



Universidad de Valladolid



ESCUELA DE INGENIERÍAS  
INDUSTRIALES

Máster en Electrónica Industrial y Automática

# **MÁSTER EN ELECTRÓNICA INDUSTRIAL Y AUTOMÁTICA**

**ESCUELA DE INGENIERÍAS INDUSTRIALES**

**UNIVERSIDAD DE VALLADOLID**

**TRABAJO FIN DE MÁSTER**

**NUEVO CONVERTIDOR BASADO EN MMC PARA APLICACIONES  
FOTOVOLTAICAS**

Autor: D. José Arroyo Galán  
Tutores: D. Luis Carlos Herrero de Lucas  
D. Fernando Martínez Rodrigo  
Departamento de Tecnología Electrónica

Valladolid, 10 de julio de 2019



## RESUMEN - ABSTRACT

En el presente proyecto se pretende analizar e intentar llevar a cabo la integración de los paneles fotovoltaicos de una instalación en un Convertidor Modular Multinivel. El objeto de esto es intentar independizar los paneles entre sí para que, en caso de sombreado, la potencia generada de la instalación no se vea afectada en demasía, solucionando así uno de los grandes problemas existentes de esta forma de energía alternativa.

Se intentará comprender el funcionamiento de la energía fotovoltaica, de los Convertidores Modulares Multinivel y de su integración. Una vez entendido esto, se planteará la aplicación de un algoritmo de búsqueda del punto de máxima potencia para panel, de manera que la potencia generada solo dependa de la irradiancia incidente en cada uno y no del estado de los otros paneles de la instalación.

A medida que avance el proyecto, se irá desarrollando el control que se pretende implementar, intentando poner solución a los problemas que puedan ir surgiendo. Dicho control es distinto al que se realiza en el artículo bibliográfico principal del cual se extrajo la idea de este trabajo, intentando investigar así vías alternativas para llevar a cabo esta integración.

The aim of this project is to analyze and trying to carry out the integration of the photovoltaic panels of an installation in a Modular Multilevel Converter. The objective of this is trying the panels to be independent from each other so that, in case of partial shading, the power generated from the installation is not affected too much, thus solving one of the major problems of this form of alternative energy.

Understanding the operation of photovoltaic energy, Modular Multilevel Converters and their integration is pretended in this project. Once this aspecto is understood, the application of a maximum power point tracking algorithm for the panel will be considered, so that the power generated only depends on the irradiance incident on each one and not on the state of the other panels of the installation.

As the project progresses, the control to be implemented will be developed, trying to solve the problems that may arise. This control is different from the one carried out in the main bibliographic article from which the idea of this work was extracted, trying to investigate alternative ways to carry out this integration.



# TABLA DE CONTENIDO

1	Introducción y objetivos .....	1
2	Energía Fotovoltaica.....	3
2.1	Paneles fotovoltaicos. Generalidades.....	3
2.2	Búsqueda del punto de máxima potencia .....	4
2.2.1	Perturbación y Observación.....	5
2.2.2	Conductancia incremental.....	8
3	Convertidores Modulares Multinivel .....	11
3.1	Introducción .....	11
3.2	Topología, principio de funcionamiento y control.....	12
3.2.1	Topología.....	12
3.2.2	Principio de funcionamiento.....	16
3.2.3	Modulación .....	17
3.2.4	Simulación .....	19
3.2.5	Conexión a red.....	21
4	Integración Fotovoltaica – MMC .....	25
4.1	Módulo MMC aislado + panel fotovoltaico .....	30
4.1.1	Funcionamiento módulo MMC con panel fotovoltaico .....	30
4.1.2	Búsqueda del punto de máxima potencia en módulo MMC aislado.....	33
4.2	Convertidor MMC + Campo Fotovoltaico sin control de potencia y sin RM.....	36
4.2.1	Paneles fotovoltaicos empleados .....	36
4.2.2	Funcionamiento sin control de potencia .....	38
4.3	Efecto del Módulo Redundante (RM) .....	54
4.4	Introducción del algoritmo MPPT y del control RM .....	56
4.4.1	Acoplamiento inicial del algoritmo de búsqueda de máxima potencia.....	56
4.4.2	Control inicial del módulo redundante .....	57
4.4.3	Simulación inicial del conjunto controlado.....	58
4.4.4	Conclusiones .....	67
4.5	Rediseño del algoritmo de ordenación .....	68
4.6	Problemática de los controles MPPT y RM implementados inicialmente .....	72
4.6.1	Control del Módulo Redundante .....	72
4.6.2	Control del punto de máxima potencia.....	74
4.7	Conexión a red del convertidor MMC.....	86
5	Conclusiones .....	97
6	Bibliografía.....	99



# TABLA DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1: Curvas V-I paneles fotovoltaicos .....	4
Ilustración 2: Convertidor CC/CC para lograr máxima potencia .....	5
Ilustración 3: Esquema eléctrico MPPT Panel.....	6
Ilustración 4: Características panel comercial empleado .....	7
Ilustración 5: Resultados MPPT P&O .....	8
Ilustración 6: Diagrama flujo MPPT conductancia incremental.....	9
Ilustración 7: Resultados MPPT Conductancia Incremental .....	10
Ilustración 8: Relación coste - distancia transmisión eléctrica.....	11
Ilustración 9: Topología MMC.....	13
Ilustración 10: Salida MMC con $n=2$ .....	14
Ilustración 11: Salida MMC con $n=5$ .....	14
Ilustración 12: Topología de módulos MMC (puente y semipuente).....	15
Ilustración 13: Funcionamiento de los módulos MMC en semipuente.....	15
Ilustración 14: Esquema MMC con 1 fase y $n=2$ .....	16
Ilustración 15: Modulación PDSPWM .....	18
Ilustración 16: Sistema implementado para control MMC .....	19
Ilustración 17: Salida MMC y número de polos en conducción.....	20
Ilustración 18: Salida MMC .....	21
Ilustración 19: Situación de un MMC conectado a red .....	22
Ilustración 20: Conexión a red con control en tensión.....	22
Ilustración 21: Conexión a red con control en corriente .....	22
Ilustración 22: Módulos trabajando a misma irradiancia .....	26
Ilustración 23: Un módulo sombreado .....	27
Ilustración 24: Acoplamiento panel fotovoltaico en el módulo MMC.....	28
Ilustración 25: Ejemplo de integración MMC + Fovoltaica .....	29
Ilustración 26: Estado 1, $I_{pm}$ entrante al módulo .....	31
Ilustración 27: Estado 1, $I_{pm}$ saliente $> I_{pv}$ .....	31
Ilustración 28: Estado 1, $I_{pm}$ saliente $< I_{pv}$ .....	32
Ilustración 29: Estado 2.....	32
Ilustración 30: Esquema simulación PV + MMC Aislado.....	33
Ilustración 31: Búsqueda máxima potencia: Simulación 1 .....	34
Ilustración 32: Seguimiento de potencia con corriente de rama negativa.....	35
Ilustración 33: Resultados MPPT P&O.....	35
Ilustración 34: Modelo panel fotovoltaico .....	37
Ilustración 35: Esquema campo fotovoltaico + MMC.....	39
Ilustración 36: Salida MMC $R = 50 \text{ Ohm}$ .....	40
Ilustración 37: Tensiones y corrientes de paneles con $R = 50 \text{ Ohm}$ .....	41
Ilustración 38: Corriente en las ramas $R = 50 \text{ Ohm}$ .....	41
Ilustración 39: Salida MMC con $R = 7 \text{ Ohm}$ .....	42
Ilustración 40: Tensiones y corrientes de paneles con $R = 7 \text{ Ohm}$ .....	43
Ilustración 41: Salida MMC con $R = 1 \text{ Ohm}$ .....	44
Ilustración 42: Tensiones y corrientes de paneles con $R = 1 \text{ Ohm}$ .....	44
Ilustración 43: Medida de VDC.....	45
Ilustración 44: VDC para todos con irradiancia $1000 \text{ W/m}^2$ .....	46
Ilustración 45: VDC con un panel a $200 \text{ W/m}^2$ .....	46
Ilustración 46: Tensiones y corrientes de la rama con uno trabajando a menos irradiancia .....	47
Ilustración 47: Infografía funcionamiento con panel sombreado .....	48
Ilustración 48: VDC reduciendo el valor de la carga.....	48
Ilustración 49: Tensiones y corrientes con panel sombreado y carga reducida .....	49

Ilustración 50: Salida MMC con rama a distinta irradiancia.....	50
Ilustración 51: VDC con rama a distinta irradiancia .....	50
Ilustración 52: Tensiones y corrientes de la rama a distinta irradiancia .....	51
Ilustración 53: Tensiones y corrientes con sistema a 1000W/m <sup>2</sup> .....	52
Ilustración 54: Tensiones y corrientes con una rama a 200 W/m <sup>2</sup> .....	52
Ilustración 55: VDC con RM sin control (20V).....	55
Ilustración 56: Tensiones y corrientes de rama sombreada con RM.....	55
Ilustración 57: Conflicto entre señales de control para módulos.....	56
Ilustración 58: Situación implementada en el primer intento .....	57
Ilustración 59: Control RM implementado inicialmente.....	58
Ilustración 60: Tensión y corriente de salida con controles iniciales.....	59
Ilustración 61: Activación módulos vs nº modulos a conducir.....	60
Ilustración 62: V RM con el control inicial .....	61
Ilustración 63: Tensión y corriente de salida modificando referencia del control RM.....	62
Ilustración 64: Funcionamiento paneles control inicial .....	63
Ilustración 65: Fase sin seguir MPP.....	63
Ilustración 66: Corrientes por fase .....	64
Ilustración 67: Seguimiento MPP con un panel sombreado.....	65
Ilustración 68: V PV frente a número de polos que conducen y activación del sombreado .....	66
Ilustración 69: Curva V - P Paneles Fotovoltaicos.....	68
Ilustración 70: Comportamiento algoritmo ordenación .....	69
Ilustración 71: MPPT con ordenación rediseñada (1 sombreado) .....	70
Ilustración 72: Comportamiento con 3 tipos de irradiancias.....	71
Ilustración 73: Detalle de comportamiento con 3 tipos de irradiancias.....	71
Ilustración 74: Nuevo control RM .....	73
Ilustración 75: Tensión y corriente MMC con control RM implementado .....	73
Ilustración 76: Tensión paneles y RM.....	74
Ilustración 77: Cálculo potencias.....	75
Ilustración 78: Algoritmo MPPT .....	76
Ilustración 79: Ejemplos $n_z < n_{POLOS\_PM}$ .....	78
Ilustración 80: Ejemplos $n_z > n_{POLOS\_PM}$ .....	79
Ilustración 81: Gráfica resumen 1 .....	83
Ilustración 82: Gráfica resumen 2 .....	83
Ilustración 83: Salida MMC con rediseño de algoritmos.....	84
Ilustración 84: Salida MMC desequilibrada tras rediseño de algoritmos .....	84
Ilustración 85: Tensión, corriente y potencia de paneles con rediseño de algoritmo.....	85
Ilustración 86: Generación de referencias de corriente en ejes d y q .....	87
Ilustración 87: Funcionamiento del regulador interno .....	88
Ilustración 88: Salida MMC con $K_p = -10$ y $K_i = -1$ .....	89
Ilustración 89: Regulador PI con $K_p = -10$ y $K_i = -1$ .....	90
Ilustración 90: Salida MMC con $K_p = -0.1$ y $K_i = -0.01$ .....	91
Ilustración 91: Regulador PI con con $K_p = -0.1$ y $K_i = -0.01$ .....	91
Ilustración 92: Punto de trabajo de los paneles con $K_p = -0.1$ y $K_i = -0.01$ .....	92
Ilustración 93: Regulador PI con $K_p = -0.7$ y $K_i = -0.03$ .....	93
Ilustración 94: Punto de trabajo de los paneles con $K_p = -0.7$ y $K_i = -0.03$ .....	93
Ilustración 95: Control implementado en el artículo de referencia.....	95
Ilustración 96: Control implementado en este proyecto .....	95
Ilustración 97: Situación general del control .....	96







# 1 INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS

---

Las energías renovables han tenido un gran desarrollo en los últimos tiempos y, con total seguridad, seguirán desarrollándose en los años venideros. Los grandes avances en materia de electrónica, especialmente en el área de electrónica de potencia, han permitido aumentar la eficiencia de los sistemas para rentabilizar las instalaciones. Además, debido al problema del calentamiento global, en general los gobiernos están potenciando la instalación de estos sistemas para poder extraer energía de una forma limpia y lo menos dañina posible para el planeta.

Una de las energías alternativas más extendida es la energía fotovoltaica, ya que sus características hacen posible que pueda ser instalada tanto en ciudades como en el campo. Es muy común ver paneles fotovoltaicos en tejados de edificios, en distintos elementos del mobiliario urbano como farolas, parquímetros, paradas de autobús... lo cual permite independizar en cierto modo estos dispositivos de la red eléctrica o baterías para aprovechar la energía del sol.

Uno de los problemas que tienen las instalaciones de energía fotovoltaica es la disparidad de condiciones en las que pueden trabajar los distintos paneles existentes en la mismas. Si un panel resulta sombreado, pasará a generar menos energía (o incluso a consumir), lastrando la generación de todo el campo o incluso provocando su propia rotura. Este aspecto se acentúa en las áreas metropolitanas donde, debido a la gran cantidad de edificios y demás elementos urbanos es muy complicado evitar sombreados en los paneles. En las grandes instalaciones del campo este problema también está muy presente, especialmente por la existencia de accidentes geográficos o por las propias nubes.

Existen métodos para intentar que las instalaciones fotovoltaicas trabajen en condiciones de máxima generación de potencia para intentar que sean lo más eficientes posibles, pero por lo general no se puede hacer frente en términos de generación de potencia a los sombreados parciales de la instalación. Sí que existen métodos para evitar la rotura de paneles como los diodos de bypass, pero no para evitar que la eficiencia se vea reducida.

Por ello, en el presente proyecto se presenta una novedosa topología basada en la integración de Convertidores Modulares Multinivel (MMC) con paneles fotovoltaicos. El objetivo de esto es intentar independizar cada uno de los paneles del resto de la instalación e intentar buscar su punto de máxima potencia de forma individualizada. De esta forma, si un módulo de la instalación es objeto de un sombreado y, por lo tanto, pasa a trabajar a una irradiancia menor que el resto y a generar menos energía, no debería lastrar el funcionamiento del resto de paneles de la instalación.

Con este proyecto, por lo tanto, se plantean una serie de objetivos que se enumeran a continuación:

1. Comprender el funcionamiento de la energía fotovoltaica, especialmente las características de los paneles, su punto de trabajo, sus problemas y cómo se les puede llevar a trabajar en su punto de máxima generación de potencia.
2. Entender y conocer el funcionamiento del otro actor principal de este proyecto, como lo es el Convertidor Modular Multinivel. Se pretende conocer aspectos como su topología, principio de funcionamiento, posibilidades de control y conexasión a la red eléctrica.
3. Estudiar la forma en la que se deben integrar los paneles fotovoltaicos en los distintos módulos del MMC, haciendo especial énfasis en las posibilidades existentes en cuanto a estados de funcionamiento por los que pueden pasar los módulos para su control.
4. Intentar llevar un panel fotovoltaico acoplado a un módulo MMC aislado a su punto de máxima generación de potencia.
5. Comprender el funcionamiento del convertidor MMC cuando tiene los paneles acoplados sin intentar controlar aún la potencia generada. Este punto es muy importante, pues entender cómo se comporta el sistema sobre el que se va a trabajar es básico. Se modificarán también las irradiancias a las que trabajan los distintos paneles para ver la reacción del convertidor.
6. Intentar implementar el control de la búsqueda del punto de máxima potencia sobre los paneles acoplados al MMC. Se intentará ver la problemática y buscar soluciones válidas o lógicas.
7. Realizar la conexión a red del convertidor MMC.

Este proyecto se basa en un artículo que posteriormente se referenciará en bibliografía. Pese a haber cogido la idea del mencionado artículo, no se seguirá la misma vía que sigue para llevar a cabo el control, explorando una alternativa que se irá desarrollando a medida que avance el trabajo.

## 2 ENERGÍA FOTOVOLTAICA

---

### 2.1 PANELES FOTOVOLTAICOS. GENERALIDADES.

En primer lugar, se plantea una breve explicación acerca de los paneles fotovoltaicos y sus características más importantes [1].

Hablando en líneas muy generales, una célula fotovoltaica consiste en la unión de dos regiones de un cristal semiconductor dopadas (tipo n y tipo p). Cuando los fotones de la luz solar inciden en la célula hace que se generen huecos y electrones que se desplazan por el sólido creando así una diferencia de potencial. Si se le conecta un circuito o carga externa, puede liberar esta energía generada gracias a la energía solar en forma de corriente.

A la unión de distintas células en serie o paralelo para conseguir unos niveles de tensión y corriente deseados, se le denomina panel o módulo fotovoltaico, que es con lo que se trabajará en el presente proyecto. Posteriormente, existen también uniones de dichos paneles o módulos en arrays, que trabajan con potencias mayores. Al conjunto fotovoltaico con el que se trabaje se le suele denominar generador fotovoltaico.

Los módulos fotovoltaicos, por desgracia, no tienen un rendimiento del 100% debido a que presentan pérdidas de distintos tipos. Dichas pérdidas pueden estar motivadas, o bien por las características de las células de cada módulo, o bien por distintas condiciones de trabajo a las que los módulos estén sometidos:

- Pérdidas de dispersión: la potencia máxima que entrega el conjunto es inferior a la suma de la potencia de los módulos por separado. Los módulos se asocian en serie hasta lograr la tensión deseada y posteriormente en paralelo para obtener la corriente buscada. Como todos los módulos no son iguales y presentan dispersión en sus características, no se va a cumplir el cálculo ideal de potencia. Por poner un ejemplo, si se conectan en serie 2 módulos y uno de ellos produce menos corriente que el otro, la corriente de esa rama va a quedar limitada al menor. A esto se le conoce también como “mismatch”.
- Pérdidas por punto caliente [2]: este problema se produce cuando una célula o módulo se comporta como una resistencia, por ejemplo, por estar sombreado. Esto hará que pase a disipar cierta parte de la energía generada por el sistema elevando así su temperatura, reduciendo su eficiencia o llegando incluso a destruirse. Esto se debe a que se polariza inversamente.
- Pérdidas por polvo, suciedad y temperatura.

La característica principal de cualquier célula fotovoltaica o agrupación de ellas es la curva  $V - I$ , en la cual se muestra la tensión y corriente que aportan para un punto de funcionamiento determinado. Se plasma un ejemplo en la Ilustración 1.

