto de vista financiero, en cambio, cuando este valor sale negativo querrá decir que la instalación no será rentable, y por tanto, tendremos pérdidas.

Para calcular el VAN, el flujo de la caja debe "actualizarse" al mismo tiempo (normalmente en el momento de la inversión inicial), como se ilustra en la siguiente expresión (28):

$$VAN = -INV + \sum_{t=1}^T \frac{FC_j}{(1+r)^t} \quad (28)$$

donde:

INV será la inversión que realizaremos inicialmente;

CF $_t$ son los Flujos de Caja

T número de años de la duración de la inversión
 r es la tasa de actualización

La inversión inicial (INV) serán los coste fijos iniciales (CFo) en los cuales incluiremos el coste del equipamiento y de licencias:

$$INV = CFo = \text{Costes de Equipamiento} + \text{Licencias}$$

Dentro de los Flujos de Caja deberemos de incluir los ingresos y los gastos que realizaremos a lo largo de cada año, actualizándose cada año debido a la inflación de los mismos en los ingresos y los gastos. Asimismo, los Flujos de Caja pueden ser calculados por (29):

$$CF_t = B^t - C^t \quad (29)$$

donde:

t es el año

B^t será el beneficio de dicho año j con la inflación correspondiente de este valor

G^t será los gastos de mantenimiento relacionados con el equipo y la inflación relacionada con estos.

Donde, los beneficios conseguidos en cada periodo de tiempo t (B^t) se conseguirán de la siguiente forma (30):

$$B^t = (W_{\text{autoconsumo}} \times E1^h) + (W_{\text{inyectada_red}} \times E2^h) \text{ [€]} \quad (30)$$

W_{autoconsumo} representa la energía producida por el generador fotovoltaico que es autoconsumida ,en kWh;

E1^h es el valor de la energia autoconsumida, determinada de acuerdo con la tarifa aplicable, en €/kWh;

W_{inyectado_red} representa la energia producida en el generador que no es autoconsumida , siendo inyectada en la red eléctrica , en kWh;

E2^h es el valor de la remuneración por la energia inyectada en la red eléctrica, en €/kWh.

$$VAN = -INV + \sum_{t=1}^T \frac{(B^t \times (1+i1)^{t-1}) - (C^t \times (1+i2)^{t-1})}{(1+r)^{t-1}} \quad (31)$$

Donde:

i1 es la tasa de inflación en el precio de compra de electricidad de un proveedor, en %;

i2 es el objetivo de inflación para los costes de mantenimiento, en %;

r es la tasa de actualización, en %.

Cabe señalar que la expresión anterior permite utilizar tasas de inflación diferenciadas para la evolución de los precios de la electricidad y los servicios de mantenimiento.

4.2 Determinación de los beneficios

Como se ha mencionado en el punto anterior, los beneficios resultantes de la instalación de un generador fotovoltaico en régimen de autoconsumo se refieren al valor económico de la electricidad generada que se autoconsume y al valor económico de la electricidad generada que se inyecta en la red. La determinación de estos valores depende, a su vez, del perfil de producción del generador y del perfil de consumo de electricidad del consumidor, así como del valor económico de cada kWh de electricidad que se autoconsume o se inyecta en la red.

4.2.1 Perfil de producción de un generador fotovoltaico

Como se ha mencionado en la sección 3.2.6, la producción de un generador fotovoltaico puede, de manera simplificada, ser estimada en base a la expresión (4):

$$P_{PV} = \frac{\eta \times I \times P_p}{\nu}$$

Esta expresión muestra que la producción del generador depende de: i) su potencia instalada en el generador (P_p); ii) la densidad de potencia de los paneles utilizados en el generador (ν , en W/m^2); iii) las pérdidas existentes en el sistema (η); iv) y la radiación solar incidente en los paneles.

Las pérdidas en el sistema están condicionadas esencialmente por: i) la eficiencia de conversión de la radiación solar en electricidad en los paneles fotovoltaicos adoptados; ii) las pérdidas en los conductores de DC y AC del generador; iii) las pérdidas resultantes de la temperatura en las células fotovoltaicas; iv) las pérdidas producidas por la suciedad y posibles sombras en el generador; v) y la eficiencia de conversión del o de los inversores utilizados.

La radiación solar que incide sobre los paneles está condicionada por factores como la ubicación del generador, su orientación (fija o no) y la inclinación de los paneles que lo constituyen respecto a la horizontal (fija o no).

La Figura 49 muestra la influencia que tiene la ubicación del generador en la radiación solar disponible.

DIMENSIONAMIENTO ÓPTIMO SISTEMAS FOTOVOLTAICOS AUTOCONSUMO

La orientación e inclinación de los módulos tiene una influencia significativa en la energía eléctrica producida por un panel solar fotovoltaico. De hecho, la conversión de la radiación solar en electricidad es superior cuando tomamos un ángulo de incidencia de los rayos solares a 90 de la superficie de los paneles solares. Cuando los paneles solares se instalan de forma fija, el ángulo de incidencia varía a lo largo de las horas del día, dependiendo de la altura del sol en el horizonte que varía diariamente (en el momento en que la eyección de la rotación de la Tierra se inclina a $23,45^\circ$ con respecto al plano de la órbita de la Tierra en relación con el Sol) y de los días del año, debido a la declinación del sol durante el año. Esto significa que para los generadores con paneles solares fijos, hay una orientación e inclinación óptimas que maximizan la producción de electricidad esperada a lo largo del año. Estos valores óptimos se pueden obtener mediante los modelos matemáticos existentes para este fin. Como alternativa se puede utilizar una herramienta de PVGIS [41]. Para ello, en este programa buscaremos la ubicación de, por ejemplo, Viseu y realizaremos una estimación como se visualizaba en la Figura 49.

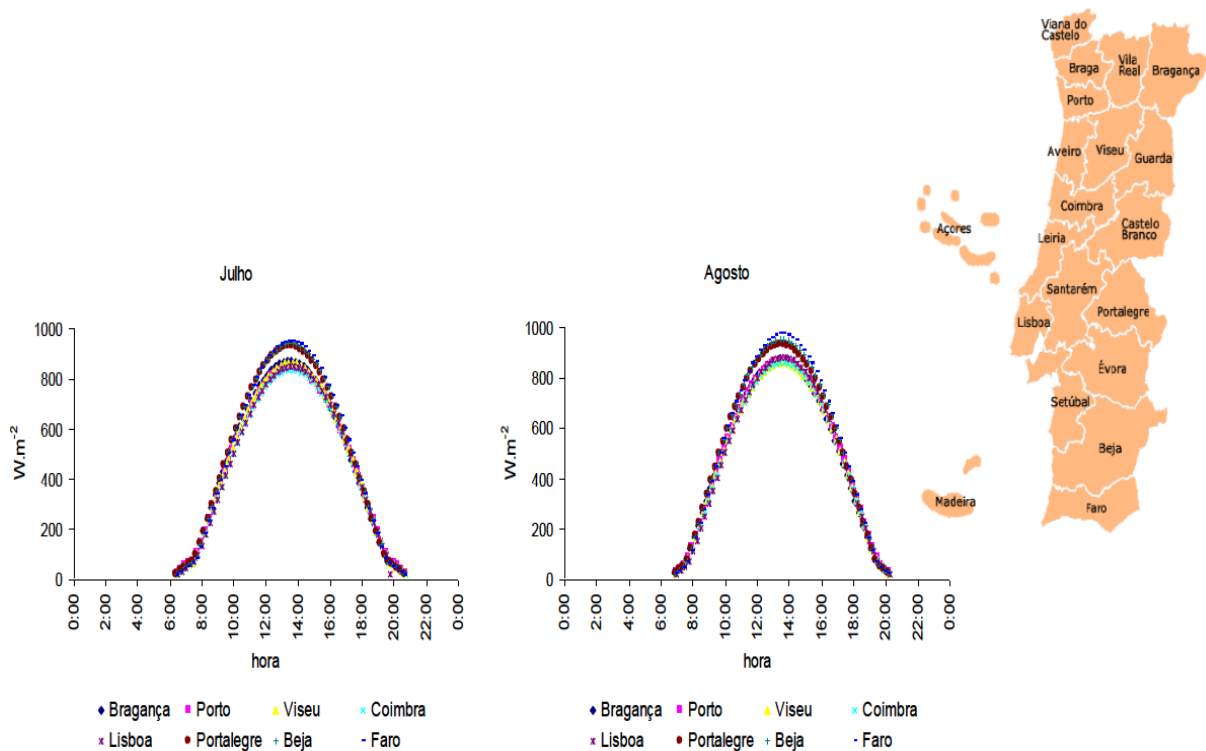


Figura 49 - Variación de radiación solar en Portugal (Fuente [37])

La Figura 51 muestra el resultado obtenido para la situación de la Figura 50 donde se puede ver la orientación e inclinación óptima para un generador fotovoltaico con paneles solares fijos y situado en Viseu. En la misma figura se pueden ver otros resultados como la producción esperada para un año típico (valores mensuales y anuales) si el generador está compuesto por paneles fotovoltaicos de silicio cristalino de 1 kW de potencia y con pérdidas iguales al 14%.

La Figura 52 muestra los resultados para la misma ubicación, habiendo mantenido la orientación de los módulos solares pero cambiando la pendiente a 20°: De los resultados obtenidos se desprende que la utilización de la pendiente no óptima de 20° reduce la producción de electricidad esperada en un 2,89%.

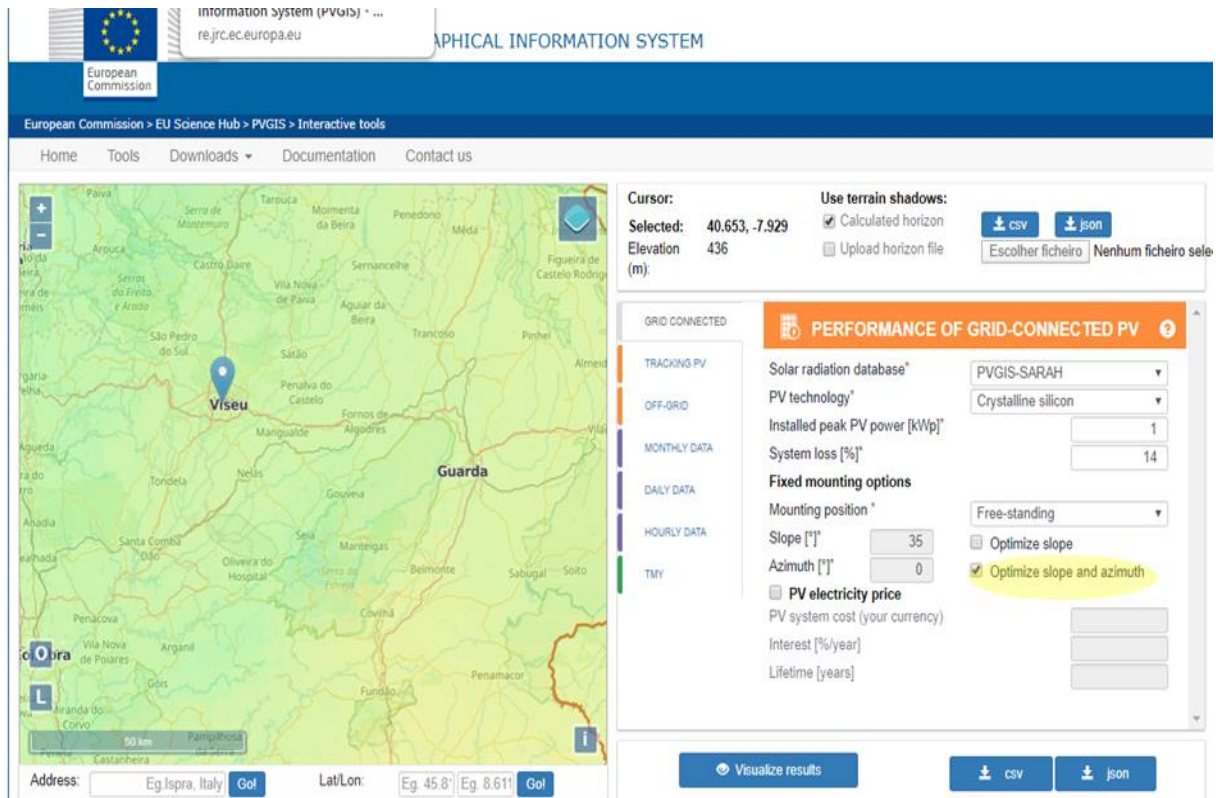


Figura 50 - Función en PVGIS que permite determinar la inclinación y orientación óptimas (Fuente[41])

DIMENSIONAMIENTO ÓPTIMO SISTEMAS FOTOVOLTAICOS AUTOCONSUMO

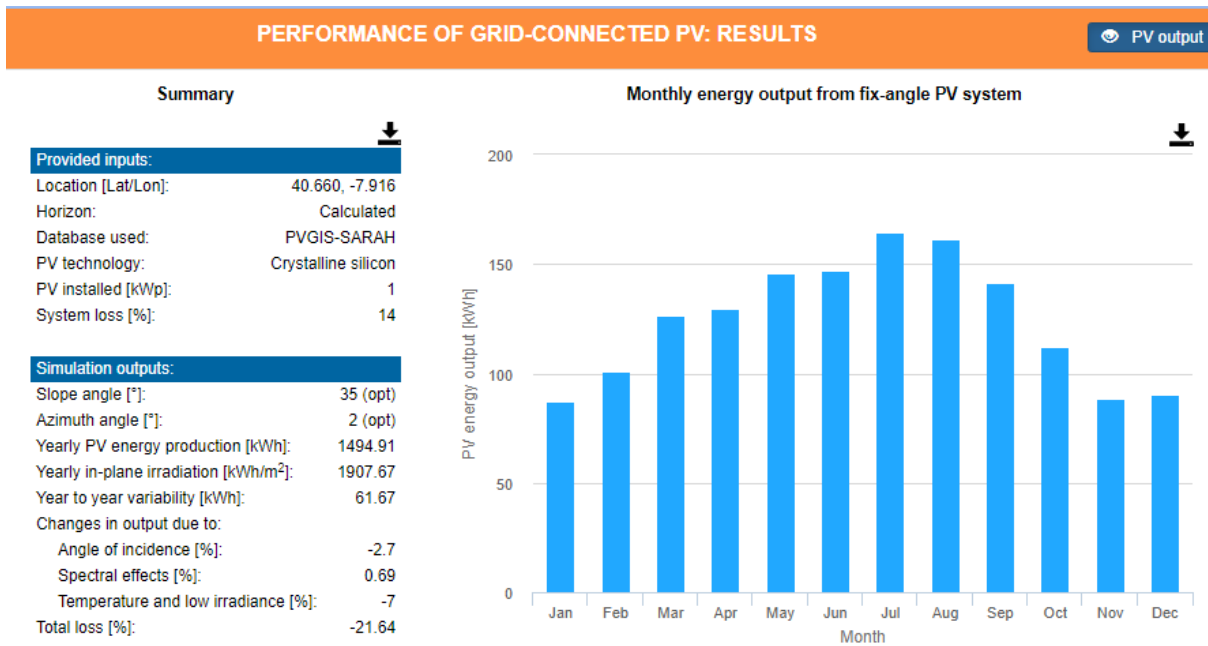


Figura 51 - Resultados para un sistema fotovoltaico fijo con inclinación y orientación óptimas (Fuente[41])

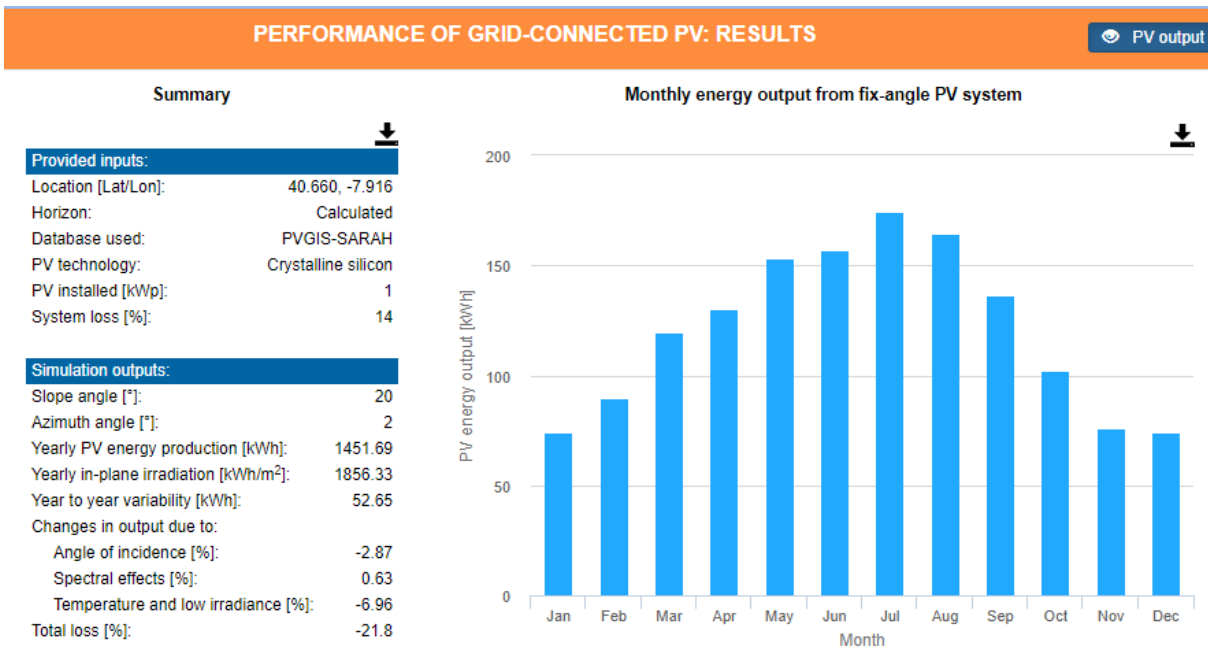


Figura 52 - Resultados para un sistema fotovoltaico fijo con inclinación no óptima (Fuente [41])

Es importante señalar en este punto que el establecimiento de una pendiente óptima para un sistema de paneles solares fotovoltaicos fijos no optimiza la pendiente para ninguno de los

meses del año. Este hecho se puede observar en la Figura 53 que ilustra la pendiente óptima para cada mes del año en el caso de un generador fotovoltaico situado en Viseu. La Figura muestra que la inclinación óptima en Verano deberá de ser próxima a 0° y en los mese de invierno será más próximo a 60°-70°.

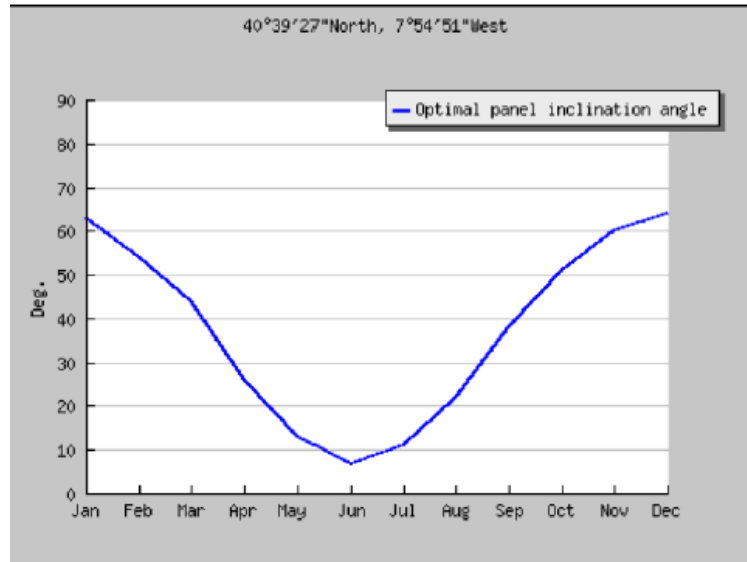


Figura 53 - Inclinación óptima para cada mes del año en Viseu (Fuente [37])

Cuando un generador fotovoltaico es de tipo fijo (orientación e inclinación de paneles solares fijos) es necesario, en su caso, asegurar que no se produzca el solapamiento que producen unos paneles sobre otros instalados detrás, como se ilustra en la Figura 54. Para evitar esta situación, la distancia mínima a la que debemos colocar los paneles será calculada por (32):

$$d = L \times \left(\cos \alpha + \frac{\sin \alpha}{\tan \beta} \right) \quad (32)$$

Siendo:

$$\beta = 90^\circ - \text{latitud} - 23,5^\circ \quad (33)$$

En el caso de Viseu tendremos una latitud de 40°40'N, por 4040. Suponiendo que si $\alpha=35^\circ$ (pendiente óptima anual) y que la longitud de los módulos utilizados es $L=1,65$ m, tendremos (34):

$$d = 1,65 \times \left(\cos 35^\circ + \frac{\sin 35^\circ}{\tan 26^\circ} \right) = 3,29 \text{ m} \quad (34)$$

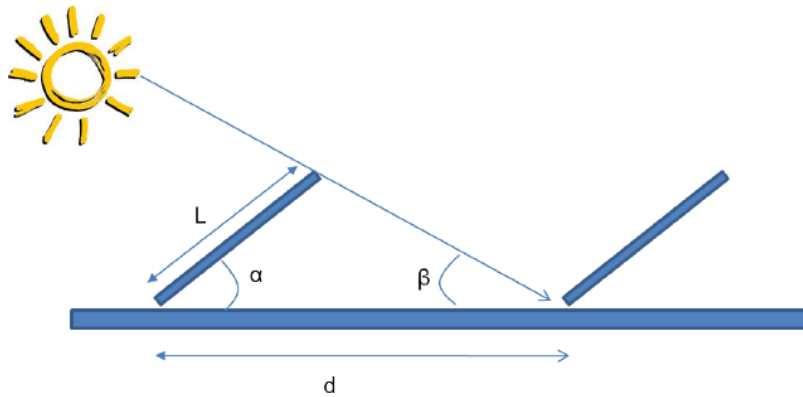


Figura 54 -Distancia entre los paneles fotovoltaicos (Fuente [37])

La Figura 55 muestra, para el mismo emplazamiento anterior (Viseu), los resultados para un generador fotovoltaico con sistema de persecución de 2 ejes (Figura 56).

