



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

Sistemas de control de potencia de una
instalación fotovoltaica

Autor: Fernando García-Amorena Palomino

Director: Jaime Navarro Ocón

Madrid
Julio 2022

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título

Sistemas de control de potencia de una instalación fotovoltaica

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el

curso académico **2021/2022** es de mi autoría, original e inédito y

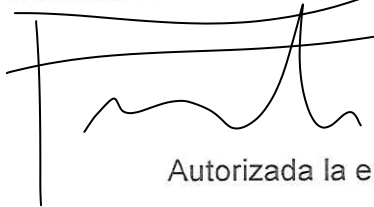
no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos. El Proyecto no es

plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido tomada

de otros documentos está debidamente referenciada.

Fdo.: Fernando García-Amorena Palomino

Fecha: 23/08/2022



Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Jaime Navarro Ocón

Fecha: 23/8 / 2022





GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

Sistemas de control de potencia de una
instalación fotovoltaica

Autor: Fernando García-Amorena Palomino

Director: Jaime Navarro Ocón

Madrid
Julio 2022

Agradecimientos

A todas esas personas que han estado ahí

SISTEMAS DE CONTROL DE POTENCIA DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

Autor: García-Amorena Palomino, Fernando.

Director: Navarro Ocón, Jaime.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

Palabras clave: Fotovoltaico, estructura *TWO-STAGE*, *fuzzy*, control corriente.

Introducción

En los últimos años, en España, la potencia eléctrica instalada de sistemas fotovoltaicos ha experimentado un crecimiento muy grande, pasando de 4.6 GW en 2015 a unos 15 GW en 2021 [1]. Además, según el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima, el objetivo es que en 2030 esa cifra aumente hasta los 39 GW. [2]

Actualmente, uno 2.7 GW [3] de esta potencia instalada proviene de instalaciones de autoconsumo que, en ocasiones, pueden verter también energía en la red. Estas instalaciones buscan que la generación de energía por parte de los paneles sea la máxima posible para poder rentabilizarlos, y también buscan verter a la red una energía de calidad.

Para conseguir la máxima potencia de los paneles fotovoltaicos existen los MPPT (Maximum Power Point Tracker), que buscan el punto de trabajo del panel donde se genera la máxima potencia independientemente de las condiciones ambientales, y mantiene al panel trabajando en ese punto.

Para conseguir verter una energía de calidad a la red hay que controlar la corriente vertida a ella, minimizando los armónicos y sincronizando el ángulo con el de la tensión de la red.

Definición del proyecto

En este proyecto se diseñan tanto el sistema MPPT como el sistema de control de potencia vertida a la red para un sistema de paneles fotovoltaicos de 20 kW de potencia nominal que vierte toda su producción de potencia a la red.

Para un sistema de estas características se suele utilizar una estructura de conexión a la red conocida como *Two-Stage* [4], que consiste en un convertidor DC-DC elevador de tensión en serie con un convertidor DC-AC (también conocido como inversor) como elementos principales. La estructura cuenta también con un filtro para atenuar los armónicos en la corriente y un transformador elevador de tensión para igualar la tensión a la de la red.

Se tienen dos sistemas de control, uno que controla el convertidor DC-DC y que modifica la tensión de trabajo de los paneles, y otro que controla el convertidor DC-AC, el cual se encarga de mantener la potencia reactiva volcada a la red en 0 y de mantener la tensión de salida del convertidor DC-DC a un valor determinado, con lo cual tiene dos lazos de control, el de tensión y el de corriente.

El diagrama de bloques del sistema completo se puede ver a continuación, en Figura 1.

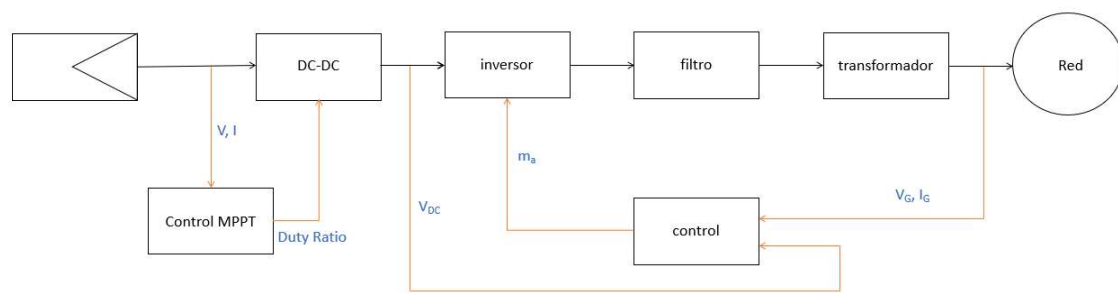


Figura 1: Diagrama de bloques del sistema completo

Se tendrán que analizar y diseñar los componentes internos de cada bloque para asegurar el correcto funcionamiento del sistema.

Resultados

Para el control MPPT se ha seleccionado un control por lógica *fuzzy*, el cual había que ajustar de forma experimental para asegurar su convergencia, rapidez, y baja oscilación.

Una vez realizado el ajuste, se ha sometido al control a distintas pruebas bajo distintas condiciones de trabajo para asegurar su buen funcionamiento, obteniendo como resultado de una de las pruebas lo mostrado en Figura 2.

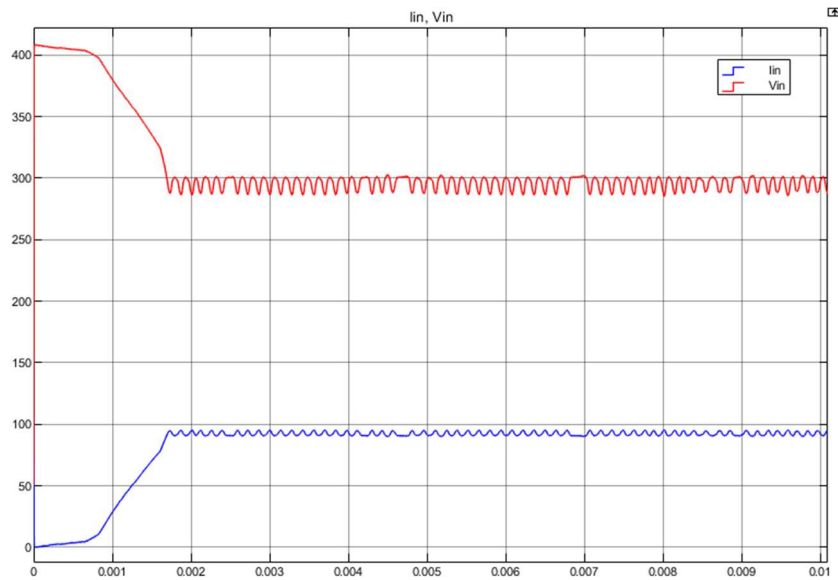


Figura 2: Resultados del ajuste del control MPPT

Los controles del convertidor DC-AC se han sometido a una perturbación unitaria en la referencia para analizar su comportamiento, obteniendo los resultados mostrados en Figura 3 y Figura 4.

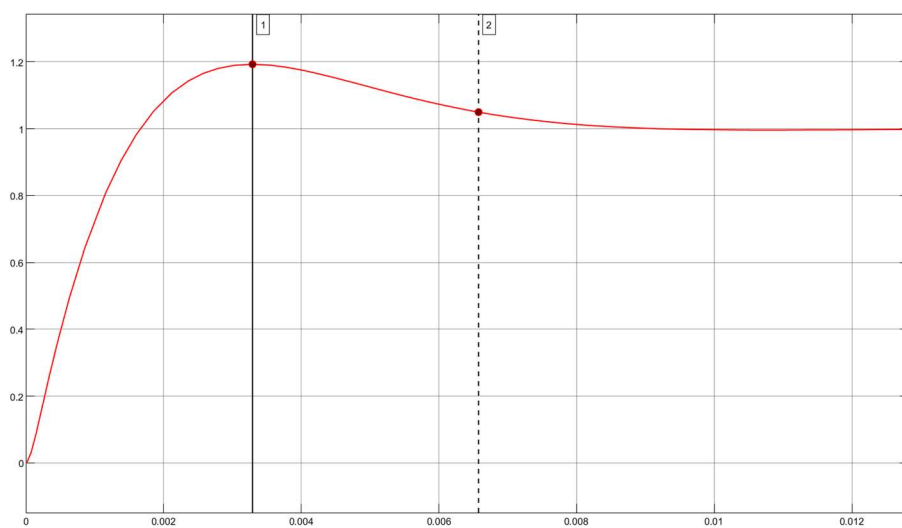


Figura 3: Respuesta ante escalón unitario del control de corriente

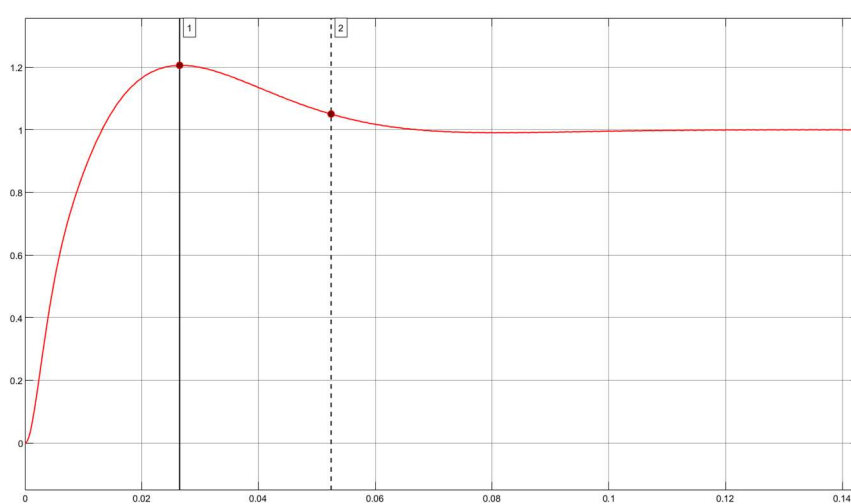


Figura 4: Respuesta ante escalón unitario del control de tensión

Conclusiones

Ajustando correctamente el control por lógica *fuzzy* se obtiene un control que responde de forma rápida y precisa tanto ante cambios en el sistema de paneles como ante cambios en la carga del convertidor DC-DC.

Los dos controles del convertidor DC-AC son rápidos, precisos, tienen un sobrepaso controlado y son estables en lazo cerrado de forma teórica, pero habría que comprobar su comportamiento real simulando toda la instalación.

En cuanto al filtro elegido, consistente en una inductancia con una resistencia en serie, el valor de la inductancia necesario para filtrar los armónicos es muy grande, lo cual provoca muchas pérdidas. Habría que estudiar sustituirlo por otro filtro de mayor orden o por otros tipos de filtro.

Referencias

- [1] Red Eléctrica Española, «Sala de prensa de ree,» 18 Marzo 2022. [En línea]. Available: <https://www.ree.es/es/sala-de-prensa/actualidad/nota-de-prensa/2022/03/potencia-instalada-solar-fotovoltaica-en-espana-aumenta-casi-un-30-por-ciento-en-2021>. [Último acceso: 7 Junio 2022].
- [2] *Resolución de 25 de marzo de 2021, conjunta de la Dirección General de Política Energética y Minas y de la Oficina Española de Cambio Climático, por la que se publica el Acuerdo del Consejo de Ministros de 16 de marzo de 2021, por el que se adopta la vers,* BOE núm. 77, de 31 de marzo de 2021, páginas 36796 a 37220.
- [3] endesa, «El crecimiento imparable del autoconsumo fotovoltaico,» Febrero 23 2022. [En línea]. Available: <https://www.endesa.com/es/proyectos/todos-los-proyectos/sector-energetico/aumento-autoconsumo-fotovoltaico-espana#:~:text=En%202021%2C%20en%20Espa%C3%B1a%20se,pusieron%20en%20marcha%20596%20MW..> [Último acceso: 8 Junio 2022].
- [4] A. Cabrera-Tobar, E. Bullich, M. Aragüés-Peñalba y O. Bellmunt, «Topologies for large scale photovoltaic power plants,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 59, pp. 309-319, 6 Junio 2016.

POWER CONTROL SYSTEMS OF A PHOTOVOLTAIC INSTALLATION

Author: García-Amorena Palomino, Fernando.

Director: Navarro Ocón, Jaime.

Collaborating organization: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

Key words: Photovoltaic, *TWO-STAGE* structure, *fuzzy*, current control.

Introduction

In recent years, in Spain, the installed electrical power of photovoltaic systems has experienced a very large growth, going from 4.6 GW in 2015 to about 15 GW in 2021 [1]. In addition, according to the National Integrated Energy and Climate Plan, the goal is for that figure to increase to 39 GW by 2030. [2]

To achieve maximum power from photovoltaic panels, there are the MPPTs (Maximum Power Point Trackers), which look for the working point of the panel where maximum power is generated regardless of environmental conditions, and keeps the panel working at that point.

In order to pour energy with a certain level of quality into the grid, the current poured into it must be controlled, minimizing harmonics and synchronizing the angle with that of the grid voltage.

Project definition

In this project, both the MPPT system and the control system for the power fed into the grid are designed for a photovoltaic panels system with a nominal power of 20 kW that feeds all its power production into the grid.

For a system with these characteristics, a grid connection structure known as Two-Stage [4] is usually used. This structure consists of a boosting DC-DC converter in series with a DC-AC converter (also known as inverter) as main elements. The structure also has a filter to attenuate the harmonics in the current and a voltage booster transformer to match the grid voltage.

There are two control systems, one that controls the DC-DC converter and modifies the work voltage of the panels, and another that controls the DC-AC converter, which is responsible for keeping the reactive power delivered to the grid at 0 and to maintain the output voltage of the DC-DC converter to a certain value, so it has two control loops, one for voltage and one for current.

The block diagram of the full system can be seen below, in Figure 1.

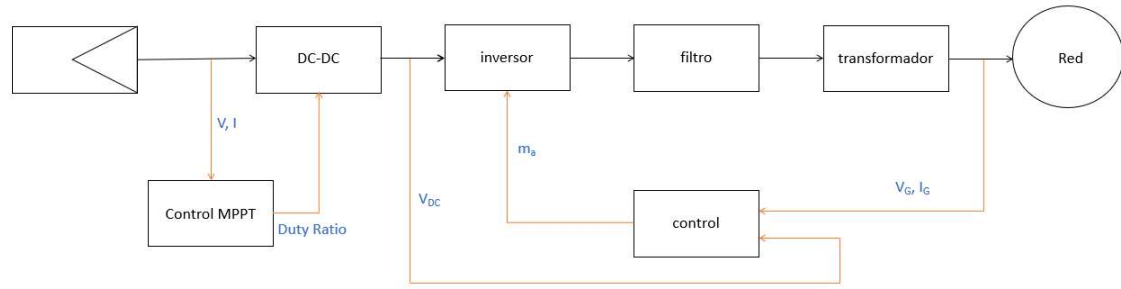


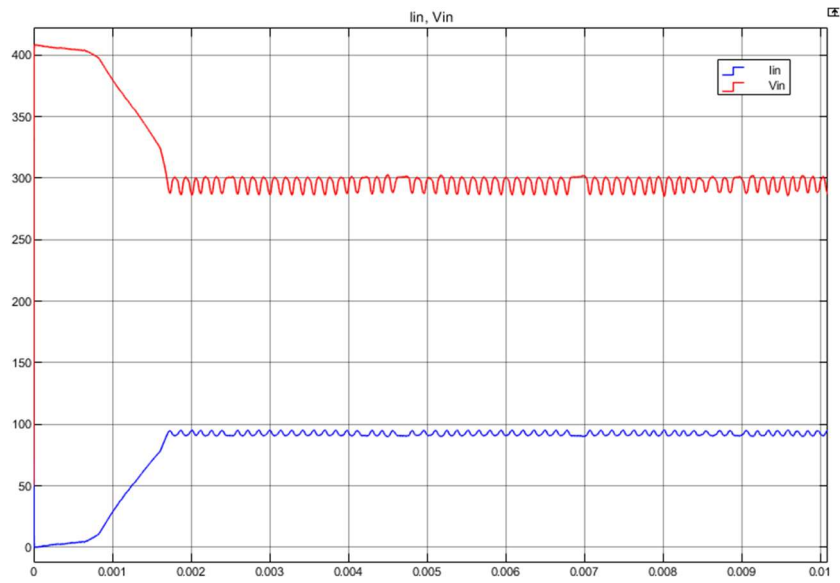
Figure 1: Block diagram of the full system

The internal components of each block will have to be analyzed and designed to ensure the correct functioning of the system.

Results

For the MPPT control, a fuzzy logic control has been selected, which had to be adjusted experimentally to ensure its convergence, speed, and low oscillation.

Once the adjustment has been made, the control has been subjected to different tests under different working conditions to ensure its proper functioning, obtaining as a result of one of the tests what is shown in Figure 2.



Figur2 2: Adjustment of the MPPT results

The controls of the DC-AC converter have been subjected to a unitary disturbance in the reference to analyze their behavior, obtaining the results shown in Figure 3 and Figure 4.

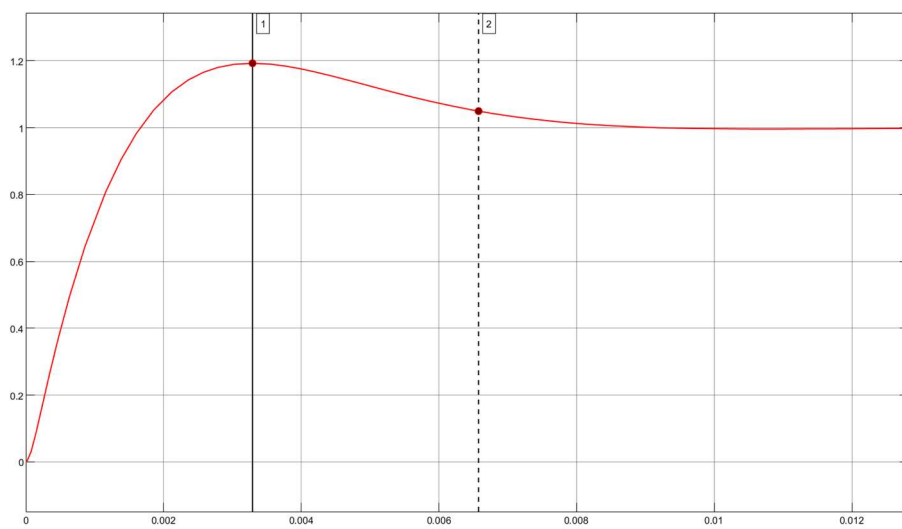


Figure 3: Response to a unitary disturbance of the current control

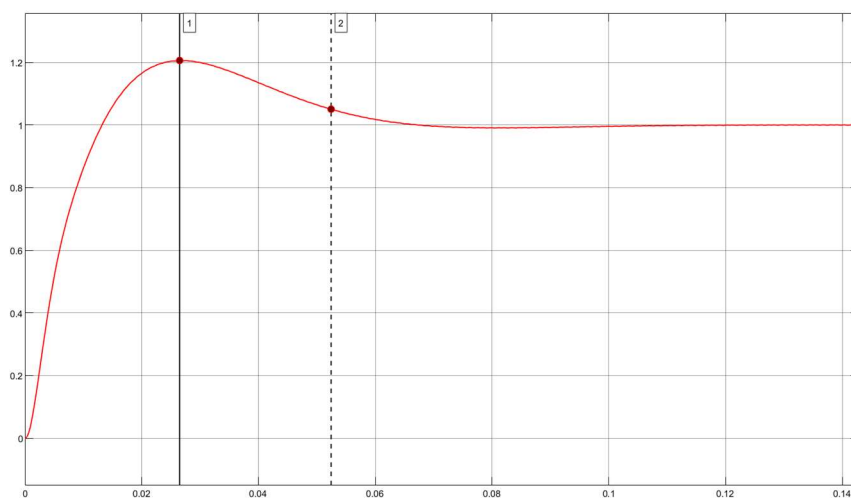


Figure 4: Response to a unitary disturbance of the voltage control

Conclusions

Correctly adjusting the fuzzy logic control provides a control that responds quickly and accurately both to changes in the panel system and to changes in the load of the DC-DC converter.

The two controls of the DC-AC converter are fast, precise, have a controlled overshoot and are theoretically stable in closed loop, but their real behavior would have to be verified by simulating the entire installation.

Regarding the chosen filter, consisting of an inductance with a series resistance, the value of the inductance necessary to filter the harmonics is very large, which causes many losses. It would be necessary to study replacing it with another higher order filter or another type of filter.

References

- [1] Red Eléctrica Española, «Sala de prensa de ree,» 18 Marzo 2022. [En línea]. Available: <https://www.ree.es/es/sala-de-prensa/actualidad/nota-de-prensa/2022/03/potencia-instalada-solar-fotovoltaica-en-espana-aumenta-casi-un-30-por-ciento-en-2021>. [Último acceso: 7 Junio 2022].
- [2] *Resolución de 25 de marzo de 2021, conjunta de la Dirección General de Política Energética y Minas y de la Oficina Española de Cambio Climático, por la que se publica el Acuerdo del Consejo de Ministros de 16 de marzo de 2021, por el que se adopta la vers,* BOE núm. 77, de 31 de marzo de 2021, páginas 36796 a 37220.

- [3] endesa, «El crecimiento imparable del autoconsumo fotovoltaico,» Febrero 23 2022.[En línea]. Available: <https://www.endesa.com/es/proyectos/todos-los-proyectos/sector-energetico/aumento-autoconsumo-fotovoltaico-espana#:~:text=En%202021%2C%20en%20Espa%C3%B1a%20se,pusieron%20en%20marcha%20596%20MW..>
[Último acceso: 8 Junio 2022].
- [4] A. Cabrera-Tobar, E. Bullich, M. Aragüés-Peñalba y O. Bellmunt, «Topologies for large scale photovoltaic power plants,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 59, pp. 309-319, 6 Junio 2016.

Índice memoria

1	Introducción	1
1.1	Introducción a la energía fotovoltaica	1
1.2	Elementos de una instalación fotovoltaica.....	1
1.2.1	Paneles fotovoltaicos.....	1
1.2.2	Baterías.....	3
1.2.3	Inversor	3
1.2.4	Transformador.....	4
1.3	Tipos de instalaciones fotovoltaicas	4
1.3.1	Instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo	4
1.3.2	Centrales fotovoltaicas	9
1.4	Situación de la energía fotovoltaica en España	10
2	Control de potencia	15
2.1	Comportamiento de un panel fotovoltaico.....	15
2.1.1	Variación de las curvas características con la irradiancia.....	17
2.1.2	Variación de las curvas características con la temperatura.....	19
2.2	Modelo de un panel fotovoltaico	20
2.3	Conexión de paneles fotovoltaicos a la red.....	21
2.4	Control de potencia en estructuras Two Stage.....	23
2.4.1	Generación de potencia activa	23
2.4.2	Control de potencia activa y reactiva vertida a la red.....	24
2.4.3	Diseño de una estructura Two-Stage	24
3	Diseño del convertidor DC-DC y su lazo de control	26

3.1	Convertidor DC-DC.....	26
3.1.1	Análisis del convertidor elevador	27
3.2	Algoritmo MPPT	35
3.2.1	Control basado en lógica fuzzy	37
3.3	Ajuste y simulación del algoritmo MPPT.....	46
3.3.1	Descripción del sistema	47
3.3.2	Ajuste de parámetros.....	51
3.3.3	Validación de la configuración	53
3.3.4	Respuesta ante variaciones en la irradiancia.....	57
3.3.5	Respuesta ante variaciones de temperatura.....	59
3.3.6	Respuesta ante variaciones en la tensión de salida del convertidor	61
4	Diseño del inversor y su lazo de control	64
4.1	Análisis y diseño del inversor.....	65
4.2	Modelo de la red	68
4.3	Diseño del transformador.....	70
4.4	Diseño del filtro	75
4.5	Diseño del lazo de control del inversor	79
4.5.1	Modelo en ejes D-Q del convertidor.....	79
4.5.2	Bloque PLL	84
4.5.3	Control de corriente	85
4.5.4	Control de tensión	93
4.5.5	Generación de las señales PWM de los IGBTs.....	98
5	Conclusiones	100
6	Bibliografía.....	101
7	Anexo: Alineación del proyecto con los ODS	105

Índice de figuras

Figura 1:Conjunto paneles fotovoltaicos	2
Figura 2: Instalación fotovoltaica conectada a la red con excedentes [16]	5
Figura 3:Instalación fotovoltaica de autoconsumo con baterías [16]	6
Figura 4:Instalación fotovoltaica de autoconsumo sin excedentes con mecanismo antivertido [16]	6
Figura 5:Instalación fotovoltaica aislada [16]	8
Figura 6:Central fotovoltaica flotante [21]	9
Figura 7:Potencial de generación de energía eléctrica fotovoltaica en Europa [24]	10
Figura 8:Potencial de generación de energía eléctrica fotovoltaica en España [25]	11
Figura 9:Evolución de la potencia eléctrica fotovoltaica en España en MW [26]	12
Figura 10:Potencia fotovoltaica instalada de autoconsumo en España [28] (con datos de Unión Española Fotovoltaica).....	13
Figura 11:Potencia instalada en España por tipo de generación en MW en 2021 [26]	14
Figura 12:Curvas características panel fotovoltaico.....	15
Figura 13:Curva I-V de un panel ideal	17
Figura 14:Curvas características para distintas irradiancias	18
Figura 15:Curvas características para distintas temperaturas	19
Figura 16:Esquema modelo "Single-Diode" [36]	20
Figura 17:Topologías de conexión a los inversores (a) Module integrated, (b) String, (c) Multistring, (d) Central [40].....	22
Figura 18:Diagrama de bloques básico del Two-Stage [41]	23
Figura 19:Diagrama de bloques del convertidor DC-DC y su lazo de control...	26
Figura 20:Esquema convertidor Boost	27

Figura 21:Formas de onda tensión e intensidad bobina.....	29
Figura 22:Curva I-V del array problema para distintas temperaturas	31
Figura 23:Curva I-V del array problema para distintas irradiancias	32
Figura 24:Formas de onda de la intensidad por el diodo y por el condensador de salida.....	34
Figura 25:Flujo de trabajo algoritmo P&O [41]	36
Figura 26:Comparativa algoritmos MPPT [44].....	37
Figura 27:Proceso lógica fuzzy	38
Figura 28:Funciones características de la variable error (E) [46].....	40
Figura 29:Funciones características de la variable cambio en el error (CE) [46]40	
Figura 30:Signos de E y CE dependiendo de su posición respecto al punto MP y la dirección de variación de V	41
Figura 31:Funciones características de la variable incremento del duty ratio (ΔD) [46]	43
Figura 32:Área correspondiente a $\Delta DZE = 0.5$	43
Figura 33:Área correspondiente a $\Delta DPS = 0.3$	44
Figura 34:Área correspondiente a $\Delta DPB = 0.3$	44
Figura 35:Área total proceso de defuzzification.....	45
Figura 36: Simulación algoritmo fuzzy	48
Figura 37:Especificación de parámetros en el bloque array fotovoltaico.....	48
Figura 38:Bloque convertidor DC-DC	49
Figura 39:Bloque de control de lógica fuzzy.....	50
Figura 40:Bloque de memoria	50
Figura 41:Herramienta Fuzzy Logic Designer	50
Figura 42:Funciones características ajustadas de la variable E	52
Figura 43:Funciones características ajustadas de la variable CE	52
Figura 44:Funciones características ajustadas de la variable ΔD	53
Figura 45: $V_{in}(V)$ e $I_{in}(A)$ de la comprobación del control fuzzy	54
Figura 46:Detalle de V_{in} en Figura 45	54
Figura 47: $P_{in}(W)$ de la comprobación del control fuzzy	55
Figura 48:Detalle de P_{in} en Figura 47	56

Figura 49:Curva característica P-V para 1500W/m^2 y 25°C del array fotovoltaico del caso de estudio.....	56
Figura 50:Valor de la entrada irradiancia (W/m^2)	57
Figura 51: $V_{in}(V)$ e $I_{in}(A)$ con variaciones en la irradiancia.....	58
Figura 52: $P_{in}(W)$ con variaciones en la irradiancia	58
Figura 53:Valor de la entrada temperatura ($^\circ\text{C}$).....	59
Figura 54: $V_{in}(V)$ e $I_{in}(A)$ con variaciones en la temperatura.....	60
Figura 55: $P_{in}(W)$ con variaciones en la temperatura	60
Figura 56: Valor de la fuente de tensión de salida (V)	61
Figura 57: $V_{in}(V)$ e $I_{in}(A)$ con variaciones en la tensión de salida	62
Figura 58: $P_{in}(W)$ con variaciones en la tensión de salida.....	63
Figura 59:Diagrama de bloques del inversor y su lazo de control	64
Figura 60:Inversor trifásico de 6 puertas [43]	65
Figura 61:Ondas de referencia y portadora para un sistema trifásico equilibrado [43]	66
Figura 62:IGBT en paralelo con diodo	68
Figura 63:Esquema red eléctrica	69
Figura 64:Transformador trifásico [52]	70
Figura 65:Conexión de los transformadores monofásicos en $Yy0$ [52]	71
Figura 66:Representación fasores de tensión fase-neutro en conexión $Yy0$ [52]	72
Figura 67:Esquema monofásico equivalente de un transformador trifásico.....	72
Figura 68:Esquema monofásico equivalente refiriendo las impedancias de arrollamiento al mismo lado [53]	73
Figura 69:Esquema del equivalente monofásico del conjunto de elementos a la salida del inversor.....	76
Figura 70:Esquema inversor y conexión a la red de la instalación fotovoltaica	81
Figura 71:Diagrama de bloques del control de potencia [59].....	83
Figura 72:Diagrama de bloques PLL [60]	84
Figura 73:Medida del ángulo a través de un bloque PLL.....	85
Figura 74: Diagrama de bloques control PI.....	86
Figura 75:Diagrama de bloques del lazo del control de corriente	86

Figura 76:Diagrama de Black de la planta control de corriente	89
Figura 77:Diagrama de Black de la planta y del lazo abierto control de corriente	91
Figura 78:Respuesta a escalón unitario del lazo cerrado del control de corriente	92
Figura 79:Medidas cursores 1 y 2 de Figura 78	93
Figura 80:Diagrama de bloques del lazo del control de tensión.....	94
Figura 81:Diagrama de Black de la planta control de tensión.....	95
Figura 82:Diagrama de Black de la planta y del lazo abierto control de tensión	96
Figura 83:Respuesta a escalón unitario del lazo cerrado del control de tensión	97
Figura 84:Medidas cursores Figura 83	97
Figura 85:Generación PWM a partir de las señales de referencia y la señal portador.....	99

Índice de tablas

Tabla 1:Parámetros del módulo fotovoltaico ZT275P [42]	25
Tabla 2:Reglas para la inferencia del valor fuzzy de ΔD con respecto al valor fuzzy de E y CE.....	41
Tabla 3: Amplitudes normalizadas VFF/VDC [43].....	67
Tabla 4:Especificaciones del transformador.....	75

1 Introducción

1.1 *Introducción a la energía fotovoltaica*

La energía solar fotovoltaica es una fuente de energía en la que se obtiene energía eléctrica a partir de la radiación solar mediante el efecto fotoeléctrico, empleando generalmente dispositivos semiconductores denominados células fotovoltaicas. Es una fuente de energía renovable y se considera inagotable [1].

Este método de obtención de energía se utiliza tanto en instalaciones de autoconsumo (que pueden estar o no conectadas a la red) como en centrales fotovoltaicas de alta potencia que vuelcan toda su producción a la red [1].

1.2 *Elementos de una instalación fotovoltaica*

Dependiendo del tipo de instalación que tengamos y su fin, los componentes presentes pueden variar en gran medida. A continuación, se detallarán los componentes básicos que hay que conocer para entender todo tipo de instalación fotovoltaica.

1.2.1 Paneles fotovoltaicos

Los paneles o módulos fotovoltaicos son el elemento que genera la potencia en la instalación. Están compuestos de un conjunto de células fotovoltaicas que transforman la radiación solar en energía eléctrica. Estas células se conectan en serie para aumentar la tensión de salida del módulo [2]. Si se quiere aumentar la intensidad de salida, se hacen también conexiones en paralelo [3]. La corriente que dan estos paneles fotovoltaicos es continua.

Un grupo de paneles fotovoltaicos conectados entre sí se conoce como array, y un conjunto de paneles fotovoltaicos conectados en serie se llama string (Figura 1). Los arrays se componen de un solo string o de varios strings conectados en paralelo [4].

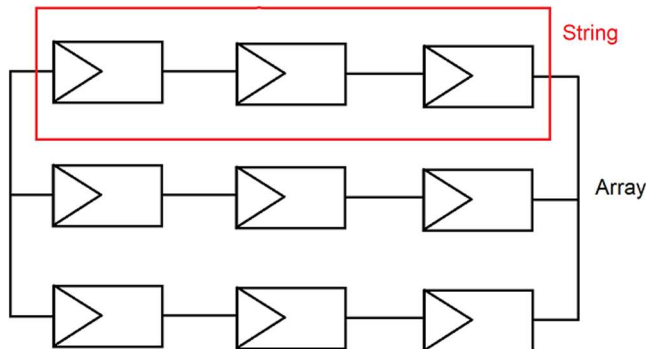


Figura 1: Conjunto paneles fotovoltaicos

Los paneles fotovoltaicos tienen una determinada eficiencia, que es la potencia eléctrica obtenida por cada unidad de potencia solar incidente y por unidad de superficie, todo en condiciones normales de temperatura y radiación, o lo que es lo mismo, en Condiciones Estándar de Medida (CEM) [5], que son (según Eliseo Sebastián, [5]):

- 23 de 1000 W/m², la definición de irradiancia de la Agencia Estatal de Meteorología es “*la magnitud que representa la potencia incidente por unidad de superficie de todo tipo de radiación electromagnética (entre ellas, por ejemplo, la solar)*”. [6]
- Temperatura de la célula de 25°C. Se estandariza la temperatura de trabajo de la célula porque la eficiencia cambia con la temperatura.
- La dirección de los rayos solares es perpendicular a la superficie del panel
- Espectro de la luz solar a una masa de aire igual a AM 1.5G, que es un espectro estándar normalizado [7].