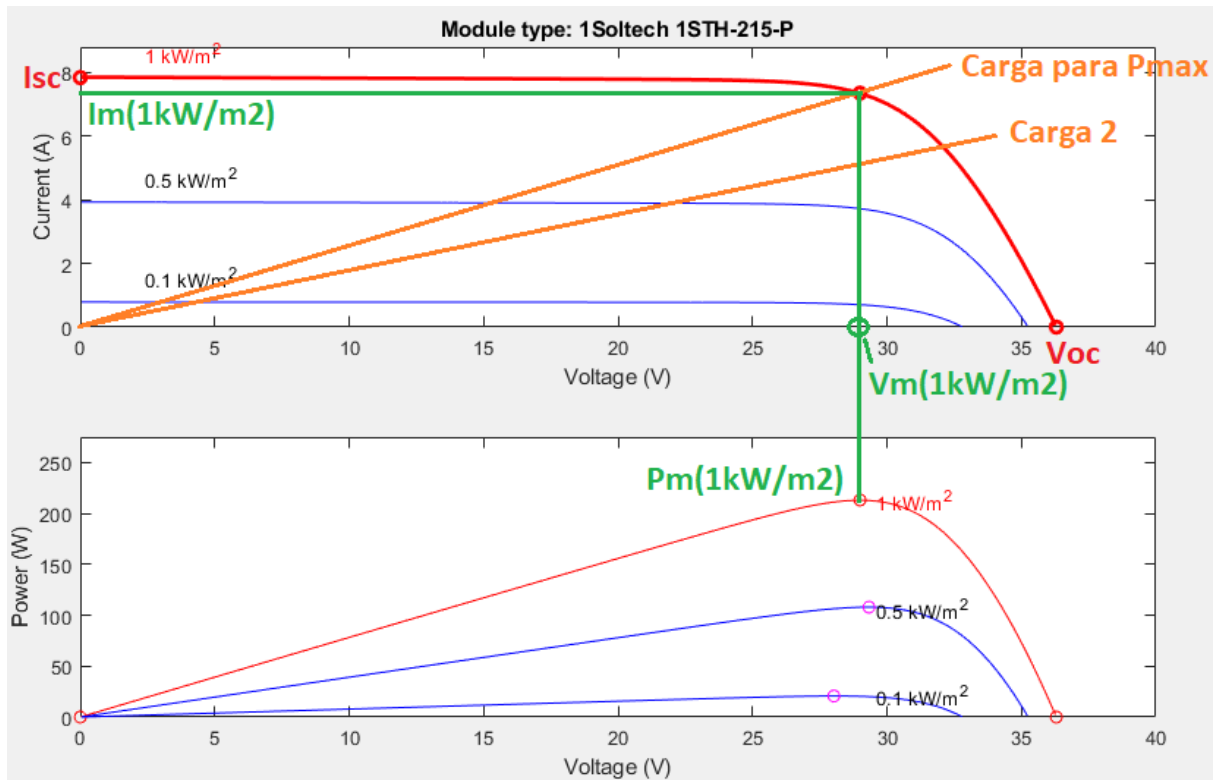


Ilustración 1: Curvas V-I paneles fotovoltaicos

Como se puede observar, en primer lugar, en función de la irradiancia incidente en el panel, este va a ser capaz de dar más o menos tensión, corriente y, en consecuencia, potencia.

El otro factor que va a fijar el punto de trabajo es la carga a la que se conecte el panel. Éste va a estar entregando cierta corriente en función de la radiación incidente y, en función de la carga conectada, se va a establecer una tensión a su salida que va a establecer el punto de trabajo (corte de la recta de carga con la curva V – I).

Este punto establecerá la potencia a la que se está trabajando. Lo ideal es que se trabaje en cualquier momento en el punto de máxima potencia extraíble para cada irradiancia. Esto se abordará a continuación y es uno de los objetivos del presente proyecto.

## 2.2 BÚSQUEDA DEL PUNTO DE MÁXIMA POTENCIA

La forma de conseguir que el conjunto trabaje en el punto de máxima potencia es forzar que la salida del conjunto fotovoltaico se encuentre en todo momento en el nivel de tensión correspondiente al punto de máxima potencia mediante algoritmos de seguimiento MPPT (Maximum Power Point Tracking) [3].

De manera muy extendida, se suele colocar un convertidor electrónico de potencia CC/CC a la salida del generador, tal y como se ve en la Ilustración 2.

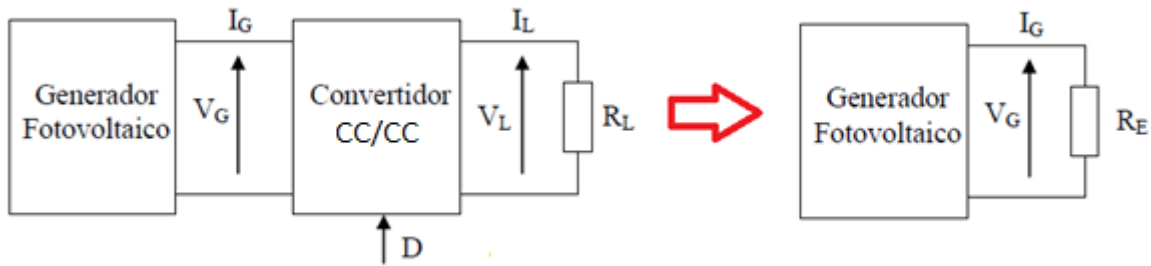


Ilustración 2: Convertidor CC/CC para lograr máxima potencia

Se puede demostrar de manera sencilla que en función del ciclo de servicio con el que se controle el convertidor y de la resistencia  $R_L$  se puede hacer que el generador fotovoltaico experimente una resistencia efectiva ( $R_E$ ) variable y controlable con el MPPT, lo cual va a permitir que se pueda variar su punto de trabajo para buscar en todo momento el punto de máxima potencia.

Hay diversos algoritmos MPPT. Los más extendidos y menos complejos se tratan del Perturbación y Observación (P&O) y Conductancia Incremental. Todos ellos son similares en cierto modo.

### 2.2.1 PERTURBACIÓN Y OBSERVACIÓN

Trata de introducir perturbaciones en el ciclo de servicio, lo cual va a modificar la corriente del convertidor y, por lo tanto, su tensión. La variación de la tensión va a producir que se aumente o disminuya la potencia. Contabilizando dicha variación, se podrá saber en qué punto de la curva  $P - V$  estamos (ver Ilustración 1) y en qué sentido se debe realizar el desplazamiento. Si ha habido un aumento de potencia, la siguiente perturbación se debe llevar a cabo en el mismo sentido que la anterior para que la potencia siga aumentando y viceversa. Se repite hasta que se llega al punto de potencia máxima, lugar en el que la variación de potencia va a ser prácticamente nula y se oscilará en torno a él.

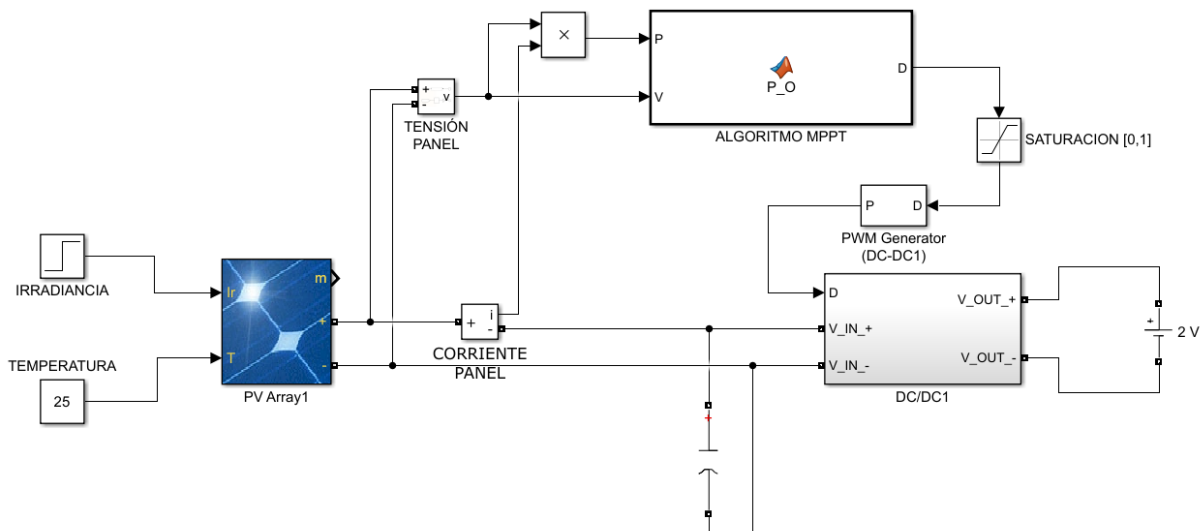
A modo de resumen, se presenta la Tabla 1:

Tabla 1: Resumen P&O

Perturbación	Variación de potencia	Siguiente perturbación
Positiva	Positiva	Positiva
Positiva	Negativa	Negativa
Negativa	Positiva	Negativa
Negativa	Negativa	Positiva

El primer paso que se debe dar es tener claro el funcionamiento de este tipo de algoritmos, por lo que se procede a su implementación.

A la hora de probar el algoritmo perturbación - observación (P&O), se ha implementado el esquema eléctrico que se muestra en la Ilustración 3.



*Ilustración 3: Esquema eléctrico MPPT Panel*

Dado que no es objetivo del presente proyecto explicar el funcionamiento de los convertidores electrónicos de potencia CC/CC, la presente prueba se va a centrar en obtener un algoritmo que funcione de manera correcta para el objetivo que se nos presenta: que el panel trabaje en el punto de máxima potencia.

Por simplicidad, se ha optado por fijar la salida del convertidor CC/CC a 2 V con una fuente de tensión para que sea capaz de absorber en todo momento la potencia que se le entregue. Además, dado que se ha escogido una fuente de 2 V y el panel va a operar en todo momento con tensiones mayores, se ha implementado un convertidor CC/CC reductor.

El algoritmo de seguimiento del punto de máxima potencia se va a encargar de leer la tensión y potencia con la que está operando el panel fotovoltaico en todo momento y, a partir de ellas, generar el correspondiente ciclo de servicio.

El algoritmo se basa principalmente en la ecuación que relaciona la salida y la entrada de un convertidor Buck:

$$V_o = D \cdot V_i \rightarrow V_i = \frac{V_o}{D} \quad (1)$$

Dado que la  $V_o$  viene fijada por la batería de 2 V, las modificaciones en el ciclo de servicio tendrán repercusión directa en la tensión a la que trabaja el panel fotovoltaico ( $V_i$  del convertidor). Si es necesario que el panel aumente su tensión para llegar al MPP, se reducirá el ciclo de servicio del convertidor. Si por el contrario es necesario que el panel disminuya su tensión para llegar al MPP, se aumentará el ciclo de servicio, permitiendo tal cometido.



El algoritmo desarrollado y con comentarios pertinentes para su correcta comprensión se recoge en el Apartado 1 de los Anexos. La idea de implementarlo de esta manera en Matlab se ha obtenido de [4].

Tras tener el algoritmo implementado, se procede a realizar la simulación. En este caso, es de gran ayuda disponer de las gráficas del panel fotovoltaico que se va a simular. El modelo empleado de la librería de Simulink las facilita. Se trata del módulo 1Soltech 1STH – 125 – P y sus características se muestran en la Ilustración 4.

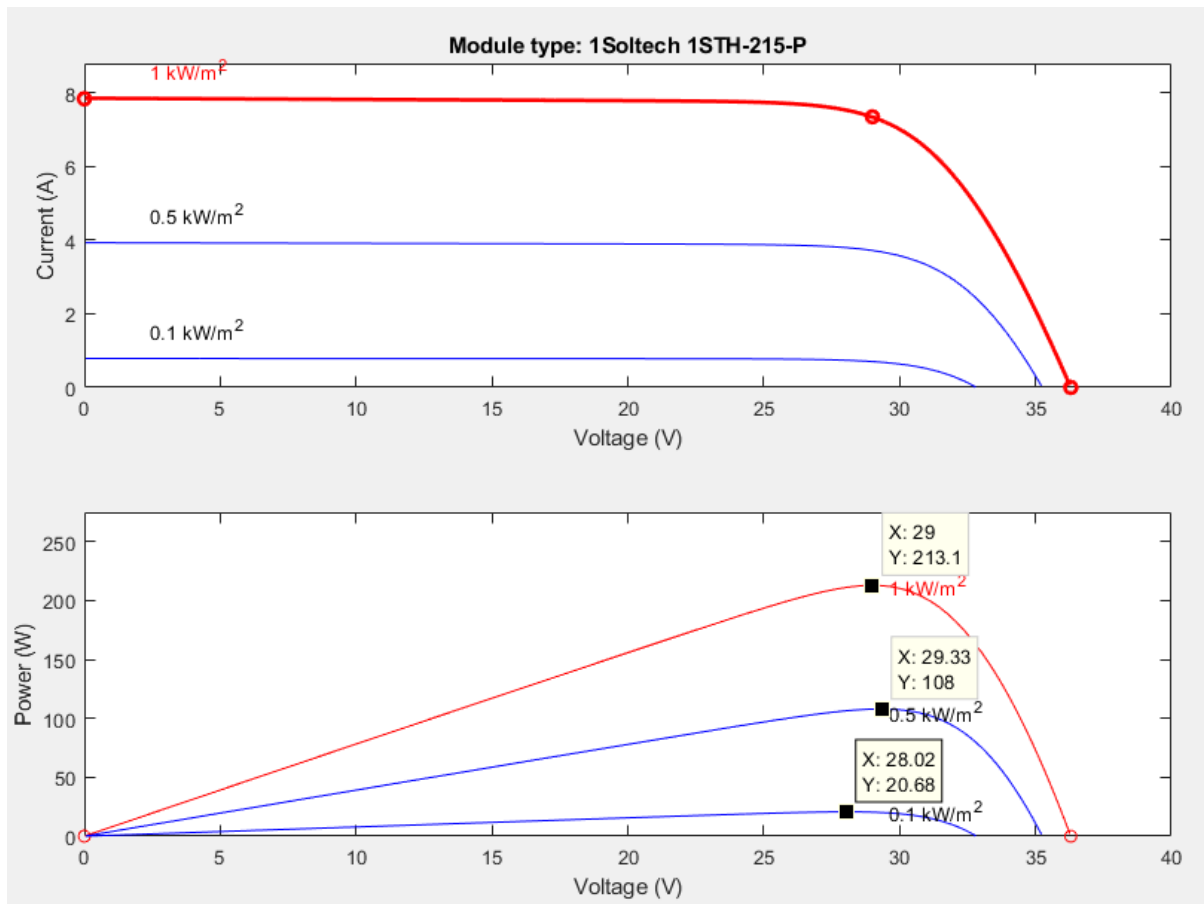


Ilustración 4: Características panel comercial empleado

Dado que se nos muestran 3 curvas de irradiancia diferentes, se van a simular los 3 casos para comprobar la robustez del algoritmo implementado y probar que funciona para todo el rango de irradiancias del panel. Se comenzará con una irradiancia de  $100\text{W}/\text{m}^2$ , posteriormente se dará un salto a una irradiancia de  $500\text{W}/\text{m}^2$  y se finalizará con la irradiancia máxima mostrada ( $1000\text{W}/\text{m}^2$ ).

En la Ilustración 5, se muestran los resultados de potencias medias entregadas por el panel. Para una visualización más clara del valor medio obtenido, se ha pasado la potencia del panel por un filtro, obteniendo así la potencia media. Se puede ver que se estaciona en un punto de potencia tras un transitorio inicial debido al cambio de las condiciones de irradiancia.

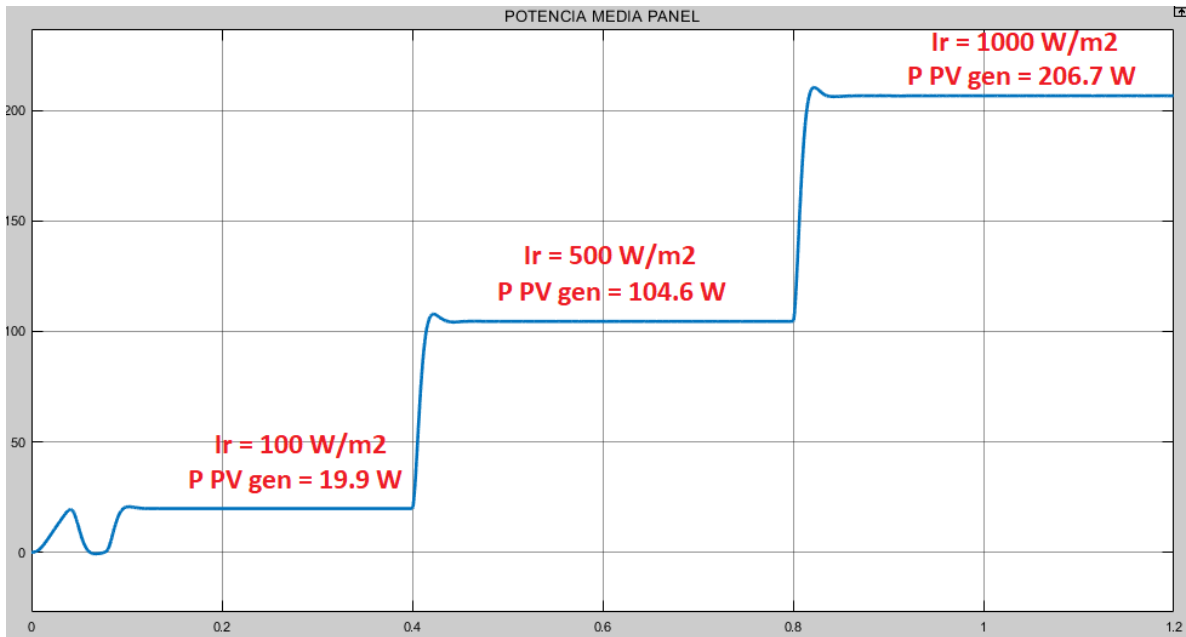


Ilustración 5: Resultados MPPT P&amp;O

Se resumen los resultados en la Tabla 2:

Tabla 2: Resumen resultados P&amp;O

Irradiancia (W/m²)	Potencia máxima teórica (W)	Potencia máxima obtenida (W)
100	20.68	19.9
500	108	104.6
1000	213.1	206.7

Como se puede apreciar, los resultados relativos a la potencia máxima entregada por el panel fotovoltaico son bastante similares, por lo que se considera que el algoritmo está implementado correctamente.

### 2.2.2 CONDUCTANCIA INCREMENTAL

Otro algoritmo que se suele aplicar es el de la "Conductancia Incremental". Este algoritmo se encarga de evaluar la pendiente de la curva de potencia del generador y actuar en función de ella teniendo en cuenta que la pendiente en el MPP es nula. Resumiendo esto, se tiene que:

$$\frac{dP}{dV} = 0 \rightarrow \text{En el punto de máxima potencia}$$

$$\frac{dP}{dV} > 0 \rightarrow \text{A la izquierda del punto de máxima potencia}$$

$$\frac{dP}{dV} < 0 \rightarrow \text{A la derecha del punto de máxima potencia}$$

A partir de esta base y, teniendo en cuenta la derivada de la potencia en función de la tensión:

$$\frac{dP}{dV} = -\frac{d(IV)}{dV} = I + V \frac{dI}{dV} \cong I + V \frac{\Delta I}{\Delta V} \quad (2)$$

Se obtiene que:

$$\frac{\Delta I}{\Delta V} = -\frac{I}{V} \rightarrow \text{En el punto de máxima potencia}$$

$$\frac{\Delta I}{\Delta V} > -\frac{I}{V} \rightarrow \text{A la izquierda del punto de máxima potencia}$$

$$\frac{\Delta I}{\Delta V} < -\frac{I}{V} \rightarrow \text{A la derecha del punto de máxima potencia}$$

Como se puede deducir, este algoritmo se va a basar en comparar la conductancia instantánea con la conductancia incremental y, en base al resultado de dicha comparación, se forzará al panel a trabajar a una tensión mayor o menor hasta que se alcance el punto de máxima potencia. El flujo que debe seguir el algoritmo se muestra en la Ilustración 6 [3], siendo  $V_{ref}$  la tensión a la que trabaja el panel fotovoltaico:

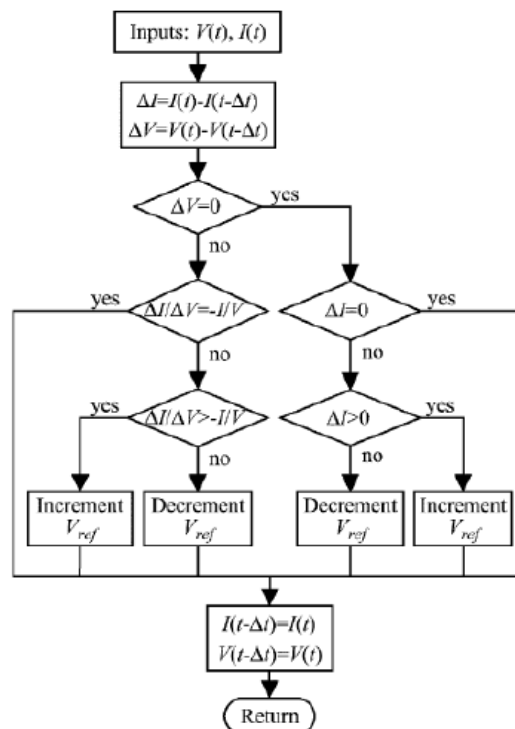


Ilustración 6: Diagrama flujo MPPT conductancia incremental

Visto el diagrama de flujo, la aplicación del código en Matlab es directa. Se muestra en el Apartado 2 de Anexos el código implementado debidamente comentado para su comprensión.