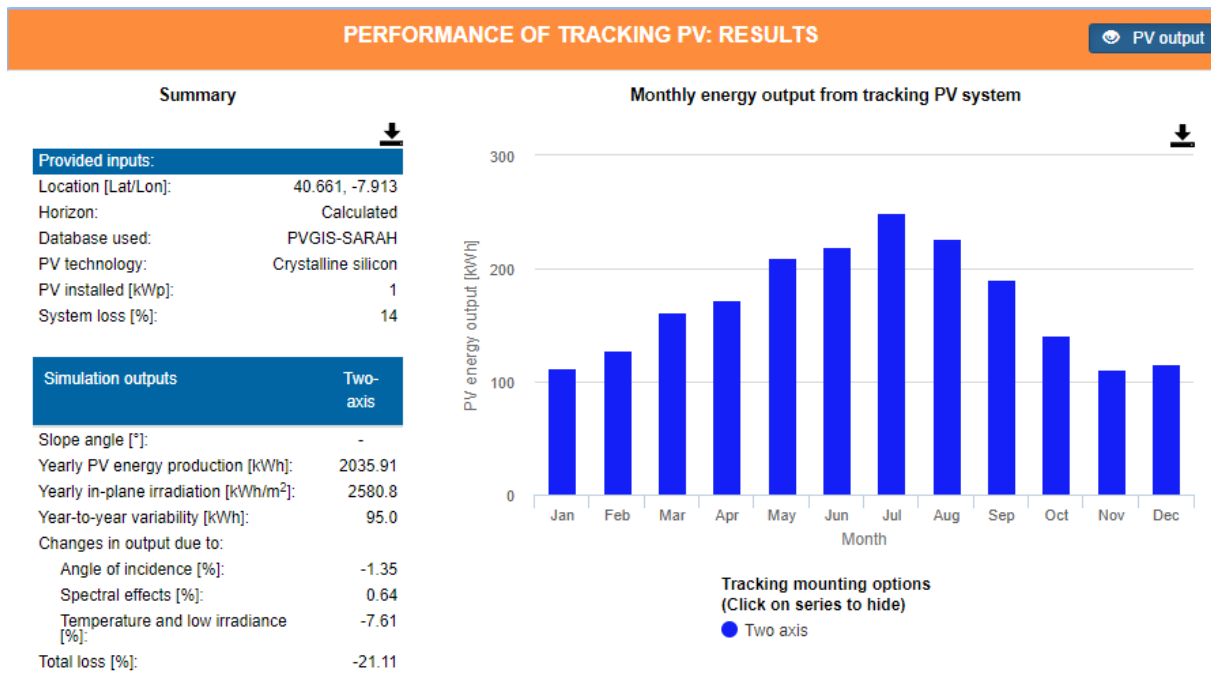


Figura 55 – Resultados para un sistema fotovoltaico con persecución en 2 ejes (Fuente[41])

La comparación de los resultados obtenidos con los relativos al sistema fijo con inclinación y orientación óptimas permite constatar que la adopción de un sistema de persecución de dos ejes aumenta la producción esperada en un 36%. Naturalmente, la inversión

en el generador equipado con el sistema de persecución, así como los costes de mantenimiento anual, serán superiores a los del sistema fijo.



Figura 56 - Sistema de persecución con 2 ejes (Fuente [42])

La herramienta PVGIS permite obtener perfiles de radiación solar para lugares geográficos específicos y teniendo en cuenta la orientación e inclinación de los paneles deseados, y para un amplio rango de años, como se muestra en la Figura 58.

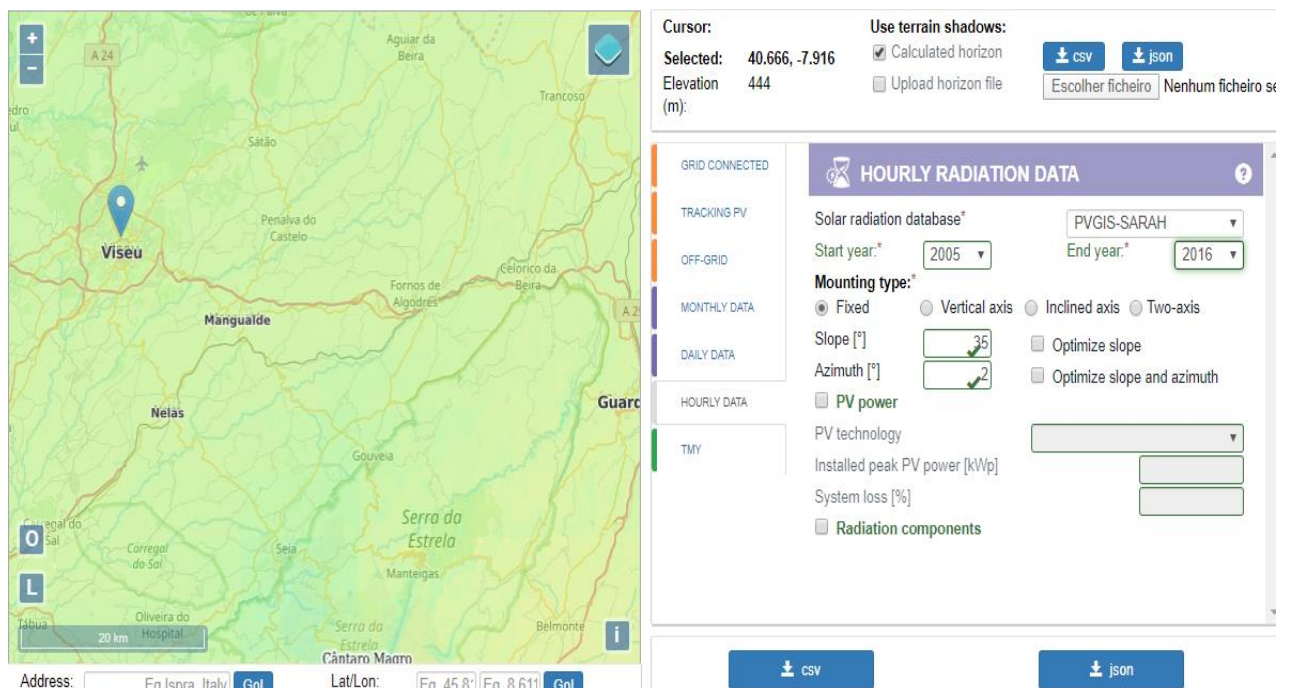


Figura 57 - Localización escogida en PVGIS (Fuente [41])

La Figura 58 muestra un perfil obtenido bajo las condiciones de la figura anterior, para las 8760 horas del año 2005, mientras que la Figura 59 muestra el perfil para las 744 horas de enero del mismo año.

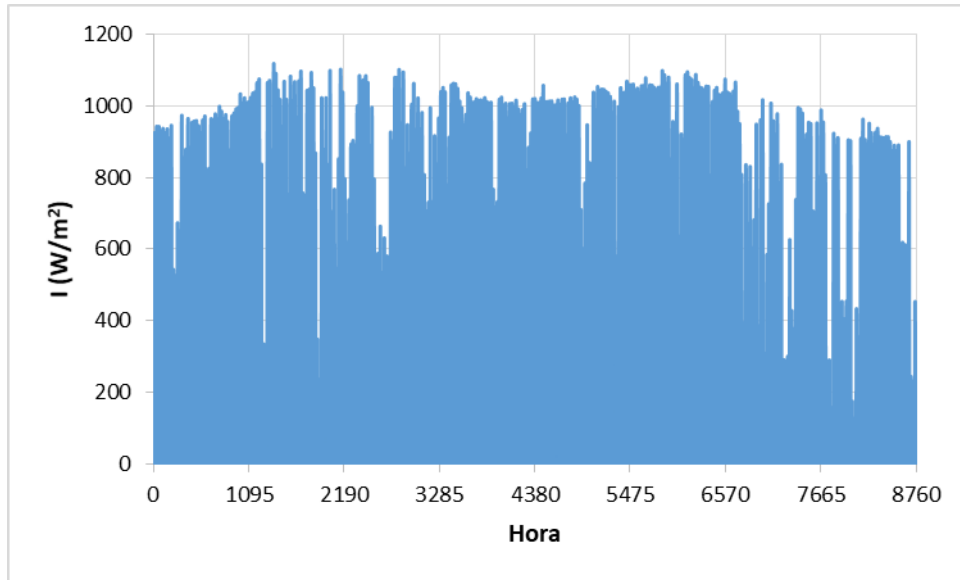


Figura 58 - Perfil de Irradiación para la localización escogida (Fuente [41])

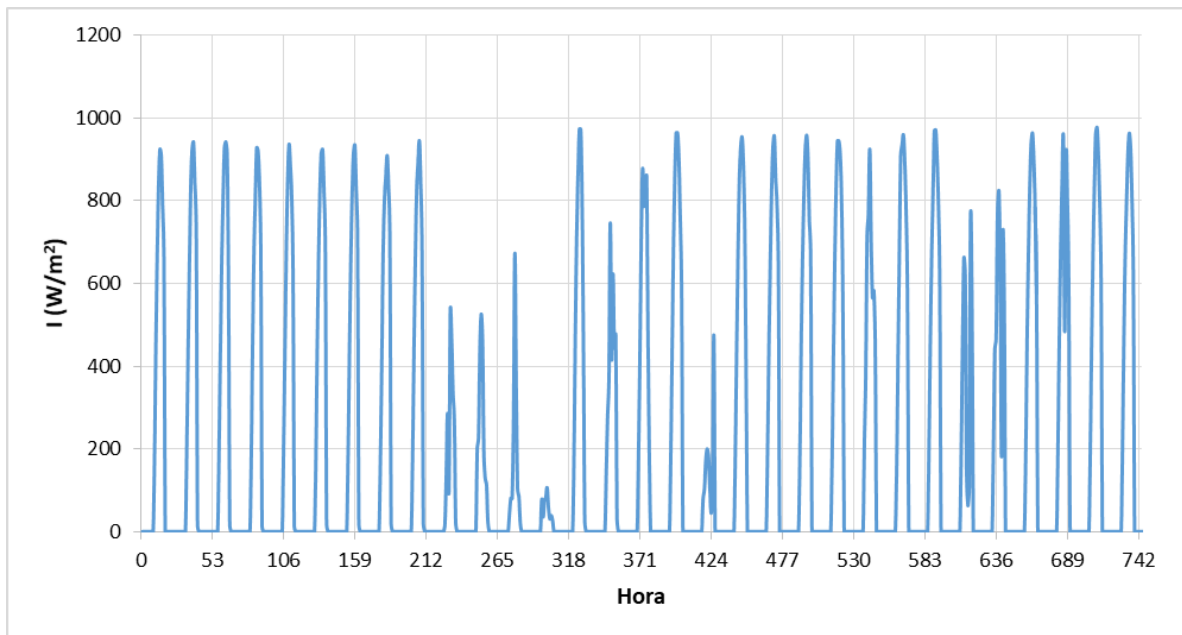


Figura 59 - Perfil de Irradiación separada por horas (Fuente [41])

4.2.2 Perfil de consumo

El perfil de consumo es una información que el propio consumidor debe proporcionar. En Portugal, algunos consumidores ya tienen sus perfiles de consumo reales obtenidos con los contadores inteligentes que se han instalado. La Figura 60 muestra el perfil de consumo de un consumidor industrial durante tres días en el año 2017.

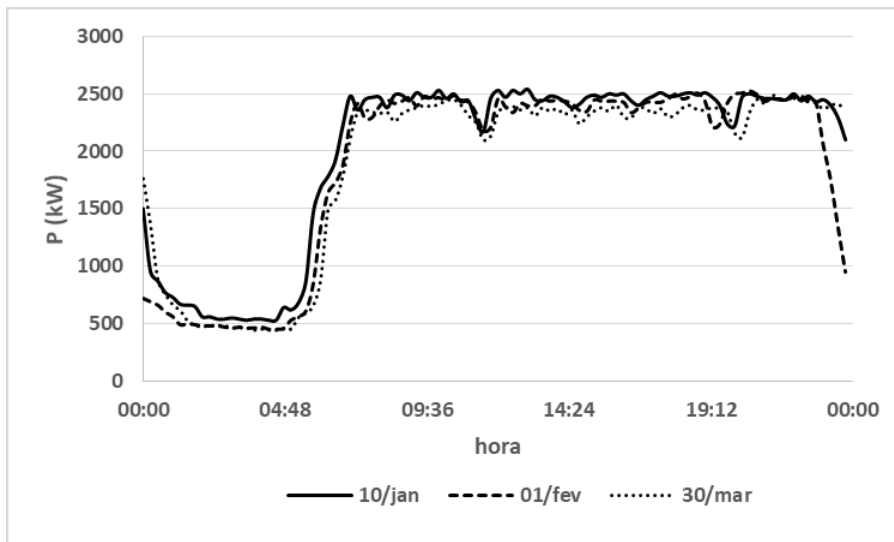


Figura 60 - Perfil de consumo industrial durante 3 días en el año 2017.

Cuando no sea así, se requerirán perfiles de consumo estimados.

4.2.3 Valor económico de la electricidad producida

La instalación de un generador fotovoltaico para autoconsumo implica que la instalación eléctrica a la que se asocia el generador reduce el consumo de electricidad de la red pública. Cabe destacar que no hay reducción del consumo de electricidad en la instalación, sino un cambio en su origen.

El cruce de los perfiles de producción esperados en el generador fotovoltaico con los perfiles de consumo del consumidor permite percibir que parte de la electricidad generada será autoconsumida y que parte será inyectada en la red eléctrica.

La electricidad autoconsumida ya no se compra a un proveedor y, por lo tanto, el propietario del generador ya no tiene que pagar por esta energía, lo que se traduce en un

beneficio. Este beneficio depende no sólo de la cantidad de energía producida en el generador y del autoconsumo, sino también del momento en que se produce dicho autoconsumo. De hecho, para una parte significativa de los consumidores (incluidos los domésticos), los precios de la electricidad no son constantes en el tiempo y pueden presentar variaciones a lo largo de las horas del día e incluso a lo largo de los meses del año. Tomando como referencia la tarifa regulada en Portugal aplicable a los clientes de AT, podemos distinguir 4 períodos diarios (horas punta, horas llenas, horas vacías y horas súper vacías) y cuatro períodos anuales (Período I, II, III y IV), como se puede ver en la Figura 61. Los períodos anuales definidos son tales que:

- Período I - 1 de enero a 31 de marzo
- Período II - 1 de abril a 30 de junio
- Período III - 1 de julio a 30 de septiembre
- Período IV - 1 de octubre a 31 de diciembre

Es decir, los períodos I y IV corresponden a las horas legales de invierno y los períodos II y III a las horas legales de verano.

Tenga en cuenta que los precios que se muestran en la Figura 61 no tienen todavía el valor de IVA aplicable.

Los periodos de tiempo diarios son los que se presentan en la Figura 61.

Un aspecto interesante que debe ser retenido en relación con el ejemplo de tarifa presentado anteriormente es que el costo inherente al consumo de 1 kWh de energía en las horas pico no se limita al valor del costo de la energía consumida en este período. De hecho, la tarifa presentada implica un coste adicional relacionado con la potencia en horas punta. Así, para un mes determinado, el coste del consumo de 1 kWh de electricidad en horas punta se calcula por (sin IVA) (35):

$$C_{e, hp_m} = C_{W, hp_m} + \frac{1}{N_{hp_m}} * C_{P, hp} \quad (35)$$

siendo:

$C_{e, hp}$ coste de 1 kWh consumido en horas de punta en el mes m, en €/kWh;

$C_{W, hp}$ coste de energía consumida en horas de punta en el mes m, en €/kWh;

N_{hp_m} número de horas de punta del mes m;

$C_{P, hp}$ coste de potencia en horas de punta, en €/kW.

DIMENSIONAMIENTO ÓPTIMO SISTEMAS FOTOVOLTAICOS AUTOCONSUMO

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM AT		PREÇOS	
Termo tarifário fixo		(EUR/mês)	(EUR/dia) *
		74,24	2,4340
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia) *
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	6,413	0,2103
	Contratada	0,876	0,0287
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	6,215	0,2038
	Contratada	0,724	0,0237
Tarifa de curtas utilizações	Horas de ponta	12,587	0,4127
	Contratada	0,533	0,0175
Energia activa		(EUR/kWh)	
Tarifa de longas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1214
		Horas cheias	0,0998
		Horas de vazio normal	0,0754
		Horas de super vazio	0,0646
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,1204
		Horas cheias	0,1004
		Horas de vazio normal	0,0766
		Horas de super vazio	0,0708
Tarifa de médias utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1338
		Horas cheias	0,1015
		Horas de vazio normal	0,0754
		Horas de super vazio	0,0661
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,1348
		Horas cheias	0,1032
		Horas de vazio normal	0,0784
		Horas de super vazio	0,0708
Tarifa de curtas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1563
		Horas cheias	0,1143
		Horas de vazio normal	0,0756
		Horas de super vazio	0,0675
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,1557
		Horas cheias	0,1140
		Horas de vazio normal	0,0784
		Horas de super vazio	0,0714
Energia reactiva		(EUR/kvarh)	
	Indutiva	0,0231	
	Capacitiva	0,0173	

Figura 61- Ejemplo de tarifa eléctrica en vigor en Portugal para AT.

Ciclo semanal para todos os fornecimentos em Portugal Continental			
Período de hora legal de Inverno		Período de hora legal de Verão	
De segunda-feira a sexta-feira		De segunda-feira a sexta-feira	
Ponta:	09.30/12.00 h 18.30/21.00 h	Ponta:	09.15/12.15 h
Cheias:	07.00/09.30 h 12.00/18.30 h 21.00/24.00 h	Cheias:	07.00/09.15 h 12.15/24.00 h
Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/07.00 h	Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/07.00 h
Super vazio:	02.00/06.00 h	Super vazio:	02.00/06.00 h
Sábado		Sábado	
Cheias:	09.30/13.00 h 18.30/22.00 h	Cheias:	09.00/14.00 h 20.00/22.00 h
Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/09.30 h 13.00/18.30 h 22.00/24.00 h	Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/09.00 h 14.00/20.00 h 22.00/24.00 h
Super vazio:	02.00/06.00 h	Super vazio:	02.00/06.00 h
Domingo		Domingo	
Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/24.00 h	Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/24.00 h
Super vazio:	02.00/06.00 h	Super vazio:	02.00/06.00 h

Figura 62 -Ejemplo de tarifa eléctrica en Vigor en Portugal

Naturalmente, cuando se quiere hacer una valoración económica de cualquier generador fotovoltaico, es necesario conocer la tarifa aplicable a la electricidad que, en ausencia de autoproducción, se consumiría de un proveedor externo.

El valor de la energía inyectada en la red, como se ha mencionado anteriormente, depende de la normativa vigente y, a veces, de las opciones del propio consumidor que pretende instalar el generador fotovoltaico (tanto si desea obtener una remuneración por la energía inyectada como si no).

5. Implementación del programa

En esta parte del trabajo describe el programa implementado con el objetivo de optimizar la potencia a instalar en una planta fotovoltaica destinada al autoconsumo. El programa fue desarrollado en Matlab y consiste en un conjunto de 5 archivos tipo M-File (Figura 63) en los que se organiza la información y los datos relevantes para la realización de este programa así como las instrucciones a ejecutar en Matlab en el proceso de optimización. También existen 3 archivos .mat en los que se informan sobre el perfil de consumo del consumidor y la tarifa de energía eléctrica que le corresponde (por período estacional y diario).

El archivo Main.m es, como su propio nombre indica, el archivo que se llamará para su ejecución en Matlab, que a su vez llamará a los archivos restantes de M-File. A continuación se describen las partes fundamentales implementadas en cada archivo M-File que integra el programa desarrollado.

5.1 Fichero “variables.m” -Datos de Partida para la Optimización

El archivo "variables.m" se utiliza para definir casi todos los parámetros necesarios para el funcionamiento del proceso de búsqueda de la potencia adecuada que se instalará en el generador fotovoltaico. La inserción de los parámetros será llevada a cabo por el usuario del programa y se divide en varios subgrupos. El primer subgrupo, que se muestra en la Figura 64, se refiere a los parámetros económicos que se utilizarán en el proceso de cálculo económico.

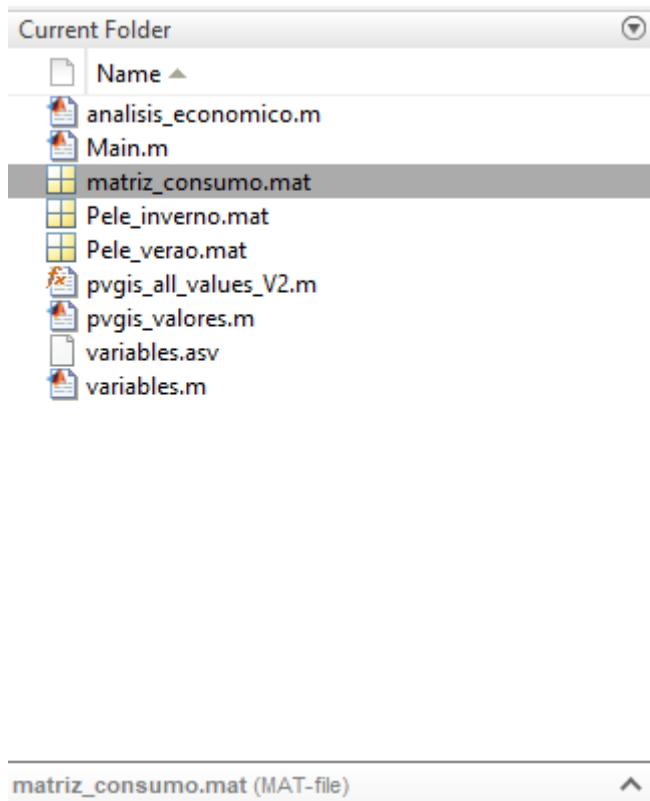


Figura 63 - Directorio de Matlab donde se encuentran los ficheros

```

1
2
3  %-----
4  %- Inserção de dados necessários ao programa -
5  %-----
6
7  %-----
8  %- Dados para Evaluación Económica del sistema -
9  %-----
10 - CO=30; % Costo anual de operación y manuntención por kW instalado (€/kW)
11 - INV=750; % Inversión por kW de potencia instalada (€/kW)
12 - T=20; %Periodo de años del proyecto
13 - tg=0.02; %tasa de inflación general(%)
14 - te=0.01; %tasa de inflación de electricidad - crescimento esperado do preço da energia elétrica (%)
15 - td=0.08; % tasa_descuento=r (%);
16 - pv=0.05; % precio de venda dos excedentes em €/kWh
17
18 - load('Pele_inverno', 'Pele_inverno');%carrega preços da energia para cliente AT sistema regulado português
19 -                                     % por período horário e para inverno
20 - load('Pele_verao', 'Pele_verao');   %carrega preços da energia para cliente AT sistema regulado português

```

Figura 64- Fichero “variables.m” del programa

El segundo subgrupo de datos se refiere al perfil de consumo de la instalación para la que se va a dimensionar el generador fotovoltaico. El perfil de consumo lo proporciona el propietario de la planta discreta por hora de cada día del mes típico del año. La Figura 65

DIMENSIONAMIENTO ÓPTIMO SISTEMAS FOTOVOLTAICOS AUTOCONSUMO

muestra un extracto del perfil de carga de un consumidor, en el que se puede ver la potencia horaria para cada una de las 24 horas del primer día de cada mes del año, así como para las primeras 4 horas del segundo día. Dado que los meses más largos son 31 días, la matriz del perfil de consumo tendrá 744 líneas (31 días x 24 horas) y 12 columnas.