La eficiencia se calcula entonces según (1)

$$eficiencia = \frac{P_N}{G * A}$$

(1)

Donde [5]:

- P_N es la Potencia Nominal del panel (que es la potencia máxima o pico que puede dar el panel bajo CEM)
- G es la irradiancia bajo CEM
- A es el área del panel fotovoltaico

Esta eficiencia depende en gran medida del material de fabricación de las células. Las células más extendidas en el mercado son las de silicio cristalino, ya sea policristalino o monocristalino [8]. Las de silicio policristalino pueden tener una eficiencia de entre 14-16 %, y las de silicio monocristalino, de entre 16-20% [9].

1.2.2 Baterías

Las baterías son un elemento de almacenamiento y aporte de energía. En instalaciones solares se suelen usar porque la producción varía con la irradiancia. Eso significa que, por ejemplo, por la noche la producción sea nula (es necesario aportar potencia), y puede que durante algún momento del día se produzca más de lo que se consume (el excedente se almacena) [10].

Para alargar la vida útil de las baterías, se puede introducir otro elemento llamado regulador de carga, que se encarga de optimizar la carga y descarga de las baterías regulando la tensión y la intensidad [11].

1.2.3 Inversor

Debido a que los paneles generan corriente en DC, se hace necesario un elemento que convierta la DC en AC, permitiendo el consumo de esta corriente de forma habitual. Este elemento es el inversor de corriente [12].

1.2.4 Transformador

La AC de salida del inversor es en baja tensión. Si la estación va a volcar corriente a la red, se requiere un transformador elevador de tensión [13].

1.3 Tipos de instalaciones fotovoltaicas

Las instalaciones fotovoltaicas se pueden clasificar en dos grandes grupos, las instalaciones de autoconsumo, y las centrales fotovoltaicas. En este apartado, se describirán las características de cada una de ellas.

1.3.1 Instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo

Según el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, se define autoconsumo como *“el consumo por parte de uno o varios consumidores de energía eléctrica provenientes de instalación de producción próximas a las de consumo y asociadas a los mismos.”* [14], son instalaciones que construyen empresas o particulares para autoabastecerse, ya sea de forma total o parcial.

Estas instalaciones pueden estar conectadas a la red u operar de forma aislada, lo que se conoce como funcionamiento en isla.

1.3.1.1 Instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo conectadas a la red

Según el artículo 4 del Real Decreto 244/2019,

“Se establece la siguiente clasificación de modalidades de autoconsumo:

a) Modalidad de suministro con autoconsumo sin excedentes. Corresponde a las modalidades definidas en el artículo 9.1.a) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre. En estas modalidades se deberá instalar un mecanismo antivertido que impida la inyección de energía excedentaria a la red de transporte o de distribución. En este caso existirá un

único tipo de sujeto de los previstos en el artículo 6 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, que será el sujeto consumidor.

b) Modalidad de suministro con autoconsumo con excedentes. Corresponde a las modalidades definidas en el artículo 9.1.b) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre. En estas modalidades las instalaciones de 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. En estos casos existirán dos tipos de sujetos de los previstos en el artículo 6 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, que serán el sujeto consumidor y el productor.” [15]

Estas instalaciones permiten que, si la producción de energía fotovoltaica no es suficiente para cubrir el consumo, se extraiga la energía necesaria de la red.

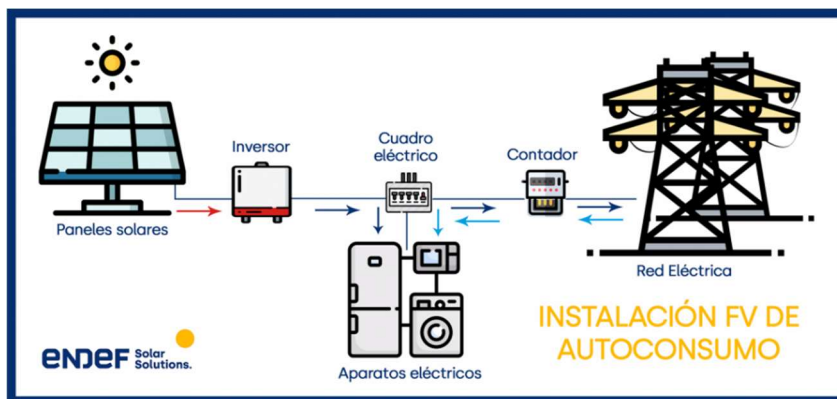


Figura 2: Instalación fotovoltaica conectada a la red con excedentes [16]

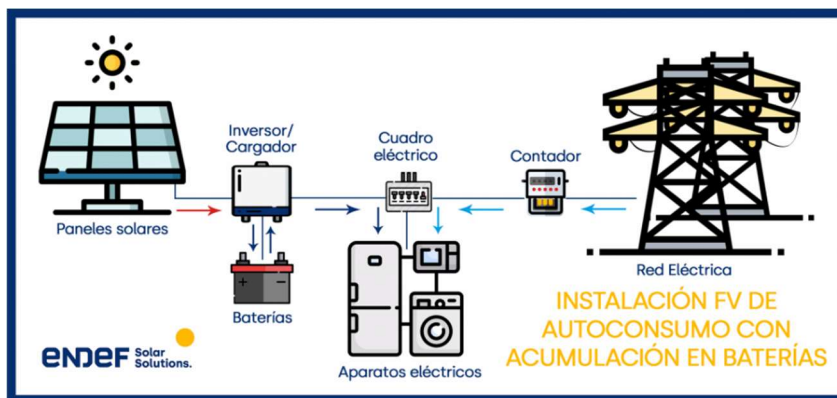


Figura 3: Instalación fotovoltaica de autoconsumo con baterías [16]

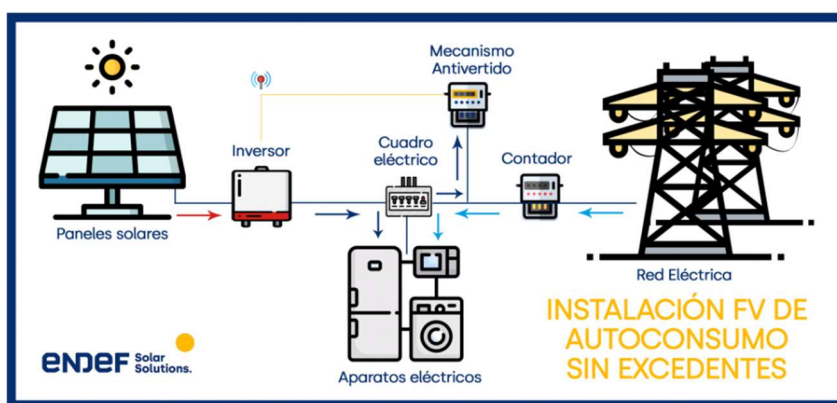


Figura 4: Instalación fotovoltaica de autoconsumo sin excedentes con mecanismo antivertido [16]

En los dos tipos de instalaciones de autoconsumo conectadas a la red, encontramos una serie de elementos comunes (Figura 2, Figura 3, Figura 4), que son los paneles solares y el inversor. La conexión de los paneles fotovoltaicos, la red, y la carga se hace a través de un cuadro eléctrico, que es un elemento que protege cada circuito de la instalación eléctrica de los fallos que se puedan producir en los otros circuitos [17].

El contador, conectado entre la red eléctrica y el cuadro, mide la energía intercambiada entre la red y el sistema eléctrico del usuario en ambas direcciones [18]. En las instalaciones con excedentes, este flujo es bidireccional (la red puede inyectar o

absorber energía), mientras que, en las instalaciones sin excedentes, es unidireccional (la red sólo puede inyectar energía)

En el caso de instalaciones sin excedentes, se puede observar que hay dos posibles formas de manejar el exceso de producción:

- **Ajuste de la producción de energía:** En la Figura 4 se observa un elemento hasta ahora no explicado, el mecanismo de antivertido. Este mecanismo garantiza que la inyección de energía a la red es cero. Hay varios métodos de antivertido, pero el más usado es regulador de potencia, que mide el consumo a tiempo real y ajusta la producción de los paneles fotovoltaicos para que no haya excesos mediante un controlador dinámico que actúa sobre el inversor [19] o sobre un convertidor DC-DC (sobre este tema se hablará más adelante). La energía que no se consume en el instante se pierde, no se puede almacenar.
- **Acumulación del exceso en baterías:** A la instalación se le pueden conectar unas baterías a través de un inversor/cargador (es un inversor que incluye un regulador de carga al que se conectan las baterías) (Figura 3). El exceso de energía producida se almacenará en las baterías, y, cuando la producción no sea suficiente, la batería aportará energía, de forma que la demanda de energía de la red será menor [16]. Habría que añadir también un mecanismo antivertido por si se da el caso en el que hay un exceso de producción y las baterías están cargadas al máximo.

En instalaciones con excedentes, también se pueden poner baterías para almacenar el exceso y no verterlo a la red.

1.3.1.2 Instalaciones aisladas

Según el artículo 3.d) del Real Decreto 244/2019,

“Instalación aislada: Aquella en la que no existe en ningún momento capacidad física de conexión eléctrica con la red de transporte o distribución ni directa ni indirectamente a través de una instalación propia o ajena. Las instalaciones

desconectadas de la red mediante dispositivos interruptores o equivalentes no se considerarán aisladas a los efectos de la aplicación de este real decreto” [15].

Al no haber conexión a la red, el usuario es autosuficiente y tiene que asegurar la producción suficiente para su abastecimiento [20].

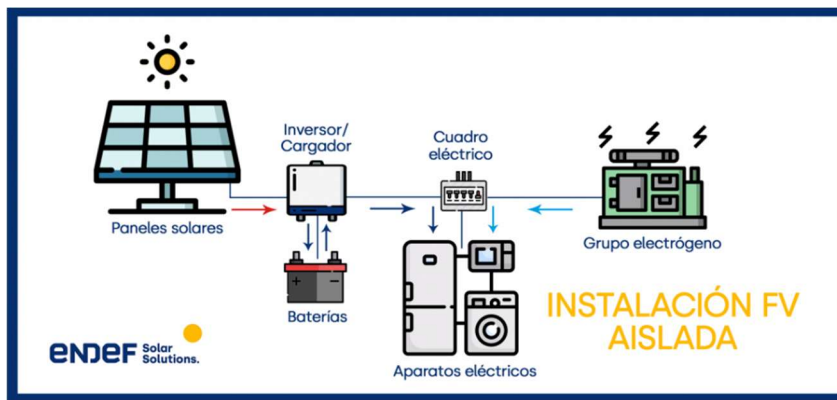


Figura 5: Instalación fotovoltaica aislada [16]

Como se puede ver en la Figura 5, el esquema de una instalación fotovoltaica aislada es muy similar al de la instalación fotovoltaica de autoconsumo con baterías (Figura 3).

La presencia de baterías es esencial en este tipo de instalaciones, para acumular el exceso de producción y poder usarlo en momentos de escasez, de forma que, durante los momentos de máxima irradiancia solar, las baterías se cargan, y, durante la noche, donde la producción es prácticamente nula, se descargan y aportan energía a la carga [20].

También es recomendable contar con un método de producción energética auxiliar por si hay fallos en el sistema fotovoltaico y el conjunto de paneles y baterías no es capaz de satisfacer la demanda, ya que, al no haber conexión a la red, no se puede extraer energía de ella para cubrir las carencias del sistema fotovoltaico. Se puede usar, por ejemplo, un grupo electrógeno [20].

1.3.2 Centrales fotovoltaicas

Las centrales fotovoltaicas son centrales de producción energética basadas en los paneles fotovoltaicos como generadores.

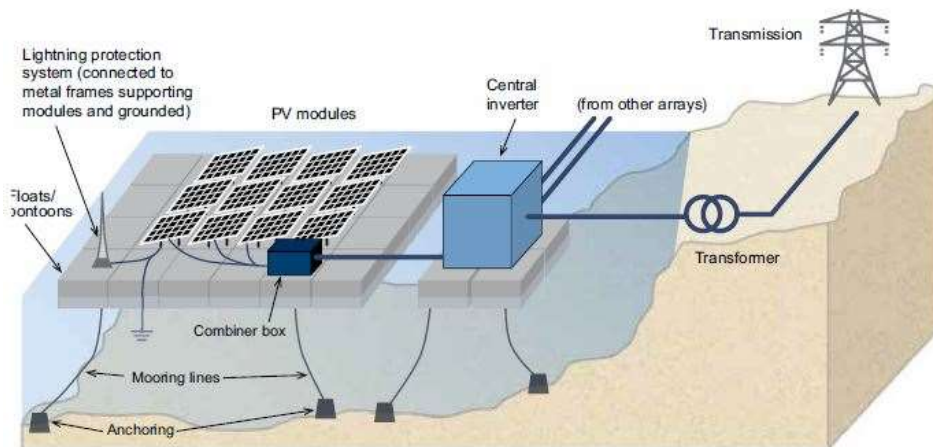


Figura 6: Central fotovoltaica flotante [21]

El esquema básico de una central fotovoltaica se puede ver en la Figura 6. Se observan los módulos fotovoltaicos conectados al inversor, y este directamente conectado a un transformador elevador que vuelca la energía en la red. No hay consumos intermedios.

Estas instalaciones requieren de grandes superficies para instalar los paneles fotovoltaicos. Según el Instituto Enerxético de Galicia (INEGA), para obtener un kilowatio pico de potencia (potencia nominal), se necesitan entre 8 y 10 metros cuadrados de superficie de módulos fotovoltaicos (la superficie exacta depende de la eficiencia de los paneles), y, si se tienen varias filas de paneles, hay que separarlos para evitar las sombras que se pueden dar entre paneles, por lo que la superficie real ocupada es mayor [22].

1.4 Situación de la energía fotovoltaica en España

España tiene un gran potencial de aprovechamiento de la energía fotovoltaica. Es uno de los países de Europa con mayor radiación solar [23], y con mayor potencial de generar energía solar fotovoltaica (Figura 7).

Photovoltaic Solar Electricity Potential in European Countries

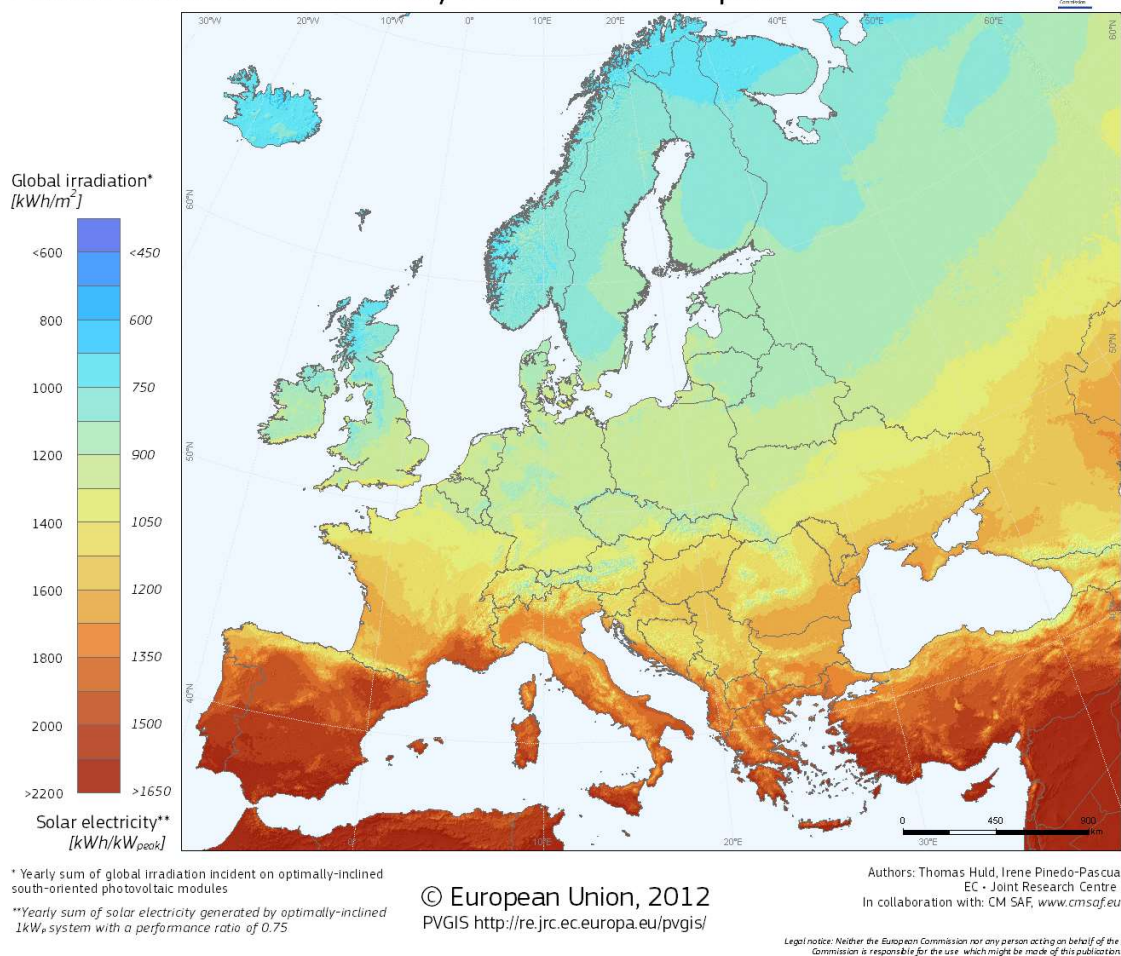


Figura 7:Potencial de generación de energía eléctrica fotovoltaica en Europa [24]

En Figura 8, se puede ver que la zona de España con mayor potencial de generación de energía fotovoltaica es la zona sur de la península (Murcia y Andalucía), y, que este potencial disminuye progresivamente con dirección norte.

En la Comunidad de Madrid, por ejemplo, se pueden llegar a producir entre 1350 y 1425 kWh acumulados en un año por cada kWp (kW de la potencia pico) instalado. Esto contrasta bastante con la costa cantábrica, donde se pueden llegar a producir no más de 1200 kWh/kWp (Figura 8).

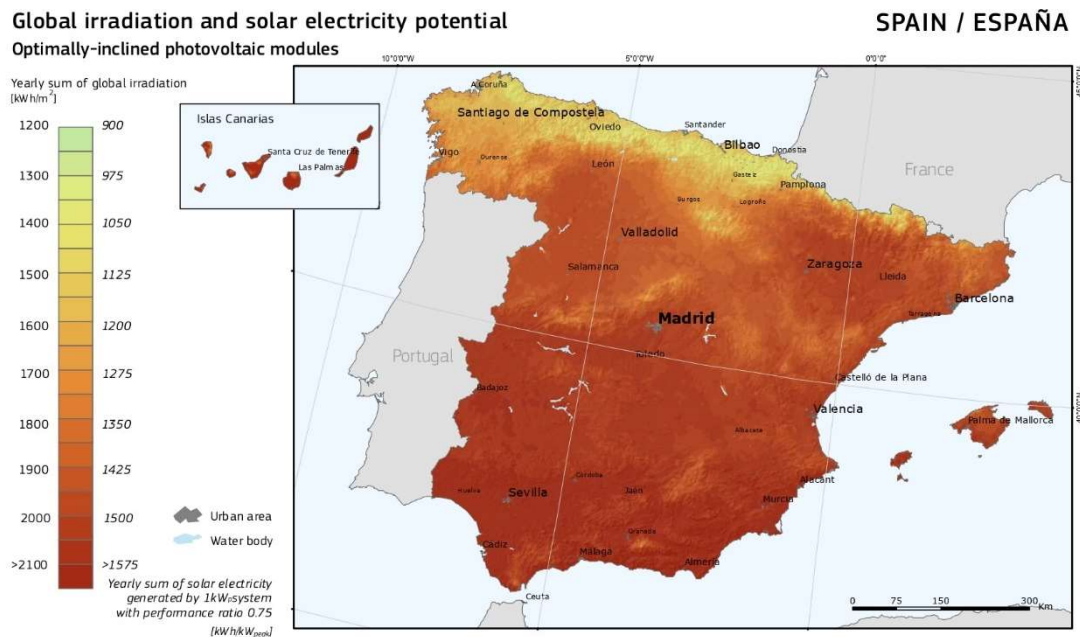


Figura 8: Potencial de generación de energía eléctrica fotovoltaica en España [25]

Actualmente hay instalados en España unos 15 GW de potencia eléctrica solar fotovoltaica, número que lleva en aumento desde 2018 (según datos de la Red Eléctrica Española, REE) [26], tal como se puede ver en Figura 9.

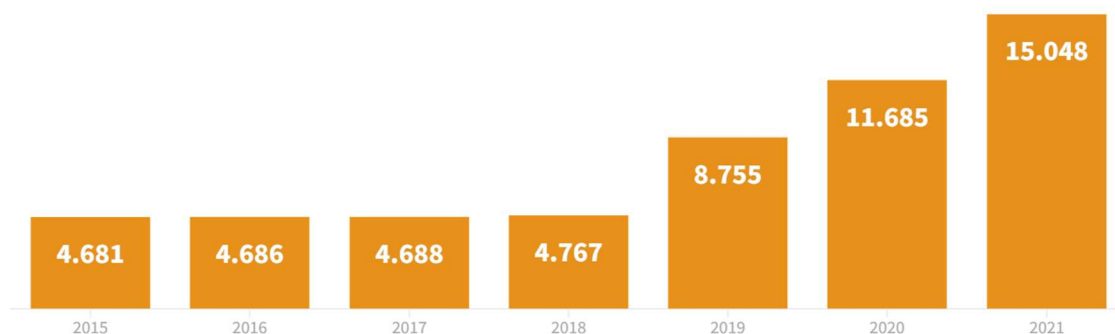


Figura 9: Evolución de la potencia eléctrica fotovoltaica en España en MW [26]

De toda esta potencia fotovoltaica actualmente instalada, 2742 MW pertenecen a instalaciones de autoconsumo (Figura 10).

Tal como se puede ver en la Figura 10, la cantidad de MW instalados por año para autoconsumo lleva creciendo desde 2014. A partir de 2019, se produce un gran salto en esta cantidad (en 2018 se instalan 236 MW, mientras que en 2019 son unos 459 MW) debido, sobre todo, a la derogación del llamado “impuesto al sol” (Real Decreto 900/2015 [27]), cambiando la regulación de las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica por lo establecido en el Real Decreto 244/2019 [15], [28]. En este cambio se eliminó, por ejemplo, la tasa que debían pagar las instalaciones de autoconsumo conectadas a la red de más de 10 kW de potencia por estar conectadas a la red, y permitió el autoconsumo colectivo [29], lo que favorecía la inversión, tanto de particulares como de empresas, en este tipo de instalaciones.

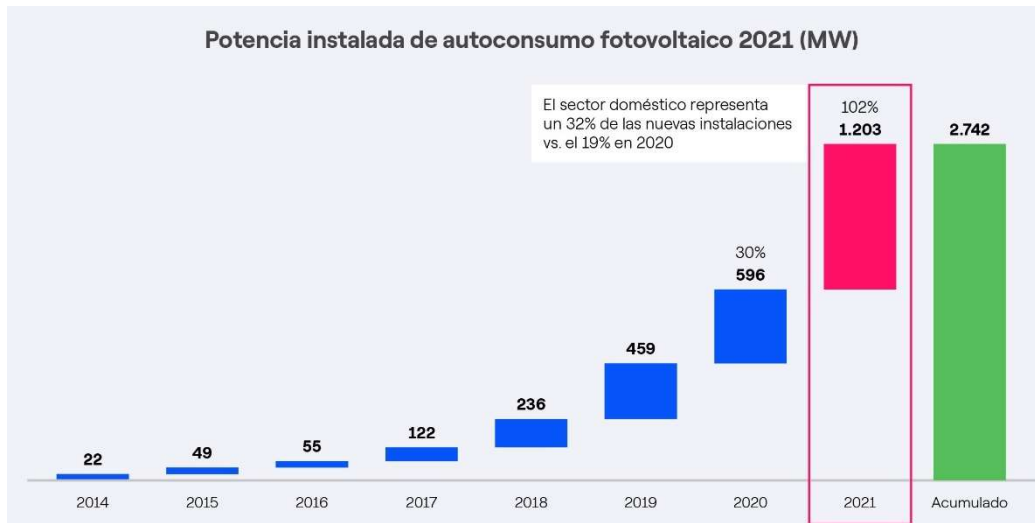


Figura 10: Potencia fotovoltaica instalada de autoconsumo en España [28] (con datos de Unión Española Fotovoltaica)

Toda la potencia fotovoltaica que no se produce en instalaciones de autoconsumo, proviene de centrales fotovoltaicas de alta producción. La mayor de todas es la Núñez de Balboa, en Badajoz. Tiene 500 MWp de potencia instalada, y produce en torno a 832 GWh al año [30]. También están Mula, situada en Murcia, con 494 MWp de potencia instalada, la planta fotovoltaica Don Rodrigo, situada cerca de Sevilla, que cuenta con 174 MWp [31], y la Talayuela Solar, en Cáceres, y con 300 MWp [32].

Tal como se puede ver en la Figura 11, la generación fotovoltaica es el cuarto tipo de generación con mayor potencia instalada en España, doblando al siguiente método de obtención de energía eléctrica, que es la energía nuclear.

En total, la energía solar fotovoltaica supone un 13,3% del total de la potencia instalada en España, y fue la que más creció en 2021, un 28,8% con respecto al 2020 (datos de la REE). [26]

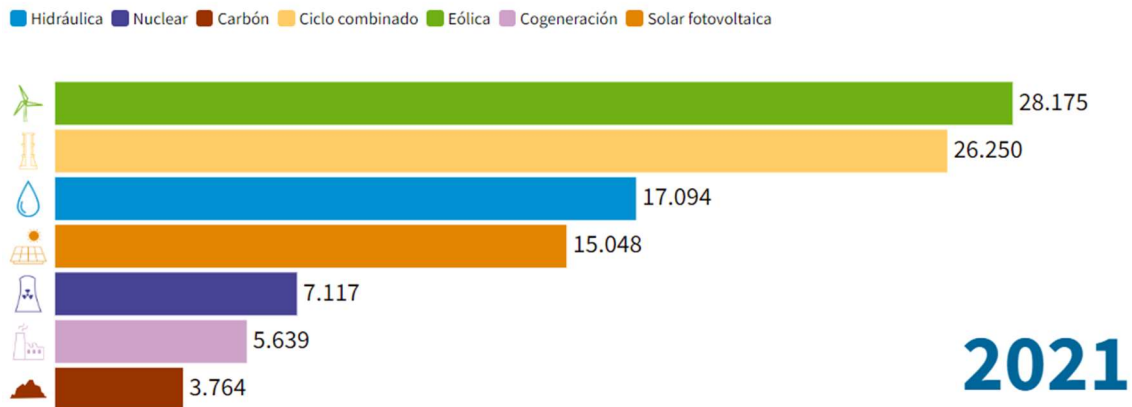


Figura 11:Potencia instalada en España por tipo de generación en MW en 2021 [26]

Además, según el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima, la previsión para el año 2030 es que el sector eléctrico cuente con una potencia total instalada de 161 GW, de los cuales 39 GW serán de solar fotovoltaica, es decir, un 24,22% del total. Esto supondría instalar una potencia de 24 GW de solar fotovoltaica en nueve años y un crecimiento del 160 % con respecto al 2021 [33].

2 Control de potencia

2.1 Comportamiento de un panel fotovoltaico

El comportamiento de un panel fotovoltaico suele representarse de forma gráfica [34] en las llamadas curvas características del panel, las cuales representan la corriente y la potencia del panel en función de la tensión a la que está trabajando.

Estas curvas se obtienen de forma experimental variando la tensión de trabajo del panel y midiendo la corriente en unas condiciones de irradiancia y temperaturas determinadas. Para poder comparar módulos, se utilizan las condiciones CEM. [34]

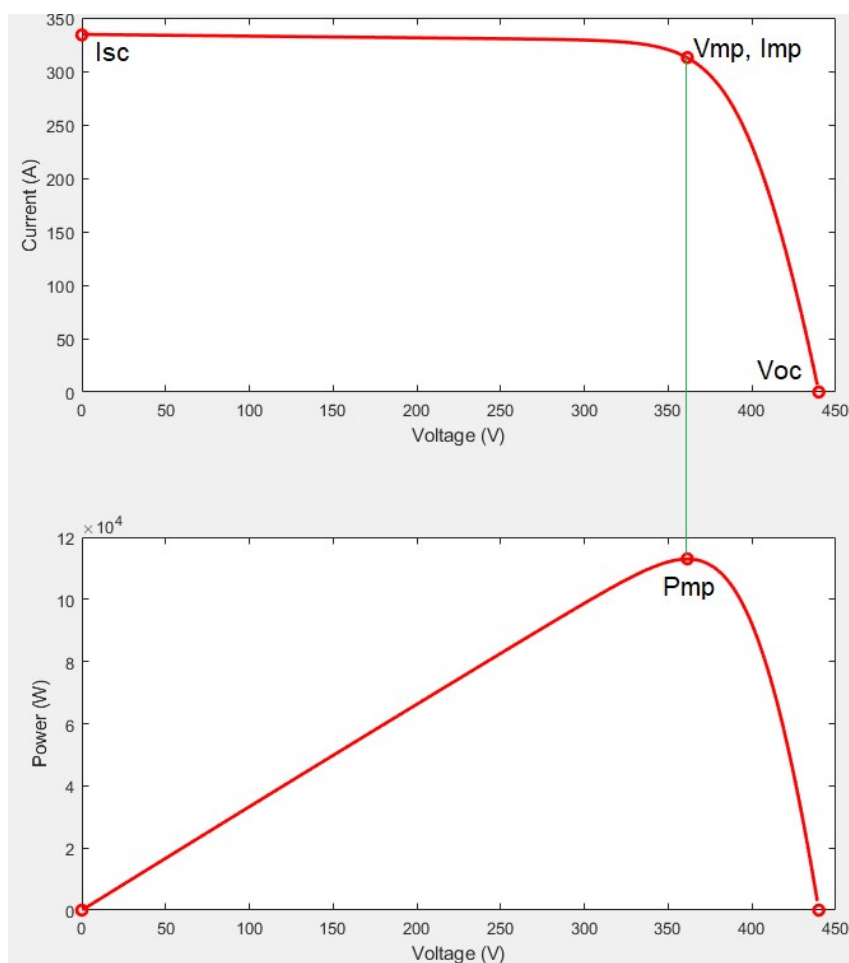


Figura 12: Curvas características panel fotovoltaico

Estas curvas características tienen una forma parecida a las que se muestran en Figura 12. En la curva I-V (Figura 12 superior), hay una zona donde el panel se comporta prácticamente como una fuente de intensidad, el panel da intensidad constante para todos los valores de tensión de esa zona, que es donde la gráfica I-V tiene un valor de I constante, pero si el panel trabaja a tensiones muy altas, su intensidad de salida disminuye bruscamente I_{SC} es la intensidad de cortocircuito del panel, V_{OC} es la tensión de circuito abierto.

La curva P-V (Figura 12 inferior), es la representación de la multiplicación $I \cdot V$ en cada punto de la tensión. Se puede ver claramente que el panel tiene un punto de trabajo donde la potencia generada es máxima (P_{MP}), V_{MP} e I_{MP} son la tensión e intensidad en dicho punto.

Se define también el parámetro factor de forma o de llenado (FF) a la relación entre el punto de máxima potencia y el producto entre la tensión de circuito abierto y la corriente de cortocircuito, tal como se indica en (2). Siempre es menor que uno, y es una forma de medir la calidad del panel, ya que, a mayor FF, menores pérdidas en el dispositivo. [35]

$$FF = \frac{V_{MP} * I_{MP}}{V_{SC} * I_{OC}} \quad (2)$$

Un panel ideal tendría factor de forma 1, y su curva característica I-V sería la representada en Figura 13. El factor de forma es una medida de cuánto de similar es el panel fotovoltaico a un panel ideal, cuánto de cuadrada es su curva I-V.

En general, los paneles de buena calidad tienen factores de potencia superiores a 0.7. [35]



Figura 13: Curva I-V de un panel ideal

2.1.1 Variación de las curvas características con la irradiancia

La potencia de salida del panel fotovoltaico depende en gran medida de la irradiancia incidente, por ello, las curvas características se obtienen para una irradiancia dada.