En la Ilustración 7, se muestran los resultados de la simulación. Nuevamente, se han empleado irradiancias de  $100\text{W}/\text{m}^2$ ,  $500\text{W}/\text{m}^2$  y  $1000\text{W}/\text{m}^2$ . El panel empleado es

el mismo y, por lo tanto, tiene las mismas características (ver Ilustración 4) que el anterior en el que se implementó el algoritmo P&O.

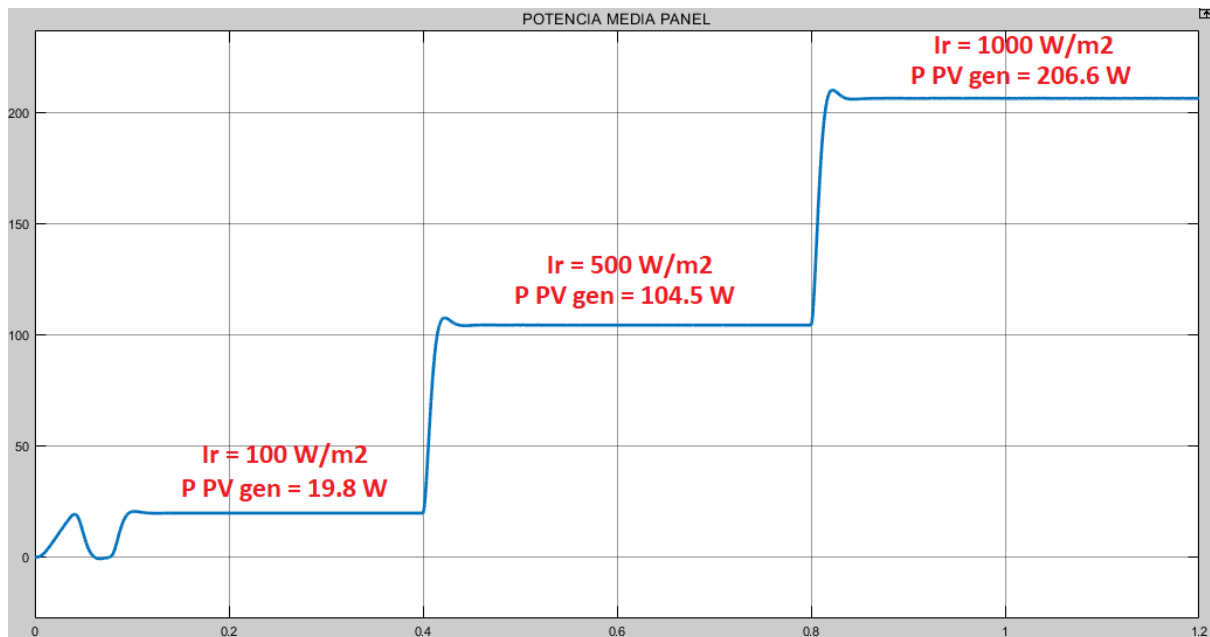


Ilustración 7: Resultados MPPT Conductancia Incremental

Se resumen los resultados en la Tabla 3:

Tabla 3: Resumen resultados Conductancia Incremental

Irradiancia (W/m <sup>2</sup> )	Potencia máxima teórica (W)	Potencia máxima obtenida (W)
100	20.68	19.8
500	108	104.5
1000	213.1	206.6

Como se puede apreciar nuevamente, los resultados relativos a la potencia máxima entregada por el panel fotovoltaico son bastante semejantes con los teóricos, por lo que se considera que el algoritmo de conductancia incremental se ha implementado de forma correcta.

Dado que se han implementado 2 tipos distintos de algoritmos, se establece en la Tabla 4 una tabla comparativa entre ellos para observar que sus resultados han sido muy similares.

Tabla 4: Comparativa ambos algoritmos

Irradiancia (W/m <sup>2</sup> )	Potencia máxima teórica (W)	Potencia obtenida P&O (W)	Potencia obtenida Cond Incremental (W)
100	20.68	19.9	19.8
500	108	104.6	104.5
1000	213.1	206.7	206.6

## 3 CONVERTIDORES MODULARES MULTINIVEL

### 3.1 INTRODUCCIÓN

Históricamente, la corriente alterna ha sido (y sigue siendo) la forma más extendida de transmitir energía eléctrica en todo el mundo [5]. Fue desarrollada e impulsada por Nikola Tesla [6]. Presenta numerosas ventajas frente a la transmisión en corriente continua, como por ejemplo menores pérdidas. Además, gracias a los transformadores y al gran auge y crecimiento que ha experimentado la electrónica de potencia en las últimas décadas, es relativamente sencillo trabajar con distintas amplitudes y frecuencias de las senoides, lo cual aporta mucha flexibilidad a la hora de transmitir energía.

Pese a esto, en los últimos años se viene empleando la transmisión HVDC (High Voltage Direct Current o Corriente Continua de Alta Tensión) en determinadas aplicaciones como por ejemplo los parques eólicos marinos, ya que presenta ciertas ventajas frente a la transmisión en corriente alterna, entre las cuales se destacan las siguientes:

- Las pérdidas de la transmisión en corriente alterna aumentan bastante cuanto mayor es la distancia entre los puntos a interconectar.
- Los costes de la instalación, tal y como se puede observar en la Ilustración 8, aumentan también con la distancia de transmisión.

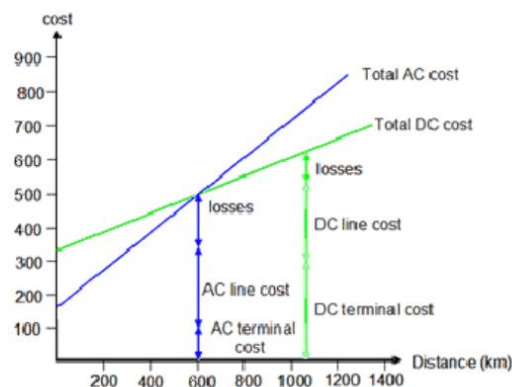


Ilustración 8: Relación coste - distancia transmisión eléctrica

Por lo tanto, por la relación coste – distancia de transmisión, a partir de cierta distancia será más eficiente la transmisión en HVDC frente a la transmisión en AC. Por el contrario, la transmisión en HVDC tiene un mayor coste en cuanto a convertidores electrónicos de potencia, los cuales son necesarios para llevar a cabo la transformación entre CC y CA.

- Para transmisión submarina, las pérdidas de la corriente alterna se hacen más ostensibles debido al mayor efecto capacitivo, por lo que la transmisión en HVDC se hace más eficiente a partir de distancias menores (75 km aproximadamente).

Para la transmisión en HVDC fue necesario desarrollar nuevas tipologías de convertidores CC/CA que fueran capaces de manejar tales potencias y niveles de tensión, entre las cuales destacan la topología LCC (Line Commutated Converter) [7], la

topología VSC (Voltage Source Converter) [8], la topología multi-level VSC [9] y, por último, la topología MMC (Modular Multilevel Converter), la cual es la más extendida.

También se han desarrollado otros tipos de convertidores multinivel, como lo son los de condensadores flotantes y los de diodos fijadores. No obstante, este proyecto va a estar centrado en los modulares multinivel.

La topología MMC presenta numerosas ventajas frente a sus predecesoras, como por ejemplo la reducción de pérdidas de potencia y las necesidades de filtrado, su diseño modular, su mejor respuesta frente a fallas o menores picos de corriente en el sistema. Es la más extendida entre los grandes fabricantes hoy en día, ya que además de presentar numerosas ventajas en cuanto a funcionamiento, su construcción es más sencilla debido a su carácter modular.

## **3.2 TOPOLOGÍA, PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO Y CONTROL**

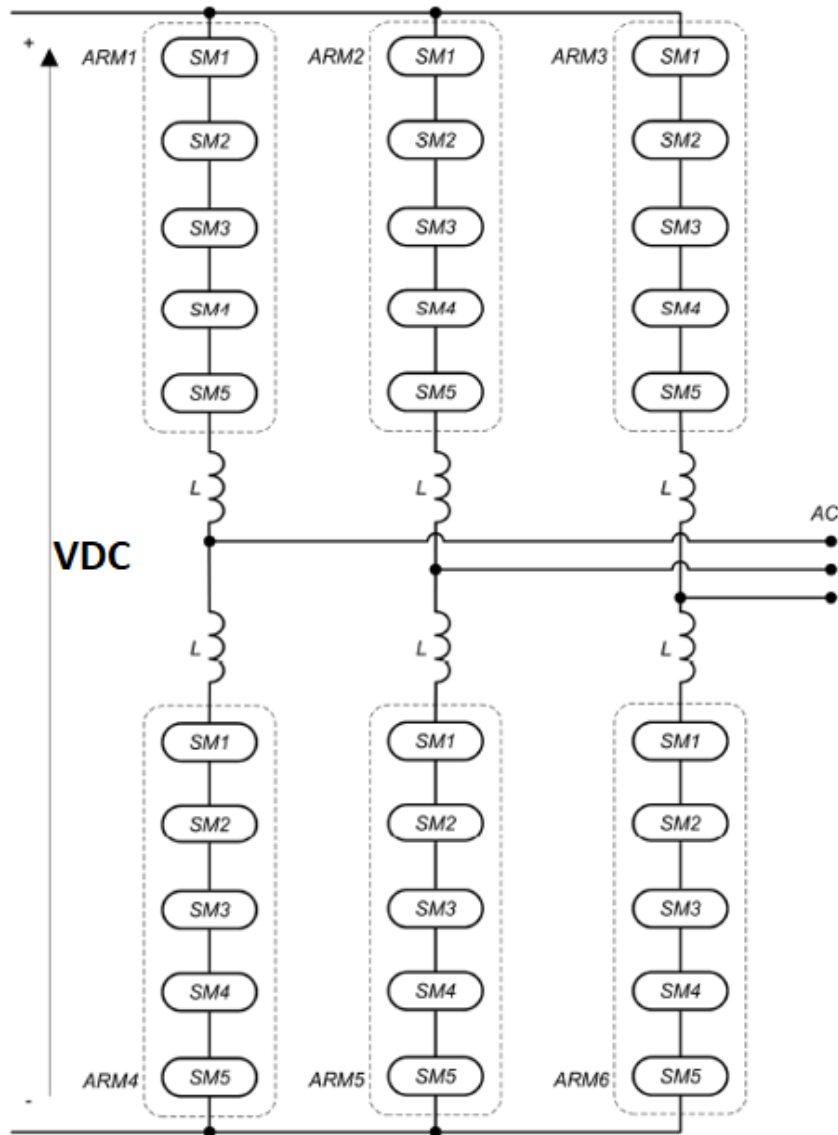
A continuación, se procede a explicar de manera resumida cómo se conforman los convertidores modulares multinivel y su principio de funcionamiento [10].

### **3.2.1 TOPOLOGÍA**

La topología de este tipo de convertidores se muestra en la Ilustración 9, extraída del artículo bibliográfico citado unas líneas más arriba.

Como se puede observar y como su propio nombre indica, se encuentra formado por distintos módulos (SMx), los cuales se van a ir conectando según convenga para obtener los niveles de tensión deseados.

En la salida AC se va a lograr obtener un número de niveles de tensión igual al número de módulos existentes más 1. Esto implica que, a mayor cantidad de módulos por rama, la salida va a ser más similar a una onda senoidal y las necesidades de filtrado se van a ver reducidas. Por el contrario, el precio del convertidor aumentará, debido a que serán necesarios más componentes.



*Ilustración 9: Topología MMC*

Para que quede clara la importancia del número de módulos en relación a los niveles de tensión que se obtendrán a la salida, en la Ilustración 10 e Ilustración 11 se muestran la salida para un número de módulos igual a 2 y la salida para un número de módulos igual a 5, respectivamente.

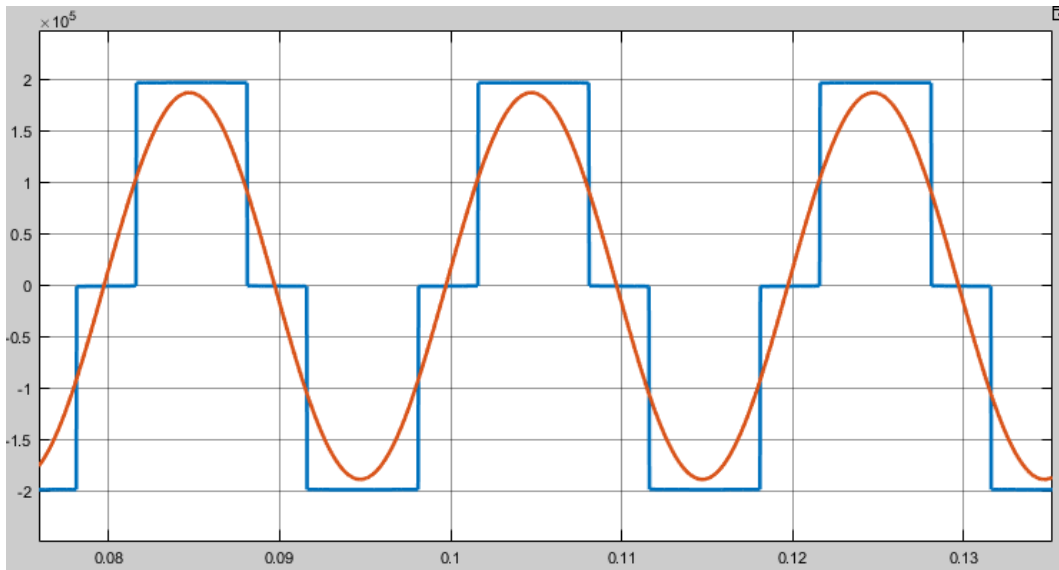


Ilustración 10: Salida MMC con  $n=2$

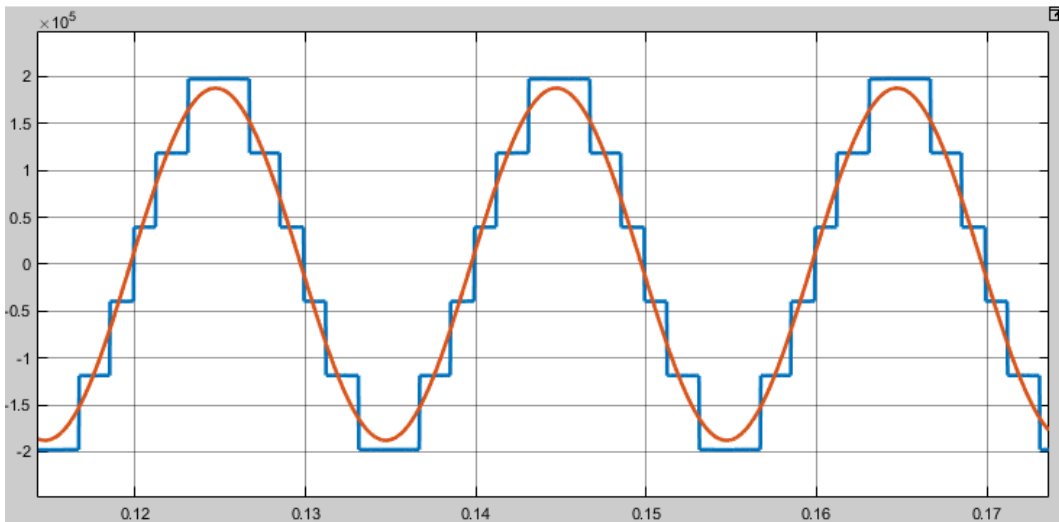


Ilustración 11: Salida MMC con  $n=5$

Se puede observar cómo, efectivamente, para un mayor número de módulos (5), disponemos de un mayor número de niveles de tensión ( $5+1=6$ ) y, por lo tanto, la salida se asemeja más a una senoide.

En lo relativo a la topología de los módulos, pese a que existen distintas variantes que tienen sus pros y contras, las más extendidas son la topología en medio puente y en puente completo, mostradas en la Ilustración 12.



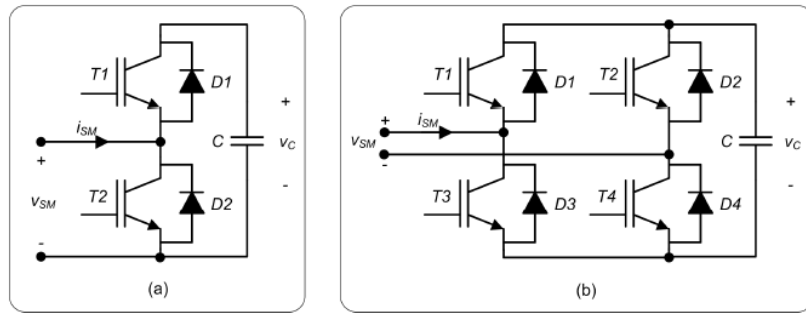


Ilustración 12: Topología de módulos MMC (puente y semipuente)

Este proyecto se va a realizar con módulos en medio puente, por lo que se procede a explicar con mayor profundidad su funcionamiento y su integración con el convertidor completo.

Para explicar el comportamiento de estos módulos, se ha desarrollado la Ilustración 13 a modo de infografía.

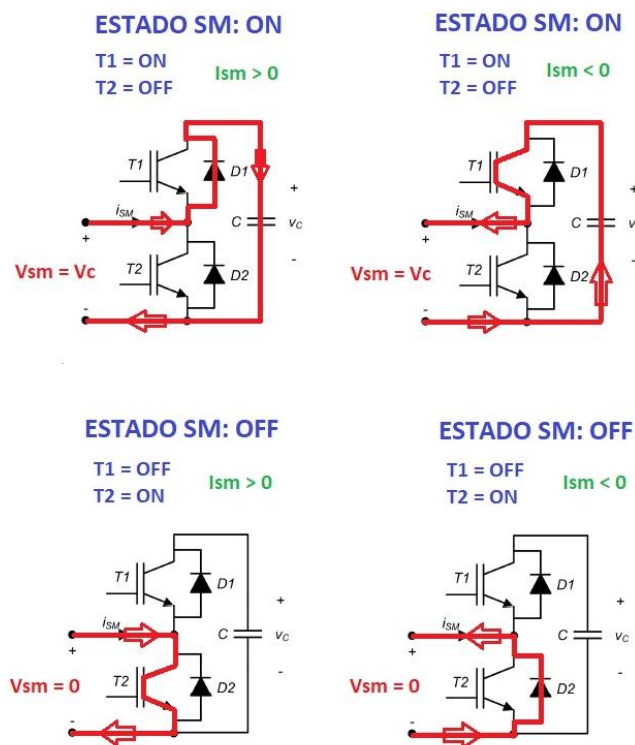


Ilustración 13: Funcionamiento de los módulos MMC en semipuente

Cuando se desea conectar el módulo, se debe poner en conducción el polo de potencia T1 y cortar el T2. De esta manera, se conseguirá que la tensión aportada por el módulo sea igual a la que tiene el condensador C. Además, en función del sentido de la corriente se podrá cargar y descargar el condensador para que su tensión se mantenga equilibrada en torno a un valor, consiguiendo así que los niveles en la tensión total de salida no sean demasiado desequilibrados. A esta técnica de control se la conoce como Equilibrado de condensadores. No se profundizará mucho en ella debido a que en el objetivo final del presente proyecto se pretende que no sea necesario implementarla.

Cuando se desea desconectar el módulo de la rama para que no aporte su tensión, se deberá cortar el polo de potencia T1 y poner en conducción el T2, cortocircuitando de este modo al condensador e impidiendo que nos de su energía.