		Meses											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	360	597.5000	312.5000	880	315	542.5000	982.5000	202.5000	727.5000	625	507.5000	1080	
2	360	532.5000	335	622.5000	315	490	622.5000	200	620	565	512.5000	740	
3	355	472.5000	375	455	312.5000	450	397.5000	200	522.5000	505	510	480	
4	362.5000	500	620	422.5000	315	482.5000	437.5000	200	550	492.5000	510	427.5000	
5	367.5000	812.5000	990	390	315	765	755	197.5000	815	480	517.5000	427.5000	
6	372.5000	1270	1495	387.5000	312.5000	1245	1255	197.5000	1305	522.5000	480	437.5000	
7	377.5000	1.7625e+03	1.9675e+03	395	315	1.7325e+03	1740	240	1770	585	427.5000	470	
8	367.5000	2230	2260	437.5000	315	2.1775e+03	2.1825e+03	275	2240	665	372.5000	507.5000	
9	357.5000	2420	2435	480	317.5000	2375	2.3725e+03	315	2.4875e+03	735	327.5000	545	
10	345	2.3925e+03	2405	530	320	2325	2.3125e+03	347.5000	2.4625e+03	760	307.5000	600	
11	335	2.3725e+03	2415	557.5000	322.5000	2.3525e+03	2330	340	2.5525e+03	757.5000	310	615	
12	332.5000	2.3675e+03	2405	582.5000	322.5000	2395	2.3475e+03	342.5000	2.6175e+03	750	310	622.5000	
13	332.5000	2350	2.3875e+03	595	320	2.4275e+03	2340	342.5000	2.6575e+03	732.5000	327.5000	602.5000	
14	327.5000	2415	2425	555	320	2515	2.4275e+03	350	2.7525e+03	680	350	552.5000	
15	327.5000	2415	2425	515	320	2.5075e+03	2425	350	2.7475e+03	617.5000	370	512.5000	
16	327.5000	2.4075e+03	2440	480	317.5000	2495	2.4375e+03	352.5000	2.7625e+03	542.5000	390	475	
17	325	2.4225e+03	2.4525e+03	450	315	2500	2460	350	2790	482.5000	392.5000	440	
18	327.5000	2.3725e+03	2.3925e+03	437.5000	312.5000	2480	2415	340	2.7225e+03	430	392.5000	410	
19	327.5000	2420	2395	430	307.5000	2485	2.4425e+03	310	2745	402.5000	372.5000	387.5000	
20	327.5000	2.4275e+03	2.3875e+03	395	310	2.4775e+03	2435	275	2740	372.5000	355	365	
21	330	2415	2.3725e+03	362.5000	312.5000	2470	2.3775e+03	242.5000	2670	347.5000	332.5000	362.5000	
22	330	2190	2.0725e+03	337.5000	312.5000	2.4625e+03	2.0425e+03	212.5000	2340	342.5000	317.5000	350	
23	332.5000	1740	1.6175e+03	320	312.5000	2075	1605	205	1835	335	320	342.5000	
24	332.5000	1250	1.1325e+03	317.5000	310	1.5925e+03	1100	197.5000	1265	332.5000	317.5000	332.5000	
25	332.5000	765	647.5000	320	310	1.0875e+03	635	195	757.5000	330	320	322.5000	
26	332.5000	547.5000	515	317.5000	330	605	495	195	592.5000	330	377.5000	322.5000	
27	330	480	475	317.5000	387.5000	482.5000	407.5000	195	520	330	432.5000	320	
28	330	505	532.5000	317.5000	622.5000	490	395	200	540	330	700	322.5000	

Figura 65- Perfil de carga del consumidor a lo largo de las horas y meses de un año

El tercer subgrupo incluye información sobre los paneles solares que se utilizarán en la implantación del generador. Los datos proporcionados por el fabricante de los paneles fotovoltaicos están representados en la hoja de datos. Para el cálculo automático de V , necesitaremos la potencia del panel y el área de dicho panel. Es importante tener en cuenta que las pérdidas del panel deben ser contabilizadas, y que cada año que se utiliza, las fichas de pérdidas se agravan de manera que se reduce considerablemente el valor de la eficiencia de dicho panel (η). La figura muestra la inserción de los parámetros para estos dos subgrupos.

El quinto subgrupo de parámetros está relacionado con la definición del lugar donde se instalará el generador, así como con la definición de la orientación e inclinación de los paneles fotovoltaicos. Además, se inserta información relativa al período (en años) en que se debe

recopilar información sobre la radiación fotovoltaica. Esta información es crucial para recopilar más tarde información sobre la radiación solar incidente en los paneles fotovoltaicos, accediendo a las bases de datos de PVGIS. El sexto grupo de parámetros se refiere al control del algoritmo de optimización utilizado en el programa, que permite la inserción de la potencia mínima y máxima prevista para el generador y los parámetros de control del proceso de búsqueda de la potencia adecuada para el generador. La Figura 66 y Figura 67 muestra la inserción de esta información (subgrupos 5 y 6) en el archivo variables.m.

```

Main.m x variables.m x pvgis_all_values_V2.m x pvgis_valores.m x analisis_economico.m x +
29
30 - load('matriz_consumo', 'matriz_consumo'); %Carrega o perfil de consumo horário para os 365 dias do ano, em kWh
31           % a matriz_consumo é um dado a ser fornecido
32           % pelo utilizador com a dimensão 744x12 (horas
33           % de um mês com 31 dias x meses do ano)
34
35
36 -----
37 %- Características dos paineis fotovoltaicos que se pretende utilizar -
38 -----
39
40 - n=0.164; %Rendimiento de las placas fotovoltaicas en porcentaje (%)
41 - Potencia_panel= 320 ; %Potencia de la placa en W
42 - Area_panel=1.1; %Área de cada módulo utilizado en m2
43 - perda_n_panel=0.0;% perda de potência dos paineis fotovoltaicos ao longo dos anos, em %
44
45

```

Figura 66- Inserción de los datos del subgrupo 5 de “variables.m”

```

Main.m x variables.m x pvgis_all_values_V2.m x pvgis_valores.m x analisis_economico.m x +
47 -----
48 %- Caracterização do local para acesso ao PVGIS -
49 -----
50
51 - latitude='40.606675'; %latitude
52 - longitude='-7.9215133'; %longitude
53 - peakpower='1'; %pretende-se radiação
54 - startyear='2010'; %Ano de início dos dados
55 - endyear='2010'; %Ano de fim dos dados
56 - angle='35'; % Inclination angle from horizontal plane. Not relevant for 2-axis tracking.
57 - aspect='0'; %Orientation (azimuth) angle of the (fixed) plane, 0=south, 90=west, -90=east
58           % Not relevant for tracking planes.
59
60
61 -----
62 %- Controlo do processo de otimização -
63 -----
64
65 - Ppmin=0;%Valor mínimo de potência instalada a considerar em kW
66 - Ppmax=10000;%Valor máximo de potência instalada a considerar em kW
67 - salto1=1; %Valor dos saltos de P instalada, em kW
68 - salto2=0.5;%Valor dos saltos de P instalada, em kW
69 - salto3=0.2;%Valor dos saltos de P instalada, em kW

```

Figura 67-Inserción de los datos del subgrupo 6 de “variables.m”

DIMENSIONAMIENTO ÓPTIMO SISTEMAS FOTOVOLTAICOS AUTOCONSUMO

En el archivo "variables.m" también se implementó una parte del cálculo automático de la información necesaria para el proceso de determinación de la potencia apropiada para el generador. Esto incluye la construcción de la matriz de precios de la electricidad para el consumidor, desglosada por períodos horarios (estacionales y diarios), así como la adaptación del perfil de consumo presentado anteriormente a un formato adoptado para todas las matrices de producción, consumo y precios de la electricidad. Así, los valores referidos al perfil de consumo facilitados por el propietario de la instalación a la que se pretende dimensionar el generador se organizan en una matriz de 24x365 en la que las 24 filas serán las horas del día y los 365 serán los días del año, siguiendo una matriz de la siguiente forma, en kWh.

0	0	0	...	0
0,11	0,15	0,12	...	0,12
0,14	0,135	0,11	...	0,15
...	0,06
0	0	0	0	0

La Figura 68 muestra un extracto de la matriz de los precios para un tarifa utilizada en Portugal, en cuanto a la Figura 69 muestra un extracto del perfil de consumo adoptado.

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1	0,1063	0,1063	0,1063	0,1063	0,1063	0,1063	0,1063	0,1063	0,1063	0,1063	0,1063	0,1063	0,1063	0,1063	0,1063	0,1063	0,1063
2	0,1063	0,1063	0,1063	0,1063	0,1063	0,1063	0,1063	0,1063	0,1063	0,1063	0,1063	0,1063	0,1063	0,1063	0,1063	0,1063	0,1063
3	0,0924	0,0924	0,0924	0,0924	0,0924	0,0924	0,0924	0,0924	0,0924	0,0924	0,0924	0,0924	0,0924	0,0924	0,0924	0,0924	0,0924
4	0,0924	0,0924	0,0924	0,0924	0,0924	0,0924	0,0924	0,0924	0,0924	0,0924	0,0924	0,0924	0,0924	0,0924	0,0924	0,0924	0,0924
5	0,0924	0,0924	0,0924	0,0924	0,0924	0,0924	0,0924	0,0924	0,0924	0,0924	0,0924	0,0924	0,0924	0,0924	0,0924	0,0924	0,0924
6	0,0924	0,0924	0,0924	0,0924	0,0924	0,0924	0,0924	0,0924	0,0924	0,0924	0,0924	0,0924	0,0924	0,0924	0,0924	0,0924	0,0924
7	0,1063	0,1063	0,1063	0,1063	0,1063	0,1063	0,1063	0,1063	0,1063	0,1063	0,1063	0,1063	0,1063	0,1063	0,1063	0,1063	0,1063
8	0,1063	0,1605	0,1605	0,1605	0,1605	0,1605	0,1063	0,1063	0,1605	0,1605	0,1605	0,1605	0,1605	0,1063	0,1063	0,1605	0,1605
9	0,1063	0,1605	0,1605	0,1605	0,1605	0,1605	0,1063	0,1063	0,1605	0,1605	0,1605	0,1605	0,1605	0,1063	0,1063	0,1605	0,1605
10	0,1063	0,3689	0,3689	0,3689	0,3689	0,3689	0,1605	0,1063	0,3689	0,3689	0,3689	0,3689	0,3689	0,1605	0,1063	0,3689	0,3689
11	0,1063	0,3689	0,3689	0,3689	0,3689	0,3689	0,1605	0,1063	0,3689	0,3689	0,3689	0,3689	0,3689	0,1605	0,1063	0,3689	0,3689
12	0,1063	0,3689	0,3689	0,3689	0,3689	0,3689	0,1605	0,1063	0,3689	0,3689	0,3689	0,3689	0,3689	0,1605	0,1063	0,3689	0,3689
13	0,1063	0,1605	0,1605	0,1605	0,1605	0,1605	0,1605	0,1063	0,1605	0,1605	0,1605	0,1605	0,1605	0,1605	0,1063	0,1605	0,1605
14	0,1063	0,1605	0,1605	0,1605	0,1605	0,1605	0,1063	0,1063	0,1605	0,1605	0,1605	0,1605	0,1605	0,1063	0,1063	0,1605	0,1605
15	0,1063	0,1605	0,1605	0,1605	0,1605	0,1605	0,1063	0,1063	0,1605	0,1605	0,1605	0,1605	0,1605	0,1063	0,1063	0,1605	0,1605
16	0,1063	0,1605	0,1605	0,1605	0,1605	0,1605	0,1063	0,1063	0,1605	0,1605	0,1605	0,1605	0,1605	0,1063	0,1063	0,1605	0,1605
17	0,1063	0,1605	0,1605	0,1605	0,1605	0,1605	0,1063	0,1063	0,1605	0,1605	0,1605	0,1605	0,1605	0,1063	0,1063	0,1605	0,1605
18	0,1063	0,1605	0,1605	0,1605	0,1605	0,1605	0,1063	0,1063	0,1605	0,1605	0,1605	0,1605	0,1605	0,1063	0,1063	0,1605	0,1605
19	0,1063	0,1605	0,1605	0,1605	0,1605	0,1605	0,1063	0,1063	0,1605	0,1605	0,1605	0,1605	0,1605	0,1063	0,1063	0,1605	0,1605
20	0,1063	0,3689	0,3689	0,3689	0,3689	0,3689	0,1605	0,1063	0,3689	0,3689	0,3689	0,3689	0,3689	0,1605	0,1063	0,3689	0,3689
21	0,1063	0,3689	0,3689	0,3689	0,3689	0,3689	0,1605	0,1063	0,3689	0,3689	0,3689	0,3689	0,3689	0,1605	0,1063	0,3689	0,3689
22	0,1063	0,1605	0,1605	0,1605	0,1605	0,1605	0,1605	0,1063	0,1605	0,1605	0,1605	0,1605	0,1605	0,1063	0,1063	0,1605	0,1605
23	0,1063	0,1605	0,1605	0,1605	0,1605	0,1605	0,1063	0,1063	0,1605	0,1605	0,1605	0,1605	0,1605	0,1063	0,1063	0,1605	0,1605
24	0,1063	0,1605	0,1605	0,1605	0,1605	0,1605	0,1063	0,1063	0,1605	0,1605	0,1605	0,1605	0,1605	0,1063	0,1063	0,1605	0,1605

Figura 68- Matriz de los precios de una tarifa de Portugal

DIMENSIONAMIENTO ÓPTIMO SISTEMAS FOTOVOLTAICOS AUTOCONSUMO

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
1	360	332.5000	442.5000	550	1.0325e+03	1035	1095	450	347.5000	1100	1050	1065	1040	1.0175e+03	410	370	1145	
2	360	332.5000	440	500	650	705	610	405	380	650	605	617.5000	610	582.5000	380	432.5000	677.5000	667.5
3	355	330	440	492.5000	570	525	522.5000	367.5000	605	565	540	540	557.5000	515	357.5000	660	570	532.5
4	362.5000	330	442.5000	495	590	522.5000	540	375	842.5000	615	620	595	637.5000	575	355	892.5000	610	647.5
5	367.5000	332.5000	487.5000	652.5000	915	877.5000	897.5000	382.5000	1250	960	960	937.5000	987.5000	950	355	1.2675e+03	970	
6	372.5000	412.5000	550	912.5000	1.3675e+03	1.3775e+03	1410	387.5000	1.7575e+03	1440	1.4525e+03	1425	1480	1.4575e+03	355	1765	1480	1.5475e
7	377.5000	517.5000	635	1.2675e+03	1.7775e+03	1.8875e+03	1.9075e+03	382.5000	2065	1930	1.9375e+03	1915	1.9575e+03	1.9475e+03	347.5000	2070	1.9925e+03	2.0825e
8	367.5000	610	717.5000	1.7225e+03	2.2075e+03	2375	2.3675e+03	367.5000	2.3725e+03	2.3325e+03	2330	2.3275e+03	2.3475e+03	2.3625e+03	342.5000	2.3975e+03	2370	2.4875e
9	357.5000	700	945	2.0275e+03	2335	2530	2.5025e+03	355	2.5175e+03	2.4775e+03	2480	2480	2490	2475	337.5000	2550	2500	
10	345	707.5000	1.1425e+03	2180	2320	2.4925e+03	2435	347.5000	2.44075e+03	2410	2405	2405	2430	2.3825e+03	335	2.4625e+03	2435	
11	335	685	1.3625e+03	2.2975e+03	2385	2.4825e+03	2.4275e+03	342.5000	2.4425e+03	2.4175e+03	2405	2420	2.4425e+03	2.3675e+03	337.5000	2.4725e+03	2420	2.5575e
12	332.5000	680	1.5925e+03	2305	2395	2.4525e+03	2395	337.5000	2.4175e+03	2410	2.3825e+03	2440	2455	2.3325e+03	337.5000	2.4475e+03	2.4075e+03	2.5475e
13	332.5000	670	1.6375e+03	2220	2400	2.4225e+03	2325	335	2.3725e+03	2380	2.3575e+03	2.4275e+03	2.4275e+03	2250	340	2430	2400	2.5225e
14	327.5000	677.5000	1.7825e+03	2.2925e+03	2440	2470	2045	332.5000	2.4225e+03	2455	2.4175e+03	2.5075e+03	2.4825e+03	1990	337.5000	2485	2450	
15	327.5000	665	1.8975e+03	2315	2450	2.4475e+03	1.6025e+03	332.5000	2.4175e+03	2.4325e+03	2.4225e+03	2500	2475	1.6225e+03	335	2.4675e+03	2450	
16	327.5000	632.5000	1.9975e+03	2355	2475	2.4725e+03	1.1575e+03	332.5000	2440	2450	2440	2485	2.4725e+03	1.2125e+03	335	2470	2.4525e+03	2.5925e
17	325	610	2105	2.4925e+03	2500	2515	760	337.5000	2480	2.4825e+03	2.4675e+03	2495	2.5025e+03	885	332.5000	2.5025e+03	2.4725e+03	
18	327.5000	565	2.1225e+03	2.4775e+03	2.5025e+03	2490	637.5000	340	2495	2465	2415	2470	2.4925e+03	770	335	2.5125e+03	2.4725e+03	
19	327.5000	542.5000	2.1425e+03	2.4825e+03	2530	2530	632.5000	342.5000	2.5075e+03	2480	2425	2465	2.5075e+03	690	335	2.5375e+03	2490	
20	327.5000	530	2.1275e+03	2.4525e+03	2520	2.5175e+03	637.5000	345	2510	2465	2415	2.4525e+03	2.5075e+03	657.5000	337.5000	2540	2500	2.6025e
21	330	515	1.9125e+03	2425	2.4625e+03	2495	610	345	2.4925e+03	2.4575e+03	2.4075e+03	2445	2495	590	342.5000	2.5275e+03	2515	2.5825e
22	330	495	1.5525e+03	2355	2290	2495	585	345	2460	2430	2425	2.4125e+03	2440	547.5000	345	2490	2475	
23	332.5000	475	1.1325e+03	1.9475e+03	1.9425e+03	2065	552.5000	345	2050	1.9975e+03	2.0075e+03	1.9825e+03	1995	510	350	2075	2110	
24	332.5000	460	747.5000	1.4975e+03	1480	1590	487.5000	345	1585	1.5375e+03	1.5525e+03	1515	1.5175e+03	455	355	1.6575e+03	1.6175e+03	1.6725e

Figura 69-Matriz del perfil de consumo adoptado

En el caso de la matriz de los precios se percibe que se tiene el precio de la energía para cada hora de los 365 días del año (los cuales pueden variar de acuerdo con la tarifa, el cual es determinado por la tarifa que tenemos contratado y a la zona horaria del día, siendo que podemos distinguir 4 tipos de zonas horarias: Horas de Vacío, Horas de Super Vacío, Horas de Punta y Primeras Horas. Dichas horas deben estar definidas en distintos periodos durante el año, en el que dependerán de si es Verano o Invierno o si es entre semana o fin de semana.

5.2 Ficheros PVgis_valores.m y PVgis_all_values_V2.m

El perfil de generación por horas a lo largo de un año se realizará con los valores típicos de radiación solar por hora obtenidos junto de la aplicación PVGIS, como hemos comentado en la sección 5.1.

En el fichero PVgis_valores.m está implementado el proceso para el acceso a las bases de datos de la plataforma PVgis para adquirir información sobre la radiación solar incidente en los paneles fotovoltaicos. La Figura 70 muestra el código implementado, donde se puede ver el uso de la función PVgis_all_values_V2 para efectuar el acceso a las bases de datos de la plataforma PVgis.

Para obtener la matriz de radiación solar incidente, deberemos de buscar la localización del lugar donde se pretende a instalar la central fotovoltaica con unas consideraciones y datos de latitud, longitud, el año de comienzo (startyear) y el año de finalización (endyear) dos valores a importar, el ángulo de inclinación del plano horizontal del panel fotovoltaico y la orientación azimutal del panel fotovoltaico (para o caso el cual deberá de tener un ángulo fijo según la dirección escogida, es decir, no realizará un seguimiento de la posición solar). Estos datos serán definidos dentro de nuestro fichero “pvgis_valores.m”.

En la ejecución del código de la Figura 70, accederemos a PVGIS y cargaremos los datos de irradiación (W/m^2). Con estos valores obtenidos en una matriz de 1×8760 , la cual realizando un bucle cogemos estos datos y los introducimos en una matriz de dimensiones de 24×365 , tal como se ilustra en la Figura 71.

```

1  %Fichero de PVGIS
2
3  variables; %Carrega dados
4
5  localizacion=strcat('lat=',latitude,'&lon=',longitude,'&peakpower=',peakpower,'&startyear=',startyear,'&endyear=',endyear,'&angle',angle,'&aspect'
6  %define string para acesso ao PVGIS
7
8  [Gi,Time] = pvgis_all_values_V2(localizacion); %Acede ao PVGIS e carrega dados da radiação
9
10 dia=1;
11 i=1;
12
13 while i<8761
14     for j=1:24
15         Gi_dia(dia,j)=Gi(i,i);
16         i=i+1;
17     end;
18
19     dia=dia+1;
20 end;
21
22
23 Gi_dia_A=transpose(Gi_dia); %Matriz que contém radiação para cada uma das 24 horas dos 365 dias de um ano
24 % em W/m^2
25
26 for i=1:24
27     for j=1:365
28
29         wp(i,j)=[n*Gi_dia_A(i,j)*1]/(V); %Calcula a potência produzida no gerador PV para uma
30         %potência instalada de 1 kWp em kWh
31     end;
32

```

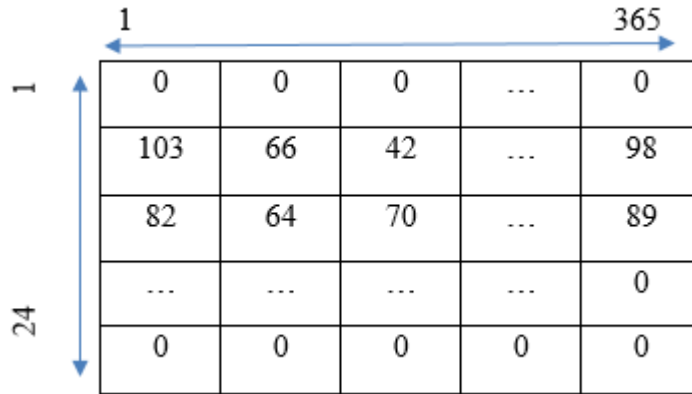
Figura 70- Fichero de Matlab “PVGIS_valores.m”

La Figura 71 muestra un extracto de una matriz de este tipo (17 primeros días de un año típico), la cual es designado en el programa por Gi_dia_A , obtenida con recurso al código descrito.