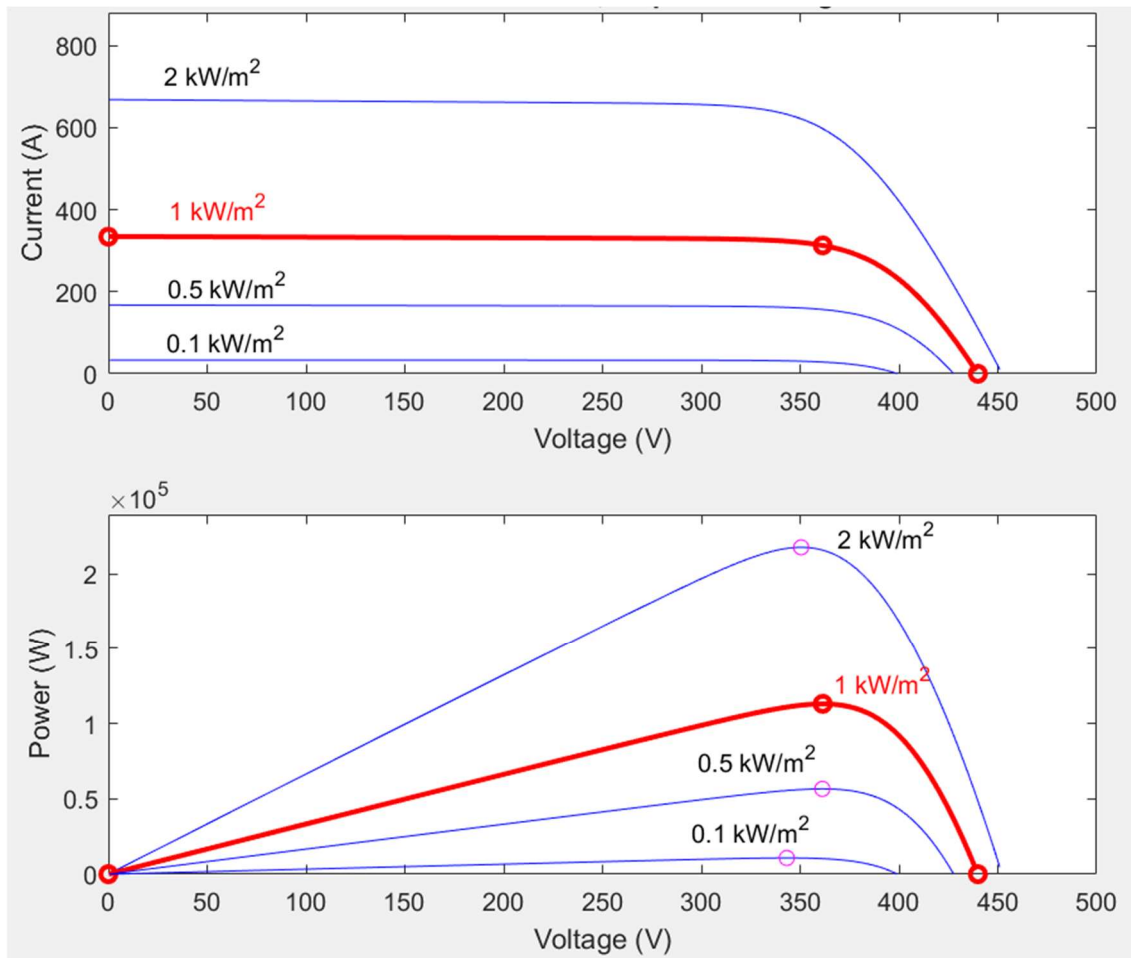


Figura 14: Curvas características para distintas irradiancias

Si se obtienen las curvas características del panel para distintas irradiancias manteniendo la temperatura (Figura 14), se observa que la intensidad disminuye de forma prácticamente proporcional a la irradiancia en la zona de intensidad constante. Como resultado, la potencia también lo hace.

También se observa que los puntos de máxima potencia se dan para distintas tensiones, es decir, V_{MP} varía con la irradiancia.

2.1.2 Variación de las curvas características con la temperatura

De forma similar a la irradiancia, la variación de temperatura de trabajo de las celdas solares afecta a la potencia de salida del panel, y, por lo tanto, la curva característica se debe obtener para una temperatura dada.

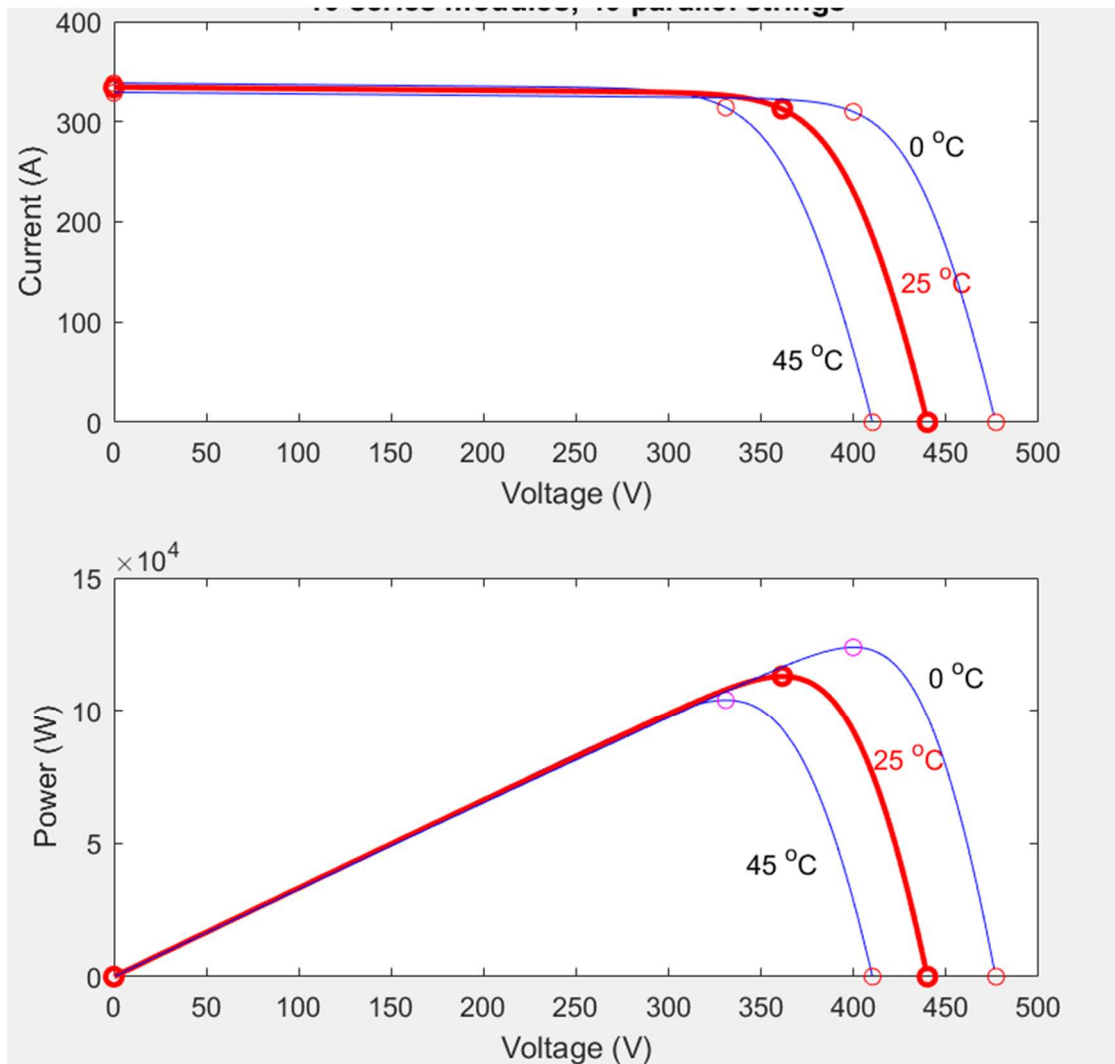


Figura 15: Curvas características para distintas temperaturas

Tal como se observa en Figura 15, cuanto menor es la temperatura, mayor es la potencia máxima que puede dar el panel para una irradiancia determinada. En la zona de

intensidad constante, sin embargo, la diferencia es poco apreciable, pero la intensidad es mayor cuanto mayor es la temperatura.

Nuevamente, con la variación de temperatura, se tiene también un cambio de tensión en el punto de máxima potencia.

2.2 *Modelo de un panel fotovoltaico*

Para poder estudiar y simular de forma teórica el comportamiento de un panel fotovoltaico bajo distintas condiciones, se han desarrollado varios modelos teóricos que varían según su grado de complejidad y acercamiento a la realidad.

El más usado es el llamado “Single-Diode Model”. El esquema de este modelo se presenta en Figura 16, donde I_L es la intensidad generada por las celdas fotovoltaicas, la cual varía con la irradiancia, R_{SH} es la resistencia de shunt o resistencia en paralelo, R_S la resistencia en serie, y V e I la tensión e intensidad de salida. [36]

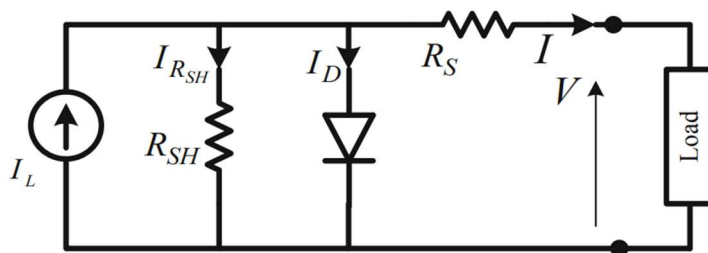


Figura 16: Esquema modelo "Single-Diode" [36]

La intensidad de salida se puede calcular con (3), donde I_0 es la corriente inversa de saturación del diodo, y a es el factor de idealidad del diodo. [36]

$$I = I_L - I_0 * \left[\exp \left(\frac{V + I * R_S}{a * V_T} \right) - 1 \right] - \frac{V + I * R_S}{R_{SH}} \quad (3)$$

La I_L se calcula según (4), donde A es el área del panel, G_N es la radiación normal incidente, T_C es la temperatura de la celda solar, y C_1 y C_2 son parámetros específicos del panel. [37]

$$I_L = A * G_N * (C_1 + C_2 * T_C) \quad (4)$$

A pesar de ser el modelo más usado, presenta cierto error al simular con variaciones de temperatura grandes respecto a la de condiciones CEM (25°). Sin embargo, tal como demuestran N. M. A. Alrahim Shannan, N. Z. Yahaya y B. Singh en "*Single-diode model and two-diode model of PV modules: A comparison*", el error en porcentaje del modelo en el punto de máxima potencia respecto al valor real para un rango de temperaturas de entre 0°C – 50°C es menor al 1%. [38]

2.3 Conexión de paneles fotovoltaicos a la red

Como ya se ha mencionado anteriormente, los paneles fotovoltaicos generan corriente continua. Para que esa corriente se pueda usar de forma normal y volcarla a la red, es necesario transformarla en corriente alterna, tarea de la que se encargan los inversores (convertidores DC-AC).

En ocasiones, si la tensión que generan los paneles no es lo suficientemente alta para la conversión DC-AC, el inversor tiene una etapa con un convertidor DC-DC elevador. A esto se le llama estructura *Two-Stage* de conexión a la red. [39]

El inversor puede incorporar un MPPT (*maximum power point tracker*), que es una tecnología que busca el punto de trabajo de máxima potencia del array al que está conectado, y le obliga a trabajar en él. El MPPT puede estar tanto en la etapa DC-AC como en la DC-DC.

Hay diversas topologías de conexión de los paneles a la red. Las más comunes se muestran en Figura 17, junto con el tipo de instalaciones en las que se suelen usar

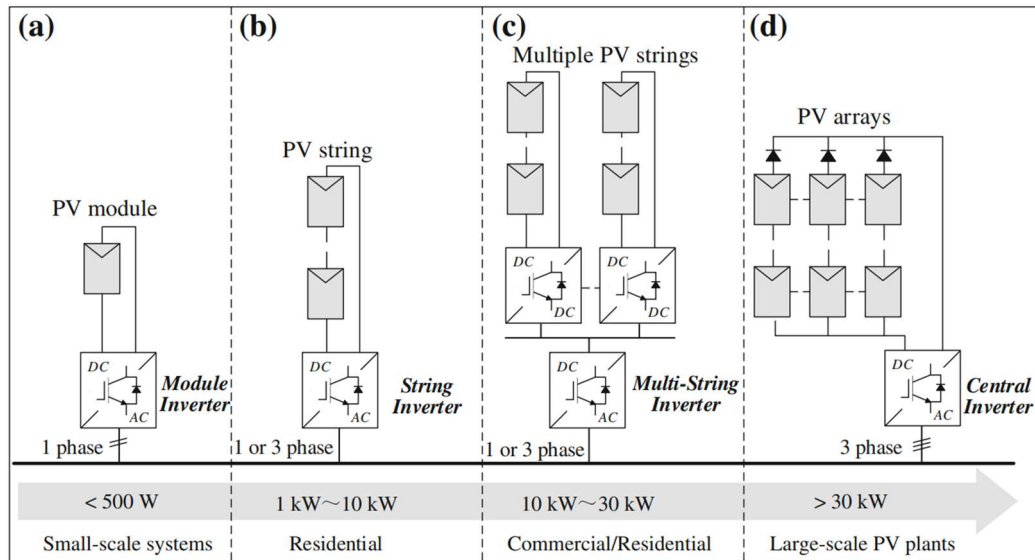


Figura 17: Topologías de conexión a los inversores (a) Module integrated, (b) String, (c) Multistring, (d) Central [40]

La topología central tiene un solo inversor para todo el array, la multistring tiene una etapa DC-DC para cada string y una única etapa DC-AC para todo el array, la string tiene un inversor por cada string, y la module integrated tiene un inversor para cada panel. [40]

Cada configuración tiene sus ventajas y sus inconvenientes. En la configuración central, por ejemplo, el coste de instalación y de mantenimiento son bajos en comparación a las otras configuraciones al haber sólo un inversor, pero en el caso de que este falle, se paraliza toda la instalación. Además, la eficiencia del MPPT es menor porque busca el punto de máxima potencia de todo el array, que da menos potencia que si buscamos el punto de máxima potencia de cada string por separado o, incluso, de cada panel. [40]

2.4 Control de potencia en estructuras *Two Stage*

Las estructuras de conexión a la red *Two-Stage* son muy habituales en instalaciones fotovoltaicas de potencias menores a los 30 Kw (Figura 17), ya que es habitual que, tanto en la topología *string* como en la *module integrated* se integre la etapa del convertidor DC-DC elevador por no ser la tensión dada por el string o por el panel suficientes para el inversor.

Por ello, se han desarrollado sistemas de control de potencia muy efectivos aprovechando esta estructura. Dicho sistema puede incluir un MPPT en el convertidor DC-AC o en el convertidor DC-DC [39]. En el caso de estudio, se analiza el segundo sistema, cuyo esquema básico se puede observar en Figura 18.

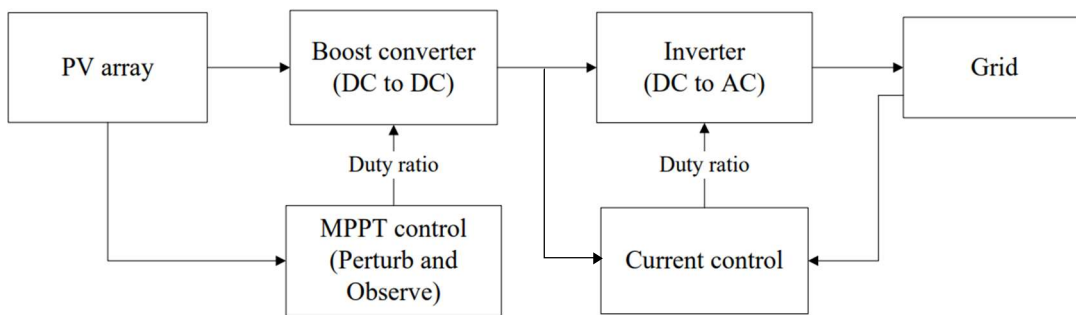


Figura 18: Diagrama de bloques básico del Two-Stage [41]

Cada convertidor tiene su propio sistema de control en lazo cerrado, y son independientes.

2.4.1 Generación de potencia activa

En este caso, lo que se busca es maximizar la producción de potencia activa de la instalación. Buscamos, entonces, que los paneles fotovoltaicos trabajen en su punto de máxima potencia generada en cada instante de tiempo. Esto se consigue el MPPT mencionado anteriormente, en este caso, basado en el convertidor DC-DC.

El sistema de maximización de la generación de la potencia activa es el sistema de control del convertidor DC-DC. Se miden tanto tensión como intensidad de salida de los paneles fotovoltaicos, y mediante un algoritmo MPPT, se modifica el duty ratio del convertidor DC-DC, lo cual se traduce en una modificación de la tensión de trabajo del array de paneles fotovoltaico. [39]

Esto es posible gracias a que se supone que la tensión de salida del convertidor es constante, lo cual no se aleja de la realidad, ya que, como se verá más adelante, el sistema de control del inversor controla esta tensión.

2.4.2 Control de potencia activa y reactiva vertida a la red

En este caso, se busca que la instalación fotovoltaica vierta a la red solamente potencia activa y que la reactiva sea 0.

Para conseguir esto, se implementa un control de la corriente volcada a la red en ejes d-q que actúa sobre la tensión de salida del inversor modificando la señal de referencia de este, y un control de tensión de V_{dc} , que actúa sobre la referencia de corriente del control de corriente en eje d.

Con el control de corriente en el eje q se consigue controlar la potencia reactiva volcada a la red, y con el control de corriente en el eje d sumado a la acción del control de tensión de V_{dc} se consigue mantener constante la tensión de salida del convertidor DC-DC y con ello, se vuelca toda la producción de potencia activa a la red.

2.4.3 Diseño de una estructura Two-Stage

A continuación, se procederá al diseño de una estructura *Two-Stage* de conexión a la red teniendo en cuenta que:

- Los módulos serán del modelo ZT275P fabricados por Zytech Solar, cuyos parámetros son los presentados en Tabla 1 (K_V y K_I son coeficientes usados para calcular la variación de V_{OC} e I_{SC} respectivamente con la temperatura). [42]

V _{oc} (V)	I _{sc} (A)	V _{MPP} (V)	I _{MPP} (A)	K _v (% / °C)	K _i (% / °C)
39,96	9,56	30,80	8,93	-0,34	0,049

Tabla 1: Parámetros del módulo fotovoltaico ZT275P [42]

- Para conseguir una instalación fotovoltaica de una potencia nominal de aproximadamente 20Kw, son necesarios 70 módulos, los cuales se van a organizar en un array de 7 strings con 10 módulos por string.
- Se buscará maximizar la generación de potencia activa y hacer nula la potencia reactiva volcada a la red.

Esta estructura *two-stage* se hará para que el control sea completamente automático, teniendo siempre como objetivos maximizar la generación de potencia activa, hacer nula la potencia reactiva, y sincronizar con la red a la que está conectada la instalación.

Por lo tanto, las labores de los operarios de la instalación son simplemente de supervisión y mantenimiento en caso de que sea necesario, no habrá necesidad de modificar ningún parámetro del control ni de cambiar ninguna variable.

3 Diseño del convertidor DC-DC y su lazo de control

El diseño de esta parte se puede dividir en tres bloques, que, tal como se puede ver en Figura 19, son el convertidor DC-DC y un algoritmo de control MPPT que tiene como entradas la tensión e intensidad de salida del array de módulos fotovoltaicos y que tiene como salida el duty ratio del convertidor.

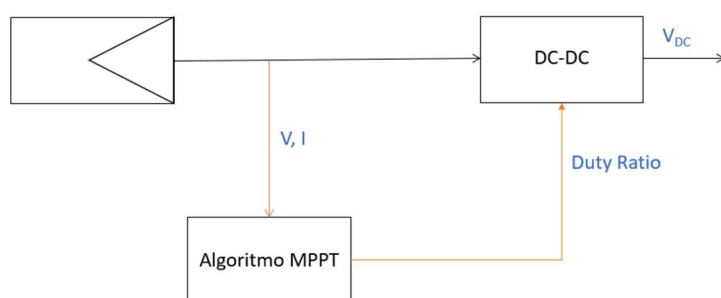


Figura 19: Diagrama de bloques del convertidor DC-DC y su lazo de control

3.1 Convertidor DC-DC

El primer bloque que se va a diseñar es el convertidor DC-DC. Para ello, hay que elegir una topología y después dimensionar sus componentes.

En este caso, se necesita un convertidor elevador de tensión, por lo tanto, se descartan todas las topologías reductoras o elevadoras-reductoras como el convertidor *Buck* o el *Cuk*.

Se podrían usar topologías elevadoras con transformadores para aportar aislamiento galvánico entre la entrada y la salida, como puede ser un convertidor *Flyback*

o un *Push-Pull*, pero se ha optado por el convertidor *Boost* (o, simplemente, convertidor elevador) por su facilidad de análisis y de diseño.

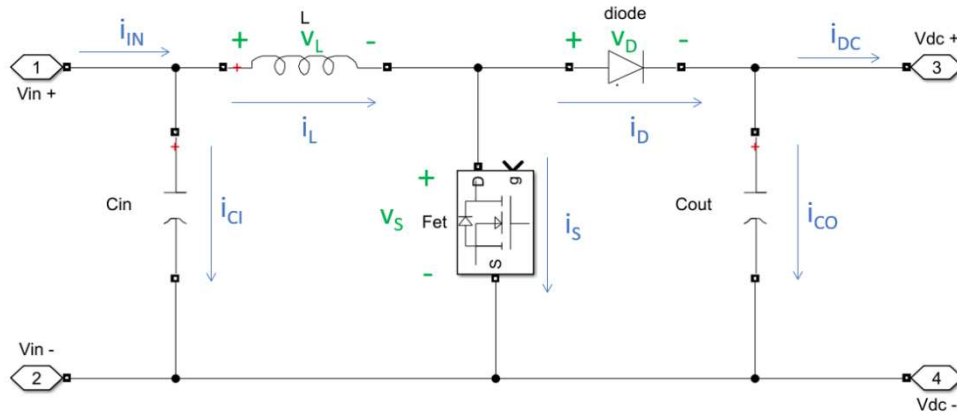


Figura 20: Esquema convertidor Boost

3.1.1 Análisis del convertidor elevador

En la Figura 20 se puede ver el esquema del convertidor elevador y los criterios de signos adoptados de las diversas magnitudes. [36]

Para poder analizar el circuito de forma simplificada, se van a tomar una serie de suposiciones según Daniel W.Hart: [43]

- El circuito opera en régimen permanente
- El FET funciona con un periodo de conmutación T , dentro del cual está cerrado un tiempo $D \cdot T$ y está abierto un tiempo $(1-D) \cdot T$, donde D es el *duty ratio*
- La corriente de la bobina siempre es positiva ($i_L > 0$)
- Tanto la tensión de entrada (V_{IN}) como la de salida (V_{DC}) son constantes y positivas
- Todos los componentes son ideales, no hay pérdidas

Cuando el FET conduce, el diodo no lo hace y viceversa.

Si se analiza la bobina con el FET cerrado, se cumple (5),

$$\frac{di_L}{dt} * L = v_L = V_{IN} \quad (5)$$

Como la derivada es constante en todo el tiempo que el FET está cerrado, se puede cambiar por incremento, y el incremento del tiempo, es el tiempo que el FET está cerrado, que es $D * T$. Por lo tanto, se puede despejar (5) y obtener (6).

$$\Delta i_L^c = \frac{D * T * V_{IN}}{L} \quad (6)$$

Analizando la bobina con el FET abierto, y siguiendo el mismo proceso que antes, teniendo en cuenta que ahora la tensión de la bobina es $V_{IN} - V_{DC}$ y que el tiempo que el interruptor está abierto es $T * (1-D)$, se obtiene (7).

$$\Delta i_L^a = \frac{(1 - D) * T * (V_{IN} - V_{DC})}{L} \quad (7)$$

Como el convertidor está operando en régimen permanente, la variación de la intensidad de la bobina en un tiempo T debe ser cero, se cumple (8).

$$\Delta i_L^c + \Delta i_L^a = 0 \quad (8)$$

Sustituyendo (6) y (7) en (8) y despejando, se obtiene la relación entre V_{IN} y V_{DC} en función de D , tal como se puede ver en (9).

$$V_{DC} = \frac{V_{IN}}{1 - D}$$

(9)

Como D es siempre menor o igual a uno, V_{DC} es mayor que V_{IN} , por lo que, efectivamente, el convertidor es elevador.

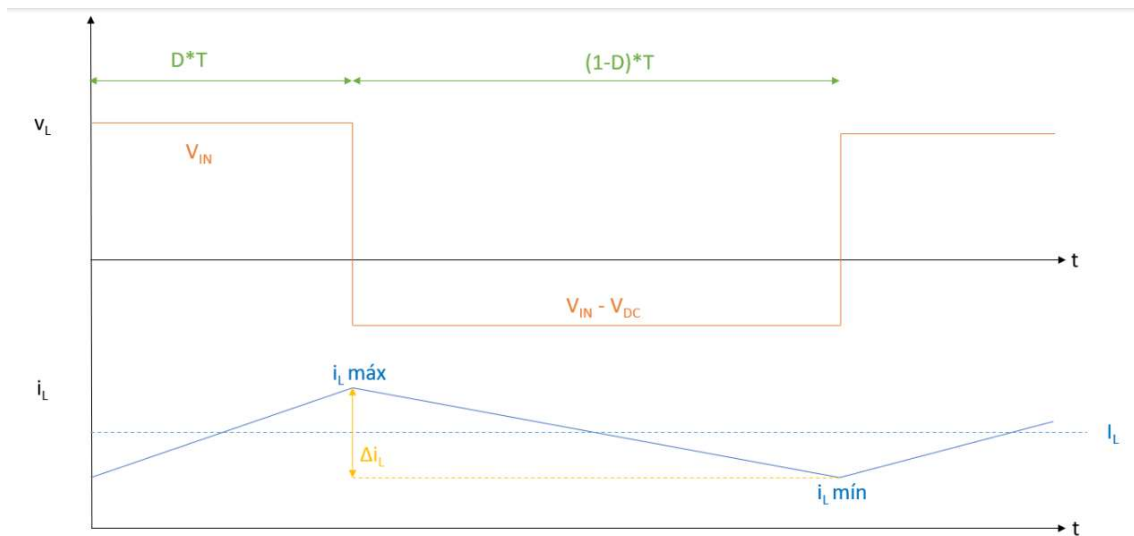


Figura 21: Formas de onda tensión e intensidad bobina

Tal como se puede ver en Figura 21, la intensidad por la bobina tiene una componente media I_L , que es la que proporciona potencia de entrada (i_L es la intensidad de entrada al convertidor). Aplicando Kirchoff, y teniendo en cuenta que, al estar en régimen permanente, la intensidad media por los condensadores es cero, se obtiene (10).

$$I_{IN} = I_L + \langle i_{CI} \rangle = I_L$$

(10)

Haciendo balance de potencias entre la entrada y la salida, se pueden relacionar las intensidades I_{IN} e I_{DC} en función de D , sustituyendo (9) en (13) y despejando para obtener (14).

$$P = I * V \quad (11)$$

$$P_{IN} = P_{DC} \quad (12)$$

$$V_{IN} * I_{IN} = V_{DC} * I_{DC} \quad (13)$$

$$I_{DC} = I_{IN} * (1 - D) \quad (14)$$

La corriente mínima por la bobina se puede calcular con (15)

$$i_L^{min} = I_L - \frac{\Delta i_L}{2} \quad (15)$$

Sustituyendo (6) en (15) se obtiene (16)

$$i_L^{min} = I_L - \frac{D * T * V_{IN}}{2 * L} \quad (16)$$

Para asegurar que la corriente por la bobina sea permanente, esta debe ser positiva en todo momento, por lo que i_L^{min} debe ser mayor que cero para todos los puntos de funcionamiento, o en el caso crítico, igual a cero, por lo tanto, se puede deducir (17).

$$L \geq \frac{D * T * V_{IN}}{2 * I_L}$$

(17)

Si despejamos D de (9) y sustituimos en (17), se obtiene (18)

$$L \geq \frac{T * ((V_{DC} * V_{IN}) - V_{IN}^2)}{2 * I_L * V_{DC}}$$

(18)

Analizando (18), se puede deducir que el valor crítico de L se da para el punto de funcionamiento donde la parte a la derecha de la desigualdad es máxima, que se da cuando I_L es mínima y $(V_{DC} * V_{IN} - V_{IN}^2)$ es máximo.

Para poder realizar el diseño, y observando la curva característica del array para distintas temperaturas (Figura 22) e irradiancias (Figura 23), se considerará que la tensión de entrada variará entre 0 y 430 V y la corriente mínima será de 4 A.

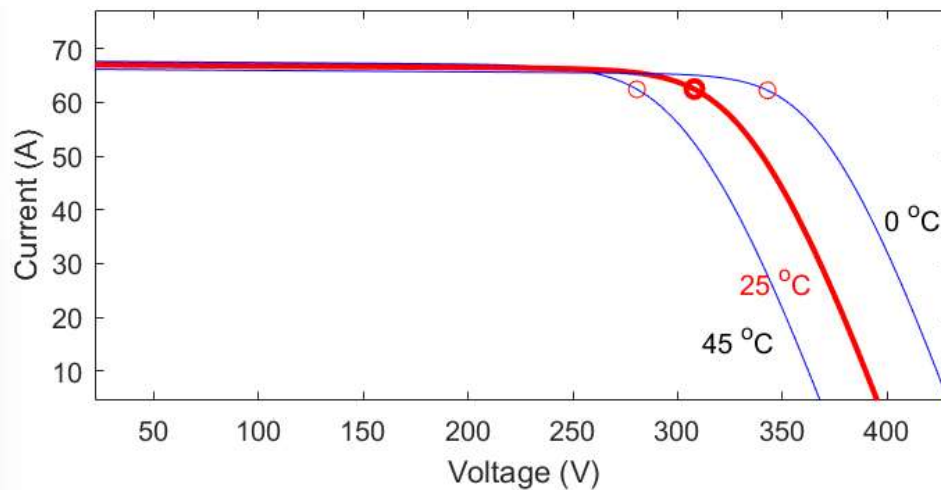


Figura 22: Curva I-V del array problema para distintas temperaturas

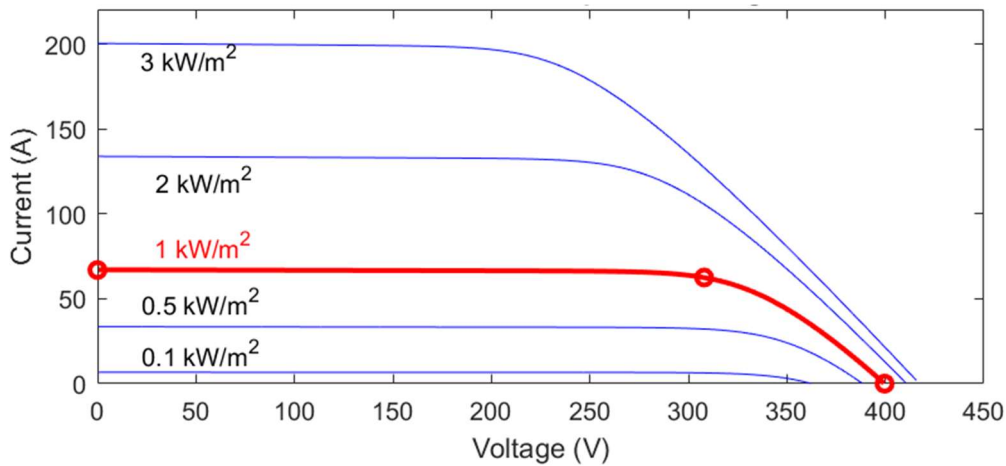


Figura 23: Curva I-V del array problema para distintas irradiancias

También se puede deducir que las tensiones de entrada del convertidor DC-DC V_{IN} en la mayoría de los casos estará entre los 200 y los 400 V. Para que el convertidor funcione con un duty ratio entre 0.3 y 0.7 (ya que no es bueno aproximarse excesivamente a los extremos) la tensión de salida debe ser de $V_{dc} = 600$ V (calculada despejando de (9)).

Por tanto, para calcular la $L_{CRÍTICA}$ se usará $I_L = 4$ A, y, para hallar la V_{IN} que hace $(V_{DC} * V_{IN} - V_{IN}^2)$ máximo, se deriva esta función (V_{DC} es constante), y se iguala a 0 (19), obteniendo así que $V_{IN} = 300$.

$$V_{DC} - 2 * V_{IN} = 0$$

(19)

Después, se hace la segunda derivada de la función, que es -2, y, como es siempre negativa, la función sólo puede tener máximos, confirmando que $V_{IN} = 300$ es un máximo.

Tal como se puede observar en (6) y en (7), el rizado en la corriente de la bobina incrementa con el período de conmutación, o lo que es lo mismo, disminuye con la frecuencia de conmutación, al igual que, como se verá más adelante, el rizado de la tensión de salida. Por tanto, si se aumenta la frecuencia de conmutación, se puede reducir

el valor de la inductancia y del condensador de salida. Por ello, se ha elegido como interruptor un GaN FET en vez de otros como el IGBT o el BJT, porque soporta frecuencias de conmutación muy altas, llegando fácilmente a los 150kHz, frente a, por ejemplo, los 20kHz del IGBT. [36]

Teniendo esto en cuenta, como frecuencia de conmutación se ha seleccionado 100kHz, lo que da un periodo de 10 μ s.

Sustituyendo estos valores en (18), se obtiene un valor de L crítico de 188 μ H.

Para asegurar el correcto funcionamiento del dispositivo incluso en condiciones críticas, se seleccionará un valor de inductancia 10 veces superior al valor crítico, que se redondea a un valor de 2 mH.

El diseño del condensador C_{OUT} se hará para limitar el rizado de V_{DC} al 2% de la tensión media de salida en el punto de funcionamiento donde el rizado es mayor.