### 3.2.2 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO

Para explicar el funcionamiento de los módulos integrados en una rama, se muestra en la Ilustración 14 un esquema simple que se ha realizado con tal fin. Por simplicidad, se ha escogido una única fase y número de módulos igual a 2.

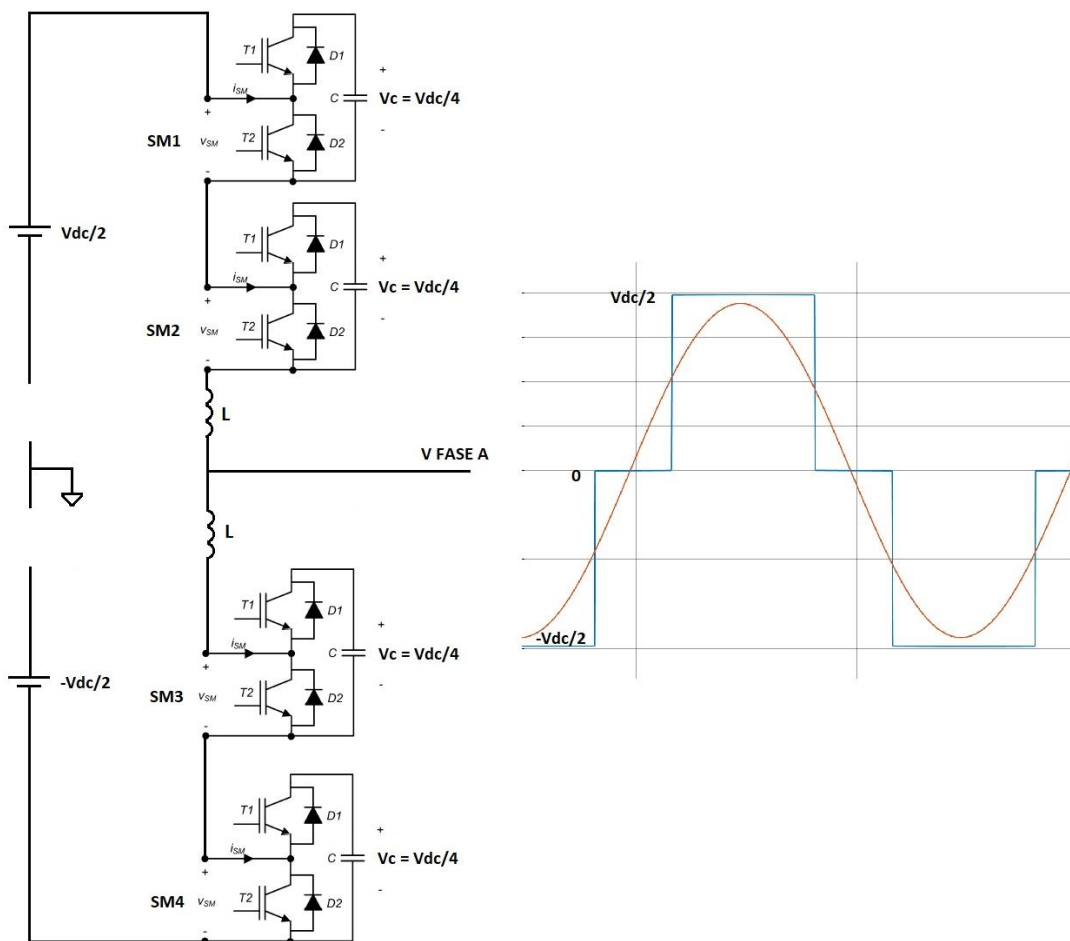


Ilustración 14: Esquema MMC con 1 fase y  $n=2$

Es importante tener en cuenta la premisa de que, en todo momento, el número de módulos conectados en cada rama no debe exceder el número de módulos totales por rama:

$$n = n_{sup} + n_{inf} \quad (3)$$

En función de los módulos que se conecten, se van a obtener los distintos niveles de tensión mostrados en la gráfica de salida. Se recogen las posibilidades en la Tabla 5.

Tabla 5: Niveles de tensión según número de módulos conectados

V FASE A	Nº SMs ON RAMA SUPERIOR	Nº SMs ON RAMA INFERIOR
Vdc/2	0	2
0	1	1
-Vdc/2	2	0

De una manera algo más generalizada y teniendo en cuenta la inductancia de acoplamiento con la fase, la relación existente entre la tensión de continua y la alterna obtenida a la salida se puede obtener a través de estas 2 ecuaciones, indistintamente.

$$v_{o,a} = \frac{V_{DC}}{2} - v_{up,a} - L \frac{di_{up,a}}{dt} \quad (3)$$

$$v_{o,a} = -\frac{V_{DC}}{2} - v_{low,a} - L \frac{di_{low,a}}{dt} \quad (4)$$

siendo las tensiones y corrientes de las ramas superior e inferior:

$$v_{up,a} = \sum_{k=1}^n S_{up,a,k} \cdot v_{c,up,a,k} \quad (5)$$

$$v_{low,a} = \sum_{k=1}^n S_{low,a,k} \cdot v_{c,low,a,k} \quad (6)$$

$$i_{up,a} = \frac{i_a}{2} + \frac{i_{dc}}{3} + i_{z,a} \quad (7)$$

$$i_{low,a} = -\frac{i_a}{2} + \frac{i_{dc}}{3} + i_{z,a} \quad (8)$$

En estas ecuaciones superiores, S equivale al estado de ON/OFF del módulo (1/0), Vc equivale a la tensión del condensador de cada módulo e Iz se corresponde con la corriente circulante existente entre las fases.

### 3.2.3 MODULACIÓN

A la hora de llevar a cabo la modulación de los Convertidores Modulares Multinivel, existen numerosas técnicas, tanto de tensión como de corriente.

Entre los moduladores de tensión, destacan:

- Phase Disposition – Sinusoidal PWM. Es similar al control PWM clásico, pero hay tantas ondas triangulares (portadoras) como número de módulos (n) haya en nuestro MMC y todas ellas están desplazadas de forma que cubren todo el rango de tensiones posibles, tal y como se muestra en Ilustración 15 para un ejemplo de  $n=5$ .

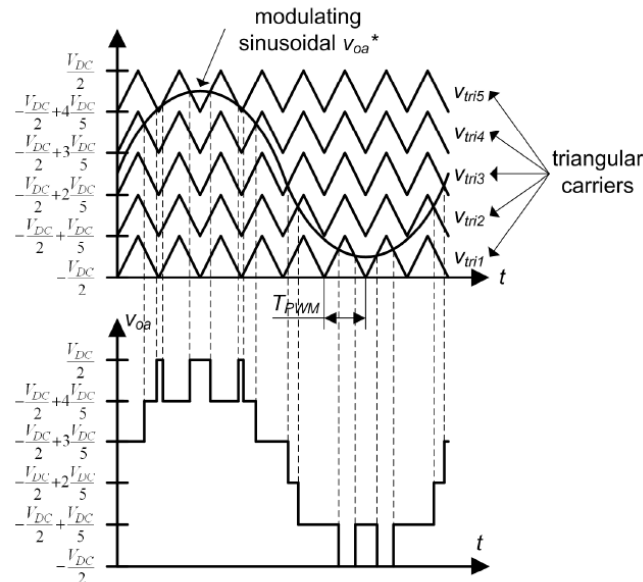


Ilustración 15: Modulación PDSPWM

De esta manera, la señal senoidal de referencia (moduladora), al cortar con las triangulares va a determinar qué número de módulos tienen que estar activos por rama (0,1,2,3,4 ó 5) para lograr el nivel de tensión deseado a la salida de cada fase del convertidor. En el siguiente apartado se mostrará un ejemplo de simulación con este tipo de modulación.

- Multilevel PWM. Se trata de un método que calcula el ciclo de servicio cada periodo. Aplicando una serie de operaciones se llega a cómo se calcula dicho ciclo de servicio [11].
- Multilevel SVM. Se trata de un tipo de control algo más complejo que el PWM basado en la técnica “Space Vector Modulation”.
- Near Level Control (NLC). Es una técnica de control bastante simple y sencilla, con la cual se puede entender perfectamente el funcionamiento de los convertidores MMC. Cuantificando el número de módulos existentes (n), se puede determinar cuantos deben conducir por rama en función del valor instantáneo de la señal senoidal moduladora. Es la técnica empleada, por ejemplo, en la simulación que dio como resultados la Ilustración 10 e Ilustración 11.

Por otra parte, existen moduladores en corriente, como por ejemplo el “Control de Corriente con Excitación Constante” o el “Control de Corriente con Excitación Proporcional al Error”.

La modulación en la que se va a basar fundamentalmente el presente proyecto es la Phase Disposition – Sinusoidal PWM y, salvo que se especifique lo contrario, será la que se emplee de aquí en adelante.

### 3.2.4 SIMULACIÓN

Para mostrar un ejemplo, se procede a simular un caso de modulación PWM (Phase Disposition – Sinusoidal) con un número de módulos  $n=5$ .

En la Ilustración 16 se ha esquematizado mediante bloques el sistema que se ha implementado.

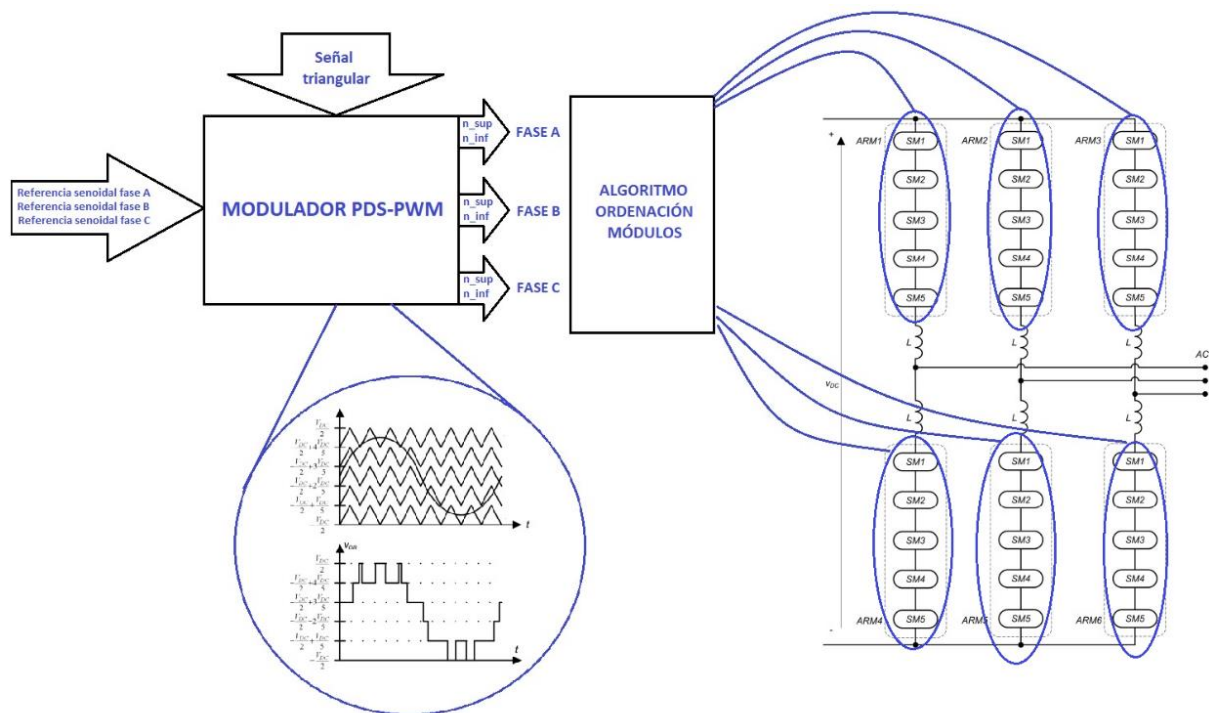


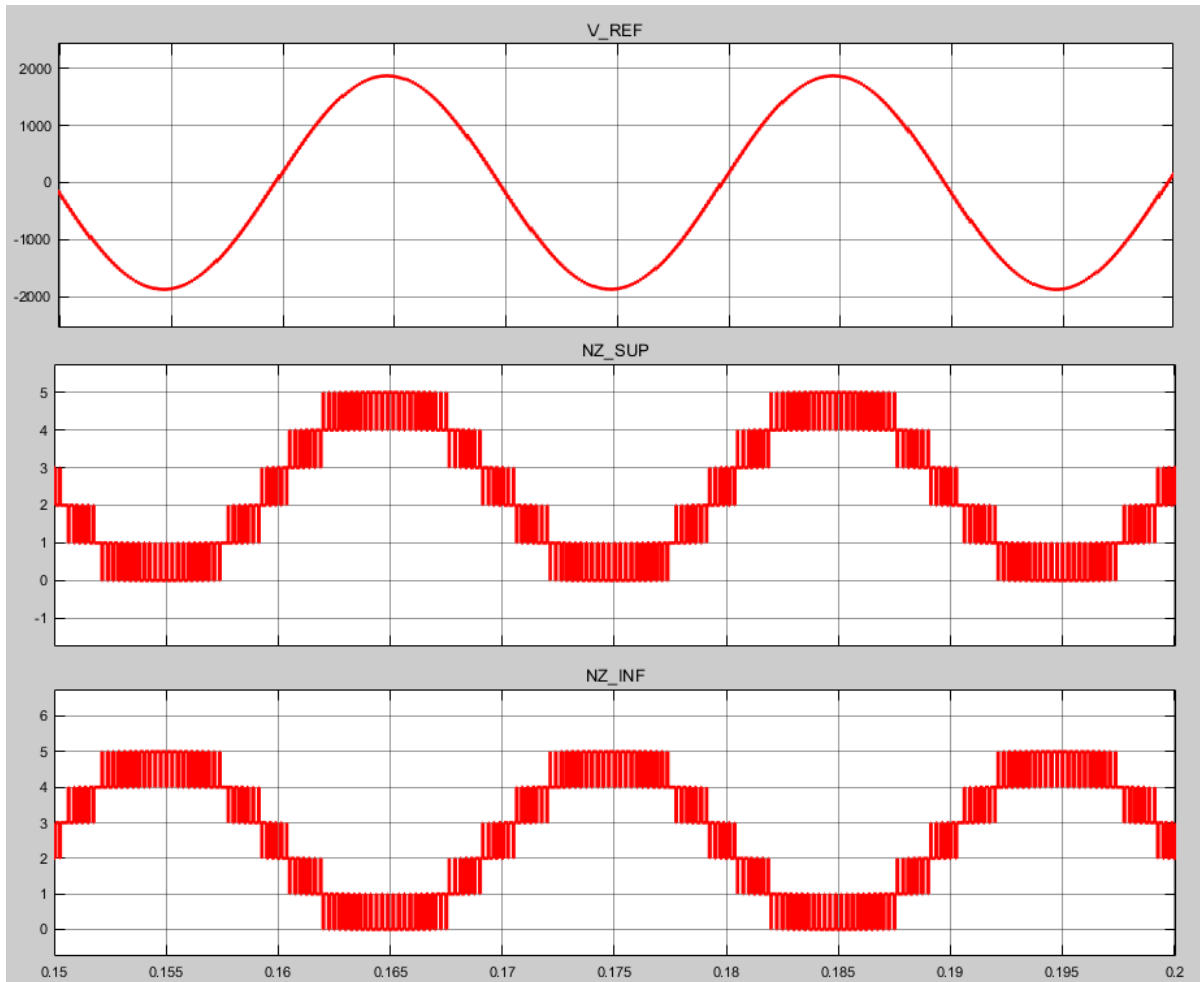
Ilustración 16: Sistema implementado para control MMC

En resumen, el funcionamiento es el siguiente:

1. Se introducen las referencias senoidales al modulador PWM de cada una de las 3 fases. Dado que se pretende obtener una señal trifásica a la salida, estas referencias deben ir desfasadas entre ellas.
2. En el modulador, se comparan estas referencias con las señales triangulares correspondientes, lo cual nos va a dar el número de polos que deben estar activos tanto en la rama de arriba como en la rama de debajo de cada fase.
3. Una vez se conoce el número de polos que debe conducir en cada rama, se debe decidir qué módulos deben conducir. En este caso, la decisión se toma en función de la tensión del condensador de cada módulo y del sentido de la corriente por la fase, propiciando que se carguen o descarguen los condensadores según convenga.

A continuación, procedo a mostrar los resultados de la simulación.

En primer lugar, en la Ilustración 17 se muestra la referencia de una de las fases (gráfica inferior) y el número de polos superior e inferior que es calculado en cada instante (gráfica central e inferior, respectivamente), lo cual es la salida del modulador.



*Ilustración 17: Salida MMC y número de polos en conducción*

Se puede apreciar que, efectivamente, hay una modulación en el número de polos calculado.

Además, cuanto menor es la referencia, conducen más polos de la rama superior y viceversa, lo cual cuadra con lo expuesto en la Tabla 5.

El código que se ha implementado en Matlab para llevar a cabo la tarea de modulación se muestra en el Apartado 3 de los Anexos.

Una vez se tiene decidido cuántos módulos de cada rama deben conducir, se introduce dicho dato en el algoritmo de ordenación de módulos en función de los condensadores y se obtiene en cada fase la salida.

En Ilustración 18 se muestra la tensión de salida de las 3 fases.

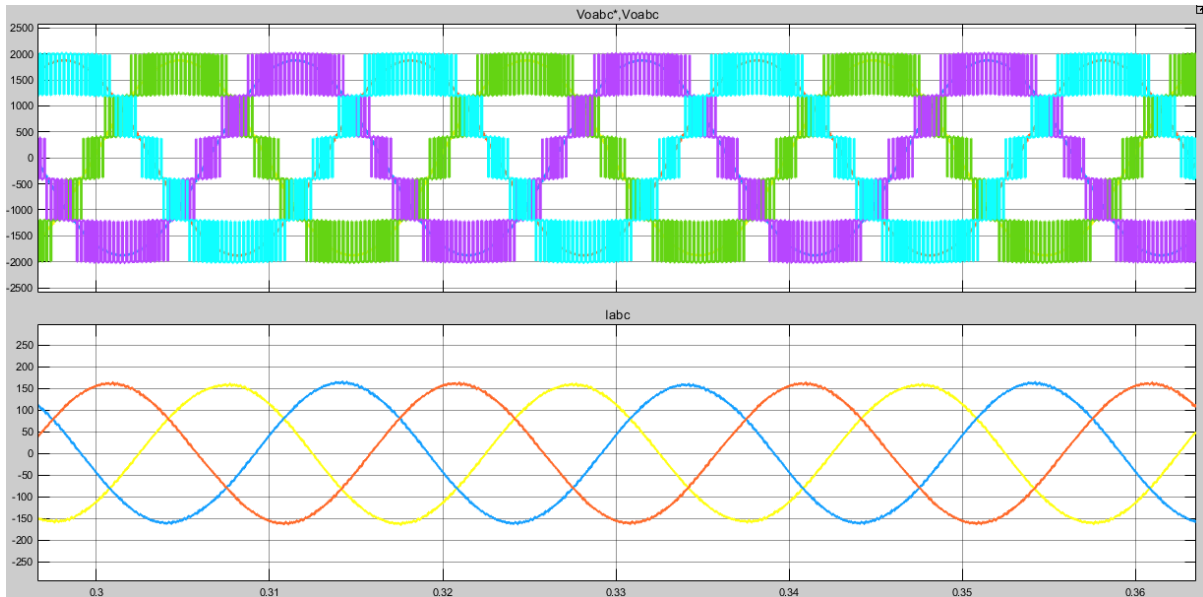


Ilustración 18: Salida MMC

Se observa como la tensión de salida (gráfica superior) sigue de manera fiel a la referencia trifásica. Además, se pueden apreciar los 6 niveles provocados por la existencia de 5 módulos en cada rama.