La parte final del código presente en el fichero PVgis_valores.m permite obtener la potencia eléctrica producida por la radiación incidente. En el cual dicha potencia dependerá de

DIMENSIONAMIENTO ÓPTIMO SISTEMAS FOTOVOLTAICOS AUTOCONSUMO

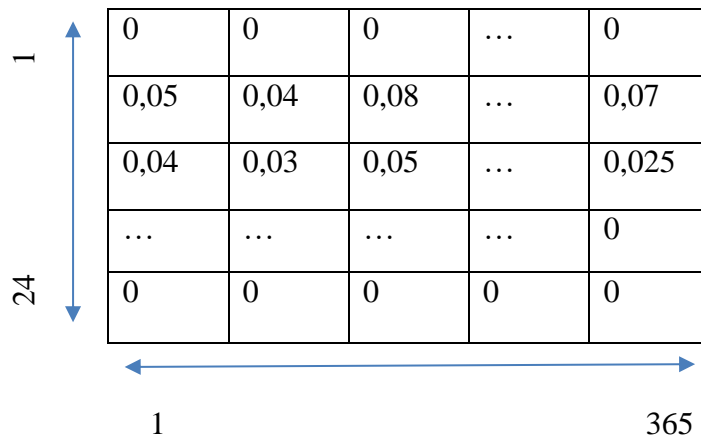
los valores técnicos escogidos por el panel fotovoltaico en el apartado de “variables.m” el cual condicionará los valores de dicha potencia producida, calculada con la expresión (4), en la que se ha considerado que la potencia instalada (P_p) sería de 1kWp.



Variables - Gi_dia_A																	
Gi_dia_A																	
24x365 double																	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	103	66	42	58	123	155.0100	128	156.0100	156.0100	98	162.0100	36	57	61	51	71	76
11	82	145	60	73	182	237.0100	297.0100	298.0100	296.0100	71	316.0100	55	68	33	35	72	95
12	326.0100	215	81	86	245	341.0100	381.0100	407.0100	409.0100	145	410.0100	70	89	406.0100	159	125	128
13	225	321.0100	111	84	307	427.0100	452.0100	461.0100	466.0100	71	478.0200	129	90	57	250	137	193
14	375.0100	272	156	145	157	399.0100	331.0100	459.0100	461.0100	124	467.0100	192	72	447.0100	178	121	120
15	265	126	240	235	105	214	364.0100	398.0100	401.0100	150	407.0100	215	70	180	81	114	194
16	104	84	163	164	86	99	258.0100	288.0100	289.0100	68	259.0100	188	52	242.0100	108	83	166
17	70	80	77	58	94	99	143.0100	144.0100	146.0100	43	61	48	60	137	83	68	103
18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	12.6500
19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Figura 71- Matriz de Irradiación solar del programa “PVGis_valores.m”

La Figura 71 muestra cómo la matriz de energía producida o generada, en kWh, debe medirse 24x365, correspondiente a las 24 horas de los 365 días del año (formato similar a la matriz de consumo y precios de la electricidad). La Figura 72 muestra un extracto de una matriz de producción obtenida con el programa desarrollado.



	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	0.0581	0.0372	0.0237	0.0327	0.0693	0.0874	0.0722	0.0880	0.0880	0.0552	0.0913	0.0203	0.0321	0.0344	0.0288	0.0400	0.0428
11	0.0462	0.0817	0.0338	0.0412	0.1026	0.1336	0.1674	0.1680	0.1669	0.0400	0.1782	0.0310	0.0383	0.0186	0.0197	0.0406	0.0536
12	0.1838	0.1212	0.0457	0.0485	0.1381	0.1922	0.2148	0.2295	0.2306	0.0817	0.2311	0.0395	0.0502	0.2289	0.0896	0.0705	0.0722
13	0.1268	0.1810	0.0626	0.0474	0.1731	0.2407	0.2548	0.2599	0.2627	0.0400	0.2695	0.0727	0.0507	0.0321	0.1409	0.0772	0.1088
14	0.2114	0.1533	0.0879	0.0817	0.0885	0.2249	0.1866	0.2588	0.2599	0.0699	0.2633	0.1082	0.0406	0.2520	0.1003	0.0682	0.0677
15	0.1494	0.0710	0.1353	0.1325	0.0592	0.1206	0.2052	0.2244	0.2261	0.0846	0.2295	0.1212	0.0395	0.1015	0.0457	0.0643	0.1094
16	0.0586	0.0474	0.0919	0.0925	0.0485	0.0558	0.1455	0.1624	0.1629	0.0383	0.1460	0.1060	0.0293	0.1364	0.0609	0.0468	0.0936
17	0.0395	0.0451	0.0434	0.0327	0.0530	0.0558	0.0806	0.0812	0.0823	0.0242	0.0344	0.0271	0.0338	0.0772	0.0468	0.0383	0.0581
18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5.6375e-04	0.0071
19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Figura 72- Matriz de producción obtenida con el programa desarrollado

5.3 Fichero “análisis_economico.m”

Para la realización del análisis económico del proyecto deberemos de considerar los ficheros anteriormente comentados, y mencionándolos dentro de nuestro fichero “análisis_economico.m”, el cual nos permitirá saber el valor del VAN para el proyecto de

nuestro sistema. Lo primero de todo, deberemos de crear dos matrices donde guardar los valores de la energía autoconsumida, en kWh y los valores de energía vendida (excedentes), en kWh; a parte, crearemos dos matrices para guardar los valores del beneficio de la energía autoconsumida y energía vendida respectivamente, en €. Después de crear las matrices donde guardaremos los valores referentes a la energía autoconsumida y a la energía vendida , realizaremos la inicialización de los valores totales del beneficio , del coste operación y mantenimiento , de los flujos de caja anual y del proyecto total, para poder realizar los sumatorios de todas las variables totales referidas al VAN. A Figura 73 muestra la definición de estas matrices y la variables dentro del fichero “análisis_economico.m”.

```

Main.m x variables.m x pvgis_all_values_V2.m x pvgis_valores.m x analisis_economico.m x +
1   %Análisis económico
2
3
4   wac=zeros(24,365); %Cria matriz onde serão guardados os valores da energia autoconsumida, em kWh
5   wv=zeros(24,365); %Cria matriz onde serão guardados os valores da energia vendida (excedentes), em kWh
6   Bwac=zeros(24,365); %Cria matriz onde serão guardados os valores do benefício da energia autoconsumida, em €
7   Bwv=zeros(24,365); %Cria matriz onde serão guardados os valores do benefício da energia vendida (excedentes), em €
8   Beneficio_total=0;
9   Custo_OM_total=0;
10  CF_ano=0;
11  CF_total=0;
12
13  Custo_OM=Pp*CO; %Calcula o custo de operação e manutenção para a potência instalada Pp em €;
14

```

Figura 73-Variables dentro del fichero “análisis_economico-m”

Antes de realizar el bucle para calcular el beneficio total y el coste total, deberemos de calcular el coste de operación y de mantenimiento para la potencia instalada (Pp), en €, el cual podemos ver en la figura anterior.

A continuación se determina el valor de la energía generada que se autoconsume y la que se inyecta en la red durante un año típico. La Figura 74 muestra la aplicación del método que permite dicho cálculo a lo largo del período adoptado para la evaluación económica. Obsérvese que la producción del generador a lo largo de los años se ve afectada por un factor de pérdida_n_panel, definido en el archivo "variables.m" que permite contabilizar el envejecimiento natural de los paneles fotovoltaicos.

```

14
15 %-----
16 % Cálculo dos kWh de energia autoconsumida e dos kWh vendidos para 1 ano
17 % típico, com contabilização da perda de rendimento dos paineis FV
18 %-----
19
20 for ano=1:T
21     Produccion=(1-(ano-1)*perda_n_panel)*Pp*wp; % Energia gerada (igual à Potência já que DT=1h)
22     % com a PP instalada atual (Pp)
23     I_E=Produccion-matriz_consumo;%calcula a diferença entre a energia que é produzida e a consumida
24
25
26     for i=1:24 %para cada hora do dia
27         for j=1:365 %para cada dia do ano
28             if I_E(i,j)>=0 %Se Produção >= Consumo
29                 wac(i,j)=matriz_consumo(i,j); %Autoconsumo = Consumo
30                 wv(i,j)=I_E(i,j); %Venda = Produção - consumo
31             else %Produção menor que consumo
32                 wac(i,j)=Produccion(i,j); %Toda a produção é autoconsumida
33                 wv(i,j)=0; %Não há venda à rede
34             end;
35         end;
36     end;

```

Figura 74 - Cálculo a lo largo del periodo del proyecto de la evaluación económica

En el proceso de cálculo de la energía autoconsumida o inyectada en la red se utiliza una matriz llamada I_E (Import_Export). Esta matriz resulta del cruce de los perfiles típicos de producción y consumo, lo que permite obtener el perfil de importación y exportación durante horas a lo largo del año típico. Eso es, para obtener la matriz de energía exportada-importada, deberemos considerar las matrices de la energía producida y de energía consumida. De esta manera la resta entre los valores de las celdas de la misma posición entre la energía producida y la energía consumida darán el mismo valor en la matriz de energía exportada-importada. No habrá ningún problema de cálculo ya que todas las matrices son de un tamaño de 24x365, de esta manera, obtendremos el siguiente cálculo:

$$\underbrace{\begin{bmatrix} 0,07 & \dots & 0,3 \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ 0,1 & \dots & 0,05 \end{bmatrix}}_{\text{Energía Producida}} - \underbrace{\begin{bmatrix} 0,02 & \dots & 0,3 \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ 0,4 & \dots & 0,15 \end{bmatrix}}_{\text{Energía Consumida}} = \underbrace{\begin{bmatrix} 0,05 & \dots & 0 \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ -0,3 & \dots & -0,1 \end{bmatrix}}_{\text{Energía Importada-Exportada}}$$

Para saber el valor correspondiente a la matriz de la energía importada-exportada deberemos de considerar que:

Si $Prod^h - Cons^h > 0$, entonces el valor de la electricidad producida resulta de la valoración de la parte de esta energía que se autoconsume más cualquier remuneración por la energía restante exportada a la red y vendiéndola a un precio fijo.

Si $Prod^h - Cons^h < 0$, la electricidad generada se consume totalmente en la instalación valorándose al precio de la energía que ya no se importa de la red.

La Figura 75 muestra la implementación del código que permite la valoración económica de la energía producida en el generador fotovoltaico, donde se utilizan los valores ya descritos anteriormente. En esta figura también se muestra el cálculo de los beneficios totales y los costos totales a lo largo del período considerado para la inversión, teniendo en cuenta la inflación y las tasas de actualización definidas en el archivo "variables.m".

```

38
39
40 %-----
41 % Cálculo do valor da energia autoconsumida e vendida para 1 ano
42 % típico, sem contabilização da perda de rendimento dos paineis FV
43 %-----
44
45
46 for i=1:365
47     for j=1:24
48         Bwac(j,i)=wac(j,i)*pel_ac(j,i); %Calcula valor da energia autoconsumida em €
49     end;
50 end;
51
52 Bwv=wv*pv; %Calcula valor da energia vendida em €
53
54 Beneficio=sum(sum(Bwac))+sum(sum(Bwv)); %Calcula beneficio total para o ano
55
56 Beneficio_total=Beneficio_total+((Beneficio*(1+te)^(ano-1)))/((1+td)^(ano-1))
57 Custo_OM_total=Custo_OM_total+((Custo_OM*(1+tg)^(ano-1)))/((1+td)^(ano-1))
58
59 end;
60
    
```

Figura 75- Código de la valoración económica de la energía producida

Y por último, teniendo cuenta los valores anteriores y el valor de la inversión para la potencia P_p en €, podremos calcular el VAN para el análisis económico, en función de la inversión y el flujo de caja total para todos lo años que dura el proyecto (Figura 76).

```

60
61 - Invest=-Pp*INV; %Calcula o valor do investimento para a potência Pp em €;
62 - CF_total=Beneficio_total-Custo_OM_total;
63
64 - VAN=Invest+CF_total;
65
    
```

Figura 76- Código en el que se calcula el VAN , la inversión y el flujo de caja total

5.4 Fichero “Main.m”

El archivo Main.m es, de hecho, el que coordina el proceso de búsqueda del valor de la energía que, desde el punto de vista económico, es más adecuado para el generador fotovoltaico de un determinado consumidor. En otras palabras, es en este archivo donde se dispara y controla el procedimiento para determinar la potencia final a instalar. Para ello, y como se puede ver en la Figura 77, se invoca el archivo variables.m, cargando todos los datos definidos por el usuario, como se ha explicado anteriormente. A continuación, también se invoca el archivo pvgis_values.m, que permite obtener el perfil de producción de un generador fotovoltaico de 1 kW de potencia, en las condiciones definidas en el archivo "variables.m". A continuación se define un conjunto de variables auxiliares, que serán necesarias para el proceso de búsqueda de la potencia más adecuada económicamente para el generador.

```

8 %-----
9 % Carregamento de dados e parâmetros
10 %-----
11
12 - variables; %Executa variables.m para carregar dados e parâmetros
13
14 %-----
15 % Obtenção dos valores de radiação solar para o local
16 %-----
17
18 - pvgis_valores; % Exececuta o código do ficheiro pvgis_valores, o qual acede ao sitio do projeto PVGis
19 % e carrega para cada hora dos 365 dias do ano o valor típico da radiação solar em W/m^2
20
21 %-----
22
23 - pot_ant=Ppmin;
24 - pot_atual=0;
25 - VAN_anterior=0;
26 - VAN_atual=0;
27 - Pot_instalar=0;
28
    
```

Figura 77 - Invocación del fichero “variables.m”

A continuación, el proceso de búsqueda de energía para el generador, que se implementó con un algoritmo relativamente simple pero eficaz. En la práctica, el algoritmo busca el valor de potencia más apropiado dentro de un rango bien definido entre un valor de potencia instalada mínima ($P_{p\text{mín}}$) y máxima ($P_{p\text{máx}}$). Estos valores están definidos, como hemos verificado previamente, en el archivo "variables.m". La búsqueda se realiza en 3 iteraciones para ajustar la máxima potencia posible a instalar. En la primera iteración la búsqueda comienza asumiendo una potencia para el generador (P_p) igual al valor $P_{p\text{mín}}$. Esta potencia se incrementa con un valor bien definido (salto) de potencia hasta llegar a una situación en la que el VAN de la siguiente potencia es peor que el de la anterior. Cuando esto sucede, obtenemos una situación en la que sabemos que el valor más apropiado de la potencia del generador se encuentra entre estos dos valores de potencia. Si la situación no se produce, esto significa que la potencia óptima será igual al valor máximo o al valor mínimo establecido por el usuario. La Figura 78 muestra esta primera iteración en el proceso de búsqueda de la energía más apropiada. Si la situación del VAN para la siguiente potencia es inferior a la anterior, antes de alcanzar el valor de $P_{p\text{máx}}$, se activa una segunda iteración del proceso de búsqueda. En esta segunda iteración se repite el proceso, pero ahora entre las dos potencias identificadas en la iteración anterior, como se muestra en la Figura 79. Es decir, los valores de salto del primer bucle (pot_ant y pot_present) serán los valores entre las dos iteraciones, teniendo en cuenta que el salto2 a la segunda iteración será menor que el salto 1, por lo que reduciremos el rango de valores de forma sustancial.

```

29  %-----
30  % Primeira iteração no processo de otimização de P a instalar
31  %
32  % P vai ser testado entre Ppmin e Ppmax com saltos de salto1;
33  %
34  %-----
35
36  for Pp=Ppmin:salto1:Ppmax %bucle realizado entre Ppmin y Ppmax
37
38      VAN_anterior=VAN_atual;
39      pot_atual=Pp; %Valor atual de Pp
40      analisis_economico; %Corre analisis_economico.m
41      VAN_atual=VAN; %Carrega o valor de VAN calculado em analisis_economico.m
42
43      if VAN_atual>=VAN_anterior %o novo valor de Pp melhora o desempenho económico
44          pot_ant=Pp;
45      else
46          break;
47      end;
48  end;
49
50  %-----
    
```

Figura 78 - Primera iteración del fichero "main.m"

```

Main.m x variables.m x pvgis_all_values_V2.m x pvgis_valores.m x analisis_economico.m x +
50 %-----
51 % Segunda iteração no processo de otimização de P a instalar
52 %
53 % P vai ser testado entre Pot_anterior e Pot_atual com saltos de salto2;
54 %
55 %-----
56
57 - if pot_ant>0
58
59 -     VAN_anterior=0;
60 -     VAN_atual=0;
61 -     pot_ant_2=0;
62 -     pot_atual_2=0;
63
64 - for Pp=pot_ant:salto2:pot_atual
65
66 -     VAN_anterior=VAN_atual;
67 -     pot_atual_2=Pp; %Valor atual de Pp
68 -     analisis_economico; %Corre analisis_economico.m
69 -     VAN_atual=VAN; %Carrega o valor de VAN calculado em analisis_economico.m
70
71 -     if VAN_atual>VAN_anterior %o novo valor de Pp melhora o desempenho económico
72 -         pot_ant_2=Pp;
73 -     else
74 -         break;
75 -     end;
76 - end;

```

Figura 79- Segunda iteración del fichero “main.m”

El proceso se repetirá hasta una tercera vez, siguiendo la misma lógica, tal como se representa en la Figura 80. Es decir, de la misma forma que hemos hecho con la segunda iteración, para la tercera iteración deberemos de coger los valores que nos ha salido de pot_ant_2 y pot_atual_2, para poder hacer los límites del bucle de la tercera iteración en el cual realizaremos saltos con salto3, variables con un porcentaje en salto mucho menor a la de salto2 y la de salto1.

El valor de los incrementos de potencia en cada iteración se definen en el archivo "variables.m", y este valor de salto indica el valor en kW del salto de potencia en el que se realiza la potencia a instalar. Cuanto más bajo sea el valor del salto, mayor será la precisión y, por lo tanto, mejor será la potencia. Por otro lado, cuanto más bajo es el valor de los saltos, más tiempo tiende el programa a ejecutarse. Tenga en cuenta que establecer saltos de valor más altos acelera la ejecución del programa, pero aumenta el riesgo de obtener soluciones más alejadas de las más apropiadas.

Obsérvese que en cada evaluación de un determinado valor de potencia para el generador, se llama al archivo Analisis_economico.m para obtener el valor VAN de esa misma potencia.

```
Main.m x variables.m x pvgis_all_values_V2.m x pvgis_valores.m x analisis_economico.m x +
79 %-----
80 % Terceira iteração no processo de otimização de P a instalar
81 %
82 % P vai ser testado entre Pot_anterior e Pot_atual com saltos de salto2;
83 %
84 %-----
85
86 VAN_anterior=0;
87 VAN_atual=0;
88 pot_ant_3=0;
89 pot_atual_3=0;
90
91 for Pp=pot_ant_2:salto3:pot_atual_2
92
93     VAN_anterior=VAN_atual;
94     pot_atual_3=Pp; %Valor atual de Pp
95     analisis_economico; %Corre analisis_economico.m
96     VAN_atual=VAN; %Carrega o valor de VAN calculado em analisis_economico.m
97
98     if VAN_atual>VAN_anterior %o novo valor de Pp melhora o desempenho económico
99         pot_ant_3=Pp;
100    else %o novo valor de Pp piora o desempenho económico
101        Pot_instalar=pot_ant_3;
102        VAN_final=VAN_anterior;
103        break;
104    end;
105 end;
```

Figura 80- Tercera iteração del fichero “main.m”

6. Caso de estudio

En este último apartado del proyecto deberemos de realizar el cálculo económico y técnico de un sistema fotovoltaico destinado al autoconsumo para un determinado consumidor. El dimensionamiento económico se hace utilizando el programa obtenido en Matlab. El dimensionamiento técnico, hecho para la potencia resultante del cálculo económico, está hecho con el recurso de las reglas definidas en la sección 4.

6.1 Dimensionamiento Económico del Proyecto

En este apartado, realizaremos con todo detalle el dimensionamiento económico con resultados y con casos del problema para poder optimizar el sistema de la central fotovoltaica de una manera más precisa.

6.1.1 Caracterización del Consumidor

El consumidor al que va dirigido el generador fotovoltaico es del tipo industrial situado en Viseu (latitud=40,606675; longitud='-7,9215133') y alimentado a baja tensión. Concretamente, se alimenta de un bajo voltaje especial (BTE), lo que en el sistema eléctrico portugués significa que es un consumidor alimentado por bajo voltaje pero con una potencia contratada de más de 41,4 kVA. En el caso concreto, se supone que el consumidor tiene una potencia contratada de 50 kVA.

El perfil de consumo anual considerado se basa en el perfil real de un consumidor, obtenido a través del distribuidor de energía y discretizado por períodos de consumo de 1 h, lo

que corresponde por tanto a un total de 8760 valores. El consumo total de energía para el consumidor considerado es igual a 96.434 MWh.

La Figura 81 muestra el perfil de consumo de algunos días del año considerados como típicos. Obsérvese que la figura muestra la potencia media verificada en cada hora de los días representados que también representa la energía consumida en cada una de estas horas.

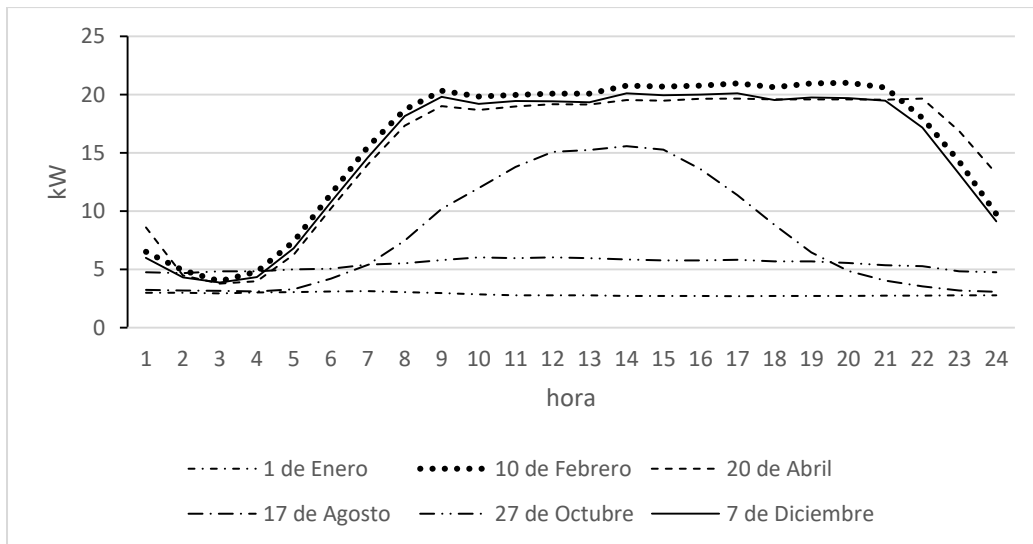


Figura 81 - Perfil de consumo de algunos días típicos del año

La tarifa de electricidad considerada (precios a pagar por la electricidad importada de la red por el consumidor) era la tarifa regulada portuguesa aplicable a los consumidores en BTE (tarifa de transición para la venta a los consumidores finales en BTE) en forma de tarifa de uso prolongado. La Figura 82 muestra la tarifa aplicable a estos consumidores para el año 2020, en la que se destaca la parte aplicable al consumidor en estudio.