Haciendo Kirchoff, se puede deducir (20).

$$i_D = I_{DC} + i_{CO}$$

(20)

Las formas de onda de la intensidad por el diodo y por el condensador se pueden ver en Figura 24, donde la intensidad por el diodo es 0 cuando el FET está cerrado, y es igual a la intensidad de la bobina cuando el FET está abierto. La intensidad del condensador se despeja de (20).(17)

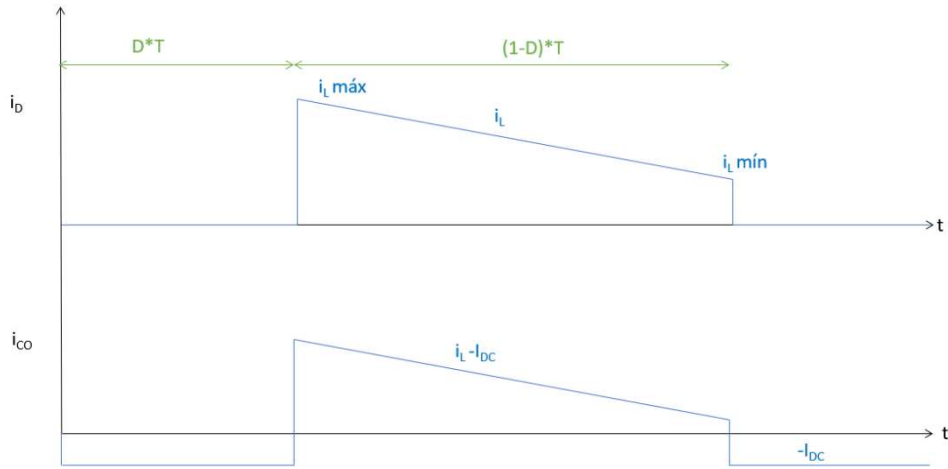


Figura 24: Formas de onda de la intensidad por el diodo y por el condensador de salida

Si i_{CO} no llega a ser negativa cuando el condensador se carga (FET abierto), es decir, si se cumple (21), se puede calcular el incremento de la tensión con (23), que viene de resolver la integral (22) en el tiempo que el FET está cerrado.

$$i_L^{mín} - I_{DC} \geq 0 \quad (21)$$

$$V_{DC} = \int \frac{i_{CO}}{C_{OUT}} * dt \quad (22)$$

$$\Delta V_{DC} = \frac{I_{DC} * D * T}{C_{OUT}} \quad (23)$$

Si se sustituyen (14) y (16) en (21), se obtiene que la condición que se debe cumplir es (24), que es crítica cuando I_L es mínimo y V_{IN} es máximo, en las condiciones de funcionamiento del convertidor, esto se da para $I_L = 4 \text{ A}$ y $V_{IN} = 430 \text{ V}$.

$$I_L - \frac{T * V_{IN}}{2 * L} \geq 0$$

(24)

Como la condición se cumple en condiciones críticas, se puede calcular el ΔV_{DC} con (23). El punto de funcionamiento donde hay mayor rizado es cuando D e I_{DC} son máximos. Según (9), D es máximo cuando V_{IN} es mínimo, idealmente 0. Estas condiciones de tensión de entrada nula y $D = 1$ (FET siempre cerrado) no tienen sentido en régimen permanente porque no se aporta potencia al sistema, pero se van a usar para calcular C_{OUT} , consiguiendo un sobredimensionamiento en todos los puntos de operación del conversor y asegurando así que el rizado en la tensión de salida siempre va a ser pequeño.

Como intensidad máxima se va a seleccionar el valor de 200 A, que es la I_{SC} del array cuando la radiación es de 3 kW/m², y el ΔV_{DC} se va a fijar en 30 V (un 5% del valor de V_{DC}).

Sustituyendo estos valores en (23), se obtiene un valor de C_{OUT} de 66 μF .

El condensador de la entrada C_{IN} estabiliza la tensión de entrada al convertidor, la hace constante. El valor de este condensador se ha obtenido de forma experimental para evitar tener picos de corriente muy elevados en el arranque y es 1 μF .

3.2 *Algoritmo MPPT*

El lazo de control del convertidor DC-DC consiste en un algoritmo MPPT que busca el punto de máxima potencia y fuerza al panel a trabajar en ese punto mediante la variación del *duty ratio* del conversor DC-DC.

Hay multitud de formas de enfocar un algoritmo MPPT, desde estimar el punto de máxima potencia con el modelo matemático del panel fotovoltaico hasta utilizar redes neuronales. [39]

Uno de los enfoques más comunes es el de *Hill Climbing*, basados en la perturbación de una variable (típicamente la tensión del panel o el duty ratio del

conversor) y en la observación de las variables de salida del panel. El más popular de este tipo de algoritmos es el *Perturb and Observe* debido a su simplicidad en la implementación [39], ya que, como su propio nombre indica, consiste en variar la tensión de funcionamiento del panel, observar lo que ocurre con la potencia, y a partir de ese resultado, el algoritmo decide en qué sentido debe variar la tensión. Tal como se puede ver en Figura 25, si al incrementar la tensión también ha incrementado la potencia, se sigue incrementando la tensión, y si no, se disminuye. Si al disminuir la tensión la potencia aumenta, se sigue disminuyendo la tensión, y si no, se aumenta. Si la potencia no varía se ha encontrado el punto de máxima potencia.

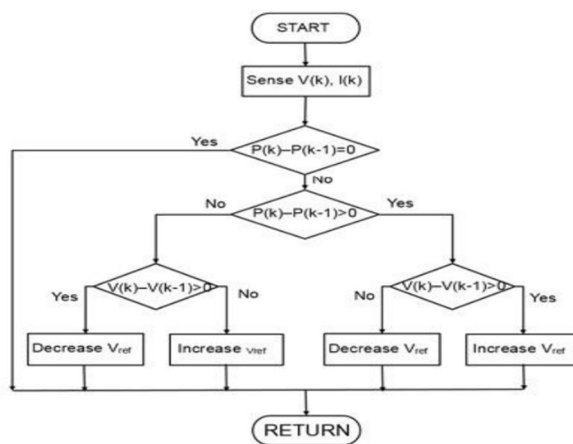


Figura 25:Flujo de trabajo algoritmo P&O [41]

Este algoritmo funciona bien bajo condiciones de irradiancia y temperatura estables, pero cuando estas varían, el P&O tiene problemas de lentitud. Además, como la variación de la tensión que da el algoritmo en cada iteración es constante, si esta es grande alcanzará la convergencia rápidamente, pero oscilará mucho alrededor del punto de máxima potencia. Si, por el contrario, la variación es pequeña, el algoritmo será muy lento pero la oscilación será menor. [39]

Items	MPPT Methods			
	P&O	INC	ANN	FLC
Dynamic response	Poor	Medium	High	Medium
Transient fluctuation	Bad	Bad	Good	Good
Steady oscillation	Large	Moderate	Zero	Small
Static error	High	High	Low	Low
Control accuracy	Low	Accurate	Accurate	Accurate
Tracking speed	Slow	Slow	Moderate	Fast
Overall efficiency	Medium	Medium	High	High
System complexity	Simple	Simple	Medium	Medium
Temperature characteristics	Poor	Poor	Good	Good

Figura 26:Comparativa algoritmos MPPT [44]

Tal como se puede ver en Figura 26, los algoritmos Hill Climbing (P&O y INC) son lentos, oscilan respecto al punto de máxima potencia, responden mal ante los cambios de temperatura y tienen un error estático alto, pero son muy simples y fáciles de implementar.

Otras alternativas más eficientes y fiables son las redes neuronales artificiales (ANN) y los algoritmos basados en lógica *fuzzy* (FLC), que tienen unas prestaciones parecidas.

Por la rapidez en encontrar el punto de máxima potencia y la baja oscilación que tiene respecto a dicho punto, el algoritmo MPPT seleccionado para el proyecto es el basado en lógica *fuzzy*.

3.2.1 Control basado en lógica fuzzy

La lógica *fuzzy*, propuesta por el profesor Lotfi A. Zadeh en 1965, se enfrenta a la lógica tradicional de afirmaciones absolutas de que algo es verdadero o falso, permitiendo tomar valores intermedios como bastante cierto o medianamente falso, dando la

capacidad a los ordenadores de procesar este tipo de nociones humanas (bastante, medianamente, parcialmente, muy poco, ...) y responder de forma acorde. Esta respuesta tampoco será todo o nada, habrá valores intermedios. [45]

El proceso de analizar las variables de entrada y obtener una respuesta tiene tres pasos, los cuales se pueden ver en Figura 27. La variable de entrada se transforma en una variable fuzzy a través de la fuzzification. Por inferencia, se saca la variable fuzzy de salida a partir de la variable fuzzy de entrada mediante una serie de reglas definidas, y, por último, la variable fuzzy de salida se transforma en la variable real de salida mediante la defuzzification. [45]

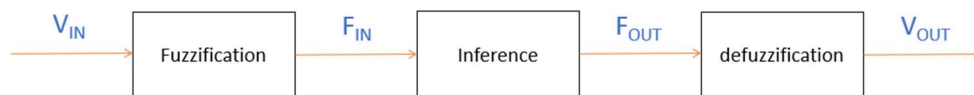


Figura 27: Proceso lógico fuzzy

En el caso de estudio, las variables de entrada del control son V_{IN} e I_{IN} del conversor DC-DC, que son, a su vez, la tensión y corriente de salida del panel. Con estas dos variables se puede calcular la potencia del panel según (11). Ambas están en tiempo discreto, ya que las medidas se hacen de forma discreta con un periodo de muestreo T_s .

Sin embargo, las variables que se van a usar como entrada para la lógica *fuzzy* en tiempo discreto son el error $E(k)$, que se calcula según (25) y que es una aproximación de la derivada de la curva característica P-V, y el cambio en el error $CE(k)$, que se calcula según (26), y que es la variación del error entre una muestra y la anterior. [46]

$$E(k) = \frac{P_{IN}(k) - P_{IN}(k-1)}{V_{IN}(k) - V_{IN}(k-1)} \quad (25)$$

$$CE(k) = E(k) - E(k-1) \quad (26)$$

Mediante el error se puede saber si el punto de operación de la muestra en el instante k está a la derecha o a la izquierda del punto de máxima potencia, mientras que el cambio de error indica la dirección en la que se ha movido el punto de operación en el instante k con respecto al instante anterior $k-1$.

3.2.1.1 *Fuzzification*

La *fuzzification* de una variable consiste en pasar la variable de su valor real a expresiones lingüísticas definidas (por ejemplo, si la variable de entrada fuese una altura, pasaríamos de cm a “muy alto”, “alto”, “estatura media”, “bajo” y “muy bajo”). [46]

En el caso de estudio, las expresiones lingüísticas van a ser las mismas para todas las variables, tanto de entrada como de salida. Dichas expresiones son Positivo Grande (PB), Positivo Pequeño (PS), Cero (ZE), Negativo Pequeño (NS), y Negativo Grande (NB).

El proceso de *fuzzification* se realiza mediante las funciones características. Cada variable tiene una función característica por cada expresión lingüística. Estas funciones definen para cada valor de la variable de entrada cuánto de verdad es la expresión lingüística. Las funciones características pueden ser triangulares, trapezoidales, gaussianas, etc, y se obtienen de forma experimental o con conocimientos del sistema a controlar. [46]

Las funciones características usadas como punto de partida en el caso de estudio son las mostradas en Figura 28 para la variable error y en Figura 29 para la variable cambio en el error. Ambas se han obtenido del artículo “*Fuzzy Logic Control for the tracking of maximum power point of a PV system*” de F.Bouchafaaa, I.Hamzaouia y

A.Hadjammara [46], en el que se prueba la gran eficacia y robustez de un control por lógica *fuzzy* para MPPT en instalaciones fotovoltaicas. Estas funciones son triangulares y se superponen, de forma que, si por ejemplo el valor del error es de 0.012, tras el proceso de *fuzzification* se obtendría un error que es 0.5 Positivo Pequeño (PS) y 0.5 Positivo Grande (PB).

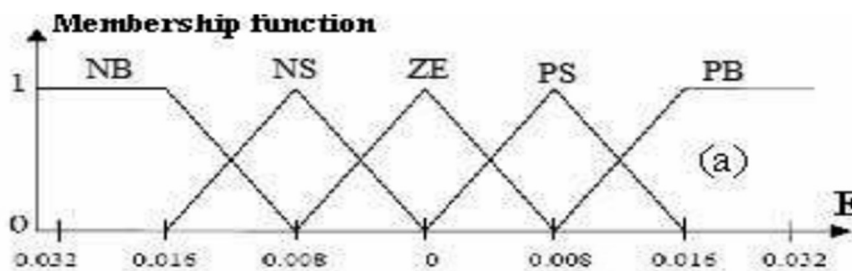


Figura 28: Funciones características de la variable error (E) [46]

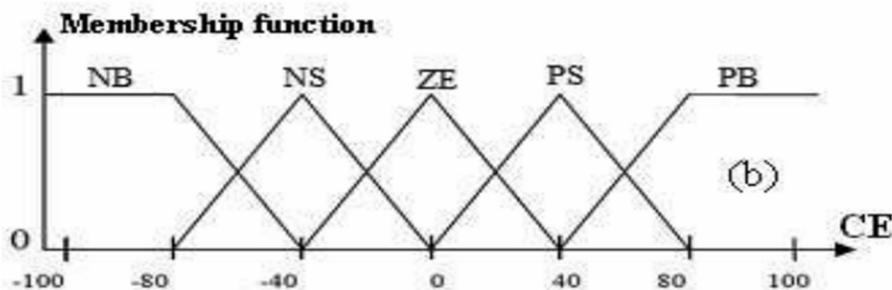


Figura 29: Funciones características de la variable cambio en el error (CE) [46]

3.2.1.2 Inferencia

Una vez las variables de entrada se han transformado en variables *fuzzy*, se obtiene la variable *fuzzy* de salida a través de una serie de reglas definidas y aplicando el método Mamdani. [46]

La variable de salida es el incremento del *duty ratio* del convertidor DC-DC. Como lo que se quiere realmente es variar la tensión de salida, habrá que tener en cuenta

que, según (9), y como V_{DC} es constante, si se quiere aumentar la tensión de trabajo del panel, es decir, V_{IN} , hay que disminuir el *duty ratio*, es decir, D .

Las reglas que determinan la variable de salida con respecto a E y CE se pueden deducir analizando Figura 30. Por ejemplo, si $E(k) > 0$ y $CE(k) > 0$, hay que seguir aumentando V para llegar al punto de MP, por lo tanto, el incremento de D ha de ser negativo.

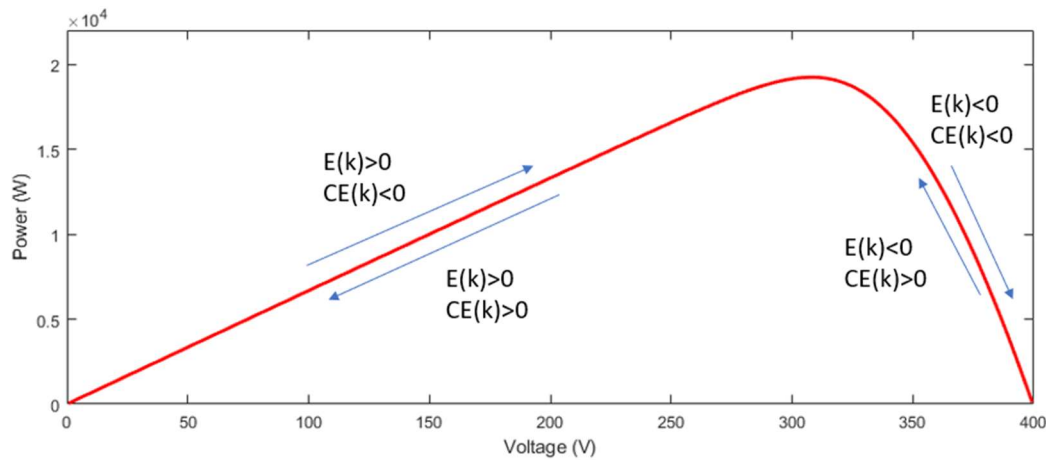


Figura 30: Signos de E y CE dependiendo de su posición respecto al punto MP y la dirección de variación de V

En este caso concreto de lógica *fuzzy*, se tiene una regla por cada combinación posible de E y CE , tal como se puede ver en Tabla 2. [46]

CE \ E	NB	NS	ZE	PS	PB
NB	ZE	ZE	PB	PB	PB
NS	ZE	ZE	PS	PS	PS
ZE	PS	ZE	ZE	ZE	NS
PS	NS	NS	NS	ZE	ZE
PB	NB	NB	NB	ZE	ZE

Tabla 2: Reglas para la inferencia del valor fuzzy de ΔD con respecto al valor fuzzy de E y CE

Todas estas reglas se basan en el operador lógico AND (por ejemplo, if E = NS AND CE = PS, then $\Delta D = PS$). En lógica *fuzzy*, el operador AND se interpreta como el mínimo [47], de forma que, para cada regla, se cumple (27).

$$Regla = \min\{Cond. 1, Cond. 2\}$$

(27)

Si, por ejemplo, se tiene $E = \{E_{NB} = 0.5, E_{NS} = 0.5\}$ y $CE = \{CE_{NS} = 0.7, CE_{ZE} = 0.3\}$, el valor de la variable *fuzzy* de salida se calcularía de la siguiente manera:

$$\Delta D_{ZE} = \min \{E_{NB}, CE_{NS}\} = 0.5$$

$$\Delta D_{PB} = \min \{E_{NB}, CE_{ZE}\} = 0.3$$

$$\Delta D_{ZE} = \min \{E_{NS}, CE_{NS}\} = 0.5$$

$$\Delta D_{PS} = \min \{E_{NS}, CE_{ZE}\} = 0.3$$

3.2.1.3 *Defuzzification*

El último paso del proceso sería transformar la variable fuzzificada ΔD en la variable real. Esto se hace a través de la *defuzzification*. Para ello, se necesitan establecer unas funciones características para la variable de salida, de forma similar a las de las variables de entrada [47].

En el caso estudio, se va a usar como punto de partida las funciones características representadas en Figura 31, obtenidas, nuevamente, del artículo “*Fuzzy Logic Control for the tracking of maximum power point of a PV system*” de F.Bouchafaaa, I.Hamzaouia y A.Hadjammara [46].

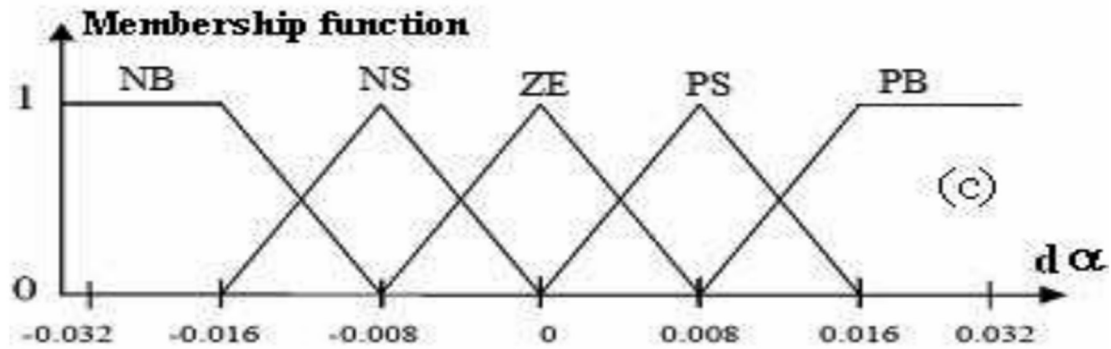


Figura 31: Funciones características de la variable incremento del duty ratio (ΔD) [46]

Para el proceso de defuzzification se va a usar el método de mínimos, que trunca la función característica de cada expresión lingüística de la variable de salida, cortándolas a la altura determinada por (27). [47]

Para el ejemplo usado en el proceso de inferencia, las áreas de las funciones características se pueden ver macadas en naranja en Figura 32, Figura 33 y Figura 34.

$$\Delta D_{ZE} = 0.5$$

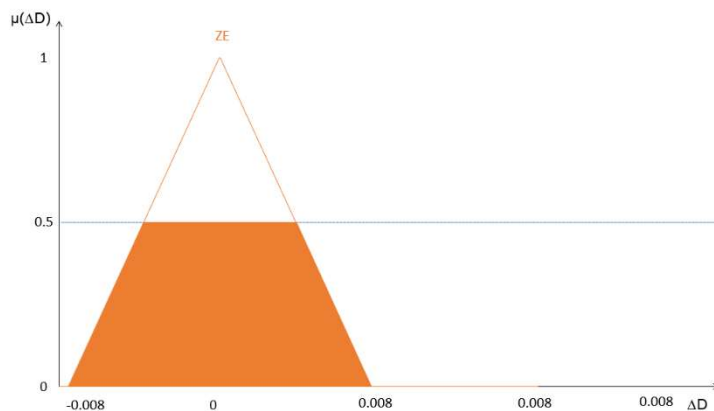


Figura 32: Área correspondiente a $\Delta D_{ZE} = 0.5$

$$\Delta D_{PS} = 0.3$$

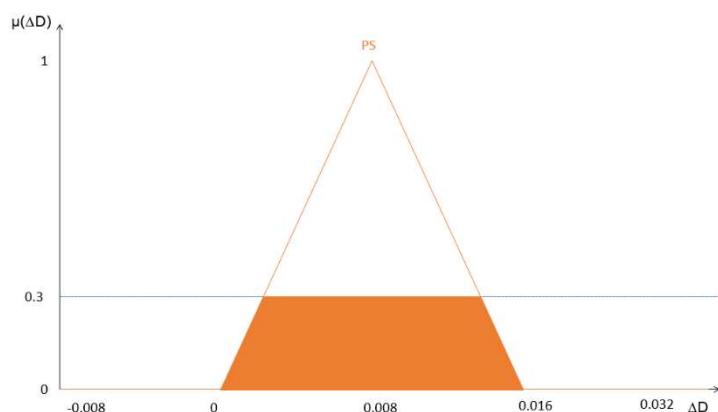


Figura 33: Área correspondiente a $\Delta D_{PS} = 0.3$

$$\Delta D_{PB} = 0.3$$

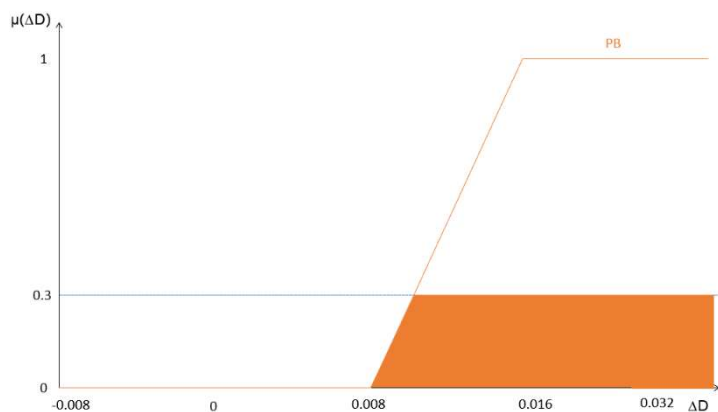


Figura 34: Área correspondiente a $\Delta D_{PB} = 0.3$

Una vez obtenidas las áreas de cada función característica (las expresiones lingüísticas con valor 0 tienen área 0 en sus respectivas funciones), se agregan usando el método de máximos (para cada función característica, se coge el área truncada de mayor

altura) [47]. En el ejemplo anterior, el área total resultante se puede observar en Figura 35.

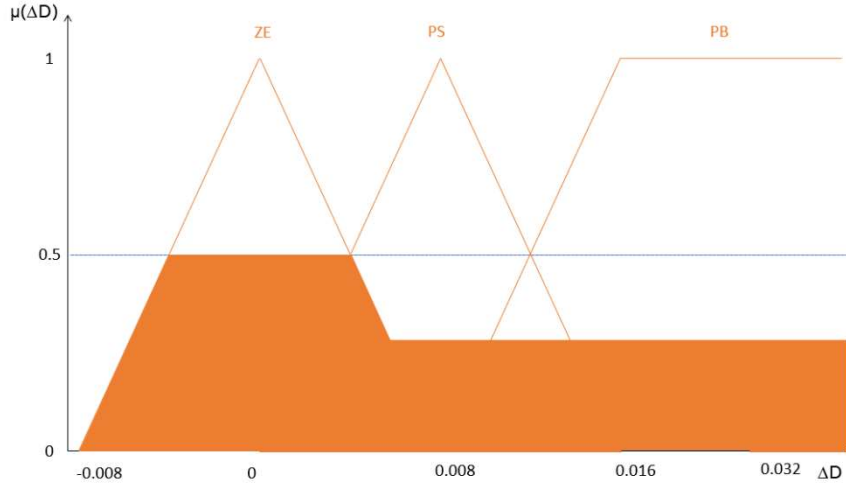


Figura 35:Área total proceso de defuzzification

A partir de esta área, se calculará el valor real de la variable ΔD con uno de los métodos comúnmente usados como el método de centro de gravedad, el método centro de suma, o el método media de máximos. En el caso de estudio, se usará el método centro de gravedad por ser el más usado dentro de la literatura. [46]

Como su propio nombre indica, el método centro de gravedad consiste en calcular la coordenada ΔD del centro de gravedad del área resultante, lo cual se hace según (28), donde se integra para todo ΔD perteneciente al área.

$$\Delta D^* = \frac{\int \mu(\Delta D) * \Delta D * d\Delta D}{\int \mu(\Delta D) * d\Delta D}$$

(28)

El valor ΔD^* será el incremento real del *duty ratio* que se aplicará al convertidor DC-DC.

Este *fuzzy logic control* se podría haber implementado para controlar directamente la tensión de trabajo del convertidor, teniendo como variable de salida un ΔV_{REF} , que se sumaría a la V_{REF} del ciclo anterior. Esta V_{REF} sería la tensión de trabajo referencia del panel solar, que se obtendría mediante un regulador PI que varía el *duty ratio* del conversor DC-DC, pero la configuración utilizada es fiable, ya que es robusta frente a cambios de temperatura de irradiancia, temperatura, etc, [46] como se ha demostrado en varias ocasiones en la literatura.

3.3 *Ajuste y simulación del algoritmo MPPT*

Las reglas de inferencia y funciones características de las variables tanto de entrada como de salida determinan el comportamiento del algoritmo de control, por lo tanto, hay que ajustarlas para conseguir una respuesta adecuada en nuestro sistema.

El ajuste de estos parámetros se hace de forma experimental, y, en este caso, se va a atender fundamentalmente a tres criterios:

- **Convergencia:** El algoritmo *fuzzy* basa su actuación en variar el punto de trabajo del panel y, en función de la variación de los parámetros de entrada, cambiará su parámetro de salida. A lo largo del tiempo, el punto de trabajo del panel deberá converger a cierto valor, el cual tiene que ser el punto de máxima potencia.
- **Rapidez:** El control debe alcanzar la convergencia en un rango de tiempo aceptable.

- **Oscilación:** Debido a cómo funciona el algoritmo, es prácticamente imposible que, una vez se haya alcanzado la convergencia, el punto de trabajo del panel sea constante, lo que hará será oscilar en torno al punto óptimo. Por lo tanto, hay que controlar la oscilación para que no sea desmedida.

Para poder analizar la respuesta del algoritmo ante diferentes parámetros, se ha establecido una simulación en Simulink, con la librerías Simscape para elementos eléctricos y electrónicos y con la librería Fuzzy Logic Toolbox de Matlab para introducir el control de lógica *fuzzy*, para someter al algoritmo *fuzzy* a las condiciones en las que va a funcionar.

3.3.1 Descripción del sistema

El esquema del sistema que se va a analizar se puede ver en Figura 36.

El bloque Array fotovoltaico simula un array de paneles según el modelo matemático *Single-diode*. Las entradas de este bloque son la temperatura e irradiancia a la que trabaja el array. Las salidas del bloque son las bornas de salida y un puerto de medidas que dan, entre otras, la tensión e intensidad de salida del array.

Este array se puede configurar de forma completamente personalizada, ya que se pueden especificar el número de paneles por *string* y el número de *strings* que conforman el array. Además, se pueden especificar las características de los módulos que conforman el array, tal como se puede ver en Figura 37.

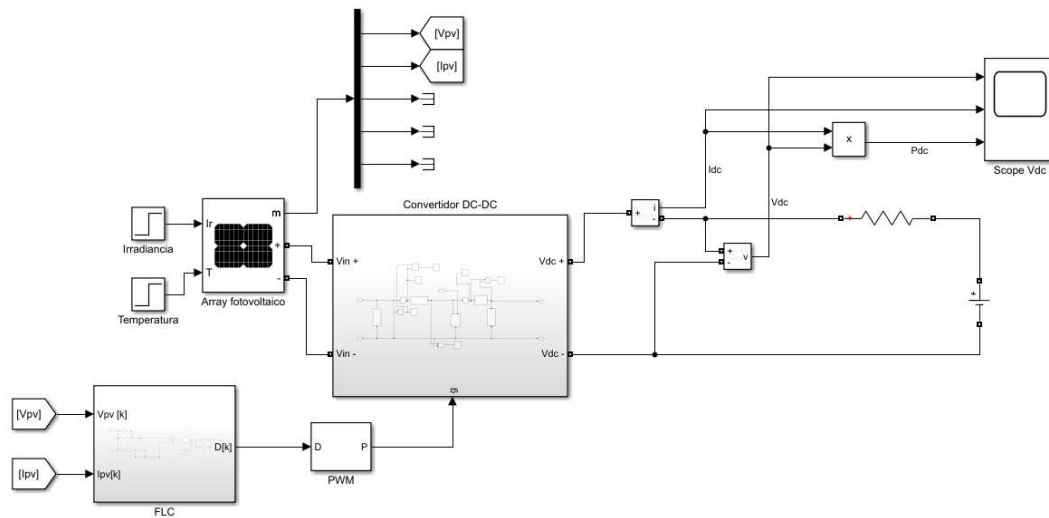


Figura 36: Simulación algoritmo fuzzy

Array data	
Parallel strings	7
Series-connected modules per string	10
Module data	
Module:	User-defined
Maximum Power (W)	275.044
Cells per module (Ncell)	60
Open circuit voltage Voc (V)	39.96
Short-circuit current Isc (A)	9.56
Voltage at maximum power point Vmp (V)	30.8
Current at maximum power point Imp (A)	8.93
Temperature coefficient of Voc (%/deg.C)	-0.34
Temperature coefficient of Isc (%/deg.C)	0.049

Figura 37: Especificación de parámetros en el bloque array fotovoltaico

Las bornas de salida del array fotovoltaico están conectadas a la entrada del convertidor DC-DC, cuyo esquema se puede ver en Figura 38, que es muy similar al que se mostró al diseñar el convertidor, sólo que, ahora, se han incorporado una serie de medidas para comprobar que su funcionamiento es correcto. Se mide corriente y tensión de entrada (y con ello se calcula la potencia), tensión del MOSFET y tensión y corriente del diodo. A la inductancia se le ha incorporado una resistencia parásita de $30\text{m}\Omega$ para aportar realismo. El MOSFET no es ideal, tiene pérdidas al conmutar y al estar en estado

ON y OFF. Los demás parámetros del convertidor son los calculados en el diseño del convertidor DC-DC.

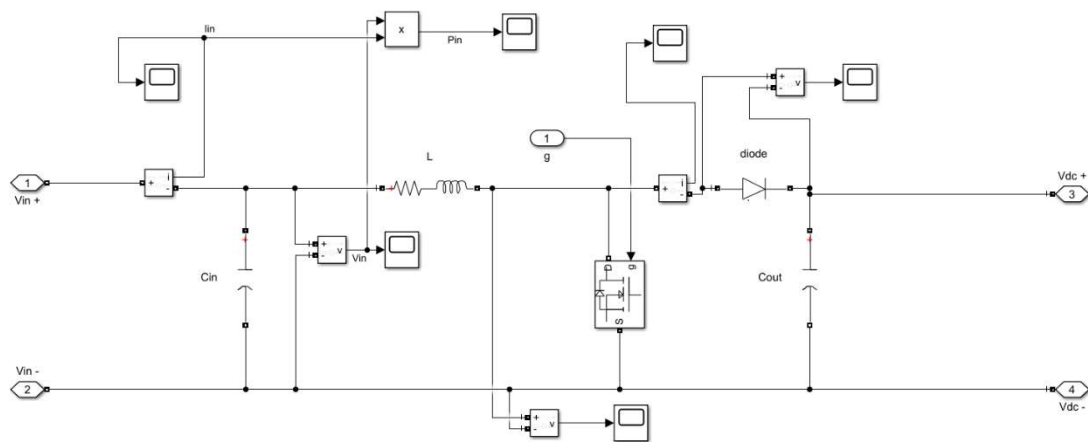


Figura 38: Bloque convertidor DC-DC

La señal de control del MOSFET (g) proviene de un PWM (tal como se puede ver en Figura 36) de frecuencia 100 kHz, que es la frecuencia especificada en el diseño del convertidor. La entrada del PWM es el factor de servicio, que es el parámetro controlado por el controlador de lógica *fuzzy*, y, por lo tanto, es su salida.

El bloque del controlador de lógica *fuzzy* por dentro se puede ver en Figura 39. Las entradas son tanto la tensión como la corriente de salida del array fotovoltaico en el instante k . A partir de ellas se calcula la potencia multiplicándolas.

Los valores de la tensión y la potencia se almacenan con un bloque de memoria, cuya entrada es el valor en el instante k de una variable y su salida es el valor de la variable en el instante $k-1$, tal como se ve en Figura 40, para poder calcular la variable error e , la cual también se almacena, y, a partir de ella, la variable variación del error ce .

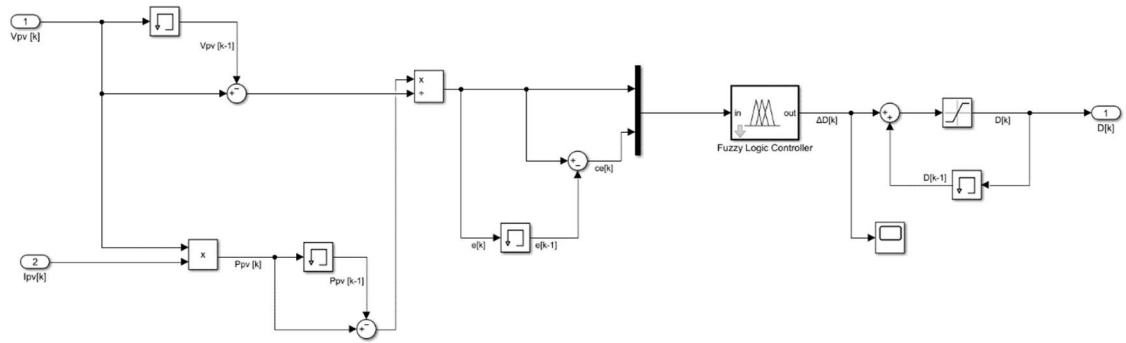


Figura 39: Bloque de control de lógica fuzzy

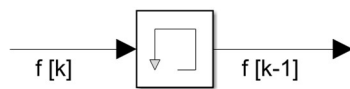


Figura 40: Bloque de memoria

Las variables e y ce son las entradas del bloque *fuzzy logic controller*, que es donde se aplica la lógica fuzzy. El método fuzzy aplicado por este bloque, las funciones características y las reglas de inferencia se especifican mediante un fichero '.fis', el cual se puede crear de forma gráfica mediante la herramienta de Matlab *Fuzzy Logic Designer*, cuya interfaz se puede ver en Figura 41.