### 3.2.5 CONEXIÓN A RED

Lo normal es que la parte AC del MMC vaya conectado a una red de distribución eléctrica. Esta red puede ser equilibrada o desequilibrada. En este apartado se procede a dar alguna pincelada de la conexión a una red equilibrada, ya que posiblemente sea necesario implementarlo más adelante en este proyecto.

Uno de los principales objetivos de la conexión a red es conseguir que la misma absorba toda la potencia que le llegue del convertidor. Además, se podrán regular diversas variables con sus lazos de control, como pueden ser la tensión continua del MMC (VDC), las potencias activa y reactiva ( $P / Q$ ) o la tensión AC [34][35].

Estas variables se regularán mediante un lazo externo, mientras que la conexión a red también dispone de un lazo interno. Dicho lazo interno podrá ser de control en corriente o de control en tensión en función de si al modulador se le aplican referencias de corriente o de tensión.

A continuación, se muestran 2 esquemas básicos de cómo se debe realizar una conexión a red extraídos de [10]. En la Ilustración 19 se muestra la situación normal de un convertidor MMC conectado a red y las variables que se extraen de él. En la Ilustración 20 se muestra un controlador en tensión, mientras que en la Ilustración 21 se muestra un control en corriente.

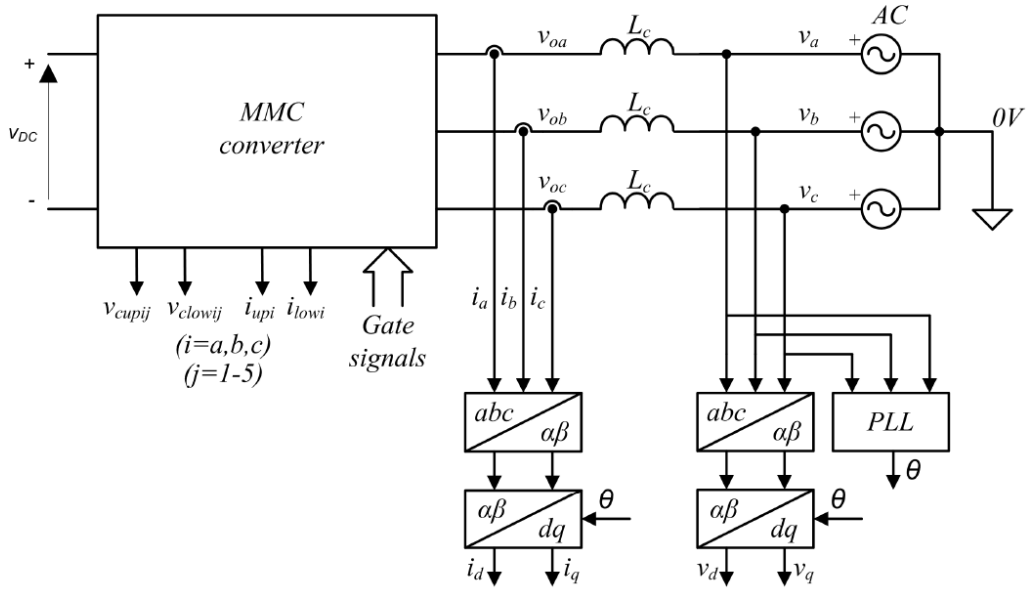


Ilustración 19: Situación de un MMC conectado a red

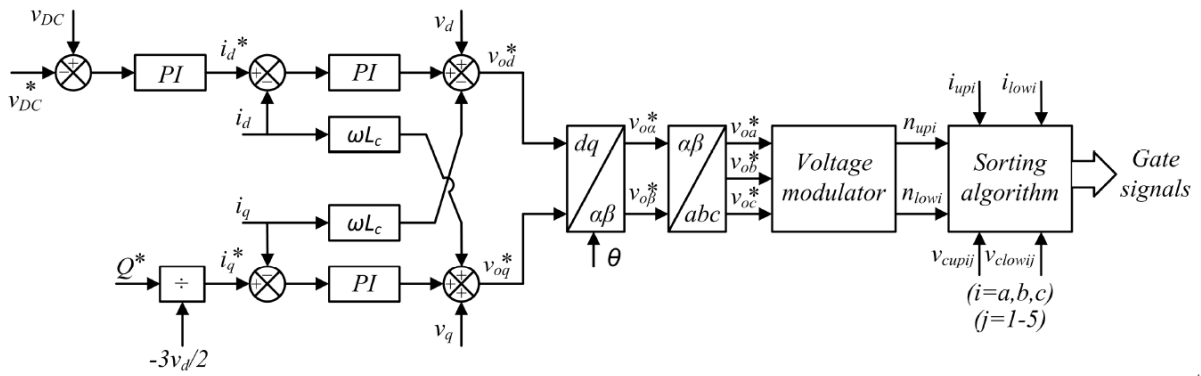


Ilustración 20: Conexión a red con control en tensión

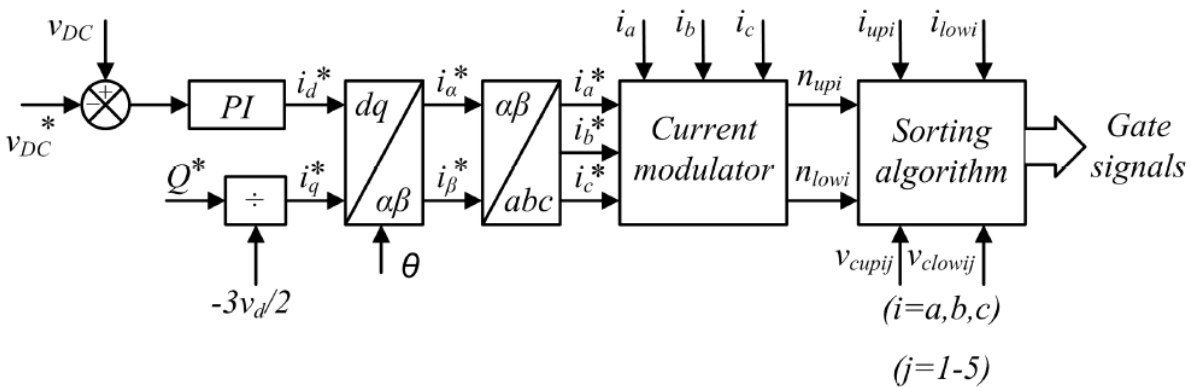


Ilustración 21: Conexión a red con control en corriente



Como se puede observar, el control en tensión es ligeramente más complicado de implementar que el control en corriente, ya que se deben aplicar ecuaciones de desacoplo, además de implementar 2 reguladores PI a mayores para lograr las referencias de tensión deseadas para el modulador. En todos los controles mostrados se está intentando regular el valor de VDC del MMC y la potencia reactiva.



## 4 INTEGRACIÓN FOTOVOLTAICA – MMC

---

Una vez se han visto las generalidades de los dos elementos principales que van a intervenir en este proyecto como lo son la generación de energía fotovoltaica y los convertidores modulares multinivel, en este apartado se procede a explicar la forma en la que se pretenden integrar ambas tecnologías.

La idea de dicha integración se ha obtenido de [12]. Se intentará ir cumpliendo una serie de objetivos más sencillos hasta llegar a hacer funcionar el sistema completo, estudiando si fuera posible la mejora del mismo. Las simulaciones y el modelado del sistema se llevarán a cabo con la herramienta Matlab/Simulink.

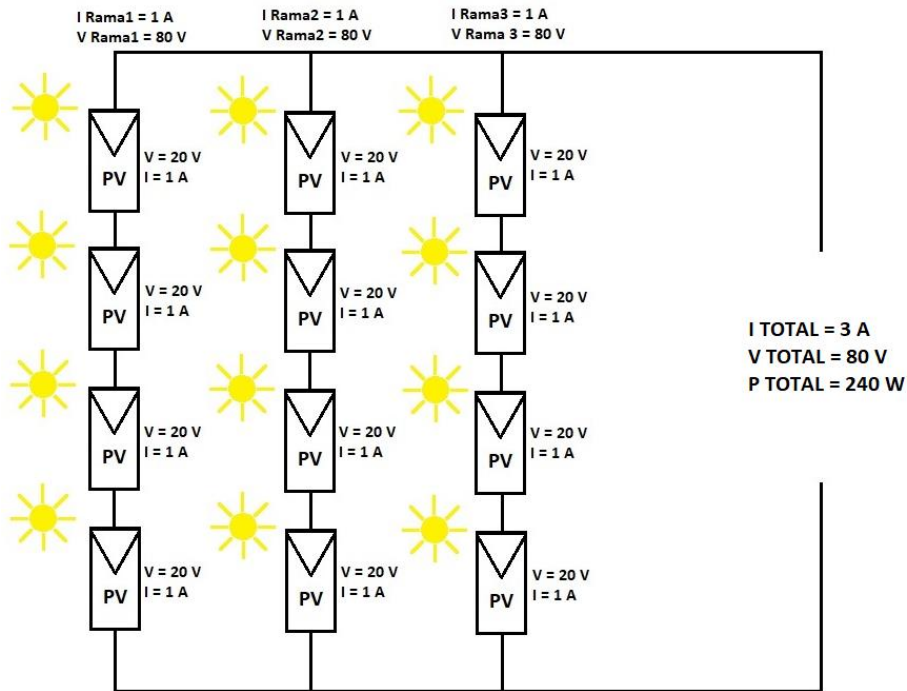
Como ya se mencionó en el Apartado 2: Energía Fotovoltaica, uno de los mayores problemas de este tipo de tecnología es la disparidad de condiciones en las que pueden trabajar los distintos paneles de un campo fotovoltaico.

Un campo completo está formado por asociaciones serie – paralelo de numerosos módulos. A la hora de realizar estas asociaciones, naturalmente se tiene en cuenta las características de todos los módulos, pero estas pueden ser dispares a las especificadas, ya que normalmente estas últimas se dan bajo unas condiciones determinadas. Si las condiciones cambian, como por ejemplo la temperatura del módulo, su suciedad o la cantidad de luz que incide en ellos (por ejemplo a consecuencia de un sombreado), los módulos presentarán una generación de potencia distinta a la que deberían.

Teniendo en cuenta esto, si un módulo trabaja a una potencia inferior al resto de la asociación, va a limitar la potencia total generada.

A continuación, se plantean una serie de ejemplos para entender por completo esta problemática. Se van a considerar unos módulos fotovoltaicos “ejemplo”, los cuales van a dar 1 A y 20 V cada uno en su punto de máxima potencia.

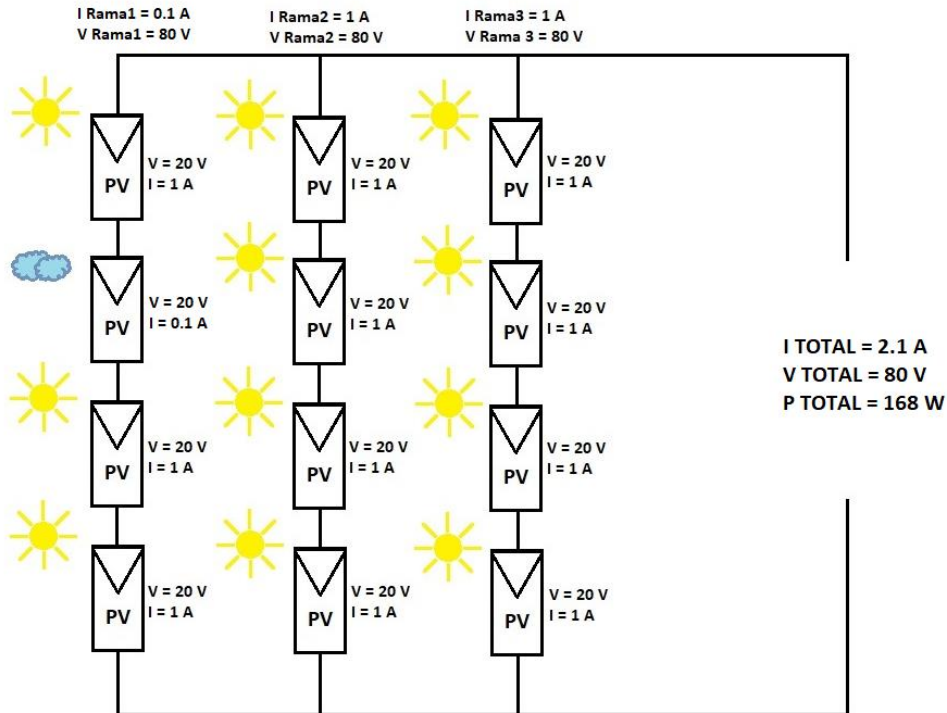
En primer lugar, se visualiza en la Ilustración 22 lo que sucede cuando todos ellos están soleados y trabajando a máxima potencia.



*Ilustración 22: Módulos trabajando a misma irradiancia*

Como todos están trabajando a su máximo e, idealmente, las características de todos ellos son iguales, la potencia que se obtiene a la salida del campo fotovoltaico es la máxima posible.

A continuación, a uno de los módulos de la rama 1 le llega una sombra, por lo cual deja de generar la misma potencia, descendiendo la corriente entregada por el mismo. Para este ejemplo, nos ponemos en un caso extremo en el que el módulo sombreado entregue la misma tensión y entregue 0.1 A. Se muestra en la Ilustración 23.



*Ilustración 23: Un módulo sombreado*

Como se puede ver, el sombreado en un solo panel condiciona la potencia entregada por todo el campo fotovoltaico, lo cual es perjudicial si se quiere obtener el máximo rendimiento de la instalación.

Además, en este ejemplo se ha supuesto que el panel va a dar la misma tensión que el resto. Normalmente, la tensión entregada por el panel sombreado va a variar, por lo que la tensión total del conjunto también se va a ver afectada. Esto provoca que los paneles se puedan polarizar con una tensión inversa, lo que va a hacer que estos se comporten como una carga, disipando energía y aumentando su temperatura, lo cual puede llegar a destruir el módulo. A esto se le llama problema del punto caliente, ya mencionado en el Apartado 2: Energía Fotovoltaica.

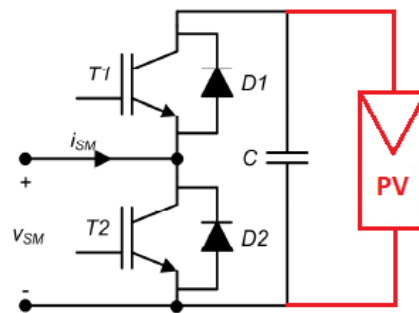
Como se puede ver, que ciertos módulos trabajen desacompasados del resto puede provocar consecuencias muy negativas para nuestra instalación.

Con todo esto, además se supone que va a ser prácticamente imposible que todos los módulos trabajen en su punto de máxima potencia, ya que sus tensiones y corrientes, especialmente en caso de sombreado, van a venir impuestas. Se puede pretender que el conjunto de la instalación trabaje en las mejores condiciones posibles dada una situación concreta (por ejemplo colocando un CC/CC entre la instalación y la carga e implementando un MPPT), pero en ningún caso se conseguirá que todos los módulos por separado entreguen la máxima potencia posible.

La solución que se estudia en el presente proyecto para evitar esto pasa por los convertidores modulares multinivel.

Como se vio en el Apartado 3: Convertidores Modulares Multinivel, los MMC están formados por distintos módulos que, controlados, establecen la tensión de salida. Cada uno de estos módulos obtiene su tensión del condensador que tiene acoplado, el cual actúa como una fuente de tensión aislada del resto del sistema. Eligiendo la secuencia correcta de los polos de cada módulo se consigue mantener la tensión en estos condensadores en torno a un valor deseado, obteniendo energía de la fuente de CC para cargarlos o entregando energía a la salida, momento en el cual se descargan (se tratan de convertidores CC/CA).

Dado que estos módulos necesitan extraer la energía de algún lugar, se puede considerar sustituir la fuente de CC existente a la entrada del MMC por un módulo fotovoltaico en paralelo con cada condensador, como se muestra en la Ilustración 24.

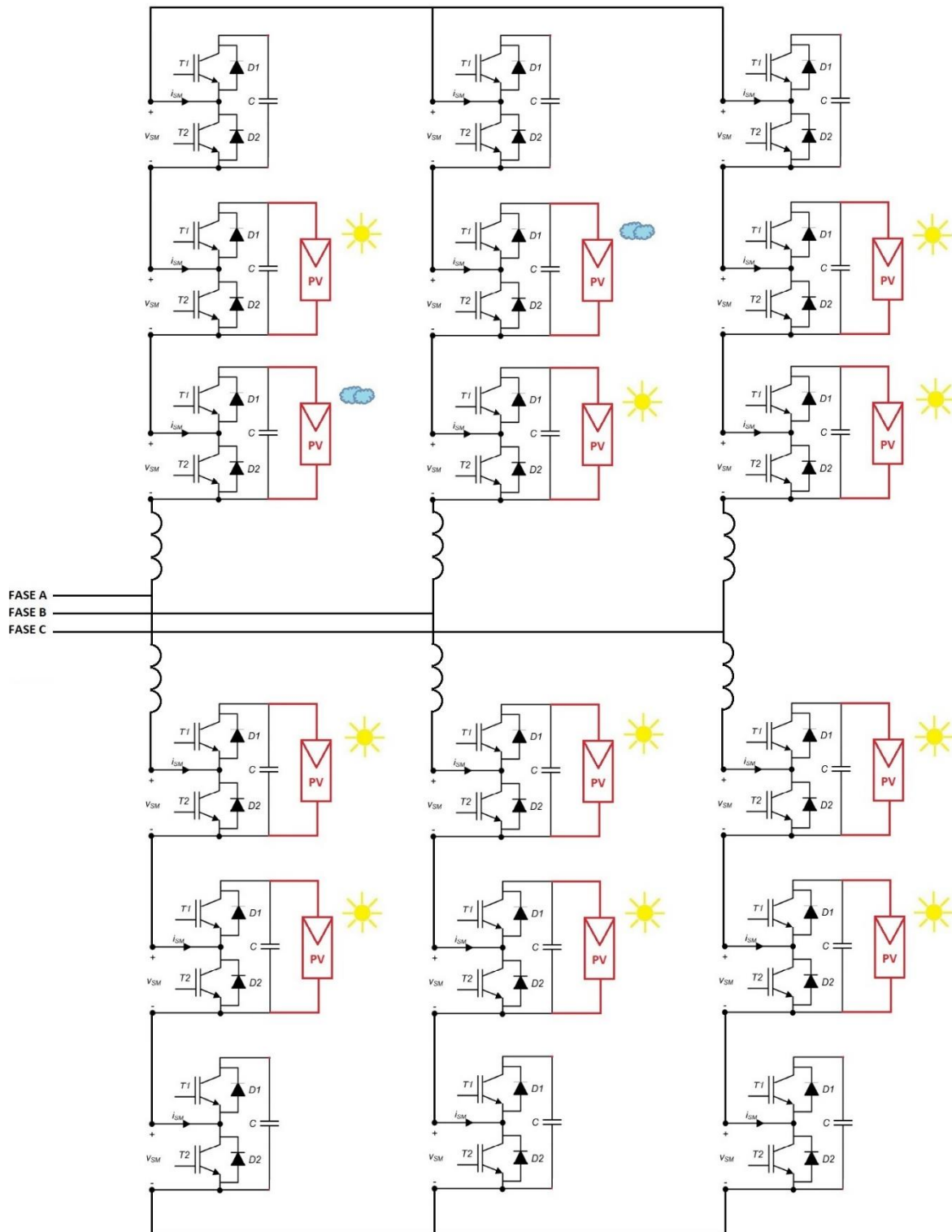


*Ilustración 24: Acoplamiento panel fotovoltaico en el módulo MMC*

De esta manera, se podría conseguir que cada panel fotovoltaico se comporte como una fuente de energía aislada para lograr que los módulos tengan la tensión necesaria.

La particularidad que se presenta en [12] es la existencia en las ramas positiva y negativa de cada fase de un módulo carente de panel fotovoltaico, simplemente con condensador. Se denomina “Módulo Redundante (RM)” y se encarga de aportar energía cuando la rama lo requiera. Su importancia se verá más claramente en apartados posteriores.