Como podemos observar, los precios de la electricidad variarán, de un periodo a otro del año en función si es Verano o si es Invierno, por ello, se dividirán en 4 periodos, de los cuales, el primer periodo (I) y el cuarto (IV) corresponderán a la época de Invierno, y el segundo (II) y el tercero (III), corresponderá a la época de Verano. Por otro lado, los precios también varían a lo largo de las horas del día en función de las horas de punta, llenas, vacío e supervacío. La Figura 83 muestra los períodos aplicables en función de las horas del día. Hay que resaltar que dichos precios cambian entre días útiles (lunes-viernes), y el sábado y el domingo, y con ello también cambiarán las horas a las cuales tengamos horas de punta, llenas, vacío y supervacío.

La conjugación de la información constante de las Figuras 83 y 84 permite calcular los precios de electricidad importada de la red para el consumidor del estudio. Dentro de los precios que se representan en la Figura 83, distinguiremos distintos colores en los cuales: el rojo representará precio en horas en punta (P-HP); el amarillo representará el precio en horas llenas

DIMENSIONAMIENTO ÓPTIMO SISTEMAS FOTOVOLTAICOS AUTOCONSUMO

(P-HL); el verde oscuro representará el precio en horas de supervacío (P-HSV); y el verde claro representará el precio en horas de vacío (P-HV). Cabe señalar que los precios presentados para las horas punta cuentan ya con el efecto de la potencia consumida en estas horas. También hay que señalar que los precios que aparecen en las tablas de la Figura 84 no están afectadas aún por el IVA que, en Portugal es actualmente del 23%.

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTE		PREÇOS	
Termo tarifário fixo		(EUR/mês)	(EUR/dia) *
		23,47	0,7694
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia) *
Tarifa de médias utilizações		15,419	0,5056
		Contratada	0,708
Tarifa de longas utilizações		20,758	0,6806
		Contratada	1,503
Energia activa		(EUR/kWh)	
Tarifa de médias utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,2142
		Horas cheias	0,1351
		Horas de vazio normal	0,0905
		Horas de super vazio	0,0792
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,2134
		Horas cheias	0,1322
		Horas de vazio normal	0,0901
		Horas de super vazio	0,0797
Tarifa de longas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1638
		Horas cheias	0,1305
		Horas de vazio normal	0,0864
		Horas de super vazio	0,0751
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,1622
		Horas cheias	0,1305
		Horas de vazio normal	0,0850
		Horas de super vazio	0,0764
Energia reactiva		(EUR/kvarh)	
		Indutiva	0,0300
		Capacitiva	0,0228

Figura 82-Tarifa de precios de venta de electricidad para Baja Tensión Eléctrica (Fuente [46])

Ciclo semanal para todos os fornecimentos em Portugal Continental			
Período de hora legal de Inverno		Período de hora legal de Verão	
De segunda-feira a sexta-feira		De segunda-feira a sexta-feira	
Ponta:	09.30/12.00 h 18.30/21.00 h	Ponta:	09.15/12.15 h
Cheias:	07.00/09.30 h 12.00/18.30 h 21.00/24.00 h	Cheias:	07.00/09.15 h 12.15/24.00 h
Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/07.00 h	Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/07.00 h
Super vazio:	02.00/06.00 h	Super vazio:	02.00/06.00 h
Sábado		Sábado	
Cheias:	09.30/13.00 h 18.30/22.00 h	Cheias:	09.00/14.00 h 20.00/22.00 h
Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/09.30 h 13.00/18.30 h 22.00/24.00 h	Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/09.00 h 14.00/20.00 h 22.00/24.00 h
Super vazio:	02.00/06.00 h	Super vazio:	02.00/06.00 h
Domingo		Domingo	
Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/24.00 h	Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/24.00 h
Super vazio:	02.00/06.00 h	Super vazio:	02.00/06.00 h

Figura 83- Ciclo semanal para todos los periodos (I-IV) en Portugal

Períodos I e IV (Inverno) - jan a mar + out a dez				Períodos II e III (Verão) - abr a set			
hora	Dias úteis	sab	dom	hora	Dias úteis	sab	dom
0-1	0.0864	0.0864	0.0864	0-1	0.0764	0.0764	0.0764
1-2	0.0864	0.0864	0.0864	1-2	0.0764	0.0764	0.0764
2-3	0.0751	0.0751	0.0751	2-3	0.0850	0.0850	0.0850
3-4	0.0751	0.0751	0.0751	3-4	0.0850	0.0850	0.0850
4-5	0.0751	0.0751	0.0751	4-5	0.0850	0.0850	0.0850
5-6	0.0751	0.0751	0.0751	5-6	0.0850	0.0850	0.0850
6-7	0.0864	0.0864	0.0864	6-7	0.0764	0.0764	0.0764
7-8	0.1305	0.0864	0.0864	7-8	0.1305	0.0764	0.0764
8-9	0.1305	0.0864	0.0864	8-9	0.1305	0.0764	0.0764
9-10	0.2999	0.1305	0.0864	9-10	0.3891	0.1305	0.0764
10-11	0.2999	0.1305	0.0864	10-11	0.3891	0.1305	0.0764
11-12	0.2999	0.1305	0.0864	11-12	0.3891	0.1305	0.0764
12-13	0.1305	0.1305	0.0864	12-13	0.1305	0.1305	0.0764
13-14	0.1305	0.0864	0.0864	13-14	0.1305	0.1305	0.0764
14-15	0.1305	0.0864	0.0864	14-15	0.1305	0.0764	0.0764
15-16	0.1305	0.0864	0.0864	15-16	0.1305	0.0764	0.0764
16-17	0.1305	0.0864	0.0864	16-17	0.1305	0.0764	0.0764
17-18	0.1305	0.0864	0.0864	17-18	0.1305	0.0764	0.0764
18-19	0.1305	0.0864	0.0864	18-19	0.1305	0.0764	0.0764
19-20	0.2999	0.1305	0.0864	19-20	0.1305	0.0764	0.0764
20-21	0.2999	0.1305	0.0864	20-21	0.1305	0.1305	0.0764
21-22	0.1305	0.1305	0.0864	21-22	0.1305	0.1305	0.0764
22-23	0.1305	0.0864	0.0864	22-23	0.1305	0.0764	0.0764
23-24	0.1305	0.0864	0.0864	23-24	0.1305	0.0764	0.0764

Figura 84- Precios de Compra de Electricidad

6.1.2 Parámetros utilizados

En el presente caso de estudio se admitirá que el generador fotovoltaico a instalar será de tipo fijo, localizado en la cobertura del edificio de la instalación de consumo de electricidad . Se admite que aun esta cobertura permite la instalación de los paneles solares con un ángulo de inclinación de 35 ° con la horizontal (que es el ángulo más óptimo para recoger la mayor energía posible durante todo el año), bien como la orientación azimutal de los paneles igual a 0° (que es la orientación preferencial para captar mayor energía durante el día).

En lo que se refiere a los paneles fotovoltaicos adoptados, a la Tabla 5 se presenta las respectivas características relevantes para el proceso de la potencia económica mas adecuada para el generador fotovoltaico a instalar por el consumidor. Dichos valores son los

pertenecientes a un panel específico cogido por catálogo, es decir, podremos cambiar dichos valores, según nos convenga en precio y dimensiones del terreno en el cual vamos a construir la central fotovoltaica.

Tabla 5- Características relevantes para el proceso de la potencia económica

η	16,4	%
P	320	W
Área	1,1	m ²
Pérdidas de η	1%	%/ano
V	290,91	W/m ²

Los parámetros económicos utilizados en el proceso de búsqueda de la potencia eléctrica se encuentran en la Tabla 6.

Tabla 6- Características económicas del proceso

T	20	años
Tasa inflación general	2	%
Tasa inflación del precio electricidad	1	%
Tasa de descuento	800%	%
Remuneración energía exportada	5	c€
Inversión	750	€/kW
Coste O&M	30	€/kW

Para el control del algoritmo del proceso de búsqueda de la potencia económicamente más adecuada serán los adoptados por los siguientes parámetros mostrados en la Tabla 7:

Tabla 7- Características del proceso de iteración

Ppmin	1	kW
Ppmax	10000	kW
salto1	1	kW
salto2	0,5	kW
salto3	0,2	kW

6.1.3 Resultados

En este apartado, presentaremos los resultados que hemos obtenido con las consideraciones hechas en los apartados anteriores.

El programa será ejecutado en el numerador portátil con procesador quad core de 2,66 GHz de velocidad de 4 GB de memoria RAM , teniendo una espera de 1 minuto y 24 segundos a llegar al valor de la potencia a instalar.

La Tabla 8 se mostrará los valores obtenidos donde, los principales indicadores serán (potencia a instalar y el VAN asociado a este), se mostrarán además, otros indicadores representativos para el desarrollo del proyecto (inversión, el beneficio total e los costes totales de operación y manutención).

Tabla 8- Principales valores obtenidos del programa

Potencia a instalar	55,5	kW
VAN	29450	€
Inversión	41625	€
Beneficio total	91491	€
Custo O&M total	20415	€

Además de los indicadores económicos que se muestran en el cuadro anterior, el programa desarrollado también permite obtener información sobre los indicadores energéticos. La Tabla 9 muestra, para el presente caso de estudio, los indicadores de energía considerados relevantes, teniendo como referencia el período de 20 años considerado.

Tabla 9- Indicadores de energía relevantes

Producción acumulada	938,75	MWh
Producción autoconsumida	650,79	MWh
Producción exportada a red	287,96	MWh
Porcentaje de autoconsumo	69,325	%

Los resultados muestran que, para el consumidor adoptado en el estudio de caso, la potencia más adecuada económicamente para instalar es igual a 55,5 kW, lo que permitirá una producción de electricidad igual a 938,75 MWh en 20 años, y alrededor del 69,3% de esta energía será autoconsumida (el resto se inyectará en la red).

El valor de la potencia obtenida también puede estar sujeto a restricciones que impidan su instalación efectiva debido, por ejemplo, a la falta de espacio físico para el alojamiento de los paneles fotovoltaicos (aspecto no considerado aquí).

Los siguientes gráficos muestran, durante varios días a lo largo del año 20 de la simulación, los resultados de la producción (Figura 85) y la importación/exportación de energía (Figura 86).

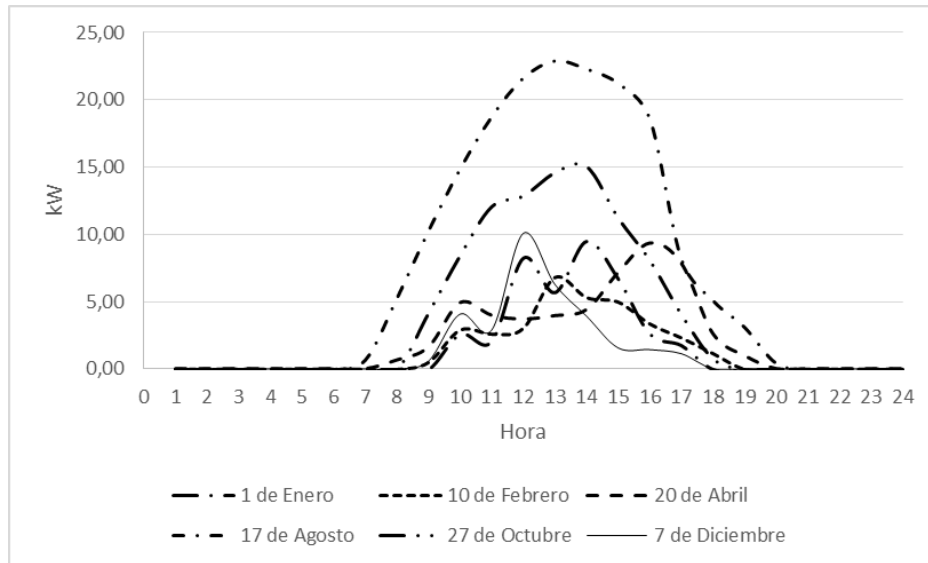


Figura 85- Perfil de Producción para unos días típicos anuales

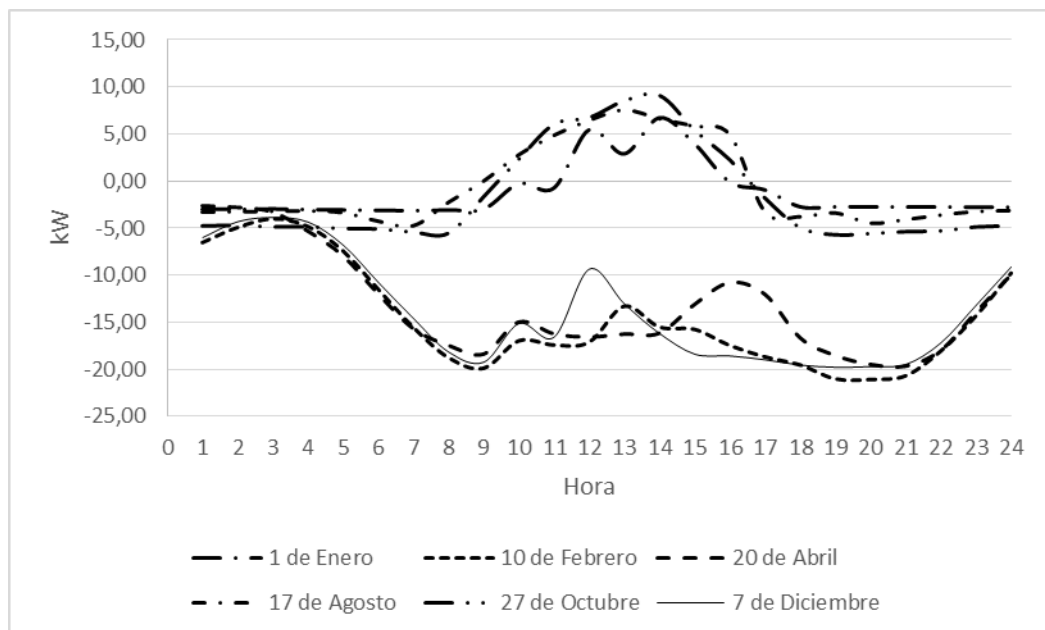


Figura 86- Perfil de Importación/Exportación para unos días típicos anuales

Un aspecto interesante de la solución obtenida es el porcentaje relativamente bajo de energía autoconsumida. El precio considerablemente alto de la energía en las horas punta contribuye de manera significativa a esta situación. De hecho, si consideramos el precio de la energía en las horas punta igual al valor de las horas completas, el resultado será el de la Tabla 9 , siendo evidente el importante impacto del coste de la electricidad en las horas punta.

Tabla 9-Valores finales del proyecto

Potencia a instalar	40,2	kW
VAN	5 673,5	€
Invesrsión	30 150	€
Beneficio total	50 611	€
Coste O&M total	14 787	€
Producción acumulada	679,96	MWh
Producción autoconsumida	520,95	MWh
Producción exportada a red	159,00	MWh
Porcentaje de autoconsumo	76,616	%

6.1.4 Análisis de Sensibilidad

Como hemos comentado anteriormente, al modificar alguna de las tasas que hemos considerados por parte del cliente, la duración del proyecto, los paneles fotovoltaicos, el ángulo de inclinación, el ángulo azimutal, la localización,... variarán sensiblemente los valores de dichos resultados, por lo que deberemos de hacer un análisis de sensibilidad en el siguiente punto, para comparar distintos resultados y buscar la mejor opción para nuestro proyecto. Para la realización del análisis de sensibilidad, se realizará gráficos para distintas variables a modificar y compara la potencia a instalar necesaria y el VAN obtenido con cada uno, para escoger la mejor opción.

6.1.4.1 Sensibilidad a tasa de descuento (td)

Como podemos visualizar en la siguiente gráfica, las tasas de descuento más bajas conducen a una mayor potencia a instalar en el generador, así como a valores más altos de VAN. Obsérvese que una tasa de descuento del 6% en lugar del 8% determina un aumento del 10% en la potencia a instalar, lo que corresponde a un aumento del 36% en el valor de la VAN. Considerando una tasa de descuento del 10% en lugar del 8%, lleva a una reducción del 8% en la potencia a instalar y una disminución del 27% en la VAN. Cabe señalar que,

independientemente de la tasa de descuento que se considere, el proyecto es, desde el punto de vista económico, viable.

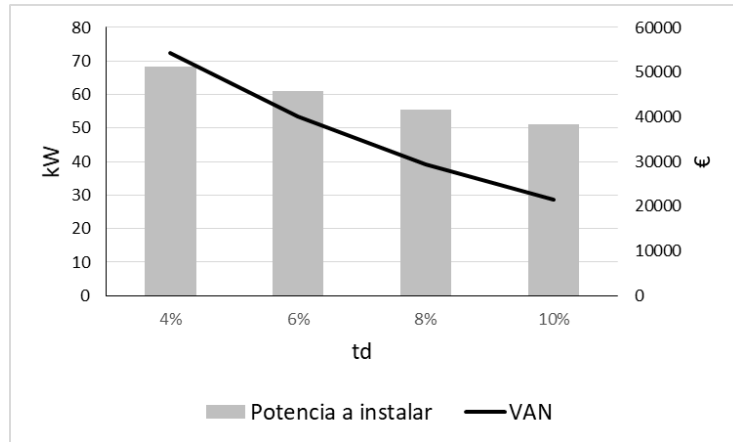


Figura 87-Gráfico de sensibilidad de la tasa de descuento (td)

6.1.4.2 Sensibilidad de la tasa de inflación general (tg)

El gráfico de la Figura 88 muestra que el valor de la potencia a instalar es sensible a la tasa de inflación general, lo que influye en los costos de operación y mantenimiento de la planta fotovoltaica durante su vida útil. Tenga en cuenta que si la tasa de inflación es la mitad de la considerada inicialmente (2%), la potencia a instalar aumenta en un 3% y la VAN en un 5%. En caso de considerar una tasa de inflación igual al doble de la inicialmente adoptada, la potencia a instalar se reduce en un 5% y la respectiva VAN en un 11%. Una vez más, el proyecto sigue siendo económicamente viable para todas las tasas de inflación consideradas.

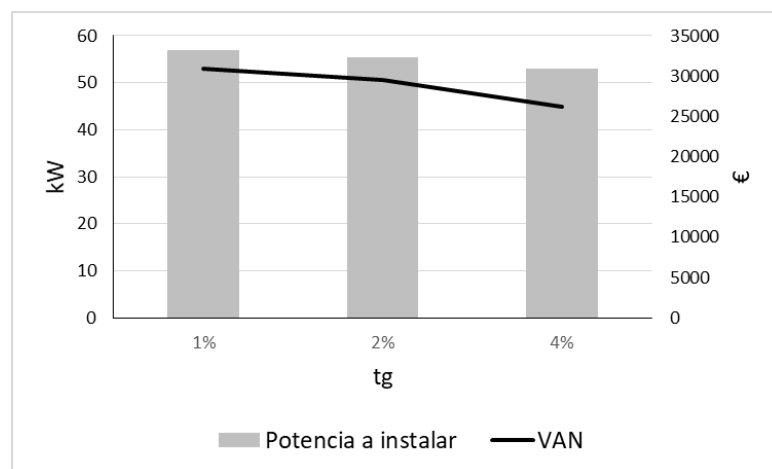


Figura 88- Gráfico de sensibilidad de la tasa de inflación general (tg)

6.1.4.3 Sensibilidad de la tasa de inflación en el precio de la electricidad (te)

La Figura 89 muestra la sensibilidad de la solución a adoptar en relación con la inflación esperada para el precio de la electricidad que el consumidor tendría que comprar en la red pública. Como era de esperar, el aumento de esta tasa de inflación determina un mejor rendimiento del generador, aumentando tanto la potencia a instalar como la respectiva VAN. La consideración de una tasa igual al doble de la inicialmente asumida lleva a un aumento del 8% del valor de la potencia a instalar en el generador y a un aumento del 24% del VAN respectivo.

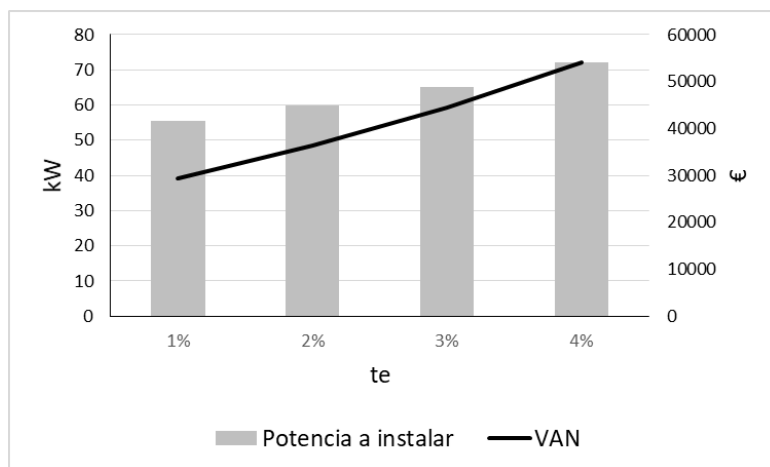


Figura 89- Gráfico de sensibilidad de la tasa de inflación en el precio de electricidad

6.1.4.4 Sensibilidad al precio de venta de los excedentes (pv)

Como podemos visualizar en el gráfico de la Figura 90, la remuneración de la energía excedente inyectada en la red por la central eléctrica tiene una influencia significativa en el valor de la energía que se instalará en la central eléctrica, así como en el VAN respectivo. Cabe señalar que si la energía inyectada en la red no es remunerada, la potencia más adecuada a instalar en el generador fotovoltaico se reduce en un 16% con respecto a la situación inicialmente prevista (remuneración de 5c/kWh), con la consiguiente reducción de la VAN del 24%. Cabe señalar, sin embargo, que incluso sin la remuneración del excedente, la instalación de un generador fotovoltaico para este consumidor es económicamente viable.