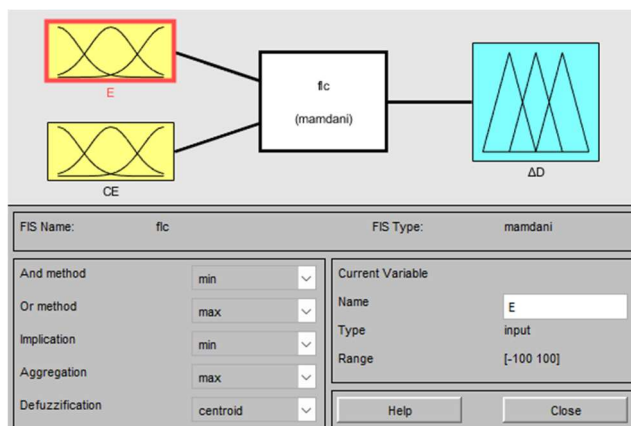


Figura 41: Herramienta Fuzzy Logic Designer

La salida del bloque *fuzzy logic controller* es el incremento en el *duty ratio* del convertidor DC-DC, el cual se suma al *duty ratio* del instante anterior. Se ha puesto un bloque de saturación a la salida de esta suma para limitar el valor mínimo y máximo del *duty ratio*, el cual puede tomar valores entre 0 y 1.

Por último, a la salida del convertidor se ha puesto una fuente de tensión de 600 V con una resistencia en serie de $0.5\text{ m}\Omega$ para emular la conexión a la red y el control que fija V_{dc} a dicho valor. También se han puesto medidas para la tensión y la corriente y, a partir de ellas, se calcula la potencia.

3.3.2 Ajuste de parámetros

Para determinar el conjunto de funciones características que mejor se adaptaba al sistema, se han realizado numerosas pruebas variando las funciones características expuestas en el apartado 3.2.1.

Se ha llegado a la conclusión de que la configuración adecuada es la expuesta en Figura 42 para la variable E, la de Figura 43 para la variable CE, y la de Figura 44 para la variable de salida ΔD .

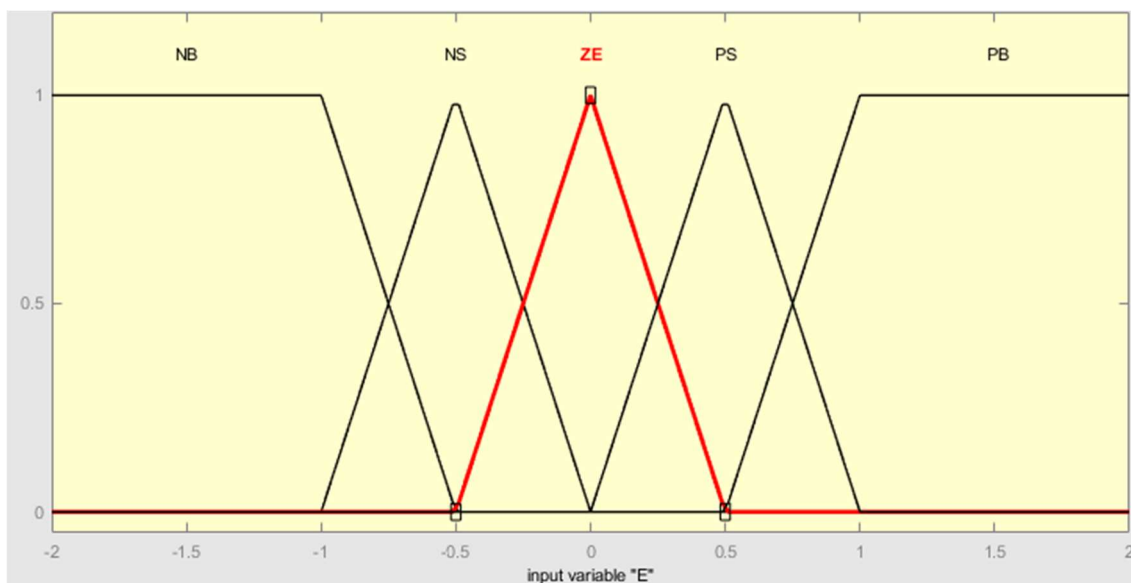


Figura 42: Funciones características ajustadas de la variable E

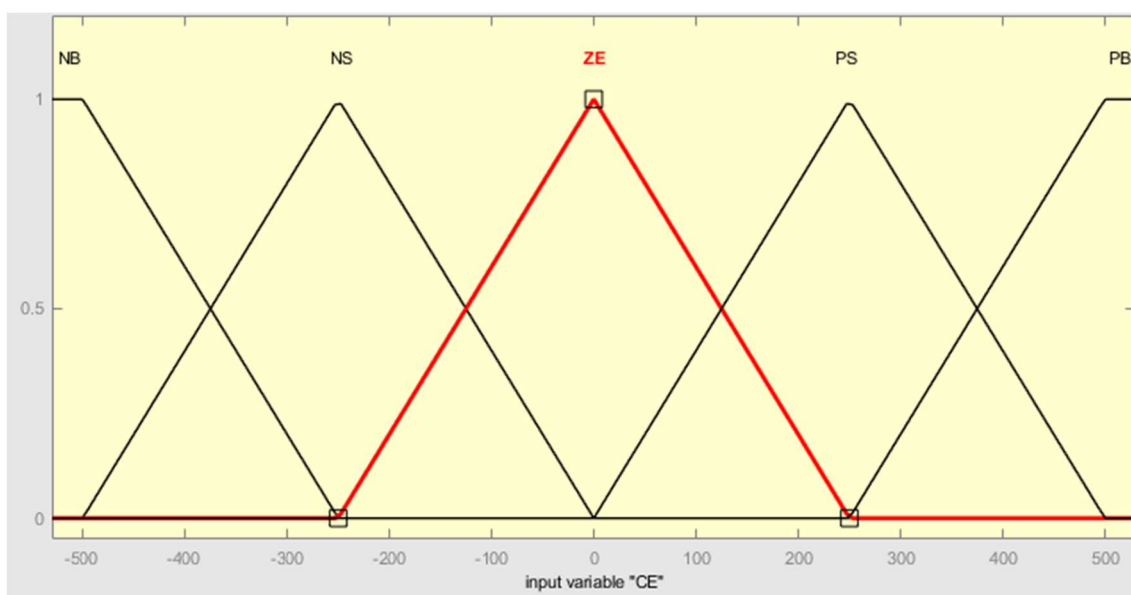


Figura 43: Funciones características ajustadas de la variable CE

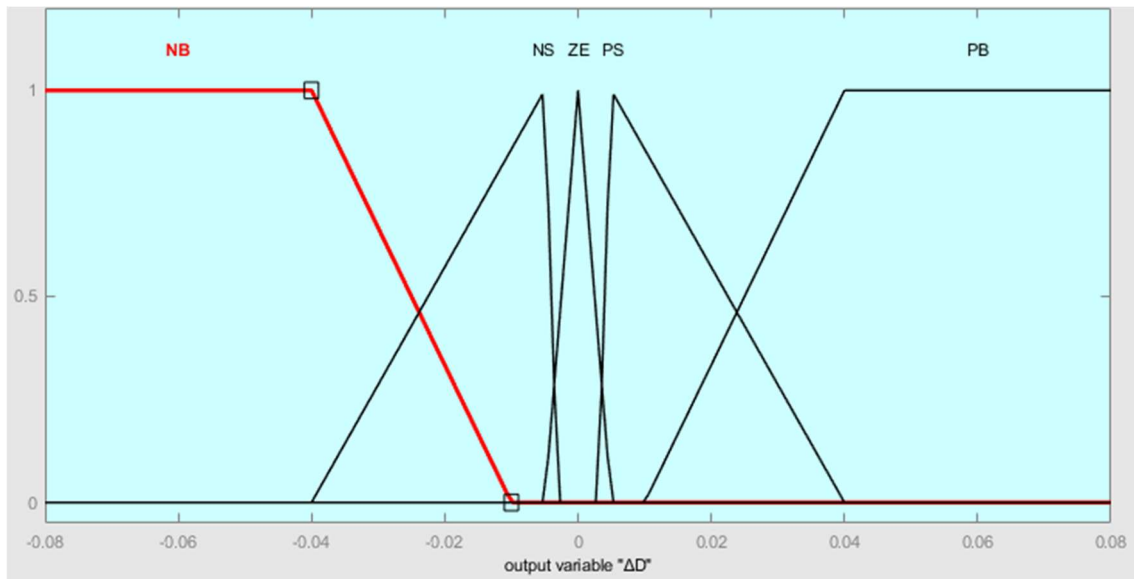


Figura 44: Funciones características ajustadas de la variable ΔD

Las reglas de inferencia se han mantenido, por lo tanto, son las expuestas en Tabla 2.

3.3.3 Validación de la configuración

Para estos valores, la simulación con una irradiancia constante de 1500 W/m^2 y una temperatura también constante de 25°C da una salida de tensión e intensidad igual a la que se puede ver en Figura 45, en la cual se puede observar que a los 2ms se ha alcanzado la convergencia, por lo tanto, se cumplen los dos primeros criterios de la validación del control. La oscilación de la tensión es de alrededor de 15V, tal como se puede ver en Figura 46, lo cual no es óptimo, pero es aceptable.

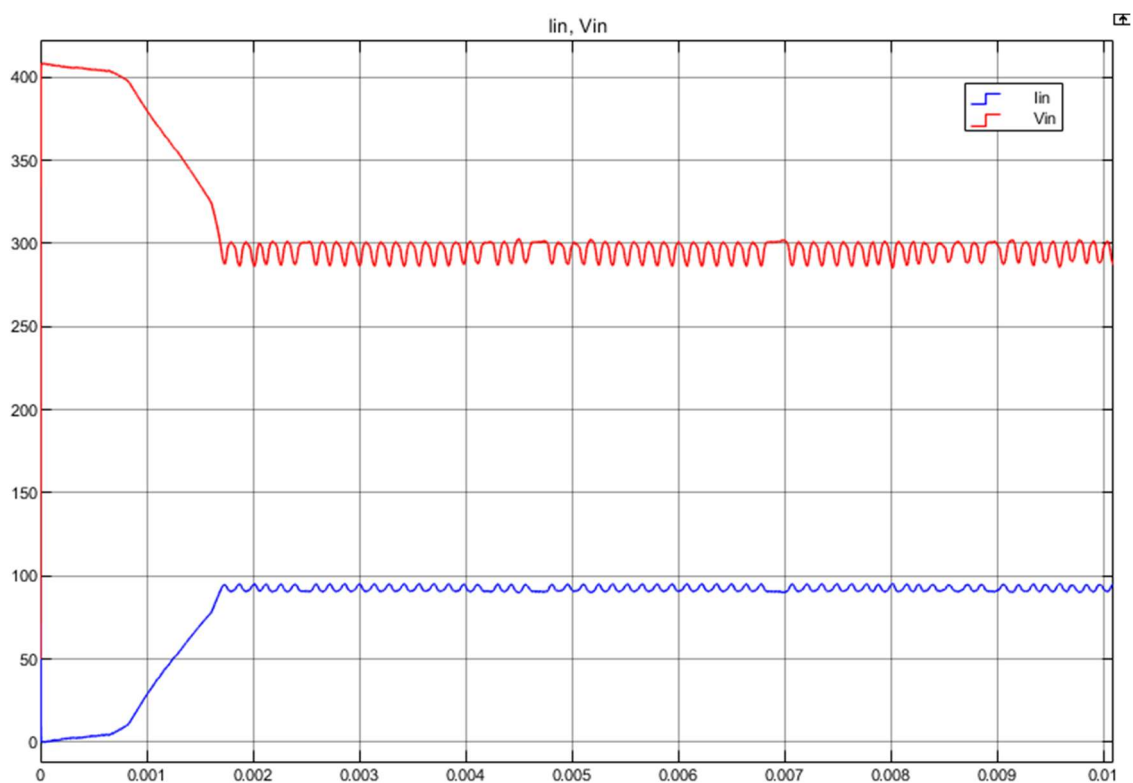


Figura 45: Vin(V) e Iin(A) de la comprobación del control fuzzy

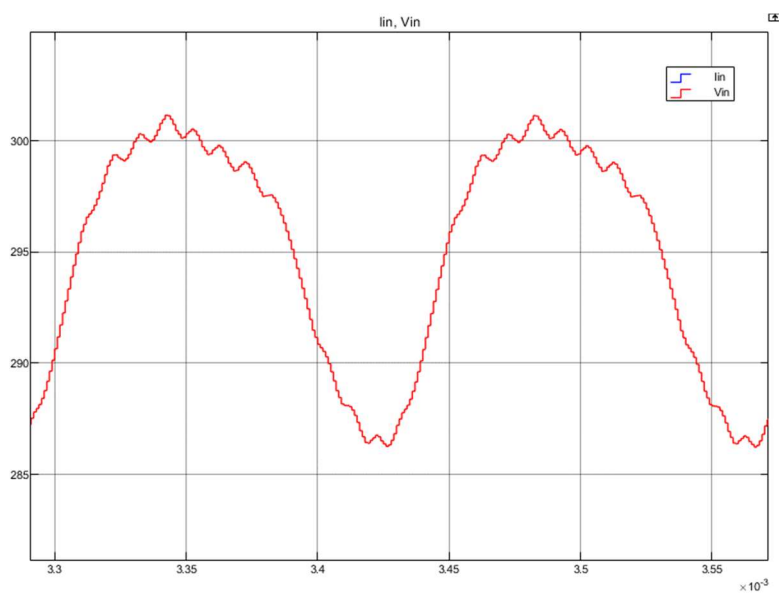


Figura 46:Detalle de Vin en Figura 45

Por último, se comprueba la precisión. Tal como se puede ver en Figura 49, el punto de máxima potencia en las condiciones de trabajo especificadas está en los 294.7 V y la potencia de salida es de 27.345 kW.

En el detalle de Figura 46, se ve claramente cómo la V_{in} oscila de forma aproximada en torno a ese valor de tensión, por lo tanto, se intuye que el control es preciso.

Esto se confirma al analizar el detalle expuesto en Figura 48, donde se ve que el valor de tensión varía entre los 27.35 y los 27.2 kW, oscilando predominantemente en torno a un valor menor a 27.3 kW, lo cual es un valor de potencia ligeramente inferior al del punto de máxima potencia teórica, pero la diferencia es casi nula, por lo tanto, el control es preciso, ya que converge en el punto de máxima potencia.

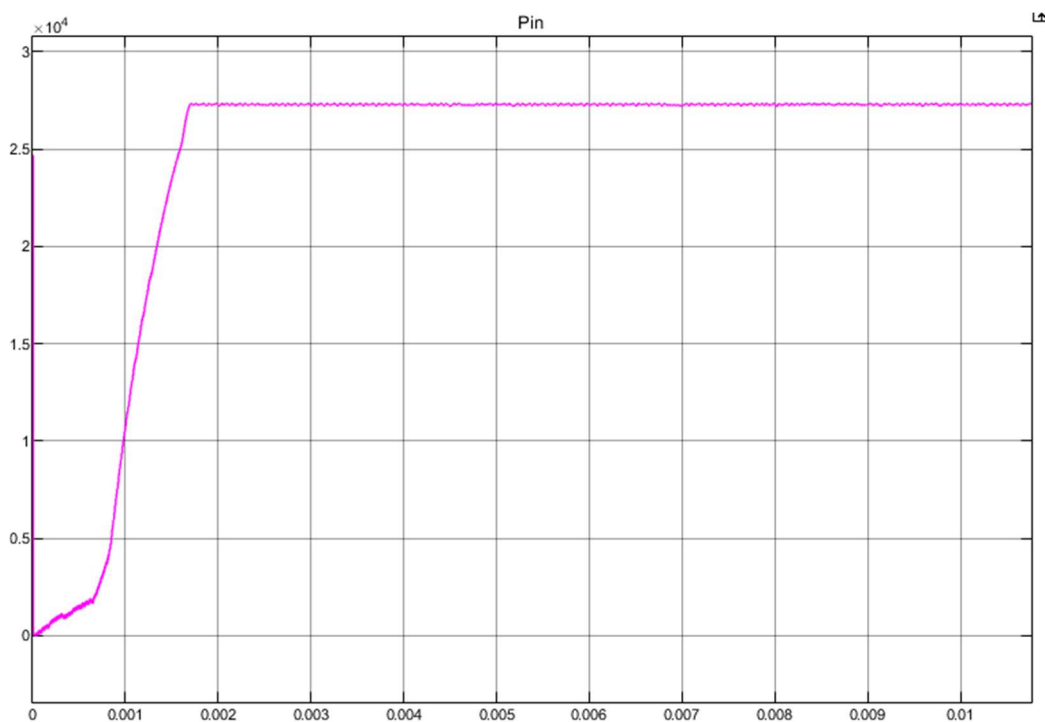


Figura 47: Pin(W) de la comprobación del control fuzzy

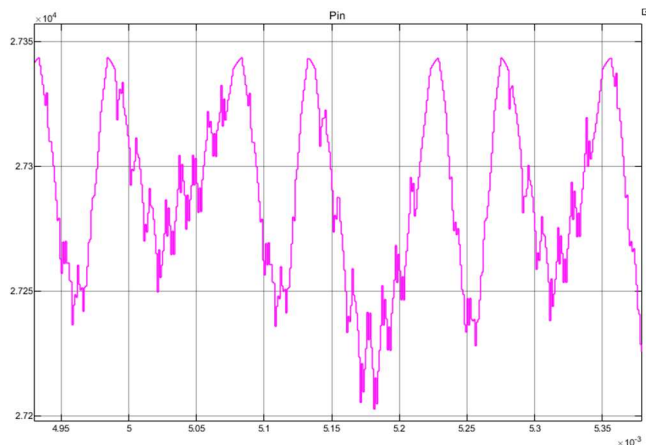


Figura 48:Detalle de Pin en Figura 47

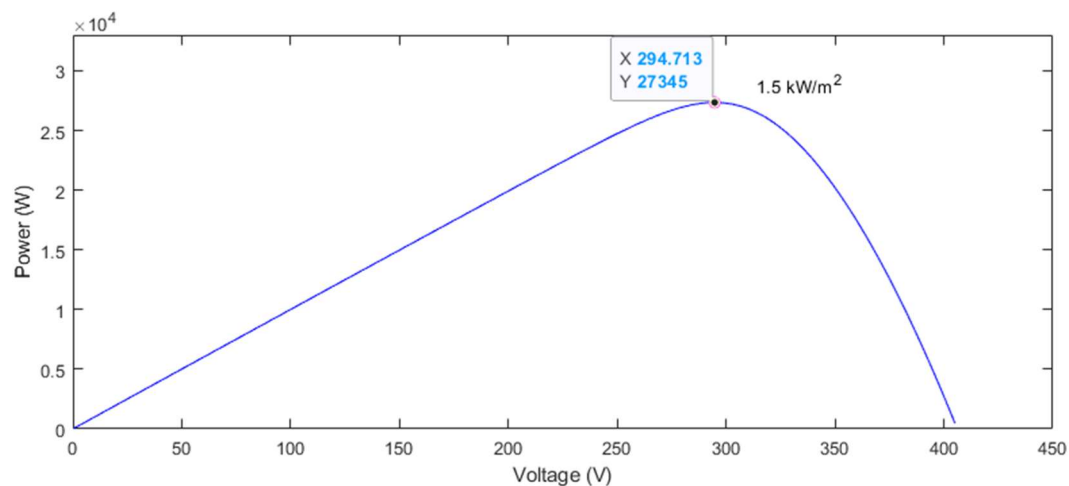


Figura 49:Curva característica P-V para 1500W/m^2 y 25°C del array fotovoltaico del caso de estudio

La validación de la configuración utilizada arroja un resultado positivo, ya que cumple con todos los criterios de validación especificados de forma satisfactoria. En todo caso, se podría intentar mejorar la oscilación una vez alcanzada la convergencia a costa de reducir la rapidez del control, pero, al estar en niveles aceptables, no es necesario.

Se ha determinado también de forma experimental que el control tiende a converger mejor y más rápido cuando el *duty ratio* se inicializa en 0.3, que ha sido el valor inicial utilizado en la validación del control, por lo tanto, este parámetro se mantendrá en este valor en lo sucesivo.

3.3.4 Respuesta ante variaciones en la irradiancia

A continuación, se procederá a analizar la respuesta del control ante escalones en la irradiancia del array fotovoltaico.

La irradiancia variará según Figura 50 y la temperatura será constante e igual a 25°C.



Figura 50: Valor de la entrada irradiancia (W/m^2)

Los valores de la intensidad y de la tensión de salida se pueden ver en Figura 51. Cuando la irradiancia sube, el valor de la tensión V_{IN} baja, y al bajar, la tensión V_{IN} sube. Esto tiene sentido, ya que, al estar en irradiancias superiores a 1000 W/m^2 , a mayor irradiancia, menor V_{MPPT} , tal como se ve en Figura 14.

Analizando Figura 52, se ve cómo, lógicamente, la potencia aumenta con la irradiancia. Entre otras observaciones se puede ver que, a mayor potencia, menor es la oscilación del control. También se observa cómo ante escalones negativos de irradiancia, el control tarda más en converger que ante escalones positivos.

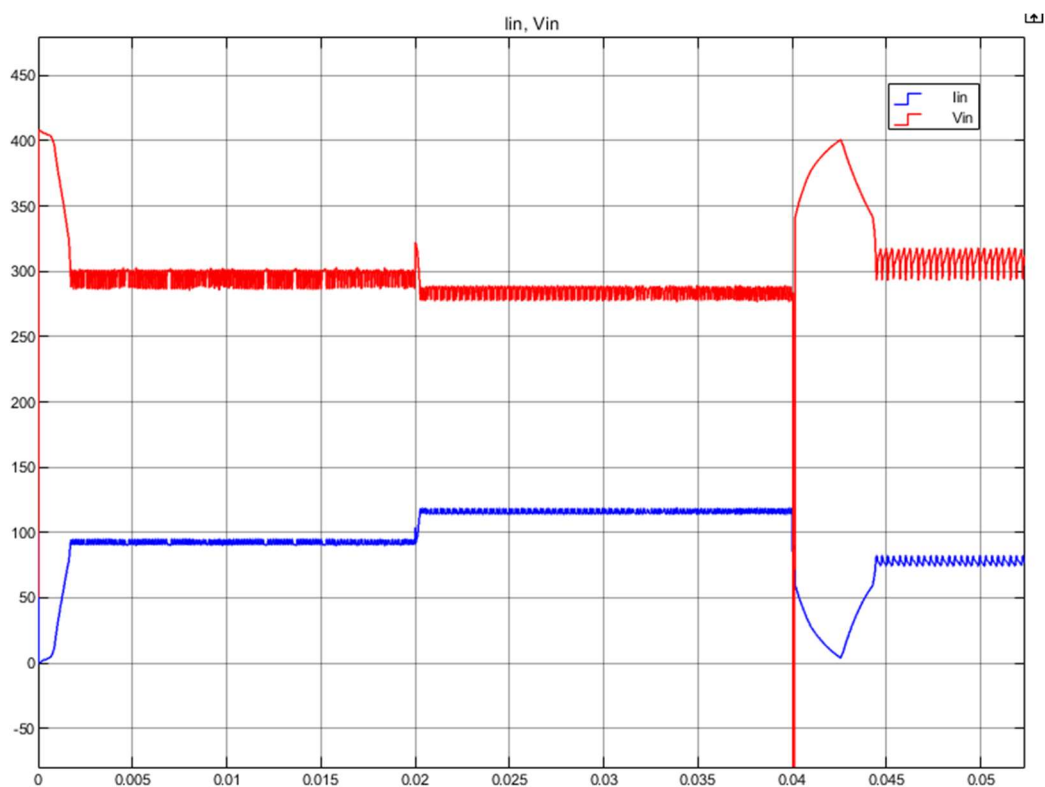


Figura 51: $V_{in}(V)$ e $I_{in}(A)$ con variaciones en la irradiancia

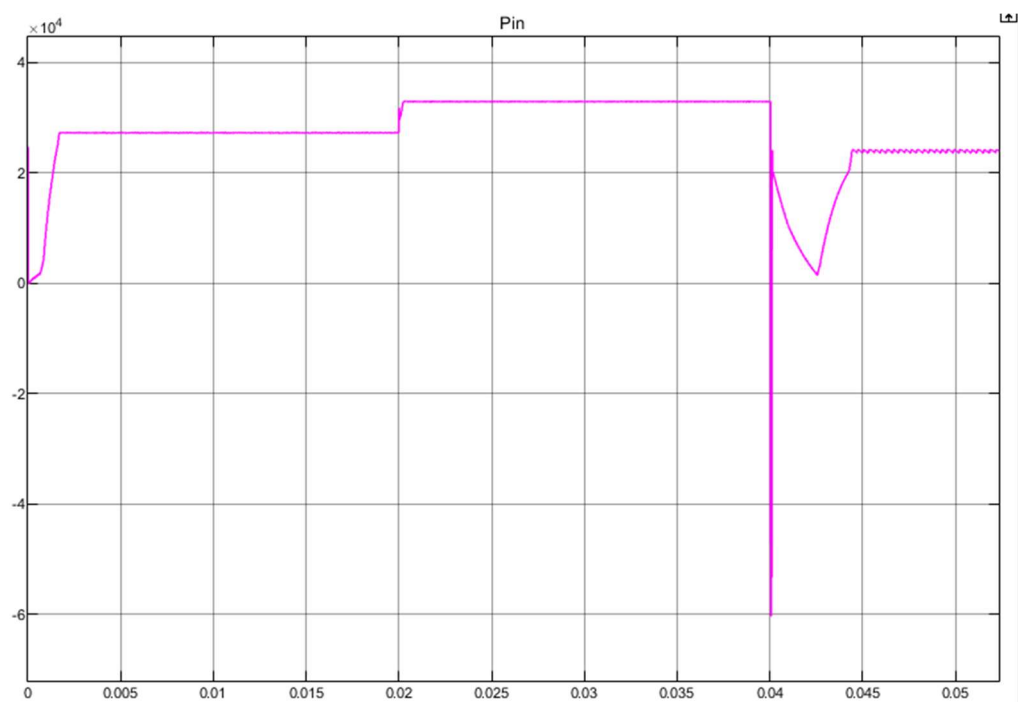


Figura 52: $P_{in}(W)$ con variaciones en la irradiancia

3.3.5 Respuesta ante variaciones de temperatura

En este caso, se analizará la respuesta del control ante variaciones en la temperatura del array.

La temperatura variará según Figura 53 y la irradiancia será constante e igual a 1500W/m^2 .

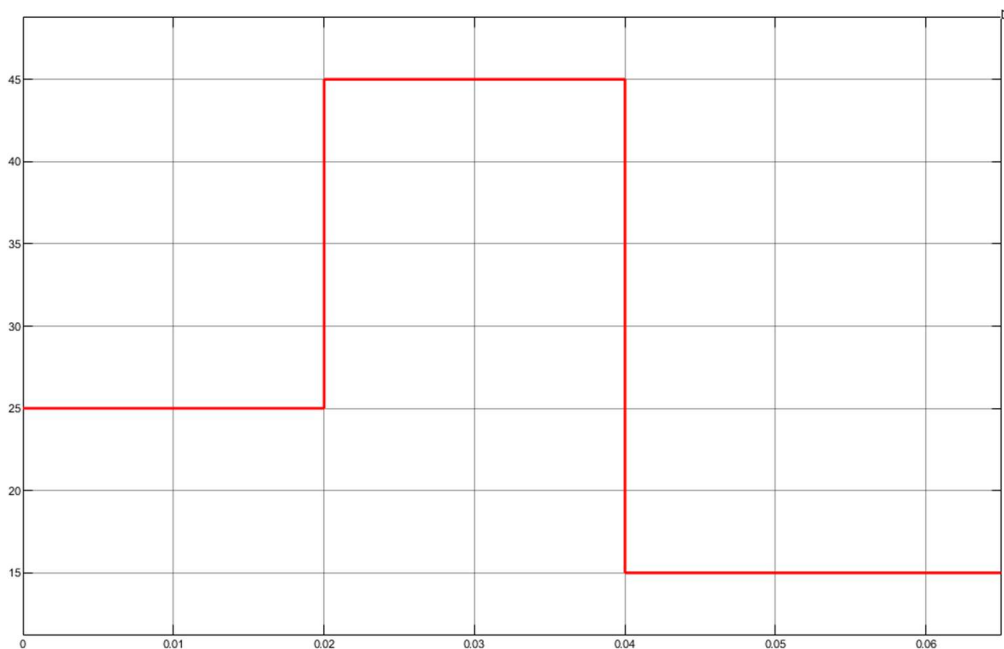


Figura 53: Valor de la entrada temperatura (°C)

Tal como se puede ver en Figura 54, a mayor temperatura, menor tensión y potencia, y la variación de corriente es prácticamente imperceptible. Esto concuerda con el análisis de la variación de la curva característica de un array con distintas temperaturas y misma irradiancia (Figura 15).

El tiempo de respuesta del control es muy bueno tanto para variaciones positivas como negativas de temperatura. La oscilación aumenta ligeramente al disminuir la temperatura.

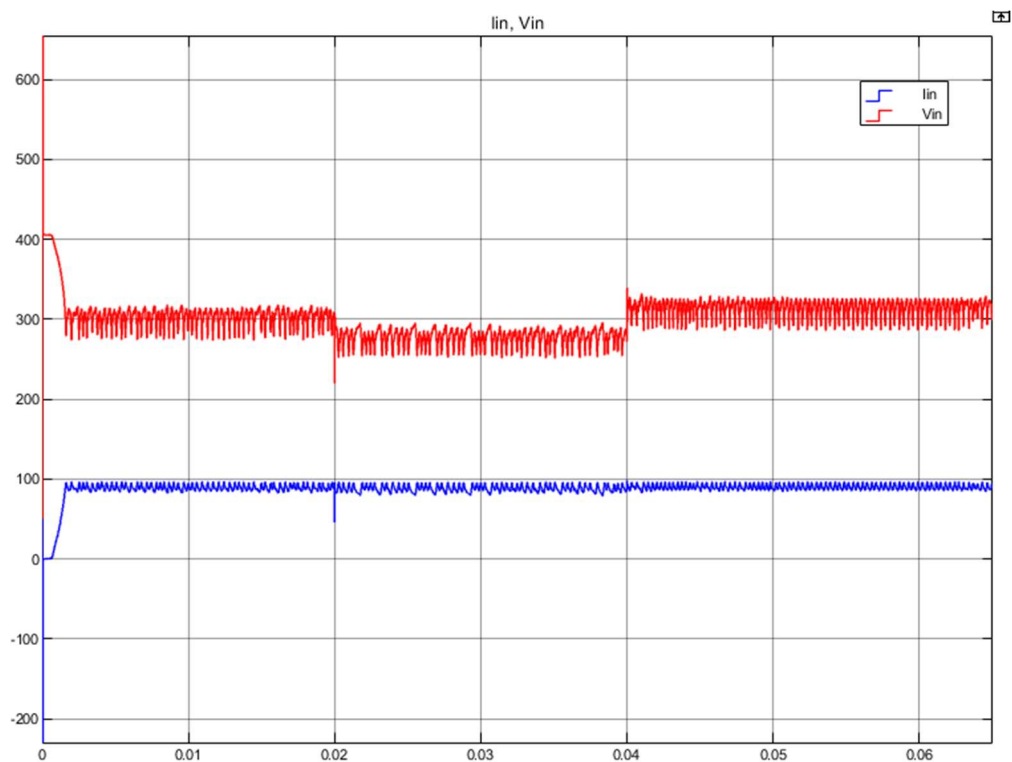


Figura 54: $V_{in}(V)$ e $I_{in}(A)$ con variaciones en la temperatura

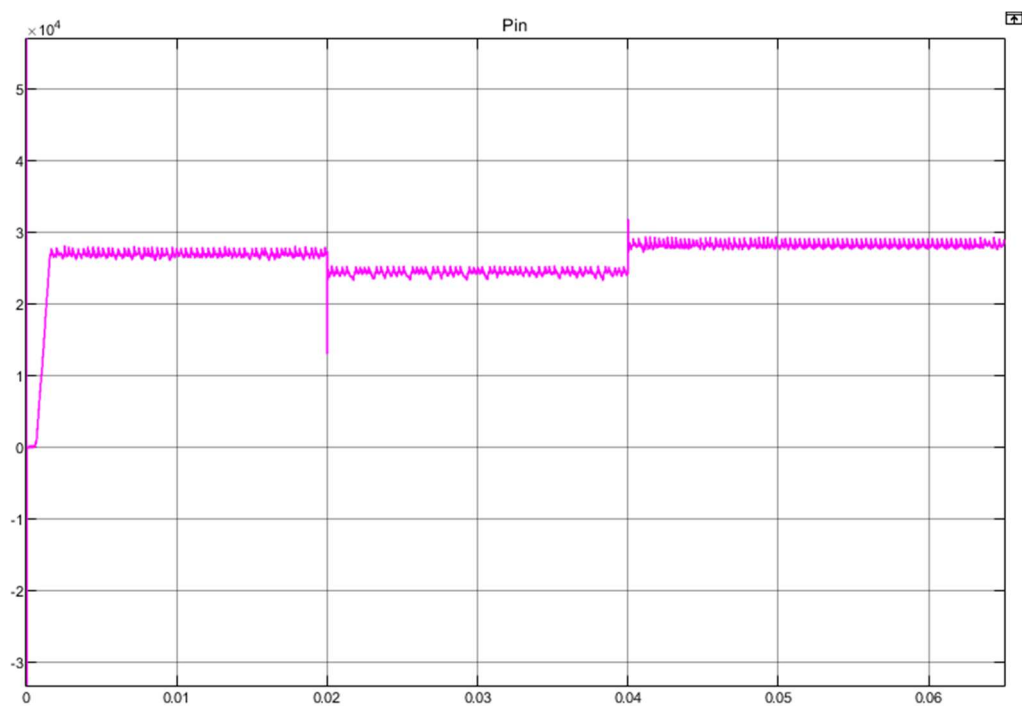


Figura 55: $P_{in}(W)$ con variaciones en la temperatura

3.3.6 Respuesta ante variaciones en la tensión de salida del convertidor

Por último, se analizará la respuesta del array controlado ante variaciones en la tensión de salida del convertidor.