El conjunto total, de manera simplificada ( $n$  módulos = 2 + Redundante), se muestra en la Ilustración 25.



*Ilustración 25: Ejemplo de integración MMC + Fotovoltaica*

Una de las grandes ventajas de esta configuración es que, al estar los paneles fotovoltaicos aislados del resto del sistema, lo que le suceda a uno no va a tener influencia en el resto. Es decir, si un módulo de una rama pasa a estar sombreado, no tiene por qué afectar a la potencia final que se extrae del sistema, aumentando la eficiencia del campo fotovoltaico. Además, debido a que los paneles están aislados, los problemas por rotura por punto caliente también se solventan.

En resumen, las corrientes existentes por las ramas del MMC serán diferentes e independientes a las que tenga cada PV en cada momento.

Otra gran ventaja es la posibilidad de que todos los módulos fotovoltaicos sigan de manera individual su punto de máxima potencia. Esto se puede conseguir mediante el control de los polos de potencia presentes en cada módulo del MMC y sin necesidad de implementar convertidores CC/CC para ello.

El equilibrio de las tensiones en las 3 ramas se va a lograr mediante el módulo redundante. Cuando un panel de una rama se encuentre sombreado, es muy probable que dicha rama no sea capaz de llegar a la tensión de referencia impuesta para esa fase. Por ello, con un correcto control del módulo redundante, este será capaz de entregar la energía que le falte a esa fase cuando se encuentre algún panel sombreado.

Una vez vista la integración que se plantea entre los MMC y la fotovoltaica, así como sus principales ventajas, se pueden comenzar a simular el sistema para lograr un correcto funcionamiento final.

Para lograr esto, se irán planteando una serie de pasos en forma de simulación, especialmente enfocados a conocer el funcionamiento general del sistema, desarrollo de los principales algoritmos que pueden intervenir en el control... De manera que se vayan integrando todos los componentes para intentar lograr el objetivo final.

## 4.1 MÓDULO MMC AISLADO + PANEL FOTOVOLTAICO

En este apartado se desea conocer el funcionamiento de un módulo del MMC aislado cuyo condensador se encuentre acoplado en paralelo con un panel fotovoltaico.

Los objetivos principales que se plantean en este apartado son los siguientes:

1. Esclarecer el flujo de energía en los distintos estados por los que pueda pasar el módulo MMC con el panel fotovoltaico acoplado según se controlen sus polos de potencia. Se estudiará con un módulo MMC aislado, sin tener acoplados otros formando una rama.
2. Implementar un algoritmo de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) para el panel fotovoltaico controlando el módulo MMC. Como en el punto anterior, también se realizará de forma aislada.

### 4.1.1 FUNCIONAMIENTO MÓDULO MMC CON PANEL FOTOVOLTAICO

Teniendo en cuenta la Ilustración 24, como ya se ha mencionado, según cómo se controlen los 2 polos de potencia vamos a poder controlar el flujo de energía en el módulo MMC. Los estados por los que puede pasar dicho módulo son los que se muestran en la siguiente tabla, llamando T1 al polo superior y T2 al polo inferior:



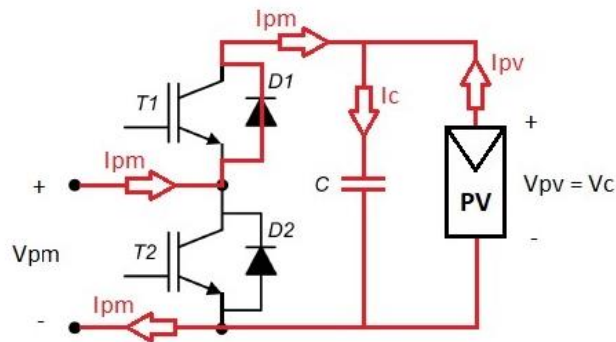
Tabla 6: Estados del módulo

ESTADO	T1	T2
1	ON	OFF
2	OFF	ON
3	OFF	OFF

Por lo tanto, dado que con los polos de potencia se va a controlar el flujo de energía por el módulo, se podrá determinar la carga y descarga del condensador y, por consiguiente, la tensión a la que trabaja el PV.

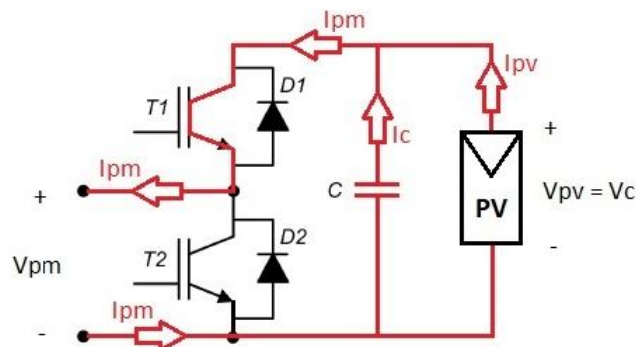
A continuación, se procede a explicar lo que sucede con cada uno de ellos.

- Estado 1: En este estado, se considera que el módulo MMC está en ON o conectado, ya que la corriente que fluye por la rama del MMC va a pasar por el condensador. En función de las corrientes existentes en el sistema, se van a dar 3 situaciones posibles:
  - Corriente entrante al módulo MMC:

Ilustración 26: Estado 1,  $I_{pm}$  entrante al módulo

En este caso, la tensión del condensador aumenta y, por lo tanto, la de trabajo del PV, también. El aumento de voltaje es debido a que las corrientes del MMC y del panel cargan al condensador.

- Corriente saliente del módulo MMC, siendo esta mayor que la generada por el PV:

Ilustración 27: Estado 1,  $I_{pm}$  saliente  $>$   $I_{pv}$ 

En este segundo caso, debido a que  $I_{pm} > I_{pv}$ , la corriente del condensador es saliente y, por lo tanto, se va a descargar. La tensión de trabajo del PV disminuirá.

- Corriente saliente del módulo MMC, siendo esta menor que la generada por el PV:

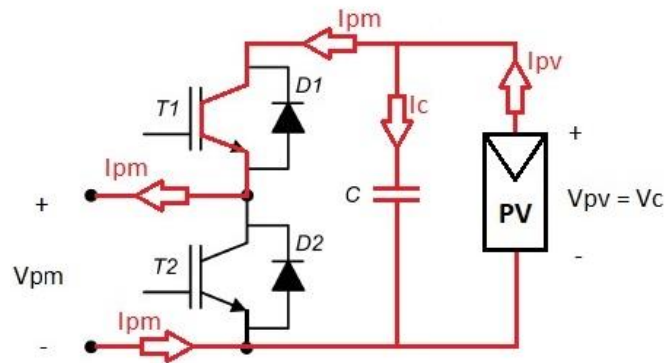


Ilustración 28: Estado 1,  $I_{pm}$  saliente <  $I_{pv}$

En este último caso del denominado estado 1,  $I_{pv} > I_{pm}$ , por lo que la corriente será entrante al condensador, propiciado su carga. Por ello, la tensión del condensador y del PV aumentará.

- Estado 2: se considera que el módulo MMC está en OFF o desconectado de la rama del MMC, ya que por la activación del T2 se están cortocircuitando ambos terminales de entrada. Debido a esto, la corriente que fluye por dicha rama no tendrá influencia alguna en la tensión de trabajo del condensador, ya que este permanecerá aislado, tal y como se muestra en la Ilustración 29.

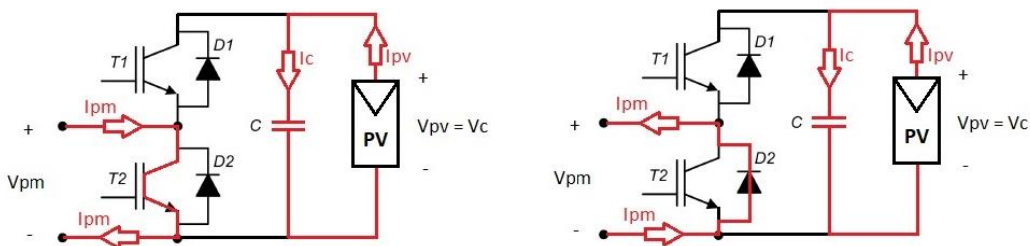


Ilustración 29: Estado 2

Como se puede observar, toda la corriente generada por el PV será la que se derive por el condensador, aumentando siempre su tensión de trabajo.

- Estado 3: se trata de casos coincidentes con los vistos anteriormente, por lo que no se estudia.

Tras haber hecho este pequeño estudio, llama la atención que el único caso en el que aparentemente se va a poder reducir la tensión de trabajo del PV de forma directa (por el propio funcionamiento del MMC) es con  $T1 = ON$  y  $T2 = OFF$ , cuando la corriente por la rama del convertidor MMC sea saliente del módulo y además mayor que la generada por el panel fotovoltaico. En el resto de casos, la tensión del PV aumentará. Estos aspectos habrá que tenerlos en cuenta a la hora de buscar el punto de máxima potencia.

### 4.1.2 BÚSQUEDA DEL PUNTO DE MÁXIMA POTENCIA EN MÓDULO MMC AISLADO

En el presente apartado, se procede a intentar implementar un algoritmo MPPT a un módulo MMC aislado, el cual tiene un panel fotovoltaico acoplado en paralelo con su condensador, como se viene viendo hasta ahora.

El esquema a implementar se muestra en la Ilustración 30.

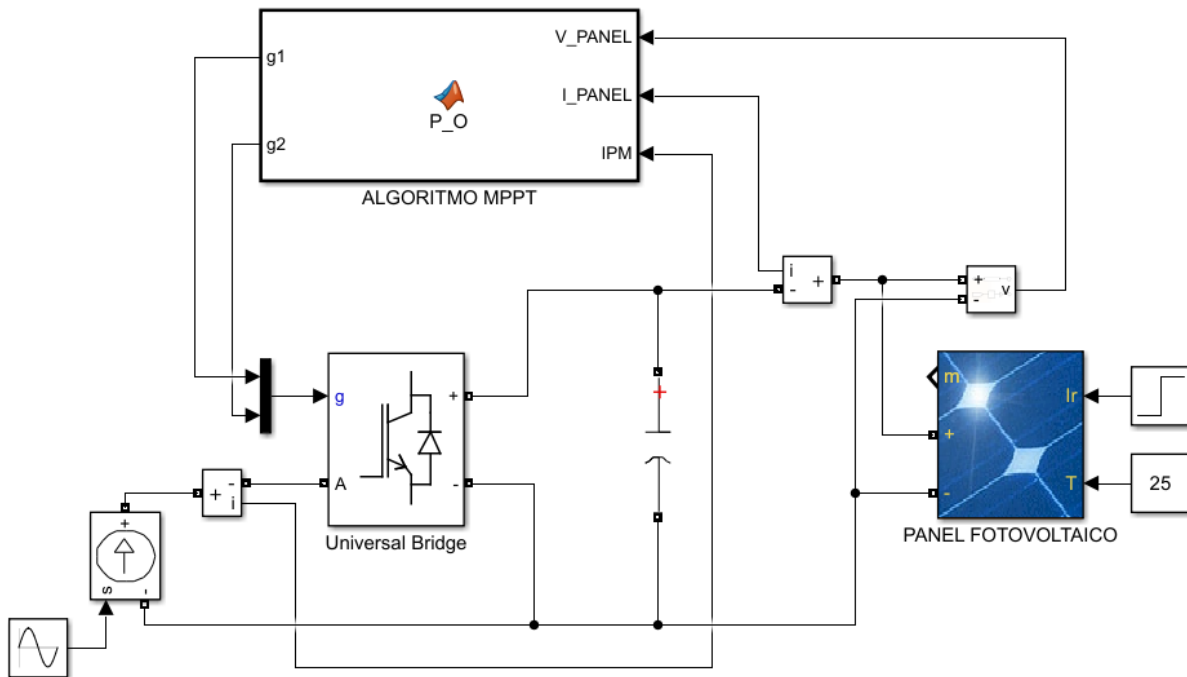


Ilustración 30: Esquema simulación PV + MMC Aislado

Por simplicidad y, considerando el funcionamiento que tienen los convertidores MMC normales, se simula la corriente por la rama a la que está acoplada el MMC con una fuente de corriente alterna senoidal.

La esencia del algoritmo MPPT va a ser igual que el que se implementó en el Apartado 2: Energía Fotovoltaica. La única diferencia es que anteriormente se modificaba el ciclo de servicio del convertidor CC/CC acoplado a la salida del panel, con el cual se buscaba ajustar la tensión para seguir el MPP. En este caso, no disponemos de un ciclo de servicio a regular, si no que tenemos los 2 polos de potencia del módulo MMC con los cuales se va a controlar el flujo de energía por el módulo. Por ello, a la hora de implementar el algoritmo P&O se deberá decidir qué estado de los polos de potencia es más óptimo según la posición en la curva P – V del panel en la que nos encontremos.

Por ejemplo, si nos encontramos a la izquierda del punto de máxima potencia y el siguiente desplazamiento sea a derechas (aumentar la tensión) tendremos que seleccionar los polos de forma que la tensión del condensador aumente. Por el contrario, si nos encontramos a la derecha del punto de máxima potencia y la siguiente perturbación debe ser negativa, se seleccionará una configuración de polos que permitan evacuar energía del módulo.

El algoritmo que se emplea se muestra con comentarios en el Apartado 4 de Anexos.

Tras implementar este algoritmo, se procede a realizar una simulación. El panel se configura inicialmente con una irradiancia de  $1000\text{W}/\text{m}^2$ .

En esta primera simulación, se considera importante mostrar en la Ilustración 31 lo que sucede con la potencia del panel a la par que la corriente existente por la rama del MMC.

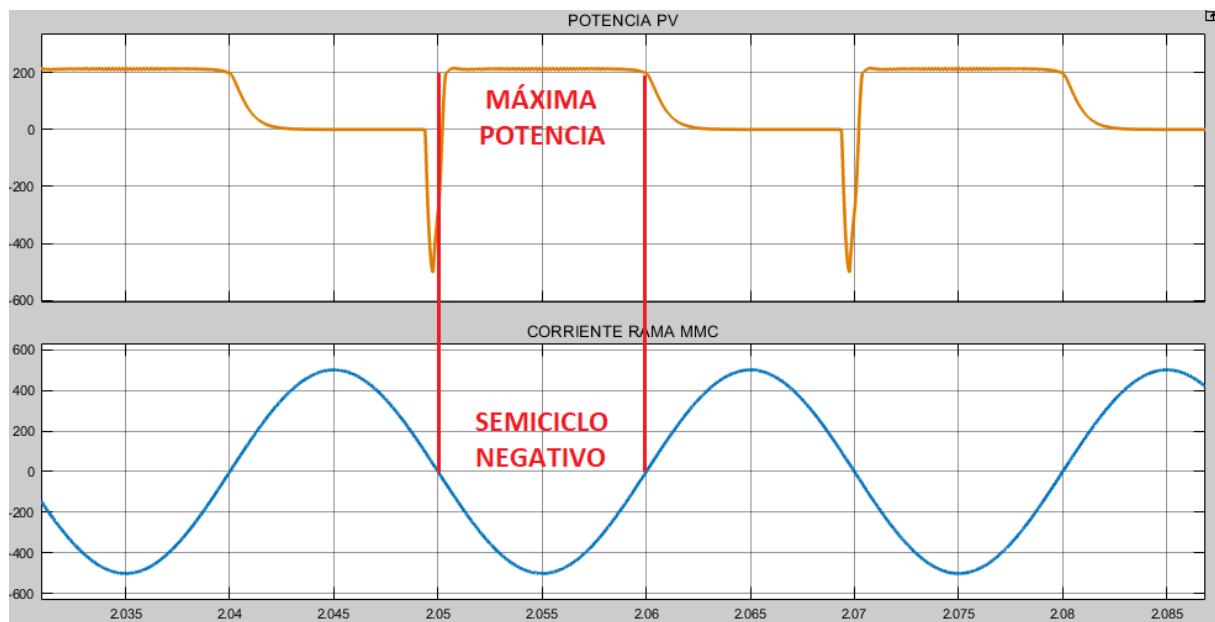


Ilustración 31: Búsqueda máxima potencia: Simulación 1

Aquí, aparentemente, se hace patente uno de los problemas que se observaron cuando se analizó el funcionamiento del módulo en función de la corriente de la rama. En el semiciclo negativo de la onda senoidal de corriente (es decir, cuando la corriente IPM es negativa y además es mayor en valor absoluto que la generada por el panel fotovoltaico), no existen problemas aparentes a la hora de seguir el punto de máxima potencia, ya que con los distintos estados del MMC se permite tanto cargar el condensador como descargarlo. Los problemas aparecen cuando IPM es positiva, ya que el condensador siempre se va a estar cargando y no va tener posibilidad de ser descargado. Esto hace que se alcance rápidamente la tensión de circuito abierto del panel, descendiendo la corriente entregada a 0 y, en consecuencia, la potencia que entrega también.

Esta conclusión se puede confirmar de forma sencilla si en lugar de introducir una corriente de la rama del MMC senoidal, se configura una corriente muy negativa, por ejemplo de valor  $-200\text{ A}$ . Se observa lo que sucede en la Ilustración 32

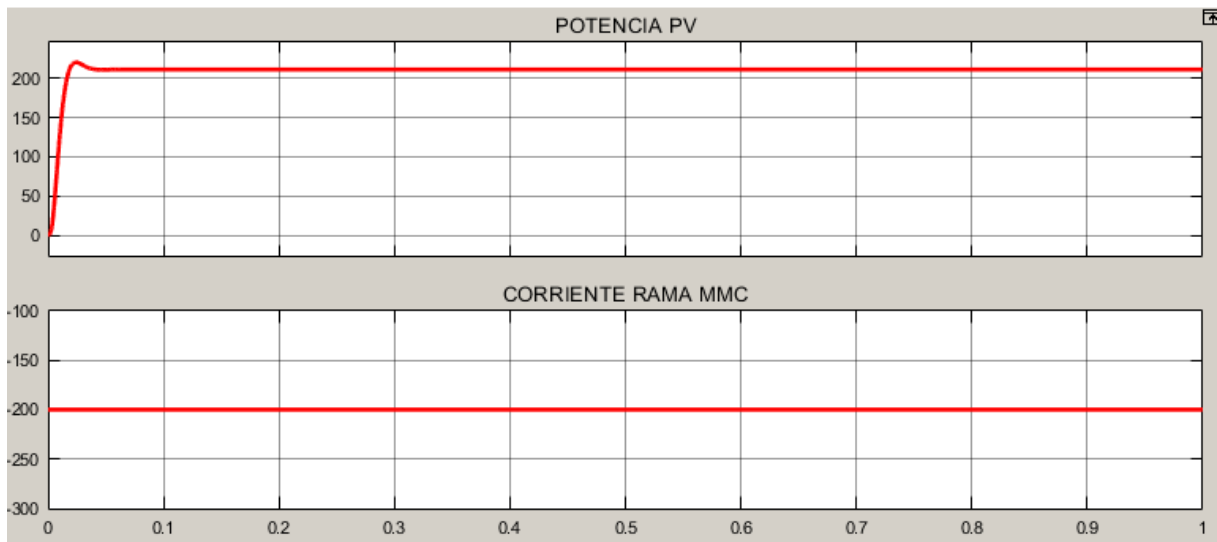


Ilustración 32: Seguimiento de potencia con corriente de rama negativa

Este comportamiento, en parte nos puede dar una idea de que el funcionamiento del algoritmo de seguimiento de máxima potencia está funcionando según lo esperado.

Pensando en soluciones alternativas a este problema, se probó a aumentar el valor del condensador situado en paralelo con el panel fotovoltaico (de un valor de 0.001F a 1F). Los resultados obtenidos fueron mucho mejores, tal y como se muestra en Ilustración 33. El panel empleado tiene las mismas características que el que se mostró en el Apartado 2: Energía Fotovoltaica.