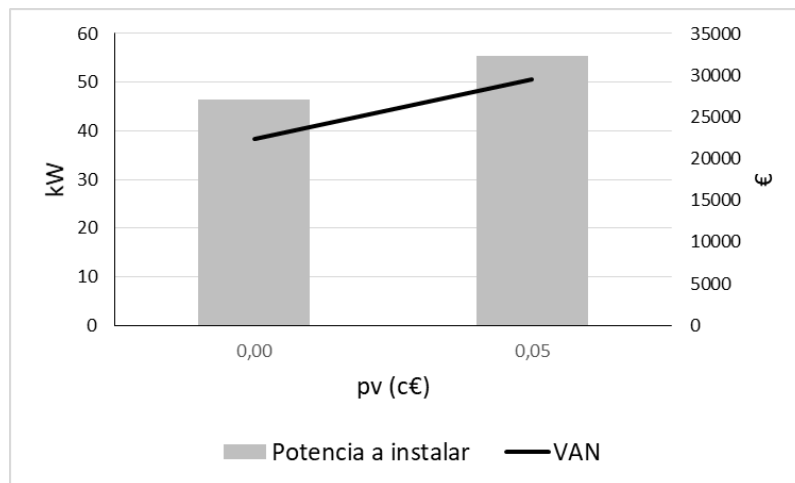


Figura 90- Gráfico de sensibilidad del precio de venta de excedentes (pv)

6.2 Dimensionamiento Técnico del Proyecto

En este apartado, realizaremos el dimensionamiento técnico del proyecto a realizar. Para ello, calcularemos mediante fórmulas y con los resultados obtenidos en el programa de Matlab, el dimensionamiento más óptimo para nuestra central fotovoltaica.

Lo primero de todo, deberemos de escoger un equipo determinado de catalogo, en el cual influirán a la hora de dimensionar todo el proyecto. El generador que va ser dimensionado cuenta con una potencia igual a 55,5 kW.

6.2.1 Elección del Panel Fotovoltaico

Hemos elegido, un Módulo Fotovoltaico CHSM6612P del fabricante Astronergy (Figura 91) que tiene un área cercana a $1,94 \text{ m}^2$ ($1,954 \text{ m} \times 0,990 \text{ m}$) y las características eléctricas y mecánicas se muestran en las tablas de la Figura 92 y de la Figura 93.

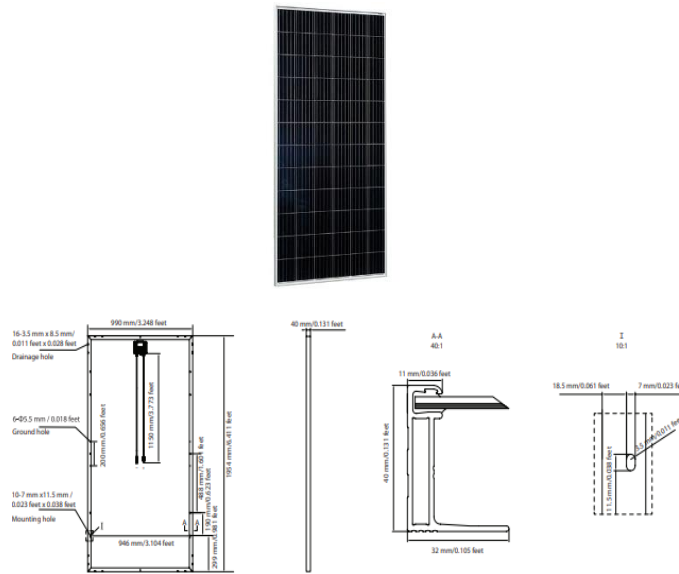


Figura 91 -Visualización y medidas del panel fotovoltaico CHSM6612P – 320 W . Fuente [47]

ELECTRICAL SPECIFICATIONS					
STC rated output (P_{mp})*	310 Wp	315 Wp	320 Wp	325 Wp	330 Wp
Rated voltage (V_{mp}) at STC	36.91 V	36.99 V	37.02 V	37.11 V	37.15 V
Rated current (I_{mp}) at STC	8.40 A	8.53 A	8.65 A	8.77 A	8.89 A
Open circuit voltage (V_{oc}) at STC	45.15 V	45.30 V	45.45 V	45.67 V	45.86 V
Short circuit current (I_{sc}) at STC	8.92 A	9.04 A	9.25 A	9.48 A	9.52 A
Module efficiency	16.0%	16.3%	16.5%	16.8%	17.1%
Rated output (P_{mp}) at NOCT	216.5 Wp	220.0 Wp	223.5 Wp	226.9 Wp	230.4 Wp
Rated voltage (V_{mp}) at NOCT	33.71 V	33.74 V	33.80 V	33.86 V	33.92 V
Rated current (I_{mp}) at NOCT	6.42 A	6.52 A	6.61 A	6.70 A	6.79 A
Open circuit voltage (V_{oc}) at NOCT	41.43 V	41.57 V	41.70 V	41.91 V	42.08 V
Short circuit current (I_{sc}) at NOCT	6.90 A	6.99 A	7.15 A	7.33 A	7.37 A
Temperature coefficient (P_{mp})	- 0.408%/°C				
Temperature coefficient (I_{sc})	+0.050%/°C				
Temperature coefficient (V_{oc})	- 0.311%/°C				
Normal operating cell temperature (NOCT)	46±2°C				
Maximum system voltage (IEC/UL)	1000V _{DC} or 1500V _{DC}				
Number of diodes	3				
Junction box IP rating	IP 67				
Maximum series fuse rating	15 A				

* Measurement tolerance +/- 3%

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, AM=1.5

NOCT: Irradiance 800W/m², Ambient Temperature 20°C, AM=1.5, Wind Speed 1m/s

Figura 92- Características técnicas del panel fotovoltaico CHSM6612P (Fuente[47])

MECHANICAL SPECIFICATIONS	
Outer dimensions (L x W x H)	1954 x 990 x 40 mm 76.93 x 38.98 x 1.57 in
Frame technology	Aluminum, silver anodized
Module composition	Glass / EVA / Backsheet (white)
Front glass thickness	3.2 mm / 0.13 in
^① Cable length (IEC/UL)	1150 mm / 45.28 in
Cable diameter (IEC/UL)	4 mm ² / 12 AWG
^② Maximum mechanical test load	6000 Pa
Fire performance (IEC/UL)	Class C (IEC) or Type 1 (UL)
Connector type (IEC/UL)	MC4 compatible

^① Option: 900(+)/800(-) mm for defined projects in advance.
^② Refer to Astronergy crystalline installation manual or contact technical department.
 Maximum Mechanical Test Load=1.5*Maximum Mechanical Design Load.

Figura 93 - Características mecánicas del panel fotovoltaico CHSM6612P (Fuente[47])

Dicho panel fotovoltaico tiene una potencia de 320 W y la potencia a instalar en nuestra central fotovoltaica es de 55,5 kW , por tanto, de esta manera podremos calcular el número de paneles (36) que tendremos para la central.

$$N = \frac{55500}{320} = 173,4375 \text{ paneles fotovoltaicos posibles en el string} \quad (36)$$

El número de paneles obtenido en la expresión anterior puede tener que ajustarse de acuerdo con las restricciones de compatibilidad entre las tensiones y corrientes generadas por los paneles y los valores admisibles en la entrada de DC del inversor adoptado, como veremos más adelante.

6.2.2 Elección del Inversor

Para ello, deberemos de atender a las necesidades de nuestro sistema , en el que el inversor deberá de soportar la potencia a instalar de 55,5 kW . Una regla empírica frecuentemente aplicada es asegurar que la potencia del inversor en el lado de la DC (P_{DC}^{inv}) esté en el rango entre el 70% y el 120% de la potencia instalada en los paneles fotovoltaicos. Es decir, el inversor que hemos escogido (Figura 94). Como podemos observar en los datos técnicos del inversor, mostrados en la Figura 95, nuestra máxima potencia de alimentación DC es de 58 kW, por tanto, podrá soportar la potencia de instalación.



Figura 94- Visualización del Inversor de la central fotovoltaica (Fuente [48])

Datos técnicos	
Modelo (SUNFOREST)	50kt
La entrada (CC)	
Max. Alimentación de entrada CC	58KW
El voltaje de CC máx.	1000V de CC
MPPT rango de funcionamiento	450~820V C
Número de entradas paralelas	2
Número de MPP Trackers	1
Max. Corriente de entrada	128A
Salida (AC)	
La potencia de salida nominal	50KW
Max. La potencia de salida	55KW
Corriente de salida nominal	72A
Max. Corriente de salida	80A
Tensión de salida de CA nominal	400 Vac
El rango de tensión de salida de CA*	360~440Vac
Rango de frecuencia de la red de CA*	50±5 Hz
Factor de potencia (cosφ)	0.9 (inicial)~C
THDI	<3% (en po
La eficiencia	
Eficiencia máx.	EI 96,5%
Eficiencia Euro	EI 95,8%
MPPT eficiencia	EI 99,9%
System	
La temperatura de funcionamiento	-25°C~+60°C
La altitud	6000m(reduc
Ruido (típico)	≤65dB (A)
El consumo de noche	<100W
Aislamiento eléctrico	Transformad
Concepto de refrigeración	Ventilador
Grado de protección	IP20
La comunicación	RS485.
La dimensión (W*D*H mm)	600*650* 14
Peso (kg)	520

Figura 95- Datos técnicos del inversor a instalar (Fuente [48])

6.2.3 Compatibilización entre paneles fotovoltaicos e inversor

6.2.3.1 Restricciones de Potencia

La restricción de la potencia determina que la potencia del inversor DC debe estar en la gama entre un 70% y un 120% de la potencia instalada en los paneles fotovoltaicos, tal como se refiere en la expresión (37). Es decir, para el caso presente , tendremos:

$$0,7 \times 55,5 \text{ kW} \leq 58 \text{ kW} \leq 1,2 \times 55,5 \text{ kW}$$

$$38,85 \text{ kW} \leq 58 \text{ kW} \leq 66,6 \text{ kW}$$

6.2.3.2 Restricciones de Intensidad

$$I_{DC,MÁX}^{INVERSOR} \geq I_{DC,MÁX}^{GENERADOR} \times Np$$

$$I_{DC,MÁX}^{INVERSOR} \geq 1,25 \times I_{SC} \times Np$$

(38)

Donde, Np es el número de paneles en paralelo que el generador tendrá .

Como podemos observar, en la Figura 92, Isc, es la intensidad de cortocircuito que en nuestro caso será de 9,25 A , por tanto , Isc=9,25 A.

$$128 \text{ A} \geq 1,25 \times 9,25 \times Np$$

$$Np \leq \frac{128}{1,25 \times 9,25} = \frac{128}{11,5625} = 11,0702 \text{ filas}$$

Por ello, podremos colocar un máximo de 11 filas (Np=11), para poder soportar las condiciones de restricción de intensidad.

6.2.3.3 Restricciones de Voltaje máximo en vacío

En este apartado, para calcular la tensión máxima de salida de cada panel dependerá de la variación de temperatura a la cual estará sometido, por ello, primero calcularemos la tensión máxima de salida para un panel ($V_{OC}^{MÁX,panel}$) y luego, calcularemos el número máximo de paneles que es posible colocar en serie para nuestra instalación limitándolo con la tensión máxima de entrada del inversor.

Consideraremos que la temperatura mínima esperada será de $-10^{\circ}C$ para el cálculo de $V_{OC}^{MÁX}$. (El cual es un valor habitualmente utilizado en Portugal)

$$V_{OC}^{MÁX,panel} = V_{OC}^{MÁX} (-10^{\circ}C) = V_{OC}^{STC} - \beta \times (25 - T_{MÍN}) \quad (39)$$

El valor del coeficiente del coeficiente de temperatura para la tensión, β , es igual a:

$$\beta = -0,311 \text{ \%/}^{\circ}C$$

$$\beta = -0,311\% \times 45,45$$

$$\beta = -0,14135 \text{ V/}^{\circ}C$$

Por tanto, ahora tendremos que ir a la ecuación (39), y sustituir el valor de β y el valor de $T_{MÍN}$ ($-10^{\circ}C$), para calcular la tensión máxima de salida de cada panel ($V_{OC}^{MÁX,panel}$).

$$V_{OC}^{MÁX,panel} = 45,45 - (-0,14135) \times (25 - (-10)) = 50,397 \text{ V} \quad (39)$$

Por razones de seguridad es habitual que se defina la máxima tensión en vacío por:

$$V_{OC,Seg}^{MÁX,panel} = \max \{ V_{OC}^{MÁX,panel}; 1,2 \times V_{OC} \}$$

$$V_{OC,Seg}^{MÁX,panel} = \max \{ 50,397; 1,2 \times 45,45 \}$$

$$V_{OC,Seg}^{MÁX,panel} = \max \{ 50,397; 54,54 \}$$

$$V_{OC,Seg}^{MÁX,panel} = 54,54 \text{ V}$$

Teniendo ya el valor de $V_{OC}^{MÁX,panel}$, ahora calcularemos el número máximo de paneles que se pueden colocar en serie en cada fila. Para cada una, tendremos en cuenta la tensión máxima de DC del inversor el cual podemos ver en la Figura 95 que es de 1000 V de tensión máxima.

$$V_{OC}^{MÁX,PANEL} \times N_s \leq V_{MÁX,DC}^{INVERSOR} \quad (40)$$

$$54,54 \times N_s \leq 1000 \text{ V}$$

$$N_s \leq \frac{1000}{54,54} = 18,34 \text{ paneles por fila}$$

Es decir, el número máximo de paneles fotovoltaicos que podríamos colocar en serie en cada fila es de 18.

6.2.3.4 Configuración del sistema

Los cálculos realizados en los dos apartados anteriores han demostrado que es posible acomodar diferentes configuraciones del generador, siempre y cuando el número de filas a utilizar no sea superior a 11 y el número de paneles en serie por fila no sea superior a 18. Así, podemos tener hasta un total de 198 paneles fotovoltaicos, lo que equivale a una potencia máxima de 63,36 kW. Sin embargo, dada la limitación de potencia en el lado de DC del generador, la potencia máxima que se instalará en los paneles es de 58 kW, es decir, un total de unos 181 paneles fotovoltaicos del tipo adoptado en esta obra.

Para dimensionar el generador, la potencia es de 55,5 kW, lo que representa unos 174 paneles. Este número de paneles no se puede obtener exactamente con ninguna de las configuraciones que son posibles por los límites anteriormente mencionados, por lo que se adoptó una configuración de 11 filas con 16 paneles en serie cada una, como se ilustra en la Figura 96. Así, tendremos un total de 176 paneles con una potencia de 56,32 kW.

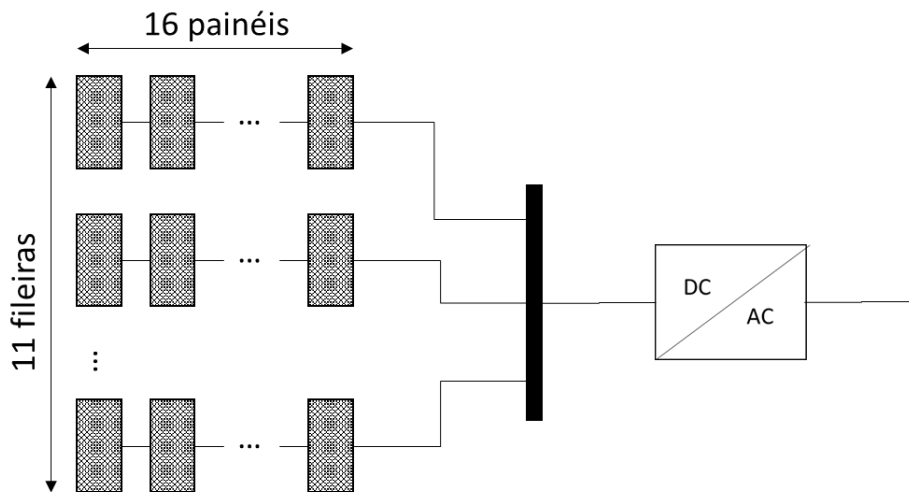


Figura 96- Disposición de los paneles fotovoltaicos en el generador

Una vez que se ha encontrado la configuración de la planta, es importante comprobar de nuevo las restricciones anteriores, es decir:

$$0,7 \times 56,32 \text{ kW} \leq 58 \text{ kW} \leq 1,2 \times 56,32 \text{ kW}$$

$$39,42 \text{ kW} \leq 58 \text{ kW} \leq 67,58 \text{ kW}$$

$$I_{DC, MÁX}^{INVERSOR} \geq 1,25 \times I_{SC} \times N_p$$

$$128 \text{ A} \geq 1,25 \times 9,25 \times 11$$

$$128 \text{ A} \geq 127,2 \text{ A}$$

$$V_{OC}^{MÁX, PANEL} \times N_s \leq V_{MÁX, DC}^{INVERSOR}$$

$$50,397 \times 16 \leq 1000 \text{ V}$$

$$806,35 \text{ V} \leq 1000 \text{ V}$$

Por lo tanto, se confirma que las restricciones de potencia, corriente y voltaje sin carga están aseguradas.

6.2.3.5 Restricción del Rango de Tensión de MPP (Punto de Máxima Potencia)

El rango de funcionamiento del inversor en MPPT es de 450 V—820 V (Figura 94). De esta forma, es necesario calcular la tensión máxima de MPP de cada panel ($V_{MPP}^{MÁX,PANEL}$), en el cual calcularemos si es inferior al valor máximo de la tensión MPP del inversor, es decir:

$$V_{MPP}^{MÁX,PANEL} = V_{MPP} - \beta \times (25 - T_{MÍN}) \quad (41)$$

$$V_{MPP}^{MÁX,PANEL} = 37,02 - (-0,14135) \times (25 - (-10))$$

$$V_{MPP}^{MÁX,PANEL} = 41,97 \text{ V}$$

$$V_{MPP}^{MÁX,PANEL} \times N_s \leq V_{MPP}^{MÁX,INVERSOR}$$

$$41,97 \text{ V} \times 16 \leq 820 \text{ V}$$

$$671,5 \text{ V} \leq 820 \text{ V}$$

También es necesario verificar que el voltaje MPP mínimo producido en cada fila no sea inferior al valor de voltaje MPP mínimo del inversor, es decir:

$$V_{MPP}^{MÍN,PANEL} = 37,02 - (-0,14135) \times (25 - 70)$$

$$V_{MPP}^{MÍN,PANEL} = 36,38 \text{ V}$$

$$V_{MPP}^{MÍN,PANEL} \times N_p \geq V_{MPP}^{MÍN,INVERSOR}$$

$$36,38 \text{ V} \times 16 \geq 450 \text{ V}$$

$$582 \text{ V} \geq 450 \text{ V}$$

Como podemos observar, los valores mínimo y máximos de tensión se encuentran dentro del rango de funcionamiento MPPT del inversor, por tanto, es válida la configuración escogida para la disposición de los paneles solares.

6.2.4 Dimensionamiento de los cables en el string

El siguiente dimensionamiento considera el uso de cables con la referencia TECSUN(PV) H1Z2Z2-K del fabricante Prysmian [49]. Estos cables están aislados con goma, aptos para ser expuestos directamente al sol y aislados para voltajes DC de hasta 1500 V (pero soportando un voltaje máximo de 1800 V DC).

De acuerdo con la información técnica proporcionada por el fabricante, estos cables pueden funcionar a temperaturas de hasta 90°C (en régimen permanente) presentando una vida útil esperada, en estas condiciones, de 30 años (a una temperatura de funcionamiento de 120°C el fabricante garantiza una vida útil de 20000 horas). La temperatura a la que pueden someterse los cables (los aislamientos) en caso de cortocircuito es de 250°C durante un período de 5 segundos. La temperatura ambiente a la que estos cables pueden funcionar está en el rango entre -40°C y 90°C.

La temperatura a la que el fabricante suministra la corriente admisible en las diversas secciones es igual a 60°C.

Para la instalación en el dimensionamiento se asume que la máxima temperatura ambiente a la que pueden estar sujetos los cables es $T_{AMB}^{MÁX} = 70^\circ C$, que se toma como la temperatura más alta en la parte posterior de los paneles fotovoltaicos. Por lo tanto, como se explicó anteriormente (Sección 3.2.7.2.2), es necesario calcular un factor de corrección $CF^{TEMPERATURA}$ (17) para internalizar el efecto de la temperatura ambiente considerada, es decir:

$$CF_{\tau_{amb}} = \sqrt{\frac{\theta_{max}-\theta}{\theta_{max}-\theta_0}} = \sqrt{\frac{90-70}{90-60}} = 0,82 \quad (17)$$

Los cables a dimensionar estarán directamente expuestos al sol (cables solares), por lo que se debe considerar un factor de corrección adicional igual a 0,9, por lo que será el CF^{TOTAL} , será:

$$CF^{TOTAL} = 0,9 \times 0,82 = 0,738$$

Así, la corriente mínima permisible en los conductores de los polos positivo y negativo de las filas será:

$$I_z \geq \frac{1,25 \times I_{SC}}{\prod CF} \rightarrow I_z \geq \frac{1,25 \times 9,25}{0,738}$$

$$I_z \geq 15,67 A$$

Como se puede ver en el extracto de la información técnica de los cables que se presenta en la Figura 97, la sección de los conductores puede, desde el punto de vista térmico, ser igual a 1,5 mm², lo que presenta $I_z = 29$ (A) (situación más adversa).

Number of cores x cross section	Colour	Part number	Conductor diameter max. mm	Outer diameter min. mm	Outer diameter max. mm	Bending radius fixed min. mm	Weight (approx.) kg/km	Permissible tensile force max. N	Conductor resistance at 20°C max. Ω/km	Current carrying capacity for single cable free in air (60°C ambient temp.) A	Current carrying capacity for single cable on a surface (60°C ambient temp.) A	Short Circuit Current (1s. from 90°C to 250°C) kA
1x1,5	black	20154830	1.6	4.4	5	15	35	23	13.7	30	29	0.21
1x2,5	black	20154650	1.9	4.8	5.4	17	46	38	8.21	41	39	0.36
1x2,5	red	20167176	1.9	4.8	5.4	17	46	38	8.21	41	39	0.36
1x2,5	blue	20167177	1.9	4.8	5.4	17	46	38	8.21	41	39	0.36
1x4	black	20149014	2.4	5.3	5.9	18	61	60	5.09	55	52	0.57
1x4	red	20165491	2.4	5.3	5.9	18	61	60	5.09	55	52	0.57
1x4	blue	20165492	2.4	5.3	5.9	18	61	60	5.09	55	52	0.57
1x6	black	20149015	2.9	5.8	6.4	20	80	90	3.39	70	67	0.86
1x6	red	20165493	2.9	5.8	6.4	20	80	90	3.39	70	67	0.86
1x6	blue	20165494	2.9	5.8	6.4	20	80	90	3.39	70	67	0.86

Figura 97- Características técnicas de los cables (Fuente [47])

Una vez que conocemos la sección térmica hay que verificar que la caída de tensión (19) no supere el límite aceptable. El límite se encuentra en el rango entre el 1 y 2% de la tensión del MPPT. En este trabajo consideramos el límite que va ser del 1%. El valor de caída de tensión puede ser calculado de la siguiente forma:

$$\Delta U = 2 \times \frac{\rho L}{S} \times 1,25 \times I_{SC}$$

que nos permite escribir la siguiente expresión que nos da la sección mínima permitida desde el punto de vista de las caídas de tensión:

$$1\% \times U_{MPP} \geq 2 \times \frac{\rho L}{S} \times 1,25 \times I_{SC}$$

$$S \geq \frac{2 \times \rho \times L \times 1,25 \times I_{SC}}{1\% \times U_{MPP}}$$

Por lo tanto, el cálculo de la sección mínima implica conocer la longitud de los cables que conectan los paneles fotovoltaicos al armario de conexión de la fila. Para ello consideraremos que la distancia de un panel a otro es de 0,02 m y teniendo en cuenta las medidas del panel (1.954 m x 0,990 m), calcularemos la distancia total de los cables de la fila más desfavorable, como se muestra en la Figura 98.