La tensión de la fuente de tensión que hay a la salida del convertidor es la de Figura 56 (para poder variar la tensión, se ha sustituido la fuente de tensión fija por una controlada). La temperatura del array es 25°C y la irradiancia es 1500 W/m².

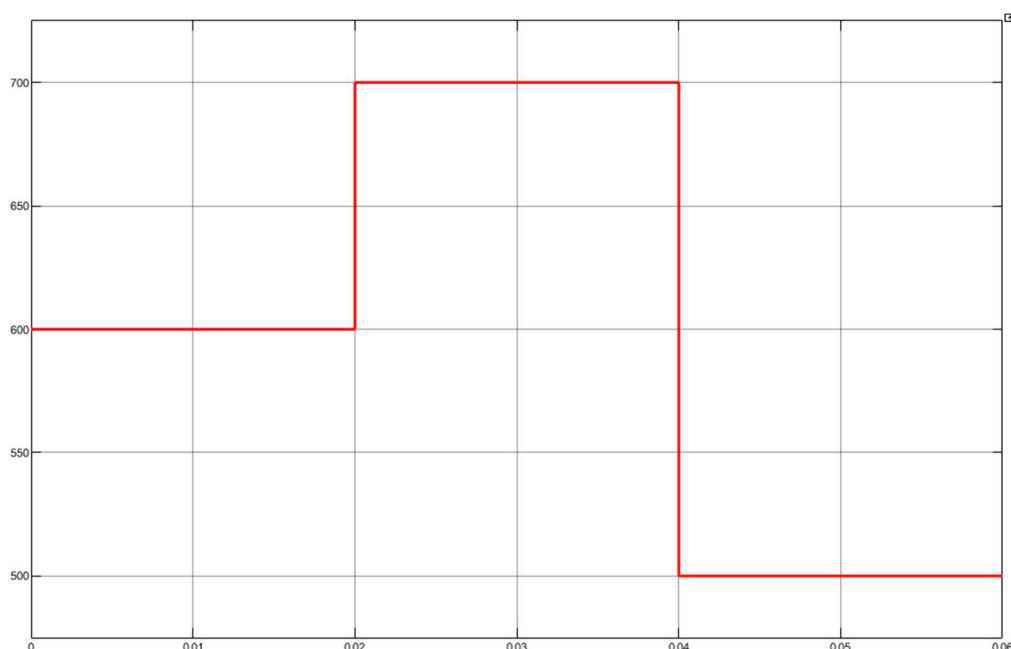


Figura 56: Valor de la fuente de tensión de salida (V)

La tensión e intensidad del array fotovoltaico no sufren variaciones al cambiar la tensión de salida, tal como se puede ver en Figura 57, lo cual es el comportamiento esperado, ya que, al no variar la temperatura ni irradiancia, el punto de máxima potencia no cambia, el control sólo tiene que mantenerlo.

Al aumentar la tensión de salida, la oscilación aumenta ligeramente, lo cual se puede ver también en la potencia (Figura 58) y, cuando los escalones suceden, no hay picos de potencia, por lo que el control es muy estable ante variaciones de este tipo.

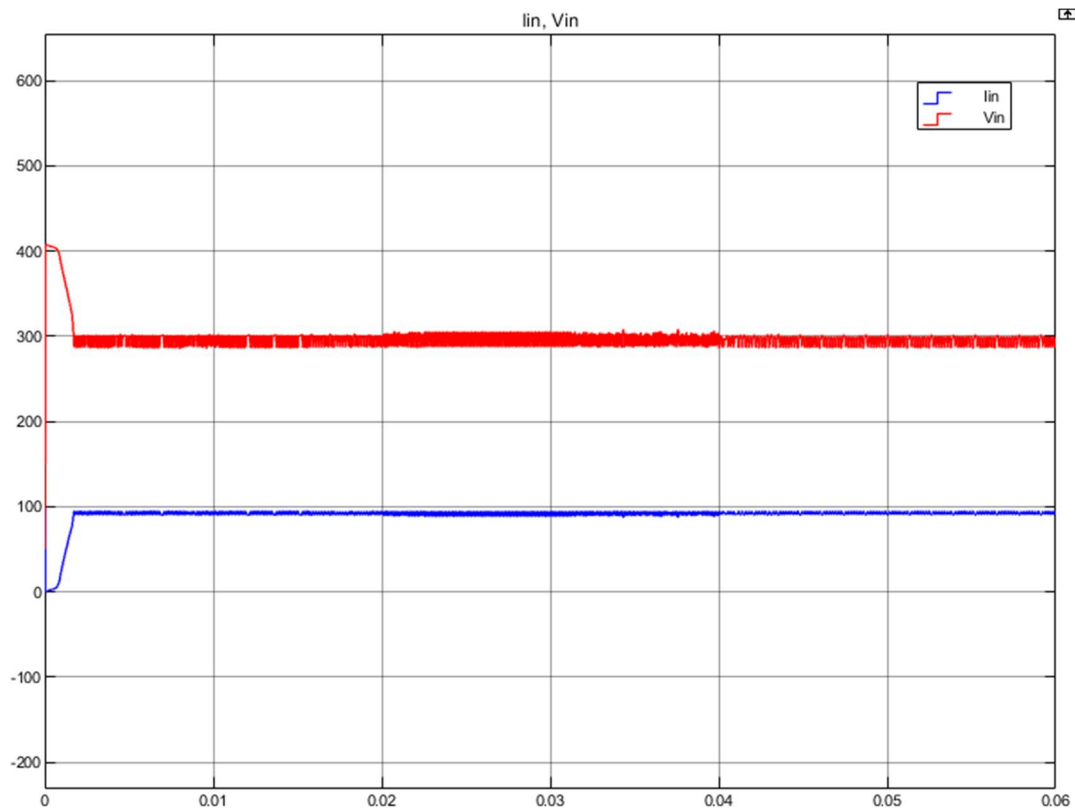


Figura 57: $V_{in}(V)$ e $I_{in}(A)$ con variaciones en la tensión de salida

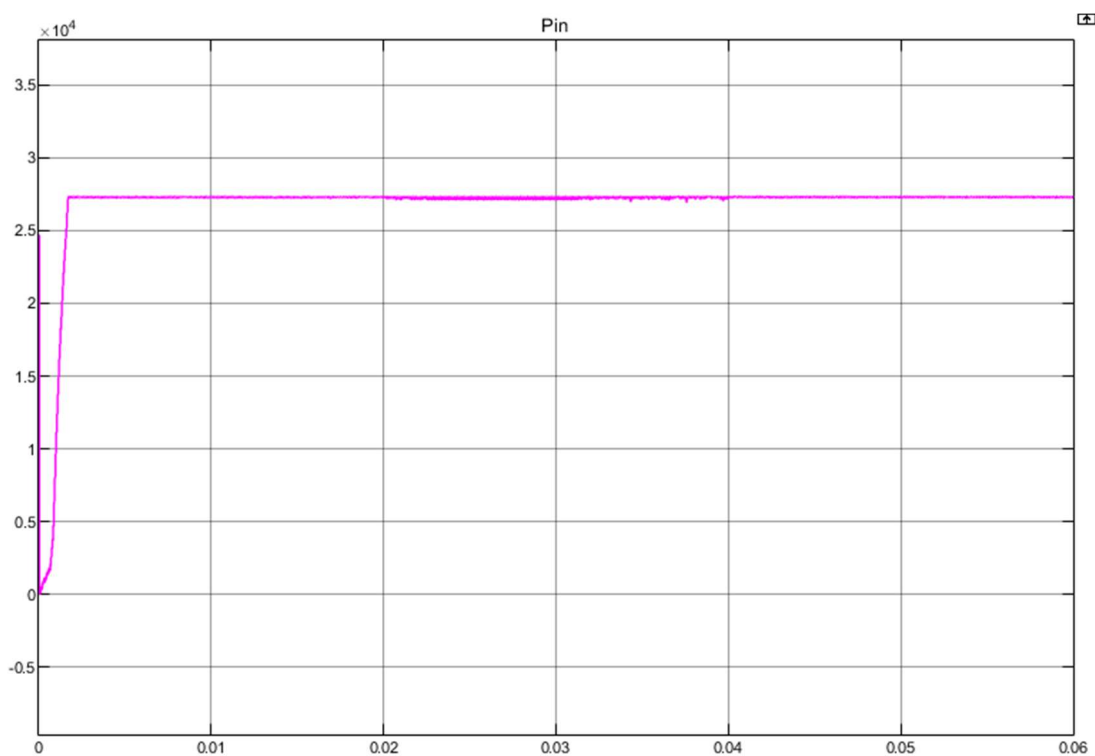


Figura 58: $P_{in}(W)$ con variaciones en la tensión de salida

4 Diseño del inversor y su lazo de control

Una vez realizado el diseño del convertidor DC-DC, queda dimensionar el inversor y diseñar su lazo de control.

El diseño se puede dividir en cuatro bloques, tal como se muestra en Figura 59, que son el propio inversor, que transformará la corriente continua proveniente del conversor DC-DC en corriente alterna, un filtro para filtrar los armónicos que introduce el inversor, un transformador trifásico para elevar la tensión al valor de la red, y un control que se encargará de controlar la tensión de entrada del inversor (V_{DC}) y la sincronización de la instalación con la red, tratando de que la reactiva entregada a la red sea nula. Las entradas de este control son tanto la tensión como la intensidad de la red y la tensión de entrada del inversor. La variable de salida son las señales referencia de cada fase, las cuales determinan amplitud, frecuencia y ángulo de cada fase (se explicará en detalle más adelante).

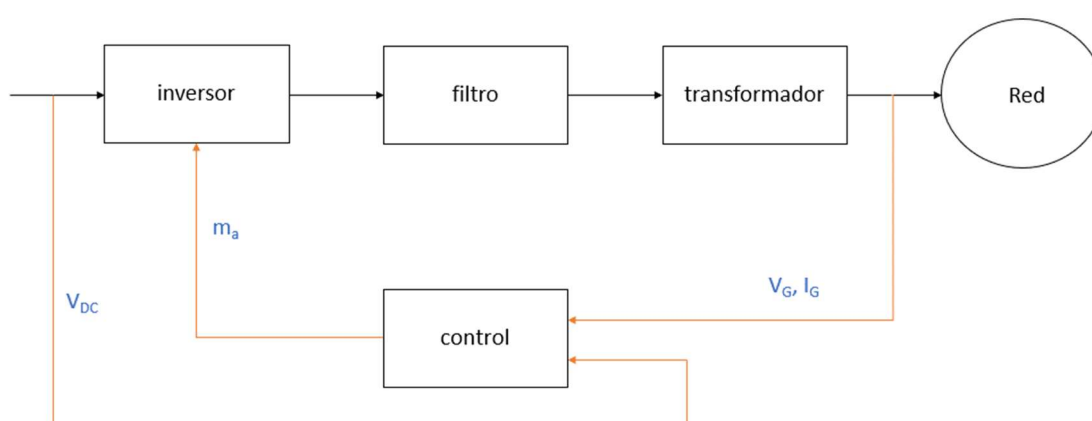


Figura 59: Diagrama de bloques del inversor y su lazo de control

4.1 *Análisis y diseño del inversor*

Como la instalación se conecta a una red trifásica, el inversor ha de ser trifásico. En el caso de estudio, se va a usar un inversor trifásico de 6 pasos, cuyo esquema es el que se muestra en Figura 60.

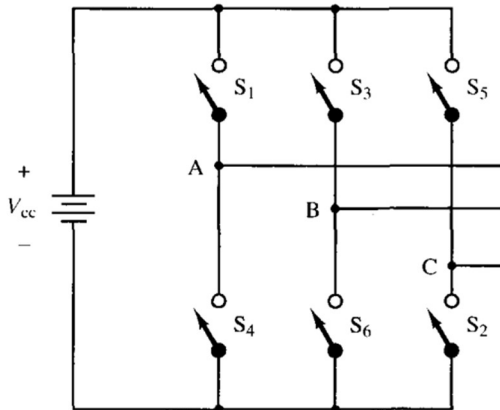


Figura 60: Inversor trifásico de 6 puertas [43]

Cada fase tiene 2 interruptores controlables que se encienden y se apagan de forma complementaria (de forma ideal, nunca están los dos apagados ni los dos encendidos), generando así una tensión alterna.

Estos interruptores se controlarán mediante modulación PWM, ya que permite el control de la amplitud a frecuencia fundamental y los armónicos en la tensión de salida se dan a frecuencias altas. [43]

La modulación PWM consiste en controlar cada interruptor comparando el valor de una onda de referencia senoidal con otra portadora triangular. Si se quiere obtener un sistema trifásico equilibrado, las señales de referencia de cada fase deberán estar desfasadas 120°. La señal portadora será la misma para las tres fases. [43]

En la Figura 61 se pueden ver las señales de referencia de cada fase y la señal portadora para un sistema trifásico equilibrado. Cuando el valor de la señal de referencia es superior al de la portadora, el interruptor conectado a V_{DC+} se enciende y el conector

a V_{DC} - se apaga. Cuando el valor de la señal de referencia es menor que el de la portadora, sucede lo contrario.

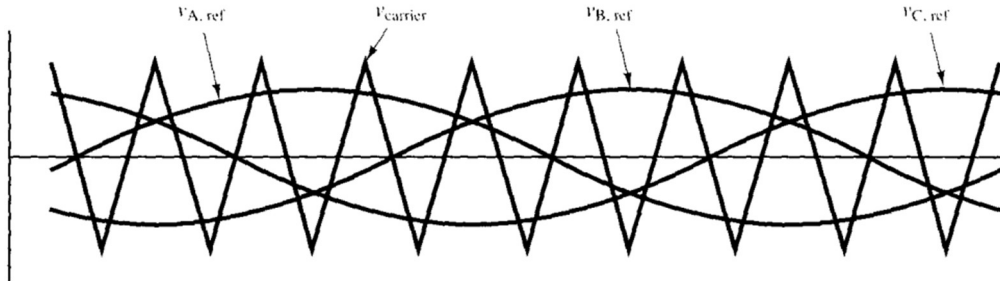


Figura 61: Ondas de referencia y portadora para un sistema trifásico equilibrado [43]

A partir de estas señales, se definen los parámetros m_f y m_a .

- **M_f :** Es el índice de modulación de frecuencias, se define como la relación entre la frecuencia de la señal portadora y la de referencia, tal como se muestra en (29). Este parámetro determinará el contenido armónico de la señal de salida. M_f es mayor que 1, es decir, que la frecuencia de la portadora es mayor que la de referencia, y debe ser un número entero para mantener la periodicidad y que la frecuencia de la señal de salida sea la de referencia, lo cual es lo habitual. [43]

$$m_f = \frac{f_{portadora}}{f_{referencia}}$$

(29)

- **M_a :** Es el índice de modulación de amplitud, se define como la relación entre la amplitud de la señal referencia y la portadora, tal como se muestra en (30). Este parámetro determinará la amplitud de la señal de salida. Si m_a es menor que 1, que suele ser habitual, la amplitud de tensión de salida será proporcional a dicho parámetro. Si es mayor, se trabaja fuera de la zona lineal, la amplitud de la tensión de salida sigue incrementando con m_a , pero no de forma lineal, esto se conoce como sobremodulación. [43]

$$m_a = \frac{V_{referencia}}{V_{portadora}}$$

(30)

La tensión de salida, al tener componentes armónicos, se puede descomponer en una serie de Fourier y se pueden obtener las frecuencias y las amplitudes de dichos armónicos en función de V_{DC} , m_f y m_a .

Si m_f es alto, impar, y múltiplo de 3, se pueden calcular amplitudes y frecuencias de la serie de Fourier según la Tabla 3, en la que se muestran los coeficientes de Fourier más significativos de forma normalizada para un determinado índice de modulación de amplitud m_a . [43]

	$m_a = 1$	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,1
$n = 1$	0,866	0,779	0,693	0,606	0,520	0,433	0,346	0,260	0,173	0,087
$m_f \pm 2$	0,275	0,232	0,190	0,150	0,114	0,801	0,053	0,030	0,013	0,003
$2m_f \pm 1$	0,157	0,221	0,272	0,307	0,321	0,313	0,282	0,232	0,165	0,086

Tabla 3: Amplitudes normalizadas VFF/VDC [43]

La tensión eficaz entre fases del primer armónico de la tensión de salida se puede calcular según (31). [48]

$$V_{ff}^{RMS} = \frac{m_a * \sqrt{3} * V_{DC}}{2 * \sqrt{2}}$$

(31)

La frecuencia del armónico h se calcula según (32)

$$f = h * f_{referencia}$$

(32)

Por lo tanto, tal como se puede ver en la tabla, la amplitud de los armónicos con respecto a la amplitud de la componente fundamental ($h=1$), no es despreciable, pero la frecuencia de dichos armónicos es superior a la frecuencia del armónico fundamental (cuanto mayor sea m_f , mayor será la frecuencia de los armónicos), por lo que se pueden filtrar y atenuar mediante un filtro de paso bajo. Es por ello que se coloca un filtro entre la salida del inversor y la entrada del transformador.

Por último, los interruptores deben soportar tensiones e intensidades tanto positivas como negativas. Por ello, como interruptor se suele usar un semiconductor en paralelo con un diodo, típicamente un IGBT [43], tal como se muestra en Figura 62. Los IGBTs tienen una frecuencia de conmutación de entre 15-20kHz [36], como la frecuencia de la red es de 50Hz, se puede llegar a usar un m_f muy alto. Como m_f ha de ser impar y múltiplo de 3, se elegirá $m_f = 300$, lo que da una frecuencia de la señal portadora de 15kHz.

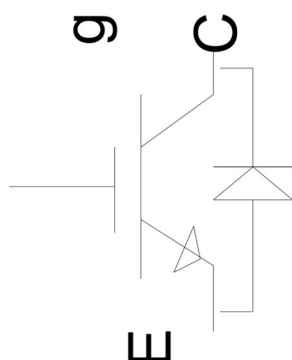


Figura 62:IGBT en paralelo con diodo

4.2 Modelo de la red

La instalación fotovoltaica se va a conectar a la red a media tensión de $f_G = 50$ Hz, con un valor nominal $U_G = 20$ kV, que es una de las tensiones normalizadas de redes

trifásicas preferentes en redes de distribución pública, tal como se señala en el Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero. [49]

Esta red eléctrica se va a modelar como si fuera una fuente de tensión ideal de valor la tensión fase-neutro (que se calcula según (33)) con una resistencia y una inductancia en serie, tal como se puede ver en Figura 63.

$$U_{Gf-f} = \frac{U_G}{\sqrt{3}}$$

(33)

El cálculo del módulo de la impedancia de la red eléctrica se hará con la intensidad de cortocircuito trifásico de la red I_{CC} tal como se indica en (34). [50]

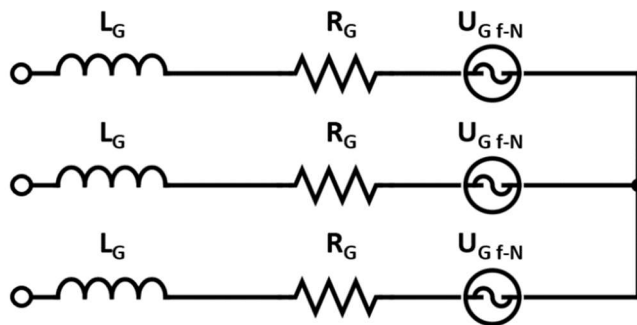


Figura 63:Esquema red eléctrica

$$Z_G = \frac{U_{Gf-N}}{I_{CC}}$$

(34)

El valor de I_{CC} según Endesa [51] para una red de estas características es de 40kA de valor de pico, es decir, $40/\sqrt{2} = 28.3$ kA de valor eficaz. Se obtiene así un valor de $Z_G = 0.408 \Omega$.

El módulo de la impedancia serie Z_G se calcula a partir de la resistencia y de la impedancia de la inductancia X_G (35).

$$Z_G = \sqrt{R_G^2 + X_G^2} \quad (35)$$

En las redes eléctricas, la impedancia de la inductancia suele ser mucho mayor que la resistencia. La relación entre ambas queda determinada por la proporción X/R . Para este caso, se considerará una proporción típica de $X/R = 10$, de forma que $X_G = 10 \cdot R_G$ [50]. Si se sustituye esta relación en (35) y se despeja R_G , se obtiene un valor de $R_G = 0.0406$, y, por lo tanto, $X_G = 0.406$.

X_G es la impedancia de la inductancia, y se obtiene tal como se indica en (36). Despejando L_G , se obtiene $L_G = 1.29$ mH.

$$X_G = 2 \cdot \pi \cdot f_G \cdot L_G \quad (36)$$

4.3 Diseño del transformador

Un transformador trifásico, al igual que uno monofásico, eleva o reduce la tensión del sistema con una relación τ , de forma que, si no hay pérdidas, la potencia se conserva y se cumple (37), siguiendo el criterio de signos que se muestra en Figura 64. [52]

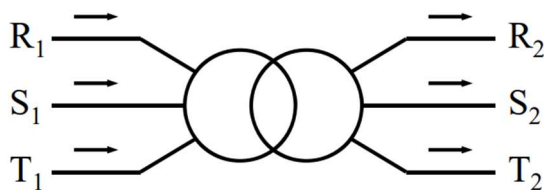


Figura 64: Transformador trifásico [52]

$$\frac{U_{R1}}{U_{R2}} = \frac{I_{R2}}{I_{R1}} = \tau$$

(37)

Estos transformadores trifásicos consisten básicamente en tres transformadores monofásicos (como el sistema es trifásico equilibrado, los tres transformadores deben ser iguales) cuyas entradas y salidas se conectan ya sea en estrella o en triángulo. La relación entre la tensión de entrada y de salida de los transformadores monofásicos es igual a la relación de espiras entre los arrollamientos. Dependiendo de la forma de conexión, la relación de transformación trifásica τ puede no ser igual a la relación de transformación de los transformadores monofásicos, y se puede introducir un desfase entre los fasores de entrada y salida de un número de grados múltiplo de 30° . [52]

En el caso de estudio, la configuración que se va a utilizar es la Yy0, que es conexión en estrella tanto en el lado de alta como en el de baja, tal como se muestra en Figura 65. [52]

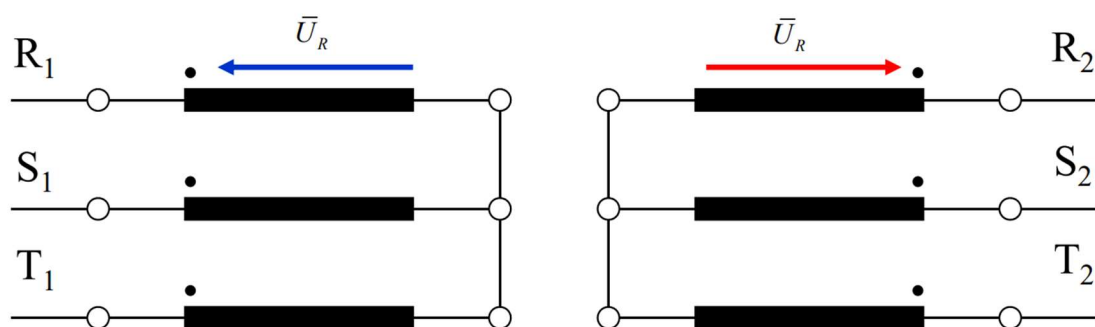


Figura 65: Conexión de los transformadores monofásicos en Yy0 [52]

De esta forma, la tensión de línea-neutro de entrada se transforma en la de línea neutro de salida, teniendo así un desfase de 0° , tal como se puede ver en Figura 66, y

siendo la relación de transformación trifásica igual a de los transformadores monofásicos.
[52]

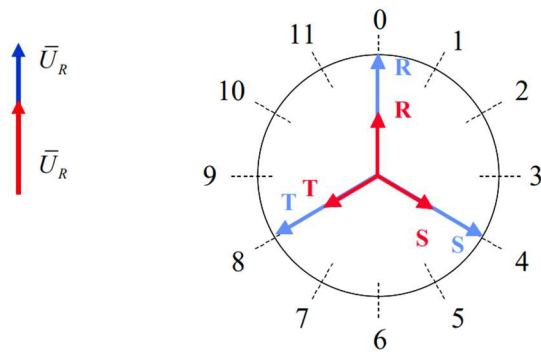


Figura 66: Representación fasores de tensión fase-neutro en conexión Yy0 [52]

El transformador trifásico se puede modelar mediante un esquema monofásico equivalente, que es el mismo esquema que el de un transformador monofásico, y es el que se muestra en Figura 67, donde Z_1 y Z_2 son las impedancias de los arrollamientos, Z_M es la impedancia magnetizante, y el transformador es ideal, conserva la potencia y tiene la relación de transformación del transformador completo. [52]

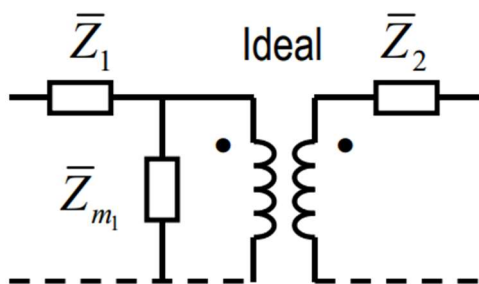


Figura 67: Esquema monofásico equivalente de un transformador trifásico

Las impedancias de los arrollamientos son una resistencia en serie con una inductancia. La impedancia magnetizante consiste en una resistencia R_M en paralelo con una inductancia L_M , y se suele despreciar por ser muy grande. Si se hace esto, se pueden referir las dos impedancias de arrollamientos en el mismo lado y se pueden sumar, de forma que el esquema monofásico equivalente puede quedar como una de las dos opciones que se muestran en Figura 68 (esquema de arriba si se refiere todo al lado 1, esquema de abajo si se refiere todo al lado 2), donde Z'_2 es la impedancia de arrollamiento Z_2 referida al lado 1, y Z'_1 es la impedancia de arrollamiento Z_1 referida al lado 2. Z_K es la impedancia de cortocircuito, que, si se desarrolla, su expresión es la que se muestra en (38). [53]

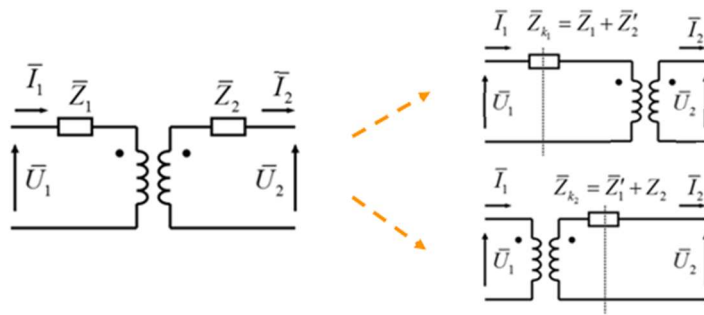


Figura 68:Esquema monofásico equivalente refiriendo las impedancias de arrollamiento al mismo lado [53]

$$\overline{Z_K} = R_S + j * 2 * \pi * f * L_S \quad (38)$$

Z'_2 se puede calcular según (39). El cálculo de Z'_1 se hace con la relación inversa (como calcular Z_2 a partir de Z'_2).

$$Z'_2 = Z_2 * \tau^2 \quad (39)$$

En el caso de estudio, el transformador tendrá la tarea de elevar la tensión de salida del filtro a la tensión de la red, que va a ser $V_{RED\ NOMINAL} = 20kV$, que es una de las

tensiones normalizadas de redes trifásicas preferentes en redes de distribución pública, tal como se señala en el Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero. [49]

Para poder transmitir diversas magnitudes de potencia a la red, entre la magnitud de la tensión de salida del inversor y la del lado de baja del transformador debe haber un margen. La tensión de baja del transformador limitará la capacidad de atenuación del filtro (se explica en detalle más adelante). Como la tensión máxima que puede dar el inversor es de 366 V para $m_a = 1$, se dejará un rango de 200 V, siendo así el lado de baja del transformador de 166 V.

Como el filtro conectado entre el transformador y el inversor va a ser de paso bajo diseñado para atenuar armónicos a frecuencias mucho mayores que la frecuencia de la red, para diseñar el transformador se considerará que la tensión a la frecuencia fundamental (frecuencia de la red) es prácticamente igual a la entrada y a la salida del filtro (se desprecian también las pérdidas de carga).

De esta forma, se requiere un transformador trifásico que eleve la tensión de 166 V a 20kV, de forma que $U_{N\text{ baja}} = 166\text{ V}$, $U_{N\text{ alta}} = 20\text{ kV}$, y $\tau = 166/20000$. Como la potencia nominal de la instalación fotovoltaica es de 20kW, pero con irradiancias de 2000 W/m², que es el límite para el que se va a diseñar la instalación, la potencia puede llegar a ser de 35 kW, la potencia nominal del transformador se va a establecer en $S_N = 100\text{ kVA}$.

Un transformador real de características similares tiene un 6% de impedancia de cortocircuito en bases del transformador, es decir $Z_{K\text{ pu}} = 0.06$ [54]. Para calcular el valor real de la impedancia referida al lado de baja, se ha de usar (40), donde la S_{BASE} es $S_N/3$ y $U_{\text{base baja}} = U_{N\text{ baja}}/\sqrt{3}$.

$$Z = \frac{U_{\text{base baja}}^2}{S_{\text{base}}} * Z_{\text{pu}} \quad (40)$$

El valor de la inductancia de los arrollamientos es mucho mayor que el de la resistencia, así que se puede considerar que esa impedancia se debe enteramente a la inductancia, de forma que se cumple (41). [53]

$$Z_K \approx 2 * \pi * f * L_S$$

(41)

Resolviendo, se obtiene un valor de inductancia de 52.63 μ H.

Para la resistencia, se pondrá un valor en magnitudes unitarias de $R_{S_{pu}} = 0.15\%$. Calculando el valor real de la resistencia referida al lado de baja con (40), se obtiene un valor de $R_S = 413 \mu\Omega$.

La resistencia y la inductancia magnetizante tendrán unos valores de $R_M = 512 \Omega$ y $L_M = 1.63$ H.

S_N (VA)	V_{1N} (V)	V_{2N} (V)	L_S (μ H)	R_S ($\mu\Omega$)	L_M (H)	R_M (Ω)
100k	166	20k	52.63	413	1.63	512

Tabla 4: Especificaciones del transformador

4.4 Diseño del filtro

Tal como se ha visto al analizar el inversor, la corriente de salida de este tiene una serie de armónicos que es necesario atenuar lo máximo posible, ya que es la misma corriente que va a entrar a la red. Por ello, entre la salida del inversor y la entrada del transformador se coloca un filtro.

Los armónicos que aparecen en la corriente son provocados por los armónicos en la tensión de salida del inversor, y son de sus mismas frecuencias, que son muy superiores a la frecuencia fundamental, que es la de la red. Por lo tanto, el filtro tiene que ser de paso bajo.

En su forma más simple, este filtro se compone de una inductancia L_f en serie con una resistencia R_f . La impedancia de L_f (36) aumenta con la frecuencia, por ello se utiliza para filtros de paso bajo. Sin embargo, la impedancia de la resistencia es constante con la frecuencia y produce pérdidas, pero modela la resistencia del arrollamiento de la inductancia.

Si se desprecia la inductancia magnetizante del transformador y se refieren todos los elementos al lado de baja de este, el esquema del conjunto de elementos que se encuentran a la salida del inversor se puede representar tal como se ve en Figura 69, donde $L=L_f + L_S$ y $R=R_f + R_S$.

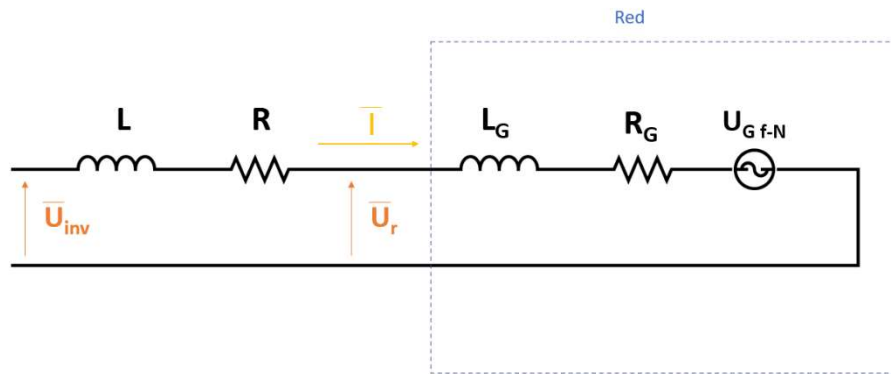


Figura 69: Esquema del equivalente monofásico del conjunto de elementos a la salida del inversor

El filtro está limitado por la tensión que puede dar el inversor y la potencia máxima que puede tener de salida el inversor. Hay un valor máximo de filtro que se puede poner para asegurar el correcto funcionamiento del inversor y evitar que m_a entre en zona no lineal.

Como se ha mencionado anteriormente, el objetivo es inyectar la máxima potencia activa posible a la red sin inyectar reactiva. La potencia activa y reactiva en un punto del circuito se calcula según (42) y (43), donde ϕ es la diferencia entre el ángulo de la tensión y el de la corriente.

$$P = 3 * U_{f-N}^{RMS} * I^{RMS} * \cos\varphi \quad (42)$$

$$Q = 3 * U_{f-N}^{RMS} * I^{RMS} * \sin\varphi \quad (43)$$

Para conseguir reactiva $Q = 0$, hay que hacer que $\varphi = 0$, es decir, que $\hat{U}_r$ e $\hat{I}$ tengan el mismo ángulo.