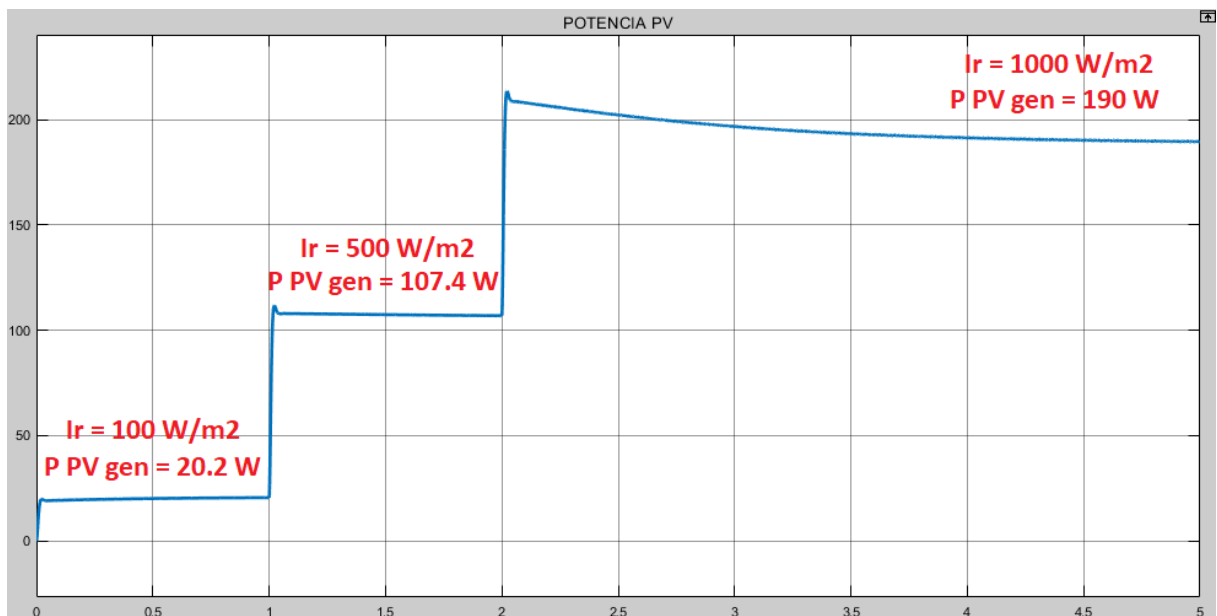


Ilustración 33: Resultados MPPT P&O

Los resultados obtenidos se muestran en la Tabla 7.

Tabla 7: Resultados MPPT MMC Aislado

Irradiancia (W/m <sup>2</sup> )	Potencia máxima teórica (W)	Potencia máxima obtenida (W)
100	20.68	20.2
500	108	107.4
1000	213.1	190

Los resultados, en líneas generales, son muy cercanos a los valores de potencia teóricos. Aunque la potencia generada con una irradiancia de 1000 W/m<sup>2</sup> diste un poco más del valor teórico, se podría decir que aparentemente el algoritmo de seguimiento del punto de máxima potencia se está comportando de la manera esperada, el cual era el objetivo del presente apartado.

No se presta mucha atención a aspectos como, por ejemplo, el problema de evacuación de energía previamente mencionado o al valor del condensador seleccionado, ya que se trata de un módulo MMC aislado. Si hay que hacer ajustes o modificaciones, se llevarán a cabo preferiblemente sobre el esquema general del MMC con todos los módulos conectados, ya que se trata de un caso más real y, en un sistema tan complejo como el presente, quizás cualquier ajuste que se realice de forma aislada sea en vano.

El objetivo principal de aislar el módulo era que el algoritmo MPPT se comportara de forma aparentemente correcta, por lo que se continúa adelante.

## 4.2 CONVERTIDOR MMC + CAMPO FOTOVOLTAICO SIN CONTROL DE POTENCIA Y SIN RM

En este apartado se procederá a realizar simulaciones de todo el sistema completo. Es decir, se acoplarán los distintos paneles de un campo fotovoltaico a cada uno de los módulos MMC del convertidor a emplear, de manera que todos ellos trabajen de manera independiente respecto del resto. No se pretende aún intentar controlar la potencia.

Se empleará un MMC compuesto por 5 módulos por rama. Esto supone que, por fase, se tendrán 10 paneles fotovoltaicos y que, al haber 3 fases, se tendrá un campo fotovoltaico de 30 paneles. Además, como posteriormente se verá, en principio será necesario la colocación de módulos redundantes por rama, los cuales no llevan PV acoplado como ya se explicó en apartados anteriores.

### 4.2.1 PANELES FOTOVOLTAICOS EMPLEADOS

En primer lugar, conviene definir qué paneles fotovoltaicos se emplearán en las simulaciones.

En apartados anteriores se utilizaron los paneles existentes en la librería SimScape de Simulink, denominados "PV Array". Estos elementos son de gran utilidad,

ya que disponen de gran cantidad de modelos comerciales y se pueden visualizar de forma muy sencilla sus parámetros de interés, así como configurar la irradiancia de forma rápida y eficaz.

El problema es que los modelos de esta librería muy complejos y su coste computacional para las simulaciones es elevado, lo cual las ralentiza en exceso. Dado que en nuestro sistema vamos a disponer de 30 paneles fotovoltaicos y el número de simulaciones a realizar va a ser elevado, se tendrán que buscar otros modelos alternativos.

El modelo por el que se ha optado se muestra en la Ilustración 34:

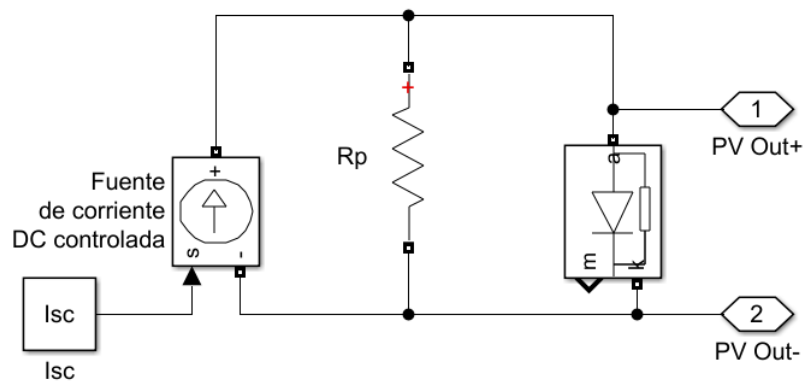


Ilustración 34: Modelo panel fotovoltaico

Los valores con los que se parametriza el siguiente modelo son:  $I_{sc}$ ,  $R_p$ ,  $R_{on}$  (del diodo de salida) y  $V_f$  (tensión directa del diodo de salida).

Estos valores se pueden obtener a partir de las características obtenidas de un panel comercial. Las características de interés son la corriente de cortocircuito ( $I_{sc}$ ), la corriente máxima para una irradiancia dada ( $I_m$ ), la tensión de cortocircuito ( $V_{oc}$ ) y la tensión máxima para una irradiancia dada ( $V_m$ ). Las expresiones a aplicar para sacar los parámetros del modelo son las siguientes:

$$R_{ON} = \frac{(V_{OC} - V_m)}{I_m} \quad (9)$$

$$V_f = V_m \quad (10)$$

$$R_p = \frac{V_m}{I_{SC} - I_m} \quad (11)$$

Conocido esto, ya solo quedaría obtener los datos de un panel fotovoltaico comercial. El panel escogido ha sido el VBHN245SJ25 [13]. Para este panel, dado en su hoja de características se dan datos exactos para 3 irradiancias distintas, son las que se

emplearán fundamentalmente en las simulaciones. En caso de necesitar más, se puede recurrir a las curvas V – I del datasheet.

Los datos empleados de este panel, por lo tanto, son los que se muestran en la Tabla 8.

*Tabla 8: Datos del modelo de panel fotovoltaico*

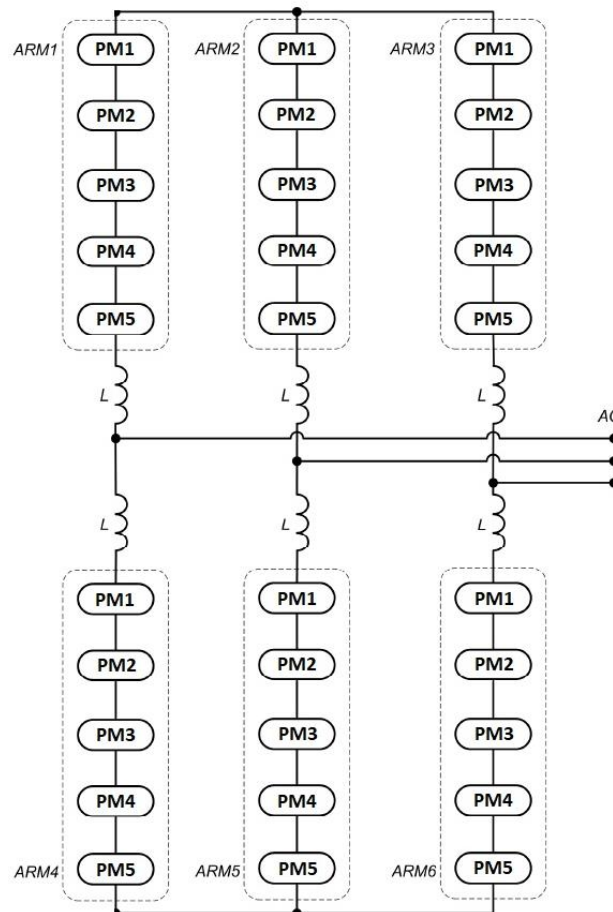
IRRADIANCIA (W/m <sup>2</sup> )	1000	800	200
V <sub>m</sub> (V)	44.3	42.5	43.2
I <sub>m</sub> (A)	5.54	4.41	1.09
V <sub>oc</sub> (V)	53	50.3	49.6
I <sub>sc</sub> (A)	5.86	4.71	1.17

Estos datos serán de relevancia en simulaciones posteriores, por lo que conviene tenerlos presentes.

#### 4.2.2 FUNCIONAMIENTO SIN CONTROL DE POTENCIA

En este primer caso, se va a proceder a simular el sistema sin módulo redundante en las ramas. Es decir, simplemente se emplea un MMC normal de 5 módulos y se acopla un panel fotovoltaico en paralelo con cada uno de ellos. Los módulos MMC con panel se denominarán PMx. El sistema simulado se muestra en la Ilustración 35.





*Ilustración 35: Esquema campo fotovoltaico + MMC*

La referencia de este sistema será una señal trifásica de unos 110 V de amplitud. Esta señal de referencia se modulará para cada fase siguiendo el método PDSPWM ya explicado en el funcionamiento de los MMC en apartados anteriores. Para seleccionar qué módulos poner en conducción en cada caso, se empleará el método de equilibrado de condensadores (en función del sentido de la corriente por los módulos y de la tensión que tengan cada uno, se intentarán seleccionar los módulos MMC de forma que se equilibren todos ellos continuamente).

Este control mencionado en el párrafo anterior será el único que se lleve a cabo en las simulaciones de este sub – apartado. No se intentará controlar de ninguna manera la potencia entregada por los paneles aún, pues el objetivo es tratar de comprender el comportamiento del convertidor completo con los paneles acoplados.

Se van a ir realizando diferentes simulaciones variando distintos parámetros del sistema para comprobar el comportamiento.

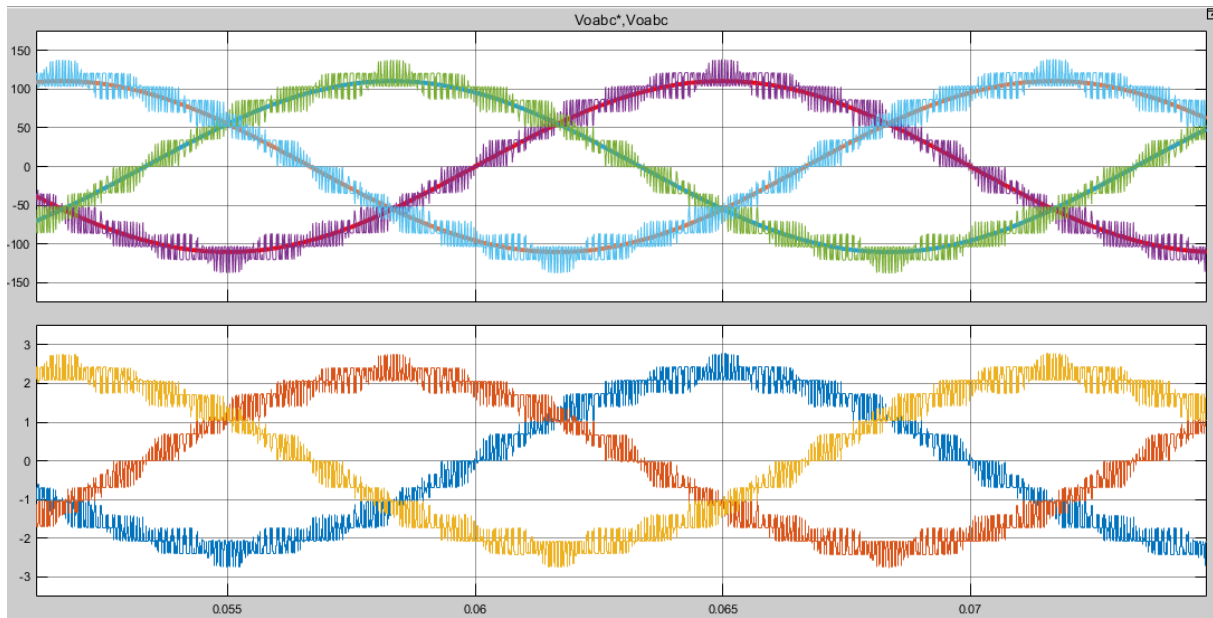
#### **4.2.2.1 VARIACIONES EN LA CARGA**

Inicialmente, se lleva a cabo una simulación con todos los paneles fotovoltaicos del sistema recibiendo una irradiancia de 1000 W/m<sup>2</sup>. Además, la carga configurada será únicamente de tipo resistivo, cuyo valor inicial se configura en 50 Ω.

En resumen, las condiciones de esta primera simulación serán:

- $V_{abc\_ref}$  = Trifásica de amplitud 110 V.
- Carga: Resistiva = 50  $\Omega$ .
- Irradiancia PV = 1000 W/m<sup>2</sup> todos ellos.

En primer lugar, se muestra en la Ilustración 36 la salida del convertidor. Es decir, la energía que se le entrega a la carga (tensión en gráfica superior, corriente en gráfica inferior).



*Ilustración 36: Salida MMC R = 50 Ohm*

Como se puede comprobar, la salida del convertidor MMC sigue perfectamente las referencias establecidas.

Se toma también una muestra de la tensión y corriente a la que están trabajando los paneles en Ilustración 37. Al ser todos iguales y estar bajo las mismas condiciones, el sistema se equilibra perfectamente y cada uno de los 30 paneles existentes son capaces de trabajar de la misma manera.

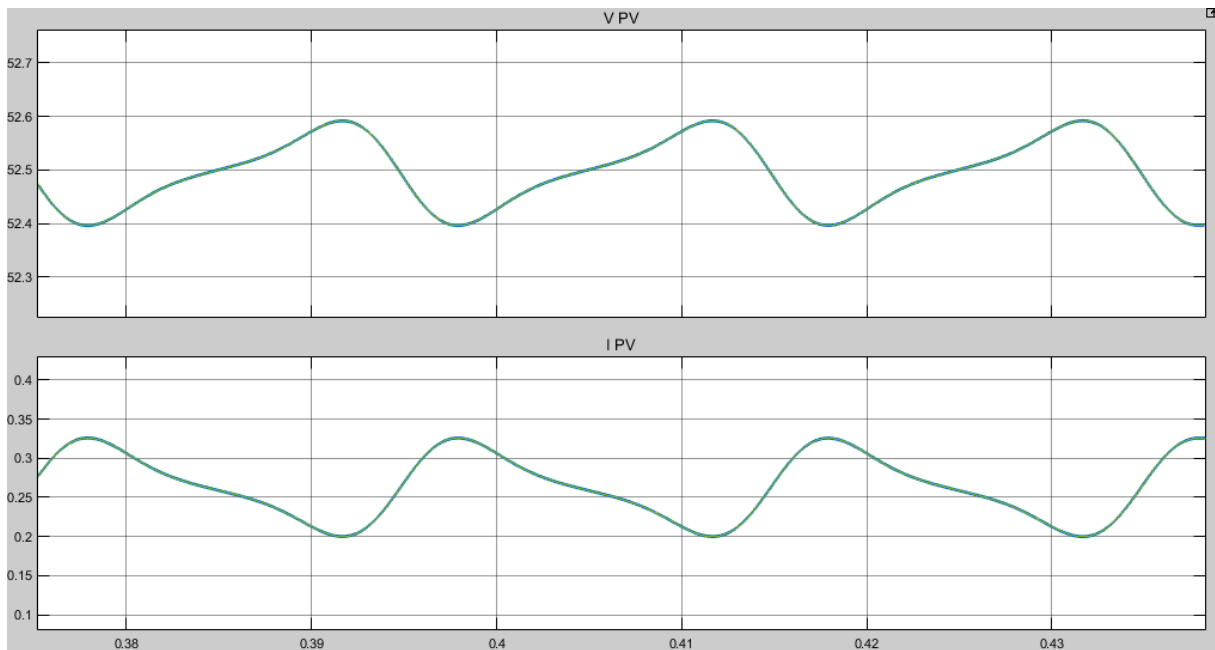


Ilustración 37: Tensiones y corrientes de paneles con  $R = 50 \text{ Ohm}$

La tensión de los paneles se estaciona en torno a los 52.5 V y la corriente en torno a 0.27 A. Se puede observar también en la gráfica superior que el funcionamiento de los paneles en lo que a la relación  $V - I$  se refiere es consistente con el funcionamiento de estos dispositivos: en los momentos en los que la tensión aumenta, la corriente generada disminuye y viceversa. Si la tensión continuara aumentando hasta la  $V_{oc}$ , la corriente caería a 0 A.

Por último, se visualiza la corriente que circula por cada una de las 6 ramas en Ilustración 38. En las gráficas de la izquierda se representan las corrientes de las 3 ramas superiores y en las de la derecha se representan las de las 3 ramas inferiores.