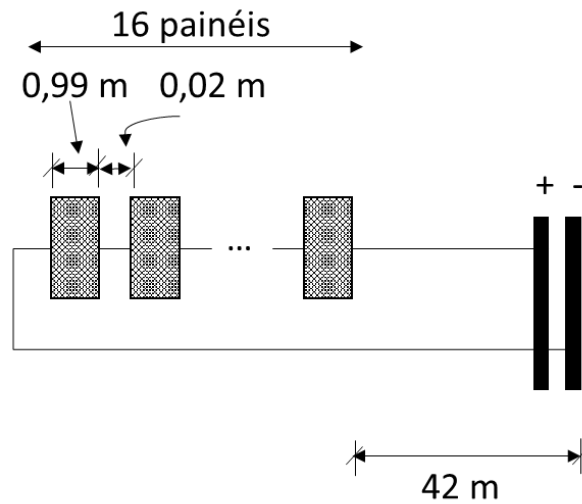


Figura 98- Esquema de la longitud total de los cables desde los paneles hasta el inversor.

$$L_{TOTAL} = (0,99 \times 16) + (15 \times 0,02) + 42 = 58,14 \text{ m} \quad (46)$$

Y luego, la sección mínima determinada por las caídas de tensión será:

$$S \geq \frac{2 \times 0,0225 \times 58,14 \times 1,25 \times 9,25}{1\% \times 16 \times 37,02}$$

$$S \geq 5,11 \text{ mm}^2$$

es decir, la sección estándar a utilizar debe ser $S = 6 \text{ mm}^2$, lo que corresponde a una caída de tensión de

$$\Delta U(\%) = \frac{2 \times 0,0225 \times 58,14 \times 1,25 \times 9,25}{6 \times 16 \times 37,02} \times 100\% = 0,85\% < 1\%$$

Como podemos comprobar la caída de tensión en porcentaje ($\Delta U(\%)$) estará comprendido dentro del rango de 1%-2% de la tensión del MPPT, por tanto, podremos concluir que cumple la condición de la caída de tensión. El cumplimiento de la condición térmica se ha reforzado, ya que la sección se ha cuadruplicado con respecto a la requerida para el cumplimiento.

Ahora comprobaremos si la máxima tensión permisible de operación de los cables no sobrepasará la tensión máxima del generador en circuito abierto ($U_{OC,ACTUAL}^{GENERADOR}$), es decir:

$$U_{Cable}^{max} \geq U_{OC,max}^{GENERADOR}$$

$$1500 V \geq 16 \times 54,54$$

$$1500 V \geq 872,64 V$$

Por tanto, también cumple la restricción de la máxima tensión permisible de operación del sistema en DC.

6.2.5 Protección contra cortocircuitos en los cables de la fila

Dado que tenemos más de dos filas conectadas al mismo punto (fila de conexión del bus del marco), es necesario proporcionar protección contra el cortocircuito, como se discute en la sección 3.2.7.2.4 e ilustrado en la Figura 99.

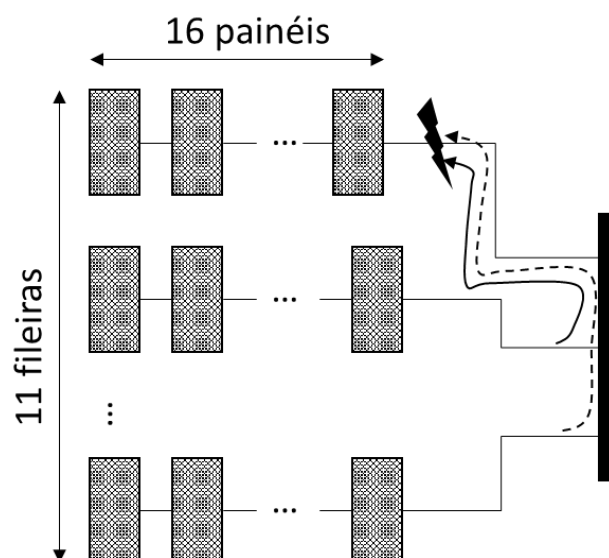


Figura 99 - Esquema del sistema ante un posible fallo de cortocircuito

$$I_{SC}^{cable} = (Np - 1) \times 1,25 \times I_{SC}$$

$$I_{SC}^{cable} = (11 - 1) \times 1,25 \times 9,25 = 115,63 A$$

Para evitar la activación en el funcionamiento normal, los dispositivos de protección deberán de tener una corriente estipulada (I_n) de tal manera que:

$$1,25 \times I_{SC} \leq I_n \leq 2 \times I_{SC}$$

$$1,25 \times 9,25 \leq I_n \leq 2 \times 9,25$$

$$11,56 A \leq I_n \leq 23,13 A$$

Se eligieron fusibles de corriente continua adecuados con un tamaño de 10x38 mm de los proporcionados por el fabricante Bussmann [50]. La Figura 100 muestra información técnica sobre estos fusibles. Se seleccionaron los fusibles con $I_n = 15 A$ (PV-15A10F), como se muestra en la figura.

Specifications:

Catalog numbers / configurations										
Cylindrical ferrule	PCB fixing				Current rating (amps)	Voltage rating (Vdc)	Energy integrals I ² t (A ² s)		Watts loss (W)	
	Bolt fixing	Single pin	Double pin	In-line with crimp terminal			Pre-arcing	Total @ 1000V	0.8I _n	I _n
PV-1A10F	PV-1A10-T	PV-1A10-1P	PV-1A10-2P	PV-1A10F-CT	1	1000	0.15	0.4	0.8	1.5
PV-2A10F	PV-2A10-T	PV-2A10-1P	PV-2A10-2P	PV-2A10F-CT	2	1000	1.2	3.4	0.6	1.0
PV-3A10F	PV-3A10-T	PV-3A10-1P	PV-3A10-2P	PV-3A10F-CT	3	1000	4	11	0.8	1.3
PV-3-5A10F	PV-3-5A10-T	PV-3-5A10-1P	PV-3-5A10-2P	PV-3-5A10F-CT	3.5	1000	6.6	18	0.9	1.4
PV-4A10F	PV-4A10-T	PV-4A10-1P	PV-4A10-2P	PV-4A10F-CT	4	1000	9.5	26	1.0	1.5
PV-5A10F	PV-5A10-T	PV-5A10-1P	PV-5A10-2P	PV-5A10F-CT	5	1000	19	50	1.0	1.6
PV-6A10F	PV-6A10-T	PV-6A10-1P	PV-6A10-2P	PV-6A10F-CT	6	1000	30	90	1.1	1.8
PV-8A10F	PV-8A10-T	PV-8A10-1P	PV-8A10-2P	PV-8A10F-CT	8	1000	3	32	1.2	2.1
PV-10A10F	PV-10A10-T	PV-10A10-1P	PV-10A10-2P	PV-10A10F-CT	10	1000	7	70	1.2	2.3
PV-12A10F	PV-12A10-T	PV-12A10-1P	PV-12A10-2P	PV-12A10F-CT	12	1000	12	120	1.5	2.7
PV-15A10F	PV-15A10-T	PV-15A10-1P	PV-15A10-2P	PV-15A10F-CT	15	1000	22	220	1.7	2.9
PV-20A10F	PV-20A10-T	PV-20A10-1P	PV-20A10-2P	PV-20A10F-CT	20	1000	34	350	2.1	3.6

Figura 100- Características técnicas de los fusibles (Fuente [50])

Tenga en cuenta que el tipo de fusible seleccionado tiene un voltaje de CC estipulado más alto que el voltaje máximo que puede ser producido por el generador, es decir:

$$1000 V \geq 872,64 V$$

Además de comprobar dicha condición, deberemos de asegurar que en caso de cortocircuito, el cable a proteger no alcance su fatiga térmica cuando se haga pasar la corriente de defecto durante el tiempo necesario para el funcionamiento de la protección. El tiempo para que se realice la fatiga térmica del cables puede ser calculado por:

$$\begin{aligned}
 I^2 \times t &\leq K^2 \times S^2 \\
 115,63^2 \times t &\leq 141^2 \times 6^2 \\
 t &\leq \frac{141^2 \times 6^2}{115,63^2} = 53,53 \text{ segundos}
 \end{aligned}
 \tag{23}$$

Como se puede ver en el gráfico de la Figura 101, el tiempo de actuación del fusible con una corriente de cortocircuito de 115,63 A es de 0,1 segundos y, por lo tanto, muy inferior al tiempo necesario para que el cable en hilera entre en fatiga térmica (53,53 segundos). Por tanto, podemos decir que no hay riesgo de fatiga térmica.

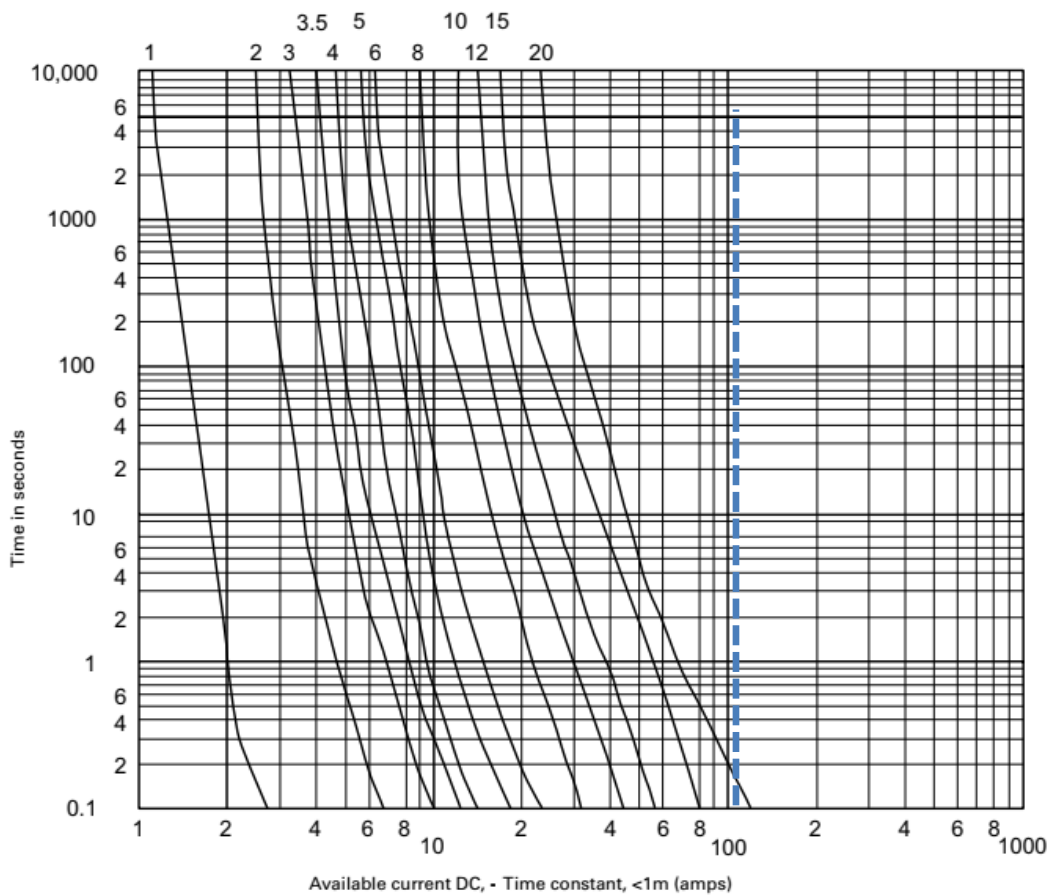


Figura 101- Gráfico temporal de la actuación del fusible (Fuente [50])

Se instalarán fusibles de tamaño adecuado en el bastidor de conexión de la fila, insertados en seccionadores de fusibles adecuados, uno para el conductor del polo positivo y otro para el del polo negativo. La Figura 102, muestra los desconectores de fusibles del fabricante Hager [51] adecuados para tal uso (el bipolar). Tenga en cuenta que el voltaje de DC estipulado para estos dispositivos es mayor que el voltaje máximo de funcionamiento del generador, es decir:

$$1000 V \geq 872,64 V$$

PV 10x38mm

:hager



L501PV

Unipolares

Designação	Emb.	Referência	Grupo	Preço
Corta-Circuitos p. Fusíveis 1P 1000VDC	12	L501PV	01	4,71 EUR/uni.



L502PV

Bipolares

Designação	Emb.	Referência	Grupo	Preço
Corta-Circuitos p. Fusíveis 2P 1000VDC	6	L502PV	01	10,94 EUR/uni.

Figura 102- Visualización de desconectores de fusibles (Fuente [51])

La Figura 103, muestra la posición de los desconectores de los portafusibles y sus fusibles en el marco de conexión de la fila.

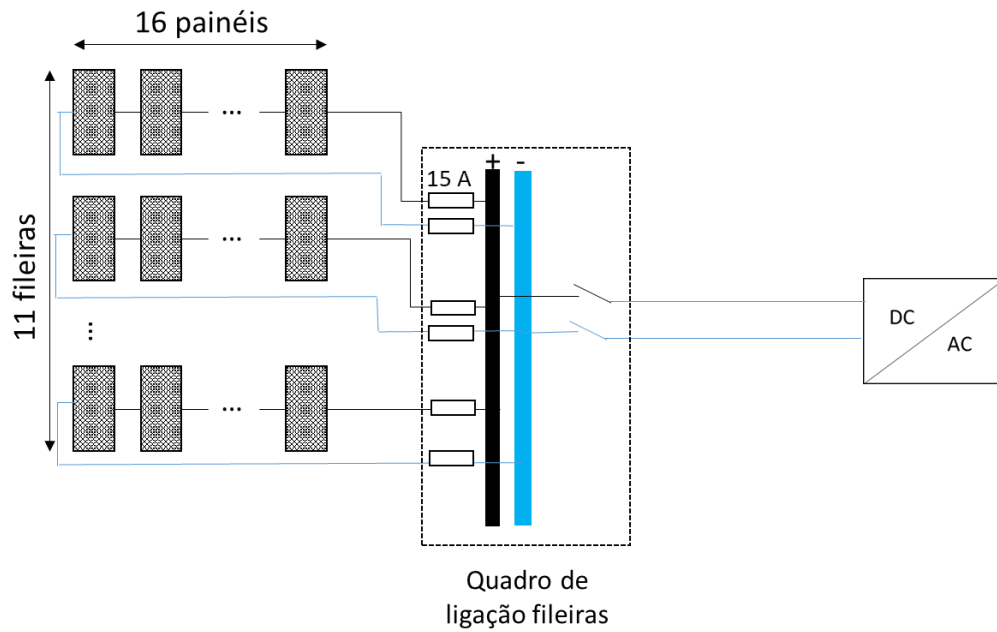


Figura 103 - Esquema eléctrico con los desconectores y los portafusibles.


6.2.6 Cuadro de conexiones de la fila

El marco de conexión de filas presente en la Figura 104, contiene, además de los portafusibles y fusibles que protegen los cables de las filas, un interruptor de DC que permite cortar la conexión entre el inversor y los paneles solares fotovoltaicos. Este interruptor debe permitir el corte simultáneo de los polos positivo y negativo y debe tener una corriente estipulada:


$$I_N^{Interruptor} \geq 128 A$$

Por lo tanto, una posible solución es el equipo de referencia de ABB OTDC160E22 que tiene $I_n = 160 A$ y una tensión nominal de 1000V.

OTDC100...250E22



OTDC315...500E22



Double circuit and load side combining, 1000 VDC, IEC - 100...500 A

The switches OTDC_E22 can be used for double circuit applications or to create a combined output up to 1000 A. Shafts and handles are not included. Switches with external handle (OTDC_P, e.g. OTDC200E22P) or direct mount handle (OTDC_K, e.g. OTDC400E22K) are available. Phase barriers included if mandatory. Included terminal bolts:

- OTDC100...250: M8x25
- OTD315...400: M10x30
- OTDC500: M12x40

Number of poles	Rated operat. current [A] DC 21B / 1000 V	Type	Order number	Weight/unit [kg]	Recommended handle	
					Direct mount (K)	External (P) + shaft
Mechanism between the poles						
2x2	100	OTDC100E22	1SCA125824R1001	1.9	OTDV250EK	OHB65J6 + shaft OXP6x210
2x2	160	OTDC160E22	1SCA125844R1001	1.9		
2x2	200	OTDC200E22	1SCA125856R1001	1.9		
2x2	250	OTDC250E22	1SCA125869R1001	1.9		
2x2	315	OTDC315E22	1SCA131001R1001	6.6	OTDV400EK	OHB95J12 + shaft OXP12x185
2x2	400	OTDC400E22	1SCA131036R1001	6.6		
2x2	500	OTDC500E22	1SCA132142R1001	7		

Figura 104-Marco de conexiones de las filas en los portafusibles y fusible (Fuente [51])

6.2.7 Dimensionamiento de los cables del armario de conexión de las filas - inversor

La conexión entre el armario de conexión de filas (salida de interrupción de DC) y el inversor (entrada de DC), véase la Figura 105, también está asegurada por cables solares. Por lo tanto, se optó por utilizar cables con la misma referencia que los utilizados en las filas. Las mismas condiciones que se discutieron entonces fueron asumidas aquí.

Así, la corriente mínima permisible en los conductores de los polos positivo y negativo será:

$$I_z \geq \frac{128}{\prod CF} \rightarrow I_z \geq \frac{128}{0,738}$$

$$I_z \geq 173,44 A$$

Como se puede ver en el extracto de la información técnica de los cables presentados en la Figura 97, la sección de los conductores puede, desde el punto de vista térmico, ser igual a 35 mm², lo que presenta $I_z = 207 (A)$ (situación más adversa

DIMENSIONAMIENTO ÓPTIMO SISTEMAS FOTOVOLTAICOS AUTOCONSUMO

Number of cores x cross section	Colour	Part number	Conductor diameter max. mm	Outer diameter min. mm	Outer diameter max. mm	Bending radius fixed min. mm	Weight (approx.) kg/km	Permissible tensile force max. N	Conductor resistance at 20°C max. Ω/km	Current carrying capacity for single cable free in air (60°C ambient temp.) A	Current carrying capacity for single cable on a surface (60°C ambient temp.) A	Short Circuit Current (1s. from 90°C to 250°C) kA
...												
1x25	black	20154858	6.4	10.3	11.2	34	290	375	0.795	176	167	3.58
1x35	black	20154859	7.5	11.7	12.5	50	400	525	0.565	218	207	5.01
1x50	black	20154860	9	13.5	14.5	58	560	750	0.393	276	262	7.15
1x70	black	20156711	10.8	15.5	16.5	66	750	1050	0.277	347	330	10.01
1x95	black	20156712	12.6	17.7	18.7	75	970	1425	0.21	416	395	13.59
1x120	black	20156713	14.2	19.2	20.4	82	1220	1800	0.164	488	464	17.16
1x150	black	20156714	15.8	21.4	22.6	91	1500	2250	0.132	566	538	21.45
1x185	black	20153870	17.4	23.7	25.1	101	1840	2775	0.108	644	612	26.46
1x240	black	20157001	20.4	27.1	28.5	114	2400	3600	0.082	775	736	34.32

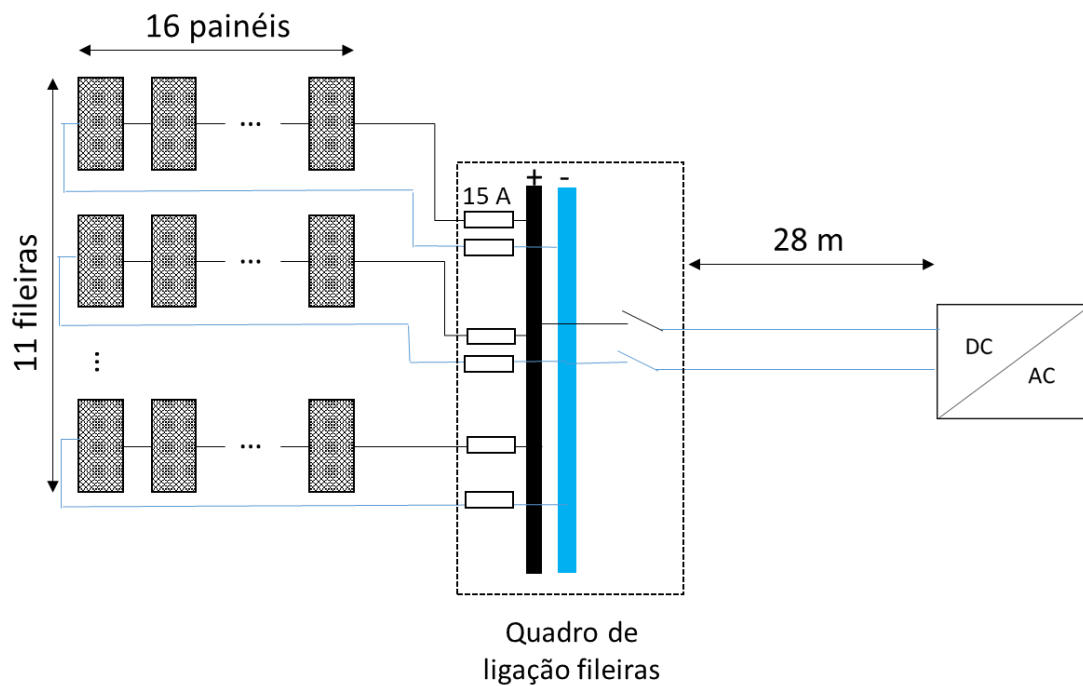


Figura 105-Conexión del armario de las filas con el inversor.