Se va a diseñar el convertidor para irradiancias no superiores a 2000 W/m^2 , por lo tanto, la potencia máxima va a ser de 35kW . Tomando como referencia el ángulo de $\hat{U}_r$ (tanto $\hat{U}_r$ como $\hat{I}$ tienen ángulo 0), $I = 121.73/\cos(\sigma_G)$ A (despejando de (42) en el punto de entrada de la fuente ideal de tensión), siendo σ_G el ángulo de $\hat{U}_G$.

Mediante la ecuación (44), se puede calcular tanto U_r como σ_G , teniendo en cuenta que, referenciando las impedancias al lado de baja del transformador, $L_G = 88.86 \text{ nH}$ y R_G es prácticamente 0, obteniendo que $\hat{U}_G$ es prácticamente igual a $\hat{U}_r$ tanto en módulo como en ángulo, de forma que $U_r = U_G$ y $\sigma_G = 0$.

$$\bar{U}_r = \bar{U}_G + (j * 2 * \pi * f * L_G + R_G) * \bar{I} \quad (44)$$

Con estos datos, se puede calcular la inductancia máxima que se puede poner para conseguir inyectar a la red la potencia máxima que puede producir el array de paneles sin que el inversor salga de la zona lineal. Para calcular este valor máximo, se considerará que esta potencia máxima se transmitirá cuando el inversor esté funcionando al límite de la linealidad, es decir, cuando $m_a = 1$ y $U_{inv} = 366/\sqrt{3} \text{ V}$.

Quedan como incógnitas el ángulo de $\hat{U}_{inv}$ y el valor de L , los cuales se pueden despejar de la ecuación (45) (se desprecia R por ser su impedancia mucho más pequeña que la de la inductancia).

$$\bar{U}_{inv} = \bar{U}_r + (j * 2 * \pi * f * L) * \bar{I}$$

(45)

Obteniendo así un valor de inductancia máxima de 5 mH.

El filtro se va a dimensionar para controlar la amplitud de los armónicos de la corriente. Teniendo en cuenta que la tensión de la red es ideal y no tiene armónicos, el módulo de la intensidad del armónico h se puede calcular según (46) (despreciando la resistencia e inductancia de la red).

$$i^h = \frac{u_{inv}^h}{\sqrt{R^2 + (2 * \pi * f_h * L)^2}}$$

(46)

En la literatura se ha demostrado en varias ocasiones que el filtro en L no es capaz de cumplir con las especificaciones de la distorsión armónica total (THD) de la corriente [55] impuesta por la norma IEC 61727. [56]

Por ello, se optará por poner el valor máximo posible de inductancia, dejando un margen de seguridad de 0.5 mH, de forma que $L=4.5$ mH, consiguiendo así la máxima atenuación de los armónicos de corriente posible.

Poner estos valores tan grandes de inductancia provoca que los transitorios sean lentos y aumenta el valor de la resistencia de los arrollamientos, lo que provoca mayores pérdidas de potencia activa.

Teniendo en cuenta que $L_s = 52.63 \mu\text{H}$, $L_f = 4.45$ mH. La resistencia asociada a una inductancia de este valor es de $R_f = 60 \text{ m}\Omega$ [57].

Para estos valores, el valor de corriente máximo en RMS para el armónico $h = m_f$ (calculado con (46)) es de 0.463 A, que se da para $m_a = 0.5$ (según Tabla 3), y el valor máximo para $h = 2*m_f$ es de 0.093 A, que se da para $m_a = 0.6$ (según Tabla 3).

4.5 *Diseño del lazo de control del inversor*

Una vez dimensionados todos los elementos necesarios para conectar la instalación fotovoltaica a la red, se procederá al diseño del lazo de control del inversor.

4.5.1 Modelo en ejes D-Q del convertidor

En un sistema trifásico equilibrado, las variables se pueden representar mediante un vector de tres componentes, uno por cada fase, según la expresión (47), donde f es la variable trifásica, F es el valor RMS de dicha variable, φ es el ángulo inicial, y $\omega = 2\pi \cdot f$, donde f es la frecuencia del sistema.

$$f_{abc} = \begin{bmatrix} f_a(t) \\ f_b(t) \\ f_c(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sqrt{2} * F * \cos(\omega * t + \varphi) \\ \sqrt{2} * F * \cos(\omega * t + \varphi - \frac{2\pi}{3}) \\ \sqrt{2} * F * \cos(\omega * t + \varphi - \frac{4\pi}{3}) \end{bmatrix}$$

(47)

Estas variables trifásicas se pueden representar en un plano complejo dq cuyos ejes de referencia giran con velocidad angular ω con un ángulo inicial de φ , obteniéndose así que la variable trifásica se representa mediante un número complejo constante en el tiempo.

Las componentes dq de la variable se obtienen con la transformada de Park, representada en (48), donde $\Theta = \omega * t + \varphi$, $K_1 = \sqrt{2/3}$ y $K_2 = 1/\sqrt{2}$ [58]. Se ve que hay una tercera componente 0 que no se tiene en cuenta porque usualmente es 0 en régimen permanente (según [58]).

$$f_{dq0} = K_1 \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta - \frac{4\pi}{3}) \\ -\sin(\theta) & -\sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta - \frac{4\pi}{3}) \\ K_2 & K_2 & K_2 \end{bmatrix} * f_{abc} \quad (48)$$

Entonces, en el dominio dq, las variables trifásicas se pueden expresar según (49).

$$f = f_d + j * f_q \quad (49)$$

En este plano complejo, se puede calcular la potencia activa y reactiva en un punto del sistema trifásico con tensión u e intensidad i con las ecuaciones (50) y (51) respectivamente, donde $p(t)$ es la potencia activa instantánea (o potencia activa P si el sistema está en régimen permanente) y $q(t)$ es la potencia reactiva instantánea (o potencia reactiva Q si el sistema está en régimen permanente) tal como se demuestra en [58].

$$p(t) = v_d * i_d + v_q * i_q \quad (50)$$

$$q(t) = v_q * i_d - v_d * i_q \quad (51)$$

A continuación, se hará un análisis en el plano complejo dq de la parte trifásica de la instalación fotovoltaica, que comprende desde la salida del inversor hasta la red, tal como se puede ver en Figura 70 (nuevamente se ha despreciado la inductancia magnetizante del transformador y se han juntado la inductancia del trafo y del filtro en L y la resistencia del trafo y del filtro en R).

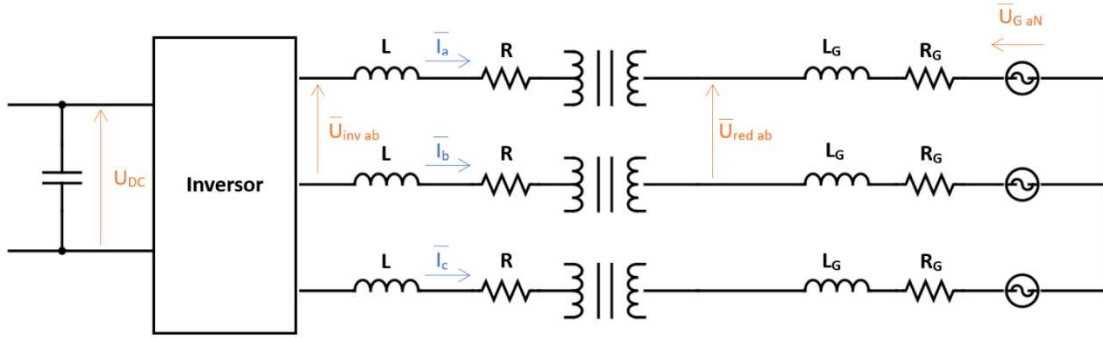


Figura 70: Esquema inversor y conexión a la red de la instalación fotovoltaica

Las ecuaciones por fase pasando todos los elementos al lado de baja del transformador quedan como (52).

$$\begin{aligned}
 u_{inv\ aN} &= R * i_a + L * \frac{di_a}{dt} + u_{red\ aN} \\
 u_{inv\ bN} &= R * i_b + L * \frac{di_b}{dt} + u_{red\ bN} \\
 u_{inv\ cN} &= R * i_c + L * \frac{di_c}{dt} + u_{red\ cN}
 \end{aligned}$$

(52)

Pasado al sistema de referencia dq, se obtiene (53) (teniendo en cuenta el cálculo de la caída de tensión en inductancia, demostrado en [58]).

$$\begin{aligned}
 u_{inv\ dN} &= R * i_d + L * \frac{di_d}{dt} - \omega * L * i_q + u_{red\ dN} \\
 u_{inv\ qN} &= R * i_q + L * \frac{di_q}{dt} + \omega * L * i_d + u_{red\ qN}
 \end{aligned}$$

(53)

De forma que, modificando el valor de u_{inv} , se puede controlar la corriente inyectada a la red, ya que se modifica tanto i_d como i_q . El problema es que la variación de $u_{inv d}$ y la de $u_{inv q}$ afectan tanto a i_d como a i_q , por lo que se tiene un sistema MIMO (multiple input multiple output).

Para solucionar esto, se pueden reescribir las ecuaciones de (53) en (54) y (55), obteniendo así dos sistemas SISO (single input single output), donde el control calcula e_d y e_q . [58]

$$e_d = u_{inv dN} - u_{red dN} + \omega * L * i_q = R * i_d + L * \frac{di_d}{dt} \quad (54)$$

$$e_q = u_{inv qN} - u_{red qN} - \omega * L * i_d = R * i_q + L * \frac{di_q}{dt} \quad (55)$$

Si el sistema de referencia dq tiene el mismo desfase que u_{red} , es decir, si $\gamma = \varphi_{red}$, la componente $u_{red q}$ es 0 [58], por lo que las expresiones de la potencia activa y reactiva inyectada a la red substituyendo en (50) y (51) quedan según (56) y (57).

$$p_{red}(t) = u_{red d} * i_d \quad (56)$$

$$q_{red}(t) = -u_{red d} * i_q \quad (57)$$

Por lo tanto, si se quiere conseguir reactiva inyectada a la red nula, hay que conseguir que la componente i_q sea cero.

Para poder hacer el control es necesario medir la tensión y la intensidad de entrada a la red, así como su frecuencia y fase.

El control de la componente i_d se utilizará para controlar la tensión de continua U_{DC} de entrada al inversor.

El diagrama de bloques del control de potencia se puede observar en Figura 71 (nótese que la nomenclatura es diferente). La tensión e intensidad de la red se miden y se convierten al plano complejo dq. El bloque PLL se encarga de medir ángulo y frecuencia de la tensión de la red. La i_q de referencia es 0, y la i_d de referencia proviene del control de tensión de V_{dc} , que también se tiene que medir y cuya referencia está fija a 600 V. El error en la corriente tanto en la componente i_d como i_q se utilizan como entradas de un controlador de corriente, el cual calcula e_d y e_q . Después se calcula $u_{inv d}$ y $u_{inv q}$ (las expresiones se obtienen despejando de las ecuaciones (54) y (55)) y de ahí se obtiene la señal de modulación, la cual se transforma de nuevo a componentes abc y se alimenta a un pwm que generará las señales de control de los transistores del inversor.

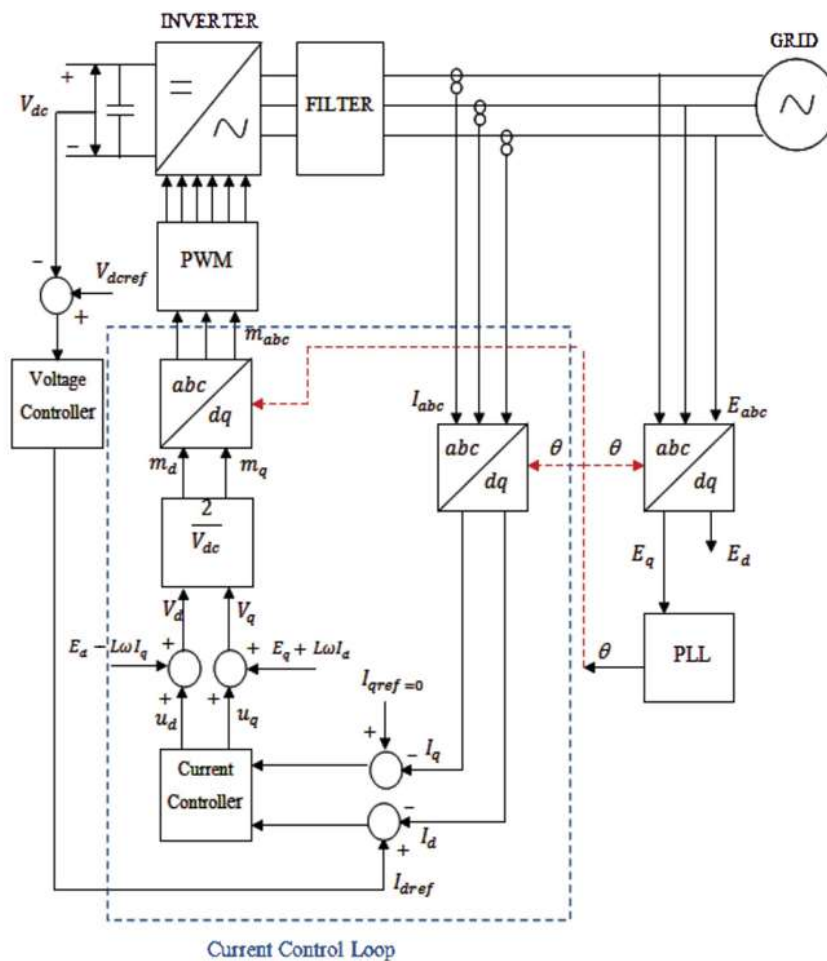


Figura 71: Diagrama de bloques del control de potencia [59]

4.5.2 Bloque PLL

Tal como se ha mencionado anteriormente, el bloque PLL (phase-locked loop) permite obtener tanto la frecuencia f como el ángulo $\omega \cdot t$ de la tensión de entrada de la red.

El esquema del PLL se puede observar en Figura 72, donde la entrada es una variable trifásica, la cual se convierte al plano dq0 con el ángulo de la señal de salida de un oscilador controlado. Después, se calcula la media de la componente q de la variable de entrada con la frecuencia medida en el ciclo anterior de la variable de entrada según (58) [60]. Si la señal del oscilador y la variable de entrada están realmente coordinadas, la componente q de la variable de entrada, y por tanto su media, deberían ser 0.

Esta media es la entrada de un controlador PID que intenta hacerla 0 variando la velocidad angular del oscilador controlado. Esta velocidad angular se filtra y se obtiene la frecuencia de la señal de entrada.

También se obtiene el ángulo del oscilador controlado sincronizado en los pasos por 0 de la componente fundamental de la fase A. [60]

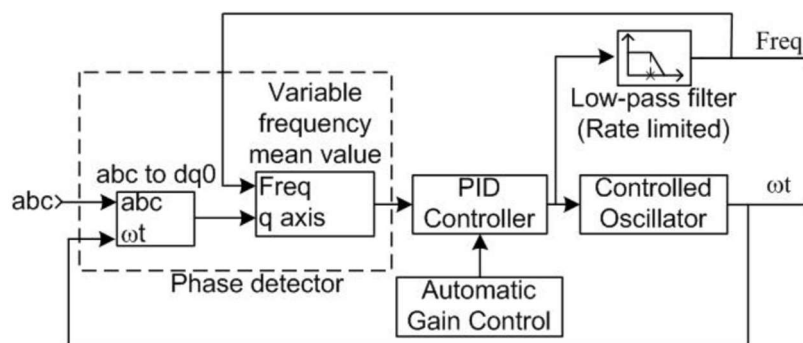


Figura 72: Diagrama de bloques PLL [60]

$$\bar{f} = \int_{t-T}^t f(t) * dt$$

(58)

En Figura 73 se muestra la salida que da el bloque PLL ante una entrada senoidal. Se puede observar que, efectivamente, el ángulo en radianes indicado en la salida coincide con el de la señal de entrada. El ángulo va de 0 a 2π radianes.

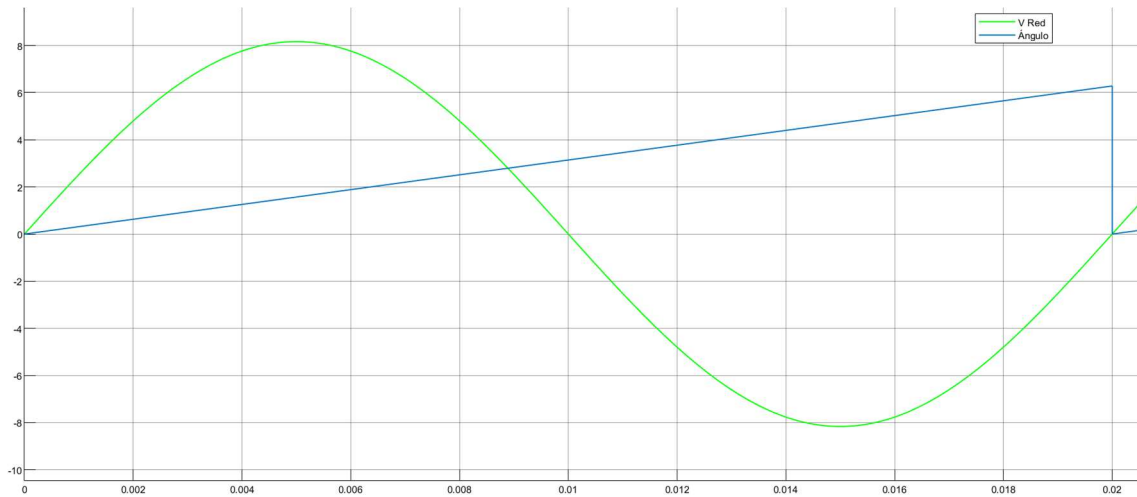


Figura 73: Medida del ángulo a través de un bloque PLL

4.5.3 Control de corriente

El primer control que se va a diseñar es el de corriente. Este control en realidad son dos controles, uno para i_d y otro para i_q que reciben una intensidad de referencia y el valor actual de la intensidad a controlar y tienen como salida e_d y e_q respectivamente.

El regulador más común en este tipo de controladores es del tipo PI, el cual tiene una parte proporcional al error y otra parte dependiente de la integral del error. Su diagrama de bloques se muestra en Figura 74, y la función de transferencia entre la entrada y la salida es (59).

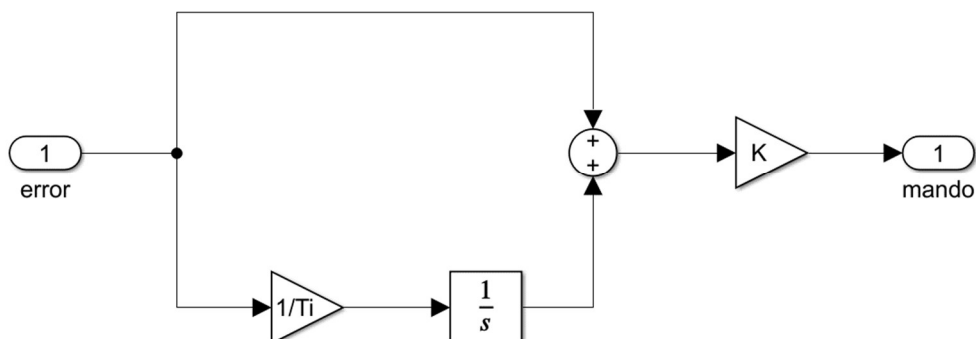


Figura 74: Diagrama de bloques control PI

$$C(s) = K * \left(1 + \frac{1}{s * T_i} \right)$$

(59)

El lazo de control de corriente para i_d es el mismo que para i_q , por lo tanto, sus reguladores serán iguales. Este lazo se ve representado en Figura 75. [56]

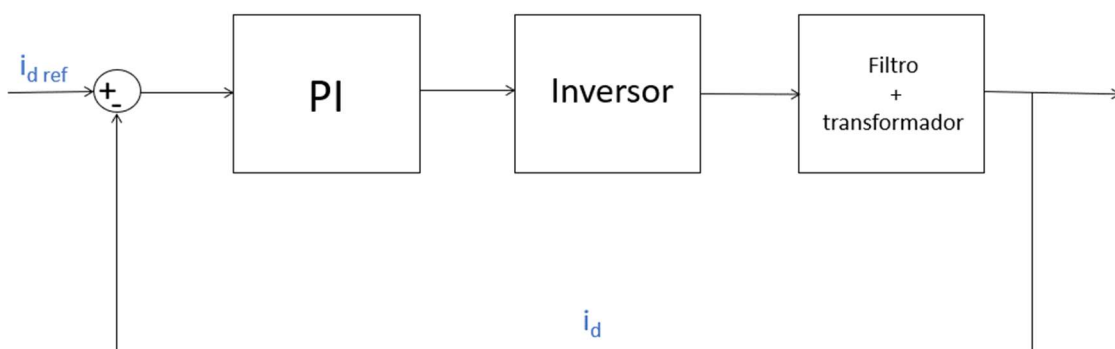


Figura 75: Diagrama de bloques del lazo del control de corriente

Donde los bloques son los siguientes:

- Regulador PI: Es el regulador anteriormente mencionado. Su función de transferencia es la que se muestra en (59).
- Inversor: El inversor se modela mediante un retardo, que es el tiempo que transcurre entre que la señal de modulación cambia hasta que la salida del inversor cambia. Se estima que ese retardo es igual al periodo de conmutación del inversor $T_{sw} = 1/f_{sw}$, donde f_{sw} es la frecuencia de conmutación del inversor. La función de transferencia de este bloque es (60). [56]

$$I_{sw}(s) = \frac{1}{1 + s * T_{sw}}$$

(60)

- Filtro y transformador: El conjunto de filtro y transformador, tal como se ha mencionado anteriormente, se modelará mediante una resistencia $R=R_s + R_f$ en serie con una inductancia $L=L_s + L_f$. La función de transferencia del filtro se muestra en (61).

$$F(s) = \frac{1}{R + L * s}$$

(61)

Se define la función de transferencia planta $P(s)$ como el producto entre la función inversor y la función del filtro, tal como se muestra en (62), que es lo que se debe controlar.

$$P(s) = I_{sw}(s) * F(s)$$

(62)

El diseño del control PI se hará por respuesta en frecuencia. Este método consiste en modificar el diagrama de Black de la planta con el control ajustando un único punto,

de forma que el diagrama de Black del lazo abierto cumpla ciertos requisitos de amortiguamiento y estabilidad.

El lazo abierto en este caso consiste simplemente en la planta y el control en serie, de forma que la función de transferencia se puede calcular según (63).

$$G(s) = C(s) * P(s) \quad (63)$$

El lazo cerrado, tal como se puede ver en Figura 75, es simplemente el lazo abierto con realimentación unitaria, por lo que su función de transferencia se puede calcular según (64).

$$G_{\text{cerrado}}(s) = \frac{G(s)}{1 + G(s)} \quad (64)$$

El diagrama de Black es una forma de representar la respuesta en frecuencia de forma bidimensional, donde el eje vertical es el desfase y el eje horizontal es la ganancia en decibelios. Cada punto es una frecuencia.

En la Figura 76 se puede observar el diagrama de Black de la planta. Se conoce como frecuencia de oscilación w_o a la frecuencia que tiene ganancia 0 Db. Es uno de los parámetros de medida de rapidez del sistema. Se conoce como margen de fase ϕ_m a la diferencia entre el ángulo del punto w_o y los -180° . Se calcula según (65), donde $F(s)$ es la función de transferencia del sistema y $\angle F(jw)$ es el ángulo en la frecuencia w . Este parámetro es una medida del amortiguamiento del sistema. Para que el sistema sea estable en lazo cerrado, ϕ_m debe ser positivo y típicamente toma valores entre 45° - 65° .

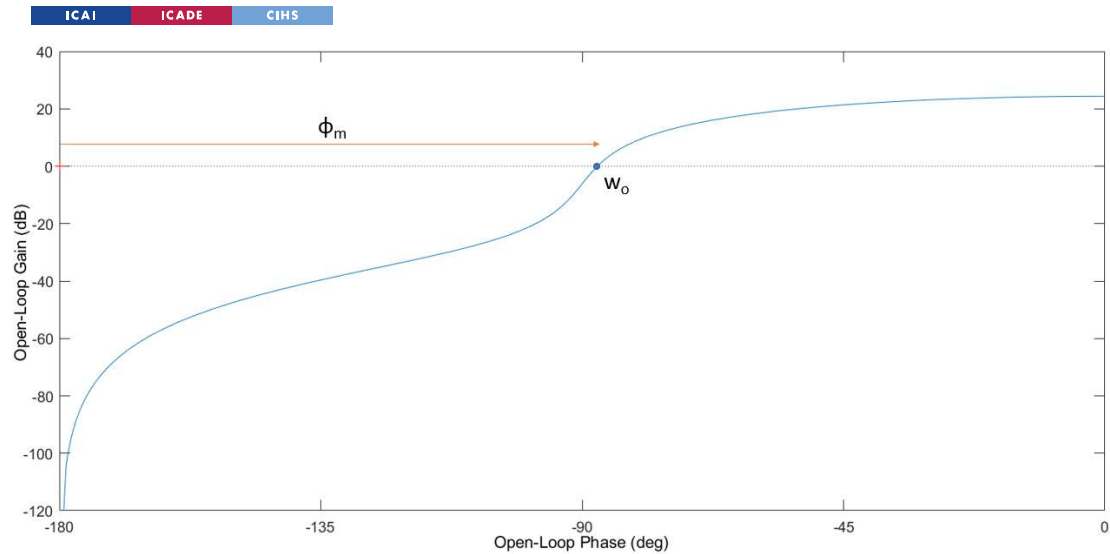


Figura 76: Diagrama de Black de la planta control de corriente

$$\phi_m = 180 + \angle F(jw_o)$$

(65)

En el control PI hay dos parámetros a diseñar, K y PI, por lo tanto, hay dos grados de libertad, los cuales se van a usar para fijar el amortiguamiento y la velocidad, estableciendo los valores de ϕ_m y w_o , fijando así un punto del diagrama de Black.

De forma experimental, se ha establecido el margen de fase en 65° para controlar el amortiguamiento.

La frecuencia de oscilación se ha obtenido a partir de un diseño de control tipo P, que es similar al control PI pero sin la parte integral. Al tener sólo un grado de libertad, en el diseño del control P solamente se puede fijar un parámetro, que es el margen de fase. Al calcular en control, se obtiene una determinada w_o . Como el control integral introduce un desfase negativo, la frecuencia de oscilación del control PI ha de ser menor que la del control P, típicamente suele ser entre 0.9-0.7 veces la del control P.

A mayor velocidad de oscilación, mayor velocidad de respuesta, pero también aumenta el mando de forma considerable. En este caso, la respuesta del control para los

valores típicos de la frecuencia de oscilación era muy rápida, pero requería mandos excesivamente grandes.

Por ello, y obtenido de forma experimental, se ha determinado que una frecuencia de oscilación adecuada para el control es 0.15 veces la del control P, ya que es suficientemente rápida y el mando está en límites controlados.

Tras fijar estos dos valores, se pueden calcular los parámetros del control. Para ello, primero se calcula el desfase φ_C y la ganancia A_C que tiene que introducir el control para que w_o sea la deseada y el margen de fase sea el correcto según (66) y (67) respectivamente, donde $|P(jw)|$ es la ganancia en la frecuencia w para la función de transferencia P.

$$\varphi_C = -180 + \varphi_m - \angle P(jw_o) \quad (66)$$

$$A_C = \frac{1}{|P(jw_o)|} \quad (67)$$

Una vez calculados estos dos parámetros, se puede calcular K y T_i según (68) y (69) respectivamente.

$$K = A_C * \cos(\varphi_C) \quad (68)$$

$$T_i = \frac{-1}{\tan(\varphi_C) * w_o} \quad (69)$$

Tras realizar los cálculos, se obtienen los siguientes valores para los parámetros del control:

$$K = 4.4195$$

$$T_i = 419.78$$

En la Figura 77 se puede observar claramente cómo el control modifica la respuesta en frecuencia de la planta. El margen de fase ha disminuido para colocarse en 65° y la frecuencia de oscilación ha incrementado, ha pasado de ser 222 rad/s a ser 1050 rad/s.

Se puede observar también que el sistema en lazo cerrado va a ser estable, ya que el margen de fase impuesto es positivo. También cumple que el margen de ganancia A_M , que es otra medida de la estabilidad del sistema, y que se define como (70), es positiva, lo cual indica que el sistema es estable.

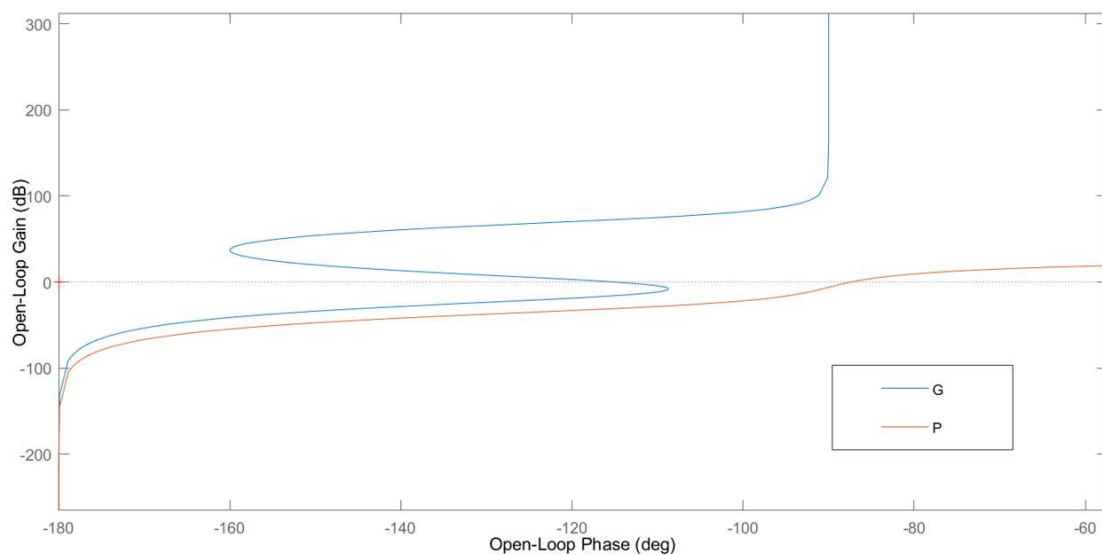


Figura 77: Diagrama de Black de la planta y del lazo abierto control de corriente

$$A_{m\text{ dB}} = -|F(j\omega_u)|_{\text{dB}}$$

(70)

En Figura 78 se puede observar la respuesta del lazo cerrado ante un escalón unitario en la referencia. Esta prueba se utiliza para evaluar la validez del control analizando si la rapidez de este y su sobrepaso son adecuados.

La rapidez en este caso se ha medido con el tiempo de establecimiento t_s al 5%, que es el tiempo que tarda la salida en establecerse en una franja de valores entre el valor final más/Menos un 5% del valor final (entre 0.95 y 1.05). Este punto viene marcado por el cursor 2, que, tal como se puede leer en Figura 79, se da en un tiempo de 6.576 ms, lo cual, teniendo en cuenta que la irradiancia y la temperatura ambiente no cambian de forma instantánea, sino que lo hacen de manera gradual, es rápido.

El sobrepaso se mide y se controla porque los picos en la salida pueden ocasionar problemas. En este caso, se evaluará el sobrepaso porcentual M_p normalizado, que se calcula según (71), de forma que, teniendo en cuenta que el valor máximo es el marcado por el cursor 1, que es 1.193 según Figura 79, se obtiene un valor de $M_p = 19.3\%$, menor al 20%, lo cual es muy aceptable.

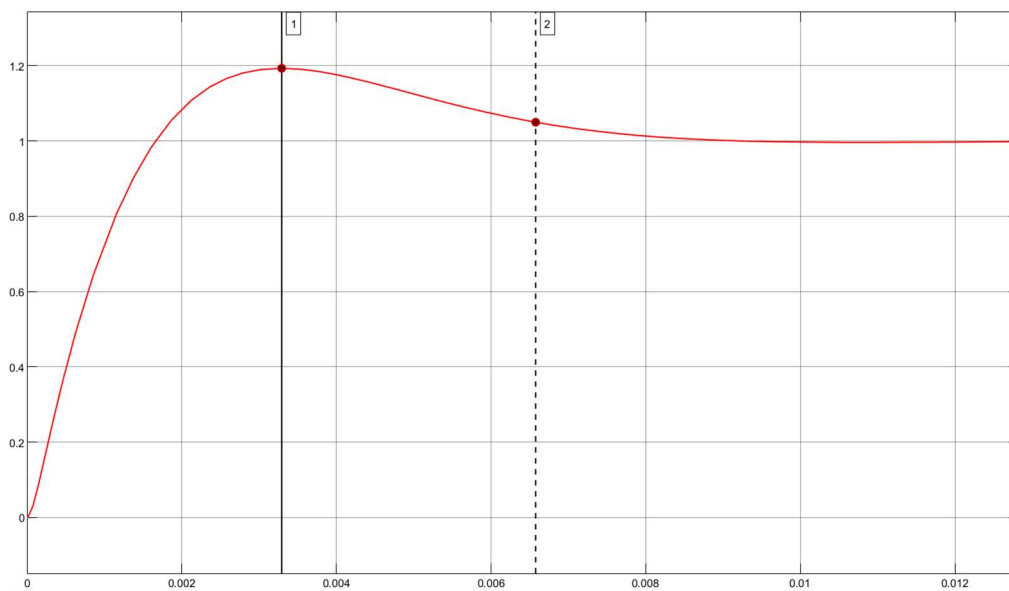


Figura 78: Respuesta a escalón unitario del lazo cerrado del control de corriente

	Time	Value
1	3.292e-03	1.193e+00
2	6.576e-03	1.050e+00
ΔT	3.284 ms	ΔY 1.432e-01

Figura 79: Medidas cursores 1 y 2 de Figura 78

$$M_p = \frac{v_{\max} - v_{\text{final}}}{v_{\text{final}} - v_{\text{inicial}}} * 100$$

(71)

4.5.4 Control de tensión

A continuación, se diseñará el control de tensión, el cual mantiene V_{dc} en su valor de referencia. El regulador usado, al igual que el de corriente, será del tipo PI, cuya entrada es la diferencia entre el valor V_{dc} referencia y el valor actual de V_{dc} , y tiene como salida el valor i_d referencia que se usará posteriormente en el control de corriente.

Por lo tanto, el control de potencia activa, que se consigue controlando i_d , tal como se demuestra en (56), y que se pretende que sea siempre la máxima posible, se hace mediante el control de la tensión V_{dc} .

El lazo cerrado del control de tensión es el que se muestra en Figura 80.

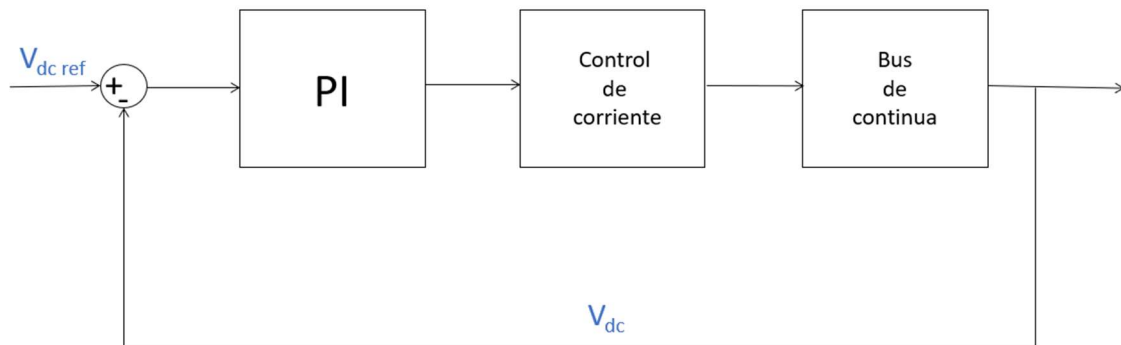


Figura 80: Diagrama de bloques del lazo del control de tensión

Donde los bloques son los siguientes:

- Regulador PI: Igual que el usado en el control de corriente. Su diagrama de bloque es el que se muestra en Figura 74 y su función de transferencia $C(s)$ es (59).
- Control de corriente: Dentro del lazo de control de tensión, se encuentra el lazo de control de la corriente i_d . La función de transferencia de este bloque es la del lazo cerrado del control de corriente, que se calcula con (63) y (64) y a la que se va a denominar $I(s)$. [56]
- Bus de continua: Este bloque modela el condensador de salida del convertidor DC-DC C_{OUT} , cuya función de transferencia es (72). [56]

$$B(s) = \frac{1}{C_{OUT} * s} \quad (72)$$

La planta que se va a controlar en este lazo es el conjunto control de corriente y bus de continua. Su función de transferencia se calcula según (73).

$$P(s) = I(s) * B(s)$$

(73)

El diagrama de Black de la planta se ve en Figura 81. Se puede apreciar que la planta es inestable en lazo cerrado, ya que tanto el margen de fase como el margen de ganancia son negativos.

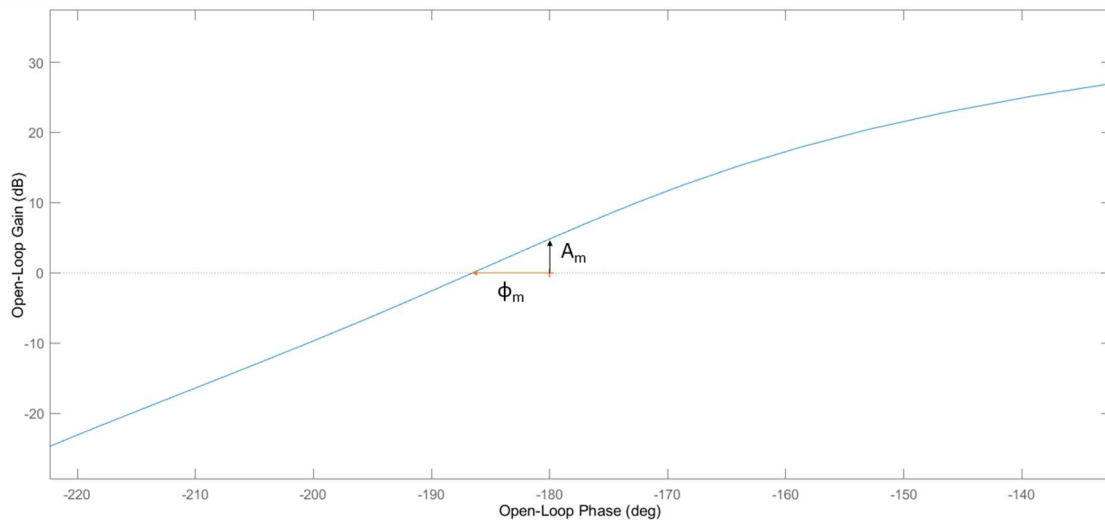


Figura 81: Diagrama de Black de la planta control de tensión

La estrategia que se va a utilizar para diseñar el control de tensión va a ser la misma que la usada para diseñar el control de corriente.

Tal como dice Alberto Villa Manrique en su proyecto de fin de carrera “Estudio del filtro LCL aplicado a inversores fotovoltaicos” [56], para asegurar que el conjunto sea estable, la corriente i_d debe ser estable ante cambios en V_{dc} . Esto se consigue haciendo que el control de corriente sea entre 5 y 10 veces más rápido que el de tensión.

Para reducir la velocidad del control, hay que reducir la frecuencia de oscilación en el diseño. En el caso de estudio, se ha determinado que el control de corriente sea 8 veces más rápido que el de tensión. Como la rapidez se ha medido con el tiempo de establecimiento, se tiene que cumplir (74) de forma aproximada.

$$t_{s \text{ tensión}} = t_{s \text{ corriente}} * 8 \quad (74)$$

De forma experimental se ha establecido un margen de fase de 65° y una frecuencia de oscilación $\omega_o = 131.25 \text{ rad/s}$, de forma que los valores de los parámetros del control son los siguientes:

$$K = 0.00762$$

$$T_i = 0.01705$$

El diagrama de Black del lazo abierto se representa en Figura 82, donde se aprecia cómo el control hace estable la planta, ya que tanto el margen de fase como el de ganancia son positivos.

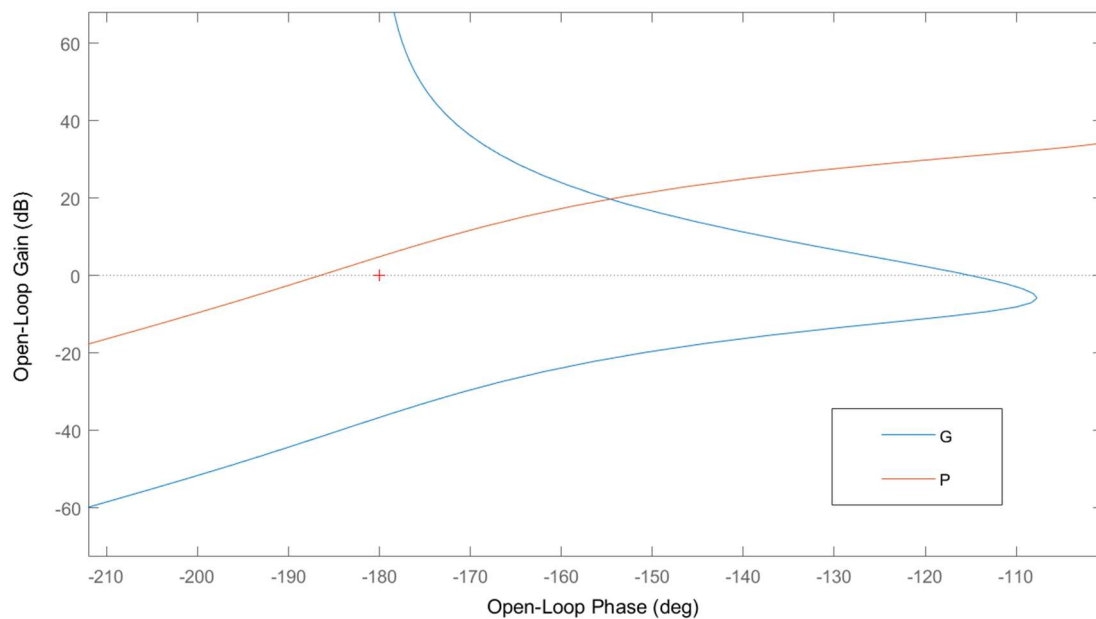


Figura 82: Diagrama de Black de la planta y del lazo abierto control de tensión

En Figura 83 se muestra la respuesta ante un escalón unitario del lazo cerrado del control de tensión.

El valor máximo alcanzado es de 1.206, tal como indica el valor del cursor 1 de Figura 84, lo que da un valor de sobrepaso de $M_p = 20.6\%$ (calculado según (71)), muy cercano al 20%, lo cual es razonable.

El tiempo de establecimiento al 5%, marcado por el cursor 2, es de $t_s = 52$ ms (tal como se establece en Figura 84), que es prácticamente 8 veces superior al del control de corriente.

Por lo tanto, el control es válido, ya que cumple las especificaciones de estabilidad y velocidad requeridas.

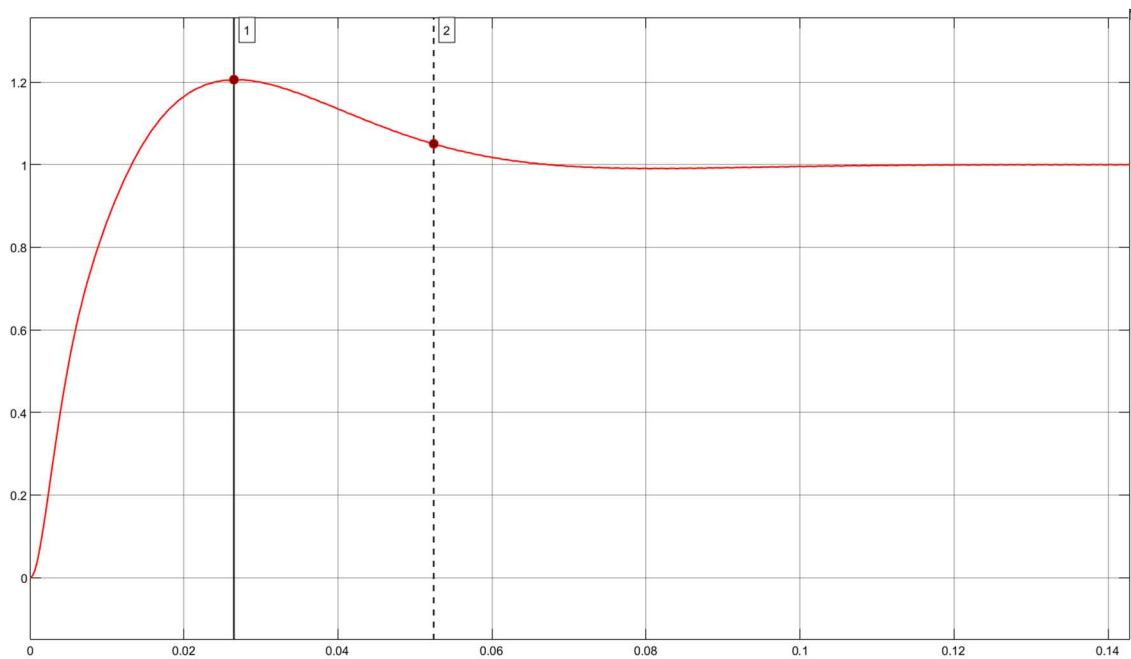


Figura 83: Respuesta a escalón unitario del lazo cerrado del control de tensión

	Time	Value
1	0.026	1.206e+00
2	0.052	1.050e+00
ΔT	25.944 ms	ΔY 1.555e-01

Figura 84: Medidas cursores Figura 83

4.5.5 Generación de las señales PWM de los IGBTs

Tal como se ha visto en Figura 71, de los controles de corriente se obtiene la tensión en ejes dq que se debe establecer a la salida del inversor.

Para obtener dicha tensión, hay que generar las señales de referencia adecuadas para el PWM.

El primer paso para conseguir esto es multiplicar las señales en ejes dq por un factor $2/V_{DC}$, el cual se obtiene de despejar m_a de (31), y teniendo en cuenta que la tensión fase-neutro se puede calcular a partir del valor eficaz de la tensión fase-fase según (75).

$$V_{f-N} = V_{ff}^{RMS} * \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}}$$

(75)

Una vez hecho esto, las señales en dq se transforman a ejes abc haciendo la antitransformada de Park tomando como ángulo el de la tensión de entrada a la red para sincronizar. Se obtienen así las tres señales de referencia.

Después, se comparan estas tres señales con una señal triangular de frecuencia 15kHz que varía entre 1 y -1, que es la señal portadora. Cuando la señal de referencia de una fase f es superior a la portadora, el interruptor superior (en Figura 60, S1, S3 o S5) de la fase correspondiente conduce y el de abajo (Figura 60, S2, S4 o S6) corta, y cuando es inferior, sucede lo contrario.

Como las señales PWM de los interruptores de una misma fase son contrarias, el esquema para generar las señales necesarias para controlar el inversor se puede ver en Figura 85.

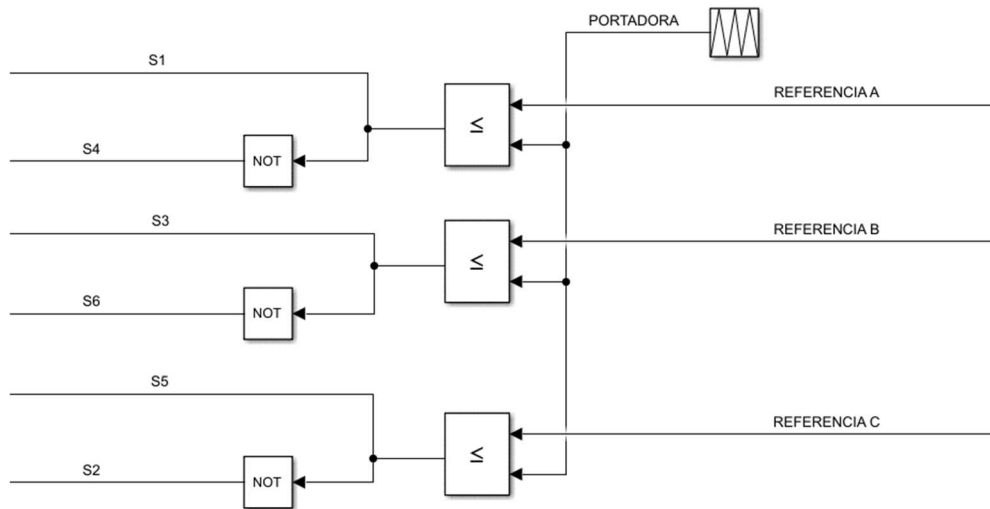


Figura 85: Generación PWM a partir de las señales de referencia y la señal portador

5 Conclusiones

Tras haber realizado distintas pruebas prácticas, el control por lógica *fuzzy* resulta ser estable, rápido, preciso, y tener una oscilación controlada respecto al punto de convergencia.

También se ha probado su eficacia ante variaciones de irradiancia, temperatura, y carga del convertidor, obteniendo una respuesta del control muy buena en todas estas pruebas.

El gran problema de este tipo de control es que depende mucho del ajuste, y este se ha hecho para una instalación con unas características determinadas, por lo que, si las características cambian, el comportamiento del control también lo hace. El ajuste, además, es de gran complejidad. Por lo tanto, no es posible hacer un control por lógica *fuzzy* que sea universal, aplicable a cualquier instalación.

Por tanto, se concluye que el diseño del convertidor DC-DC y su lazo de control es correcto.

Por otra parte, tanto el control de corriente como de tensión de la parte del inversor han resultado estables y rápidos de forma teórica, y son capaces de llevar el error a 0.

Uno de los problemas que tiene la parte de la conexión a la red es que la inductancia utilizada en el filtro es demasiado grande, lo que conlleva muchas pérdidas, por lo que habría que estudiar el sustituir este filtro por otro filtro pasivo de orden superior o por un filtro activo.

Sería conveniente también analizar el comportamiento real de toda la instalación mediante una simulación para asegurar que es el esperado.

6 Bibliografía

- [1] Iberdrola, «iberdrola.com,» [En línea]. Available: <https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/que-es-energia-fotovoltaica>. [Último acceso: 1 Junio 2022].
- [2] Energía solar, «<https://solar-energia.net/>,» [En línea]. Available: <https://solar-energia.net/energia-solar-fotovoltaica/elementos/panel-fotovoltaico>. [Último acceso: 1 Junio 2022].
- [3] EfiMarket, «[efimarket.com](https://www.efimarket.com/),» [En línea]. Available: <https://www.efimarket.com/blog/que-es-una-celula-de-un-panel-fotovoltaico-numero-de-celdas/>. [Último acceso: 1 Junio 2022].
- [4] Schneider Electric, «[electrical-installation.org](https://www.electrical-installation.org/),» 20 Diciembre 2019. [En línea]. Available: https://www.electrical-installation.org/enwiki/Photovoltaic_system_architectures. [Último acceso: 4 Junio 2022].
- [5] E. Sebastián, «eliseosebastian.com,» 12 Mayo 2022. [En línea]. Available: <https://eliseosebastian.com/?s=calcular+eficiencia>. [Último acceso: 5 Junio 2022].
- [6] Agencia Estatal de Meteorología, «meteoglosario.aemet.es,» [En línea]. Available: https://meteoglosario.aemet.es/es/termino/353_irradiancia. [Último acceso: 5 Junio 2022].
- [7] C. Honsberg y S. Bowden, «[pveducation.org](https://www.pveducation.org/),» PVeducation, [En línea]. Available: <https://www.pveducation.org/es/fotovoltaica/2-propiedades-de-la-luz-del-sol/masa-de-aire>. [Último acceso: 5 Junio 2022].
- [8] DS, «[dsolar.com](https://www.dsolar.com/),» [En línea]. Available: <https://www.dsolar.com/info/the-different-materials-used-to-make-solar-pan-54363024.html>. [Último acceso: 1 Junio 2022].
- [9] E. Ruiz, «solarplus.es,» 7 Marzo 2022. [En línea]. Available: <https://solarplus.es/paneles-solares-policristalinos-monocristalinos>. [Último acceso: 1 Junio 2022].
- [10] El Confidencial, «[elconfidencial.com](https://www.elconfidencial.com/),» 12 Abril 2022. [En línea]. Available: https://www.elconfidencial.com/decompras/hogar/2021-10-18/mejores-baterias-solares-rentabilidad-tipos-mantenimiento_3306480/. [Último acceso: 1 Junio 2022].
- [11] Autosolar, «autosolar.es,» 15 Octubre 2021. [En línea]. Available: <https://autosolar.es/aspectos-tecnicos/que-es-un-regulador-de-carga>. [Último acceso: 1 Junio 2022].
- [12] E4e, «<https://www.e4e-soluciones.com/>,» 23 Noviembre 2021. [En línea]. Available: <https://www.e4e-soluciones.com/blog-eficiencia-energetica/8-elementos-que-componen-una-instalacion-fotovoltaica>. [Último acceso: 1 Junio 2022].
- [13] Abengoa, «<http://www.laenergiadelcambio.com/>,» 20 Mayo 2021. [En línea]. Available: <http://www.laenergiadelcambio.com/como-funciona-planta-fotovoltaica/>. [Último acceso: 1 Junio 2022].
- [14] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, «energia.gob.es,» [En línea]. Available: <https://energia.gob.es/electricidad/autoconsumo-electrico/Paginas/preguntas-frecuentes-autoconsumo.aspx>. [Último acceso: 3 Junio 2022].
- [15] *Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.*, BOE núm. 83, de 06/04/2019.
- [16] Endef, «endef.com,» [En línea]. Available: <https://endef.com/tipos-de-instalaciones-solares-fotovoltaicas-como-encontrar-la-ideal-para-mi/>. [Último acceso: 3 Junio 2022].
- [17] socialenergy, «tiendasocialenergy.es,» [En línea]. Available: <https://tiendasocialenergy.es/blog/cuadros-electricos/>. [Último acceso: 3 Junio 2022].

- [18] Selectra, «selectra.es,» [En línea]. Available: [https://selectra.es/autoconsumo/info/componentes/contador-bidireccional#:~:text=El%20contador%20bidireccional%20de%20autoconsumo%20es%20un%20componente%20fotovoltaico%20que,la%20red%20\(energ%C3%ADa%20inyectada\)..](https://selectra.es/autoconsumo/info/componentes/contador-bidireccional#:~:text=El%20contador%20bidireccional%20de%20autoconsumo%20es%20un%20componente%20fotovoltaico%20que,la%20red%20(energ%C3%ADa%20inyectada)..) [Último acceso: 3 Junio 2022].
- [19] Energy VM, «energyvm.es,» 5 Agosto 2020. [En línea]. Available: <https://www.energyvm.es/que-es-un-sistema-antivertido-fotovoltaico/#:~:text=Este%20dispositivo%20informa%20al%20llamado,la%20energ%C3%ADa%20extra%C3%ADa%20del%20sol..> [Último acceso: 3 Junio 2022].
- [20] M. Hilcu, «otovo.es,» 2021. [En línea]. Available: <https://www.otovo.es/blog/autoconsumo/autoconsumo-electrico-conectado-o-aislado/#:~:text=Una%20instalaci%C3%B3n%20aislada%20fotovoltaica%20de,tercera%20instalaci%C3%B3n%20propia%20o%20ajena..> [Último acceso: 4 Junio 2022].
- [21] ingnova proyectos, «proyectos.ingnova.es,» [En línea]. Available: <https://proyectos.ingnova.es/servicios/plantas-fotovoltaicas-flotantes/>. [Último acceso: 4 Junio 2022].
- [22] Instituto Enerxético de Galicia, «inega.gal,» [En línea]. Available: [https://www.inega.gal/informacion/preguntas_frecuentes/enerxia_solar_fotovoltaica.html?idioma=es#:~:text=Un%20kilovatio%20pico%20\(kWp\)%20necesita,a%20la%20superficie%20de%20paneles..](https://www.inega.gal/informacion/preguntas_frecuentes/enerxia_solar_fotovoltaica.html?idioma=es#:~:text=Un%20kilovatio%20pico%20(kWp)%20necesita,a%20la%20superficie%20de%20paneles..) [Último acceso: 5 Junio 2022].
- [23] G. Prieto, «<https://www.panelessolaresbarcelona.com/>,» Paneles Solares Barcelona, 20 Marzo 2019. [En línea]. Available: <https://www.panelessolaresbarcelona.com/energia-solar-renovable/mapa-de-la-radiacion-solar-en-europa/>. [Último acceso: 7 Junio 2022].
- [24] PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM, «re.jrc.ec.europa.eu,» European Commission, 11 Mayo 2017. [En línea]. Available: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_download/map_index_c.html. [Último acceso: 7 Junio 2022].
- [25] PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM, «re.jrc.ec.europa.eu,» 1 Agosto 2019. [En línea]. Available: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_download/map_index.html. [Último acceso: 7 Junio 2022].
- [26] Red Eléctrica Española, «Sala de prensa de ree,» 18 Marzo 2022. [En línea]. Available: <https://www.ree.es/es/sala-de-prensa/actualidad/nota-de-prensa/2022/03/potencia-instalada-solar-fotovoltaica-en-espana-aumenta-casi-un-30-por-ciento-en-2021>. [Último acceso: 7 Junio 2022].
- [27] *Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo*, BOE num. 243, de 10/10/2015.
- [28] endesa, «El crecimiento imparable del autoconsumo fotovoltaico,» Febrero 23 2022. [En línea]. Available: <https://www.endesa.com/es/proyectos/todos-los-proyectos/sector-energetico/aumento-autoconsumo-fotovoltaico-espana#:~:text=En%202021%2C%20en%20Espa%C3%B1a%20se,pusieron%20en%20marcha%20596%20MW..> [Último acceso: 8 Junio 2022].
- [29] Comparadorluz, «faq de comparadorluz.com,» selectra, 11 Noviembre 2021. [En línea]. Available: <https://comparadorluz.com/faq/impuesto-sol#:~:text=Despu%C3%A9s%20de%20tres%20a%C3%B1os%20marcados,ello%20ning%C3%BAn%20tipo%20de%20impuesto..> [Último acceso: 9 Junio 2022].
- [30] Iberdrola, «Núñez de Balboa, la mayor planta fotovoltaica de Europa,» [En línea]. Available: <https://www.iberdrola.com/conocenos/lineas-negocio/proyectos-emblematicos/planta-fotovoltaica-nunez-de-balboa>. [Último acceso: 16 Junio 2022].
- [31] alusín solar, «¿Cómo funcionan las grandes plantas solares en España?,» [En línea]. Available: <https://alusinsolar.com/plantas-solares-mas-grandes-espana/>. [Último acceso: 16 Junio 2022].
- [32] Energía de Extremadura, «Talayuela Solar es la segunda instalación fotovoltaica en España en lograr el Certificado UNEF de Excelencia para la Sostenibilidad,» 16 Mayo 2022. [En línea]. Available: <https://energiaextremadura.com/2022/05/16/talayuela-solar-es-la-segunda-instalacion-fotovoltaica-en-espana-en-lograr-el-certificado-unef-de-excelencia-para-la-sostenibilidad/#:~:text=La%20planta%20solar%20fotovoltaica%20Talayuela,148.000%20hogares%20durant>. [Último acceso: 16 Junio 2022].

- [33] *Resolución de 25 de marzo de 2021, conjunta de la Dirección General de Política Energética y Minas y de la Oficina Española de Cambio Climático, por la que se publica el Acuerdo del Consejo de Ministros de 16 de marzo de 2021, por el que se adopta la vers*, BOE núm. 77, de 31 de marzo de 2021, páginas 36796 a 37220.
- [34] G. Stapleton y S. Neill, *Grid-connected Solar Electric Systems: The Earthscan Expert Handbook for Planning, Design and Installation*, Abingdon: Earthscan, 2012.
- [35] J. A. Alonso Lorenzo, «Guía sobre placas fotovoltaicas: Funcionamiento y composición,» [En línea]. Available: <https://www.sfe-solar.com/noticias/autoconsumo/placas-solares-fotovoltaicas/>. [Último acceso: 11 Agosto 2022].
- [36] A. M. Eltamaly y A. Y. Abdelaziz, *Modern Maximum Power Point Tracking Techniques for Photovoltaic Energy Systems*, Springer, 2019.
- [37] M. Rosen y A. Farsi, *Sustainable energy technologies for seawater desalination*, Academic press, 2022.
- [38] N. M. A. Alrahim Shannan, N. Z. Yahaya y B. Singh, «Single-diode model and two-diode model of PV modules: A comparison,» de *2013 IEEE International Conference on Control System, Computing and Engineering*, 2013.
- [39] M. R. Islam, F. Rahman y W. Xu, *Advances in Solar Photovoltaic Power Plants*, Springer, 2016.
- [40] A. Cabrera-Tobar, E. Bullich, M. Aragüés-Peñalba y O. Bellmunt, «Topologies for large scale photovoltaic power plants,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 59, pp. 309-319, 6 Junio 2016.
- [41] U. Sharma y V. Dave, «matlab/simulink model of two-stage, grid connected 50kW solar system,» *International Journal of Research and Analytical Reviews*, vol. 5, nº 3, pp. 596-601, Julio 2018.
- [42] Zytech Solar, «Catálogo de placas solares,» Diciembre 2017. [En línea]. Available: <https://zytech.es/catalogos/>. [Último acceso: 7 Julio 2022].
- [43] D. W. Hart, *Electrónica de Potencia*, Madrid: Pearson Educación, 2001.
- [44] Y. Wang, Y. Yang, G. Fang, B. Zhang, H. Wen, H. Tang, L. Fu y X. Chen, «An Advanced Maximum Power Point Tracking Method for Photovoltaic Systems by Using Variable Universe Fuzzy Logic Control Considering Temperature Variability,» *Electronics*, vol. 7, nº 12, 2018.
- [45] M. Hellman, «Fuzzy logic introduction,» *Université de Rennes*, vol. 1, nº 1, 2001.
- [46] F. Bouchafaa, I. Hamzaoui y A. Hadjammar, «Fuzzy Logic Control for the tracking of maximum power point of a PV system,» *Energy Procedia*, vol. 6, pp. 633-642, 2011.
- [47] S. Krishnankutty Alonso, «eMathTeacher: Mamdani's Fuzzy Inference Method,» UPM, [En línea]. Available: http://www.dma.fi.upm.es/recursos/aplicaciones/logica_borrosa/web/fuzzy_inferencia/main_en.htm. [Último acceso: 25 7 2022].
- [48] *Relating sinusoidal modulation index with output voltage in VSCs with PWM*, notas de clase de Electrónica de Potencia: Departamento de Electrónica, control y comunicaciones, Escuela de Ingeniería ICAI, Primavera de 2022.
- [49] *Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09.*, BOE núm. 68, de 19/03/2008.
- [50] Escuela Superior de Ingenieros Universidad de Sevilla, «Remodelación del Sistema Eléctrico del Aeropuerto de Sevilla,» Septiembre 2009. [En línea]. Available: <https://biblus.us.es/bibing/proyectos/abreproy/60044/fichero/6.3.+Anejo1.C%C3%81LCULOS+EL%C3%89CTRICOS.pdf>. [Último acceso: 4 Agosto 2022].
- [51] Endesa, «Instalaciones privadas conectadas a la red de distribución,» Julio 2017. [En línea]. Available: https://industria.gob.es/es-ES/participacion_publica/Documents/especificaciones-tecnicas-Endesa/NRZ102_EP-Instalaciones-Privadas-Consumidores-AT-MT.PDF. [Último acceso: 4 Agosto 2022].

- [52] *Transformador trifásico*, notas de clase de electrotecnia: Departamento de Ingeniería Eléctrica, Escuela de Ingeniería ICAI, primavera 2020.
- [53] *Sistemas monofásicos*, Notas de clase de electrotecnia: Departamento de Ingeniería Eléctrica, Escuela de Ingeniería de ICAI, primavera 2020.
- [54] Legrand, «Transformadores encapsulados en resina,» [En línea]. Available: <https://www.legrand.es/documentos/Catalogo-Encapsulados-de-resina-CRT-Legrand.pdf>. [Último acceso: 28 Julio 2022].
- [55] M. A. Elshahry y H. A. Ashour, «Passive L and LCL filter design method for grid-connected inverters,» *2014 IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT ASIA)*, 2014, pp. 13-18, doi: 10.1109/ISGT-Asia.2014.6873756..
- [56] A. Villa Manrique, Estudio del Filtro LCL aplicado a Inversores Fotovoltaicos, Proyecto final de carrera, Universidad Carlos III, Madrid, 2011.
- [57] Triad Magnetics, «Hoja de características C-60U,» 4 Diciembre 2013. [En línea]. Available: https://www.mouser.es/datasheet/2/410/C_60U-1892629.pdf. [Último acceso: 9 Agosto 2022].
- [58] *Notes on Park's Transform*, notas de clase de electrónica de potencia: Department of Electronics, Control and Communications, Escuela de ingeniería de ICAI, primavera de 2022.
- [59] D. Haribabu, A. Vangari y J. N. Sakamuri, «Dynamics of Voltage Source Converter in a Grid Connected Solar Photovoltaic System,» in *International Conference on Industrial Instrumentation and Control (ICIC)*, College of Engineering Pune, 2015, pp. 360-365.
- [60] MathWorks, «PLL (3ph),» [En línea]. Available: [https://es.mathworks.com/help/physmod/sps/powersys/ref/pll3ph.html#:~:text=The%20PLL%20\(3ph\)%20block%20models,the%20phases%20difference%20to%2000..](https://es.mathworks.com/help/physmod/sps/powersys/ref/pll3ph.html#:~:text=The%20PLL%20(3ph)%20block%20models,the%20phases%20difference%20to%2000..) [Ultimo acceso: 7 Agosto 2022].

7 Anexo: Alineación del proyecto con los ODS

Según las Naciones Unidas, *“Los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) constituyen un llamamiento universal a la acción para poner fin a la pobreza, proteger el planeta y mejorar las vidas y las perspectivas de las personas en todo el mundo. En 2015, todos los Estados Miembros de las Naciones Unidas aprobaron 17 Objetivos como parte de la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible, en la cual se establece un plan para alcanzar los Objetivos en 15 años”*. [1]

Por ello, es importante tener en cuenta estos objetivos en la vida diaria, educativa y profesional para tomar acción y avanzar en su cumplimiento.

Este trabajo en concreto se alinea con dos de los ODS:

- ODS nº7, energía asequible y no contaminante [2]: Al centrarse en el análisis del diseño de conexión a la red de centrales fotovoltaicas y su optimización en producción de potencia, este trabajo explora las posibilidades de una forma de generación de energía renovable y limpia, que puede ser aplicada tanto en grandes instalaciones como en instalaciones de particulares.
- ODS nº13, acción por el clima [2]: Al promover una forma de generación de energía renovable y limpia, que no genera contaminación térmica, acústica ni atmosférica, este trabajo se alinea con el objetivo de acción por el clima, fomentando una transición hacia energías verdes.

[1] Naciones Unidas (UN), «La Agenda para el Desarrollo Sostenible». [En línea]. Available: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/development-agenda/>. [Último acceso: 21 Agosto 2022].

- [2] Naciones Unidas (UN), «Objetivos de Desarrollo Sostenible». [En línea]. Available: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible/>. [Último acceso: 21 Agosto 2022].