Una vez que conocemos la sección térmica hay que verificar que la caída de tensión no supere el límite aceptable. Asumiendo como límite para la caída de voltaje entre los paneles fotovoltaicos y la entrada de DC del inversor un valor del 2% del voltaje MPPT, tendremos una caída admisible de:

$$\Delta U^{admissible} = 2\% \times 16 \times 37,02 = 11,85 \text{ V}$$

La conexión de la fila más desviada a la placa de conexión de la fila ya tiene una caída de voltaje de:

$$\Delta U^{fila} = \frac{2 \times 0,0225 \times 58,14 \times 1,25 \times 9,25}{6} = 5,04 \text{ V}$$

para que la máxima caída de tensión en la conexión entre el marco de conexión de la fila y la entrada DC del inversor sea:

$$\Delta U = 11,85 - 5,04 = 6,81 \text{ V}$$

Y luego, la sección mínima determinada por las caídas de tensión será:

$$S \geq \frac{2 \times 0,0225 \times 28 \times 128}{6,81}$$

$$S \geq 23,68 \text{ mm}^2$$

es decir, la sección transversal estándar de 35 mm² determinada por cálculo térmico es apropiada.

En este caso no necesitaremos hacer una protección contra los cortocircuitos.

6.2.8 Dimensionamiento en la conexión Inversor-AC

La energía eléctrica producida en los paneles fotovoltaicos en forma de corriente continua y convertida en el inversor en forma de corriente alterna se entrega para autoconsumo (en el caso considerado en este trabajo). Esto significa que el generador fotovoltaico tiene una conexión AC entre el inversor (en su lado AC) y el punto de entrega de la energía producida en el generador (normalmente un panel eléctrico), como se ilustra en la Figura 106.

La conexión de AC debe estar garantizada por cables que cumplan con las normas de los cables de la instalación solar instalados en el lado de DC, y se pueden utilizar cables normales en instalaciones eléctricas de corriente alterna. Cabe señalar que en este trabajo sólo se considera la conexión de baja tensión, por lo que no se aborda el dimensionamiento de ninguna

instalación eléctrica de media o alta tensión (así como los transformadores que son, en estos casos, necesarios).

El cable que conecta el inversor a la planta de consumo (conexión de baja tensión) está normalmente dimensionado para obtener una capacidad de carga superior a la corriente máxima que el inversor puede suministrar. Esto significa que no se requiere una protección de sobrecarga. Sin embargo, el cable debe estar protegido contra un circuito alimentado por la red mediante un dispositivo de protección situado cerca del punto de conexión a la instalación del consumidor.

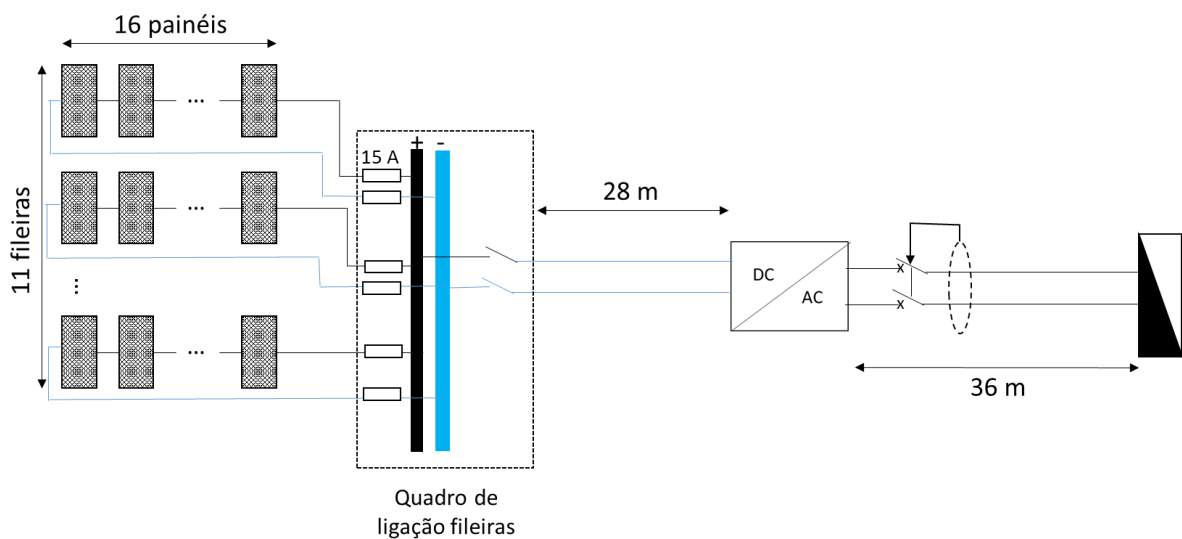


Figura 106- Conexión AC entre el inversor y el panel eléctrico.

Por lo tanto, el cable de conexión de AC debe calcularse de modo que se garantice que su corriente admisible, en las condiciones de instalación a las que está sujeto, sea mayor que la corriente máxima que el inversor puede proporcionar en el lado AC. En la Figura 95, podemos ver que la potencia máxima de AC que el inversor puede proporcionar es igual a 55 kW que corresponde a una corriente por fase de:

$$I_b = \frac{P_{inversor}^{máx,AC}}{\sqrt{3} \times U_c} = \frac{55000}{\sqrt{3} \times 400} = 80 A$$

Suponiendo que la conexión se realiza mediante un cable de tipo XV fijado a la pared en un lugar con una temperatura ambiente máxima de 30°C, siguiendo todo su recorrido sin otras tuberías en las proximidades, tendremos que utilizar el método de referencia C, como se muestra en la Figura 107.

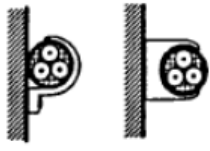
Exemplo	Designação	Ref ^o	Método de ref ⁽¹⁾
1	2	3	4
	Cabos mono ou multicondutores (com ou sem armadura) fixados às paredes	11	C

Figura 107- Método utilizado para el cable de tipo XV. Fuente [52]

Las condiciones de instalación no determinan la aplicación de ningún factor de corrección, por lo que para este caso tendremos que buscar una sección con una corriente permisible de 80 A o más. La Figura 108, muestra las corrientes admisibles para este caso, lo que nos permite entender que la sección a instalar por fase será de 16 mm². Es decir, en este caso se usará un cable XV 5G16 16 mm². El interruptor diferencial tendrá $I_n = 100$ A y $\Delta I_n = 300$ mA.

Condutores isolados a polietileno reticulado (XLPE) ou etileno-propileno (EPR), para:

- Três condutores carregados
- Cobre ou alumínio
- Temperatura da alma condutora: 90°C
- Temperatura ambiente: 30°C

Secção nominal dos condutores (mm ²)	Método de referência		
	A	B	C(*)
<i>Condutores de cobre</i>			
1,5	17,0	20,0	22
2,5	23	28	30
4	31	37	40
6	40	48	52
10	54	66	71
16	73	88	96
25	95	117	119
35	117	144	147
50	141	175	179
70	179	222	229
95	216	269	278
120	249	312	322
150	285	-	371
185	324	-	424
240	380	-	500
300	435	-	576

Figura 108-Corrientes admisibles para los conductores aislados XLPE o EPR. Fuente[52]

Ahora calcularemos si en la conexión del AC la caída de tensión (ΔU) está dentro del 1% -2%, teniendo en consideración que la longitud de esta parte del AC é de 36 metros ($L=36$ m)

$$\Delta U = \frac{\rho L}{S} \times I_B \times \cos \varphi$$

$$\Delta U = \frac{0,0225 \times 36}{35} \times 80 \times 1$$

$$\Delta U = 1,85 V$$

Donde:

$$\Delta U(\%) = \frac{\Delta U}{230} \times 100 \% = \frac{1,85}{230} \times 100\% = 0,8\% < 1\%$$

6.2.9 Protección contra contactos indirectos en el lado DC (Sistema IT)

Asumiremos que tenemos un sistema IT, el cual estará constituido por un tipo de plantas con partes vivas que resultarán aisladas de tierra, mientras que las partes conductoras expuestas están conectadas a tierra, como se ilustra en la Figura 109 .Tenga en cuenta que las partes conductoras expuestas a tierra se conectan utilizando la misma tierra de protección de la planta de uso a la que está asociado el generador fotovoltaico.

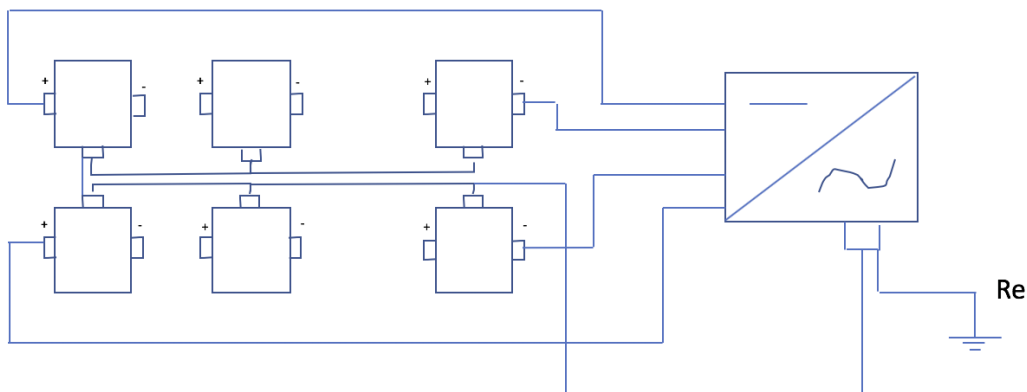


Figura 109- Sistema con planta IT

En este caso, la resistencia de puesta a tierra, R_e , deberá cumplir la condición (CEI 64-8) (27):

$$R_e \leq \frac{120}{I_d}$$

Donde I_d es la corriente del primer fallo a tierra, que no es conocido de antemano, pero que por lo general es muy bajo, particularmente en plantas de pequeño tamaño (una vez que las partes activas están aisladas a tierra). Por tanto, al ser I_d un valor demasiado pequeño, incrementará el valor de R_e para protegerlo frente a los contactos indirectos llevándolo a tierra.

En caso de un doble defecto a tierra, ya que el generador FV es un generador de corriente, es necesario garantizar que (27):

$$I_{SC} \times R_{eqp} \leq 120V$$

donde:

I_{sc} es la corriente de cortocircuito de los paneles fotovoltaicos utilizados;

R_{eqp} es la resistencia del conductor de la interconexión entre las partes conductoras expuestas

En nuestro caso la resistencia del conductor de la interconexión (R_{eqp}), considerando el máximo valor de I_{sc} , tendremos:

$$R_{eqp} \leq \frac{120}{1,25 \times 9,25} \rightarrow R_{eqp} = 10,4 \Omega$$

Dada la sección utilizada en las filas (6mm^2), la máxima longitud de conexión que podríamos tener sería:

$$R = \frac{\rho L}{S} \rightarrow L = \frac{R \times S}{\rho}$$

$$L = \frac{10,4 \times 6}{0,0225} = 2773 \text{ m}$$

La longitud obtenida es mayor que la de los cables utilizados en las filas, por lo que se garantiza la protección contra el contacto con la electricidad.

Por lo tanto, el esquema de protección será:

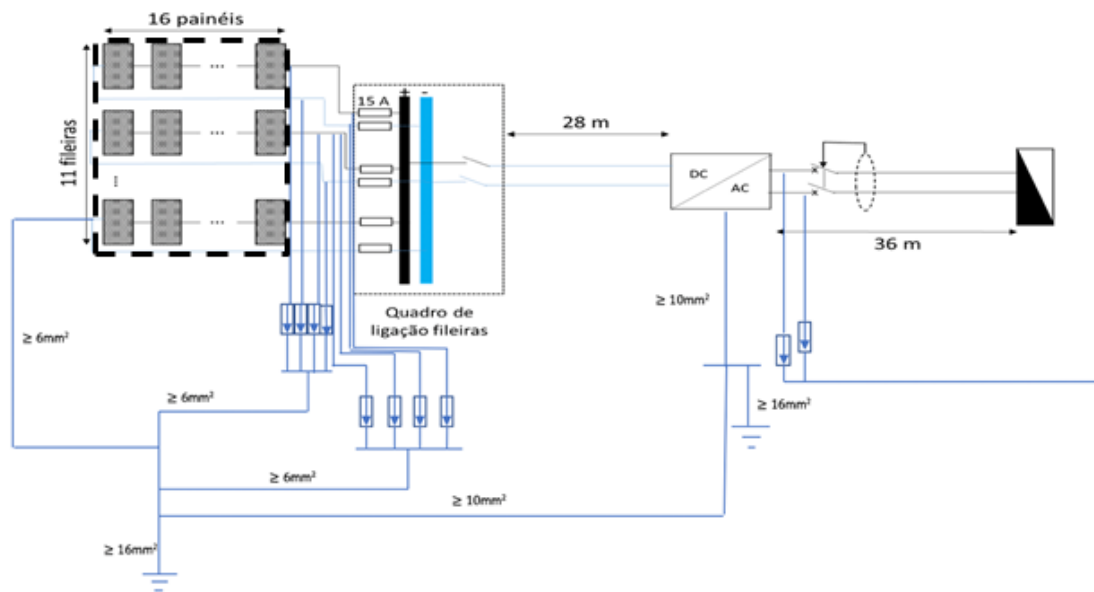


Figura 110- Armario de conexiones de la fila y lado AC del inversor

La Figura 110, muestra la DST que se instalará en el armario de conexiones de la fila y en el lado de la AC del inversor.

7. CONCLUSIÓN

El principal objetivo de este trabajo fue el desarrollo de una aplicación en Matlab para apoyar la definición de la potencia más apropiada para ser instalada en un generador fotovoltaico para autoconsumo. El programa desarrollado utiliza información sobre el consumo típico de los consumidores y el perfil típico de la radiación fotovoltaica en su ubicación para obtener esa energía. En el proceso de búsqueda de la energía apropiada, se construyen matrices de producción, consumo y autoconsumo/exportación de la energía producida para los 365 días de un año típico, con discretización horaria. La evaluación económica se hace utilizando el valor actual neto, considerando el efecto de la inversión, los costos de operación y mantenimiento, la tasa de actualización y las tasas de descuento. También se tiene en cuenta el precio de la electricidad que ha de adquirir el consumidor (con variación diaria y estacional), así como la remuneración de la producción excedente que se inyecta en la red.

La herramienta desarrollada puede aplicarse a cualquier consumidor situado en Europa (y fuera de ella), siempre que se conozca la ubicación respectiva y el tipo de generador fotovoltaico que se pretende instalar (fijo o con seguidor solar, pendiente y orientación de los paneles, características de los paneles fotovoltaicos, etc.). Una vez conocida esta información, el programa accede a las bases de datos de la plataforma PVGIS y recoge la información necesaria sobre la radiación fotovoltaica, calculando posteriormente la producción de electricidad respectiva. Las matrices incorporadas al programa permiten obtener, además de la potencia más adecuada que se instalará, información sobre, entre otros indicadores, la producción total del generador en el período de evaluación económica, la energía que se autoconsumirá, la energía que se exportará y el porcentaje de autoconsumo. La evaluación producida por la variación de los parámetros suministrados a la aplicación (análisis de sensibilidad) también es posible gracias al programa desarrollado.

La herramienta informática desarrollada se aplicó a un consumidor alimentado a un bajo voltaje especial, permitiendo validar su funcionamiento. Este estudio de caso también implicó el dimensionamiento técnico de una planta fotovoltaica con la potencia resultante de la aplicación de la metodología programada en Matlab.

En dicho proyecto se ha aprendido a realizar una estrategia energética, mediante una producción y un consumo de energía a través del gran potencial de las energías renovables. De esta forma se ha intentado conseguir la optimización de forma maximizada para una central fotovoltaica en una localización específica que será escogida por el cliente, dicho sistema se ha realizado con conocimientos de MATLAB, que han ayudado a la realización del desarrollo del sistema de optimización y dimensionamiento del mismo.

Resaltar el análisis de la tecnología y equipamiento en el uso del mismo, para la instalación y el proceso del dimensionamiento del mismo de forma económica y técnicamente.

Se concluye que con este sistema y los cálculos adoptados, el objetivo de este proyecto se ha conseguido. Por ello, por la parte del estudiante se ha conseguido una mejor percepción del sistema fotovoltaico que se usa en Portugal/España actualmente; junto con la mejora de los conocimientos en el área de energía y programación que servirán para la formación del estudiante en el futuro.

REFERÊNCIAS

- [1] → <https://www.appa.es/energias-renovables/renovables-en-el-mundo-y-en-europa/>
- [2] → https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Renewable_energy_statistics/es
- [3] → <https://www.bolsamania.com/noticias/economia/vecinos-diferentes-espana-portugal-peninsula-iberica-cifras--3251739.html>
- [4] → <https://rea.apambiente.pt/content/energias-renováveis>
- [5] → https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/images/d/df/Renewable_energy_highlight_FP2019-PT.png
- [6] → <https://www.apren.pt/contents/files/2017-eletricidade-renovavel-em-revista.pdf>
- [7] → <https://www.boe.es/doue/2018/328/L00082-00209.pdf>
- [8] → <https://www.elindependiente.com/economia/2019/01/17/espana-multiplica-siete-las-inversiones-renovables-6-800-millones-2018/>
- [9] → https://www.mibel.com/es/home_es/
- [10] → <https://www.pv-magazine.es/2019/06/24/la-columna-de-unef-2019-ano-de-la-consolidacion-de-la-energia-fotovoltaica-como-elemento-fundamental-ante-la-crisis-climatica/>
- [11] → <https://actitudecologica.com/autoconsumo/>
- [12] → <https://www.zeroaplus.com/post/mecanismo-de-compensacion-simplificada-la-clave-para-la-expansion-del-autoconsumo>
- [13] → Apuntes del Profesor sobre UPAC/UPP (diapositivas)
- [14] → <http://www.naturalpower.in/blog10.html>
- [15] → <https://pt.wikipedia.org/wiki/Ficheiro:SolarGIS-Solar-map-World-map-en.png>
- [16] → <https://es.wikipedia.org/wiki/Archivo:SolarGIS-Solar-map-Europe-es.png>
- [17] → <https://es.wikipedia.org/wiki/Archivo:SolarGIS-Solar-map-Spain-es.png>
- [18] → <https://www.ocu.org/vivienda-y-energia/gas-luz/noticias/diferencias-entre-paneles-fotovoltaicos-y-termicos/colectores-solares-termicos>
- [19] → <https://oroinformacion.com/el-aumento-de-la-demanda-de-paneles-solares-incrementara-el-precio-de-la-plata/>
- [20] → https://www.google.com/url?sa=i&rct=j&q=&esrc=s&source=images&cd=&ved=2ahUKEwjwenit_LIAhVtDWMBHTUgC9AQjhx6BAgBEAI&url=http%3A%2F%2Fzytech.es%2Fblog-2%2F&psig=AOvVaw3bWu-lo8DbRM-mBDpcgjs&ust=1574120960656326
- [21] → <https://www.textoscientificos.com/energia/celulas>
- [22] → <https://electronics.stackexchange.com/questions/375712/for-p-n-junction-at-the-depletion-region-which-side-is-at-higher-potential>
- [23] → <https://www.ecoticias.com/energias-renovables/196137/quieres-instalar-placas-fotovoltaicas-todo-panel-solar-monocristalino-policristalino>
- [24] → <https://www.sialsolhome.com/producto/panel-solar-policristalino-150-w-12v-alta-eficiencia/>

DIMENSIONAMIENTO ÓPTIMO SISTEMAS FOTOVOLTAICOS AUTOCONSUMO

- [25] → Apuntes del Profesor sobre la revisión tecnológica (diapositivas)
- [26] → <https://autosolar.es/blog/aspectos-tecnicos/la-curva-de-intensidad-voltaje-y-la-de-potencia-voltaje-de-un-panel-solar-el-papel-del-regulador-de-carga>
- [27] → <http://www.solarta.com/es/instalaciones-energia-solar/solar-fotovoltaica/esquemas-sistemas-solar-fotovoltaica.php>
- [28] → <https://como-funciona.co/un-panel-solar/>
- [29] → <https://www.pinterest.com/pin/274015958558373921/>
- [30] → <https://slideplayer.es/slide/20368/>
- [31] → <https://tecnosolab.com/producto/autoconsumo-conexion-a-red/inversores-autoconsumo/inversor-huawei-sun-2000l-2ktl>
- [32] → <https://docplayer.es/3190167-Solares-fotovoltaicas.html>
- [33] → <http://www.kryoningeneria.com/wp-content/uploads/2018/05/Sistema-Aislado.jpg>
- [34] → https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Price_history_of_silicon_PV_cells_since_1977.svg
- [35] → Apuntes del Profesor sobre Dimensionamiento Fotovoltaico. (Diapositivas)
- [36] → <https://economipedia.com/definiciones/tasa-interna-de-retorno-tir.html>
- [37] → Apuntes del Profesor sobre Producción Esperada. (Diapositivas)
- [38] → <http://www.ipes.pt/ipes/wp-content/uploads/2017/10/Radiação-Solar-Global-em-Portugal-e-a-sua-variabilidade.pdf>
- [39] → <http://www.cesarcastillolopez.com/2019/05/calculo-manual-del-van.html>
- [40] → <https://moodle.unizar.es/add/course/view.php?id=27924§ion=6> (Apuntes de Oficina Proyectos)
- [41] → https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/tools.html
- [42] → Excel proporcionado por el profesor a modo de ejemplo de optimización del generador fotovoltaico.
- [43] → <https://moodle.estgv.ipv.pt/course/view.php?id=263> (Apuntes de Energía Renovables)
- [44] → <https://www.erse.pt/atividade/consultas-publicas/consulta-pública-n-º-82/> (Entidad Reguladora de los Servicios Energéticos).
- [45] → http://www.ulicasolar.com/modules_data/Datasheet%20for%20Poly%20270~285.pdf ([Degradación](#) de la potencia de un panel solar a lo largo del tiempo).
- [46] → Excel proporcionado por el profesor con los precios de las tarifas de Portugal
- [47] → http://www.astronergy.com/attach/product/STAVE_CHSM6612P_40mm%20frame_201801.pdf
- [48] → https://es.made-in-china.com/co_jingfuyuan888/product_50kw-1000kw-central-commercial-inverter-for-big-solar-PV-project-from-famous-brand_ehegeonig.html
- [49] → <https://www.prysmiangroup.com/en/en-renewable-solar-power-cables-accessories-photovoltaic-panel-equipment-tecsun-solar-cables-TECSUN-PV-H1Z2Z2-K.html>
- [50] → https://s3.amazonaws.com/ecodirect_docs/Bussman/bus-ele-ds-10121-pv10m.pdf
- [51] → <https://www.hager.es/catalogo-de-productos/distribucion-de-la-energia/potencia-mando-y-senalizacion/mando-y-senalizacion/interruptores-con-fusibles/8922.htm>
- [52] → http://www.f2i2.net/documentos/lisi/rbt/ITC_BT_07.pdf