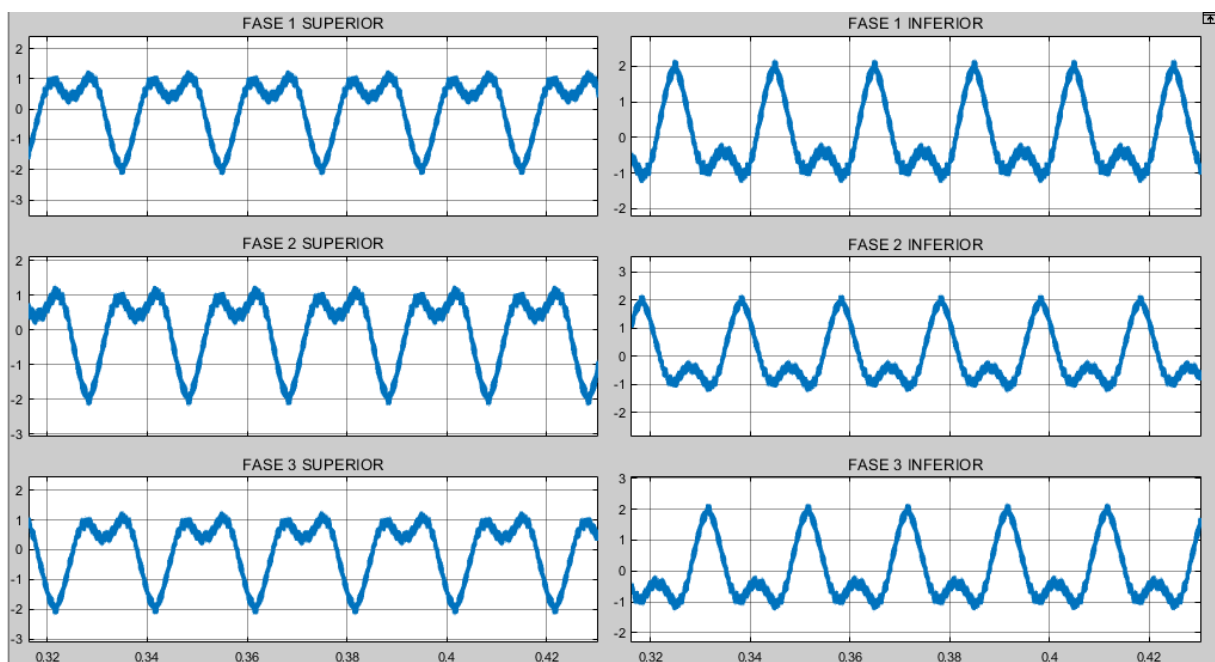
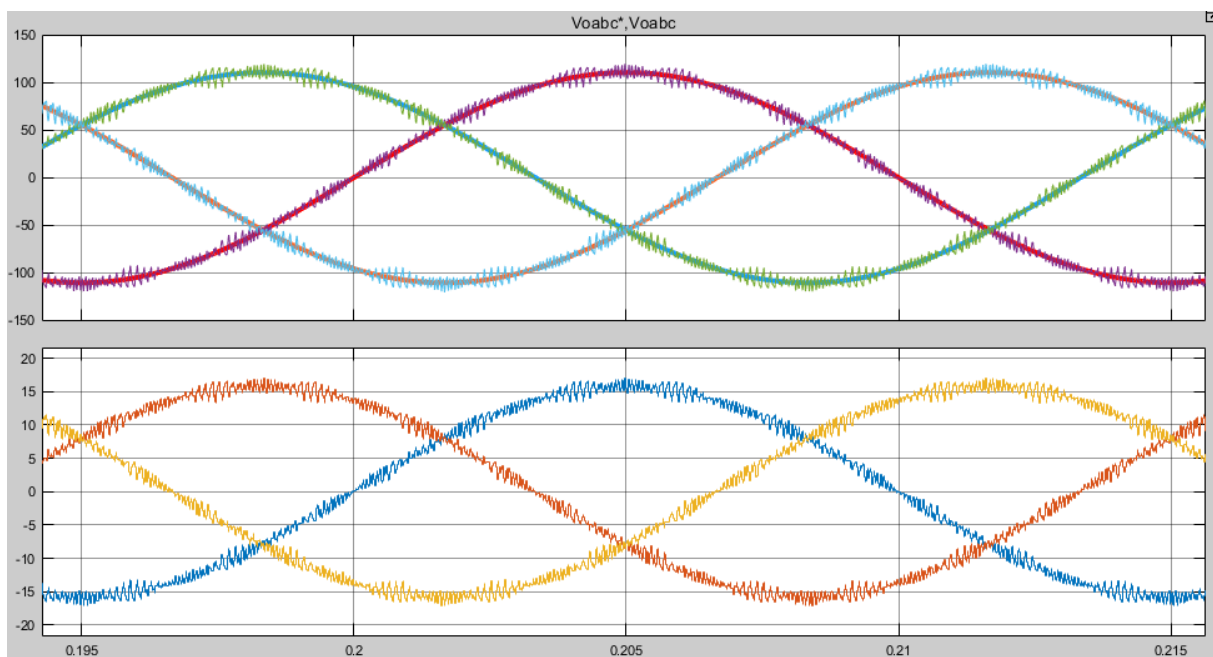


Ilustración 38: Corriente en las ramas  $R = 50 \text{ Ohm}$

Se puede ver que las corrientes permanecen equilibradas (mismo valor y oscilando en torno a 0). Además, las corrientes de las ramas superiores e inferiores contienen terceros armónicos que, al obtener la corriente total circulante por la fase, se cancelarán y se obtendrán las señales senoidales que se vieron en la Ilustración 36.

El siguiente paso que se sigue es modificar el valor resistivo de la carga. La siguiente prueba se realizará con un valor de  $R = 7 \Omega$ . El resto de parámetros del sistema permanecen constantes respecto a la primera simulación.

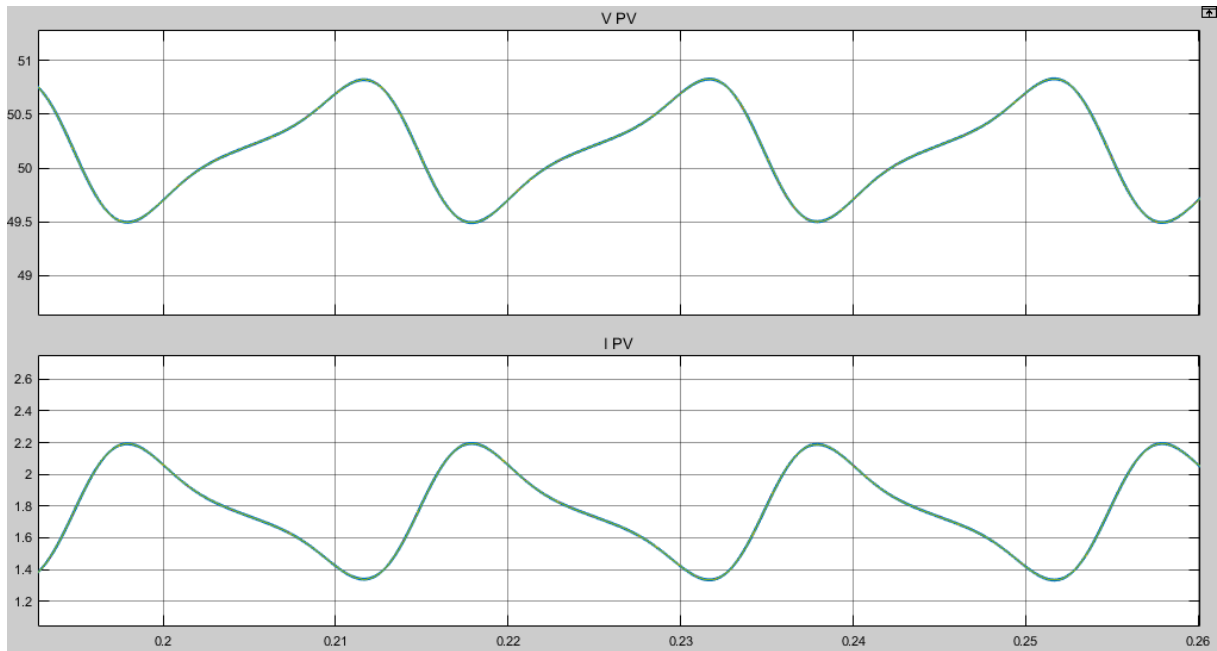
Se muestran nuevamente en la Ilustración 39 las tensiones (referencia y obtenida) y corrientes por cada una de las fases a la salida del MMC.



*Ilustración 39: Salida MMC con  $R = 7 \text{ Ohm}$*

Como se puede comprobar, la referencia de tensión se sigue sin problema y, además, la corriente por las fases ha aumentado en amplitud como consecuencia directa de haber reducido el valor de la carga resistiva (se entrega más potencia).

Tras esto, en la Ilustración 40 se muestra nuevamente las condiciones en las que trabaja cada uno de los paneles existentes en el MMC.



*Ilustración 40: Tensiones y corrientes de paneles con  $R = 7 \text{ Ohm}$*

En este caso, debido a que la carga ha disminuido, y, como se ha visto, la corriente entregada a dicha carga ha aumentado en consecuencia, se debe reclamar más corriente al sistema. Como las fuentes de energía disponibles son los paneles fotovoltaicos, se intentará extraer de ellos. Como se puede comprobar, la corriente  $I_{PV}$  ha aumentado considerablemente respecto al caso anterior. En consecuencia a esto y, siguiendo nuevamente la lógica de las gráficas  $V - I$  de los paneles, la tensión ha disminuido ligeramente, ya que se ha desplazado el punto de trabajo del panel a la izquierda de dichas gráficas por haber disminuido la carga (la pendiente de la recta de carga equivale a  $1/R$ , si se disminuye la  $R$ , la pendiente aumenta y corta a las gráficas  $V - I$  en un punto de menor tensión y mayor corriente).

Respecto a la corriente por las ramas de cada fase, no hay nada reseñable que comentar, ya que simplemente han visto modificado sus valores máximos por consecuencia de todo esto expuesto anteriormente.

Para terminar de comprobar qué sucede modificando la carga, se procede a descender el valor de la misma a  $R = 1 \Omega$ . En la gráfica superior de Ilustración 41 se muestran los valores de referencia (líneas gruesas) y los valores de tensión entregados por el MMC (línea fina). Se puede ver cómo, en este caso, el convertidor no llega a los niveles de tensión esperados. Posteriormente, cuando se visualice lo que sucede en los paneles, se averiguará por qué. Además, los valores de corriente entregados a la carga son muy elevados respecto a las otras simulaciones.

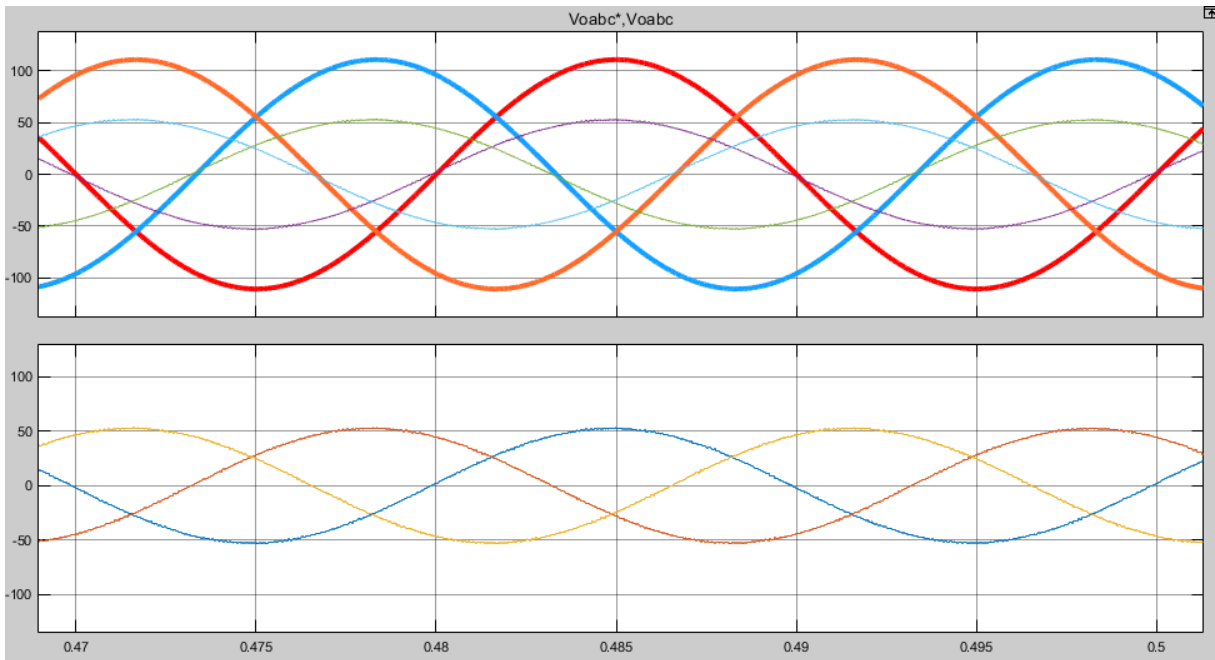


Ilustración 41: Salida MMC con  $R = 1 \text{ Ohm}$

Tras esto, en Ilustración 42 se muestra las condiciones en las que está trabajando cada uno de los paneles fotovoltaicos del sistema.

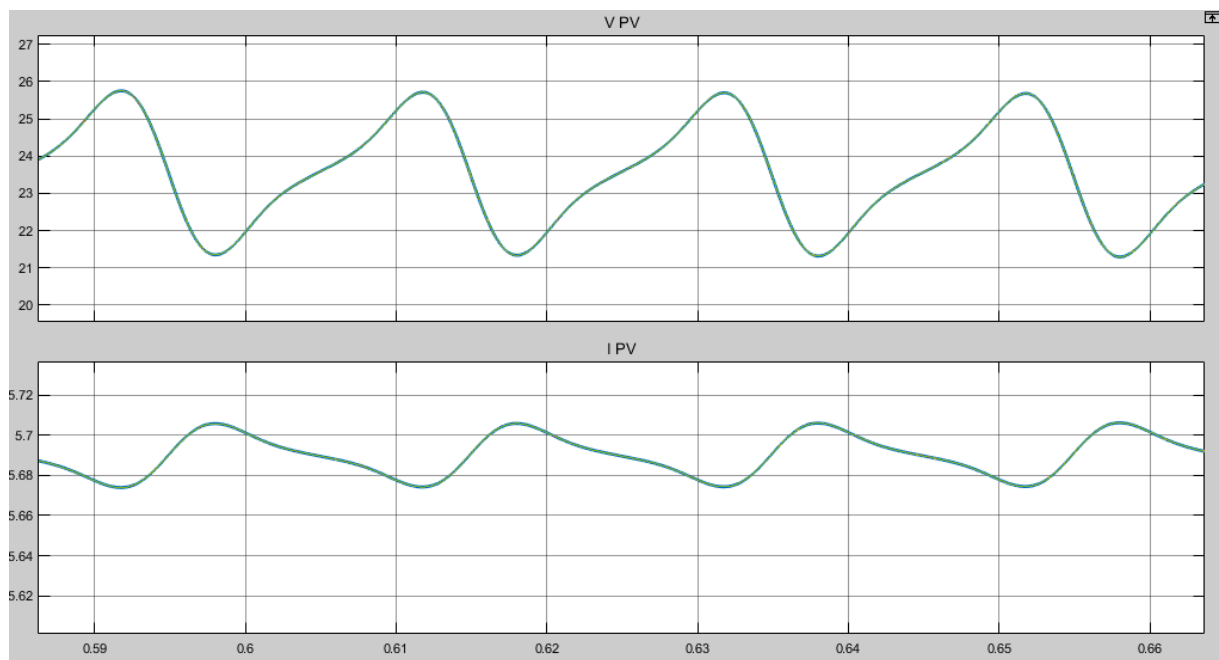


Ilustración 42: Tensiones y corrientes de paneles con  $R = 1 \text{ Ohm}$

En este caso, dado que se está entregando una gran cantidad de corriente, la corriente entregada por los paneles ha ascendido hasta valores cercanos a la de cortocircuito de dichos dispositivos. Dado que se ha reducido el valor de  $R$ , la recta de carga ha aumentado mucho su pendiente y corta a la curva  $V - I$  de los paneles en un punto en el que, además de ser la corriente muy elevada, la tensión evidentemente es menor que en los casos anteriores. Si se siguiera reduciendo el valor de  $R$ , llegaría un momento en el que la tensión caería a 0 y la corriente alcanzaría el valor  $I_{sc}$  del panel.

La razón de que la salida del MMC no sea capaz de llegar a los valores de referencia establecidos es esta que acabamos de ver. Los paneles no están siendo capaces de dar la tensión suficiente como para llegar a la tensión demandada.

#### 4.2.2.2 DISTINTA IRRADIANCIA EN PANELES FOTOVOLTAICOS DE UNA MISMA RAMA

Para llevar a cabo estas simulaciones, se va a fijar una resistencia de carga de  $R=10\ \Omega$ .

Un parámetro de gran importancia en el funcionamiento de los MMC junto con paneles fotovoltaicos es la tensión existente entre todos los paneles de una fase. Se denominará VDC y se muestra su medida en la Ilustración 43 para mayor claridad.

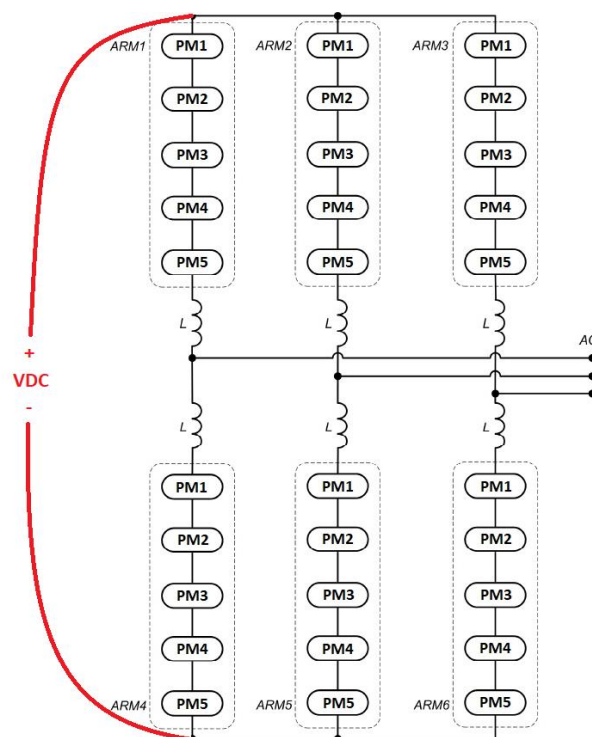
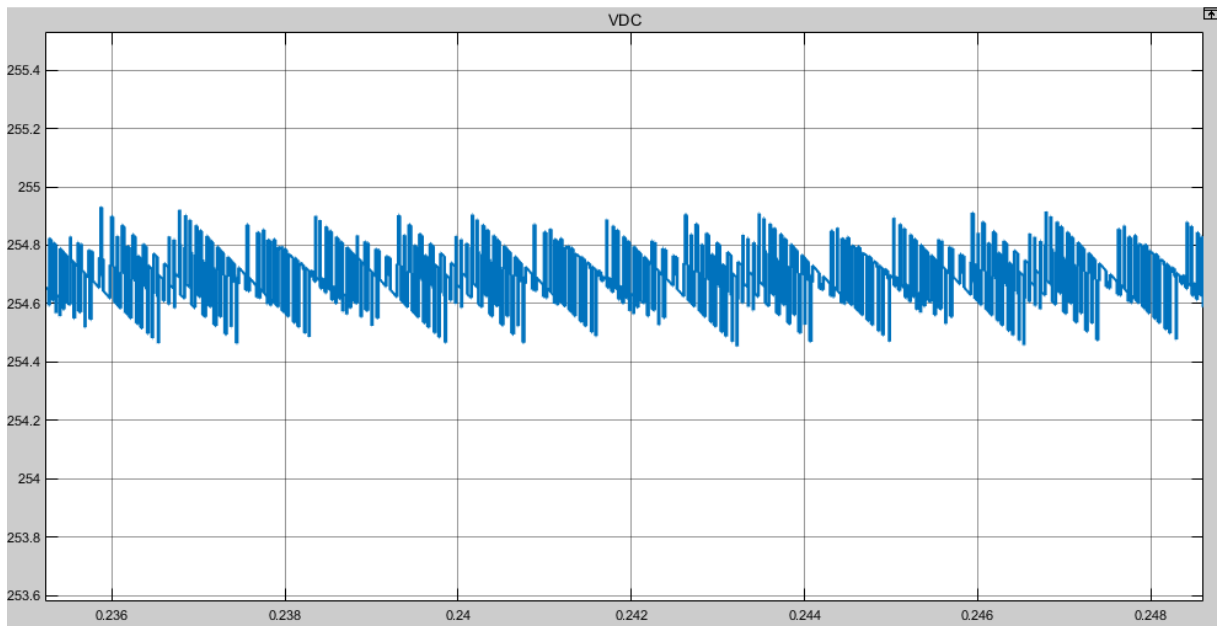


Ilustración 43: Medida de VDC

En primer lugar, se procede a realizar una simulación para ver el valor de VDC con todos los paneles trabajando con una irradiancia de  $1000\ \text{W/m}^2$ . Se muestra en la Ilustración 44.

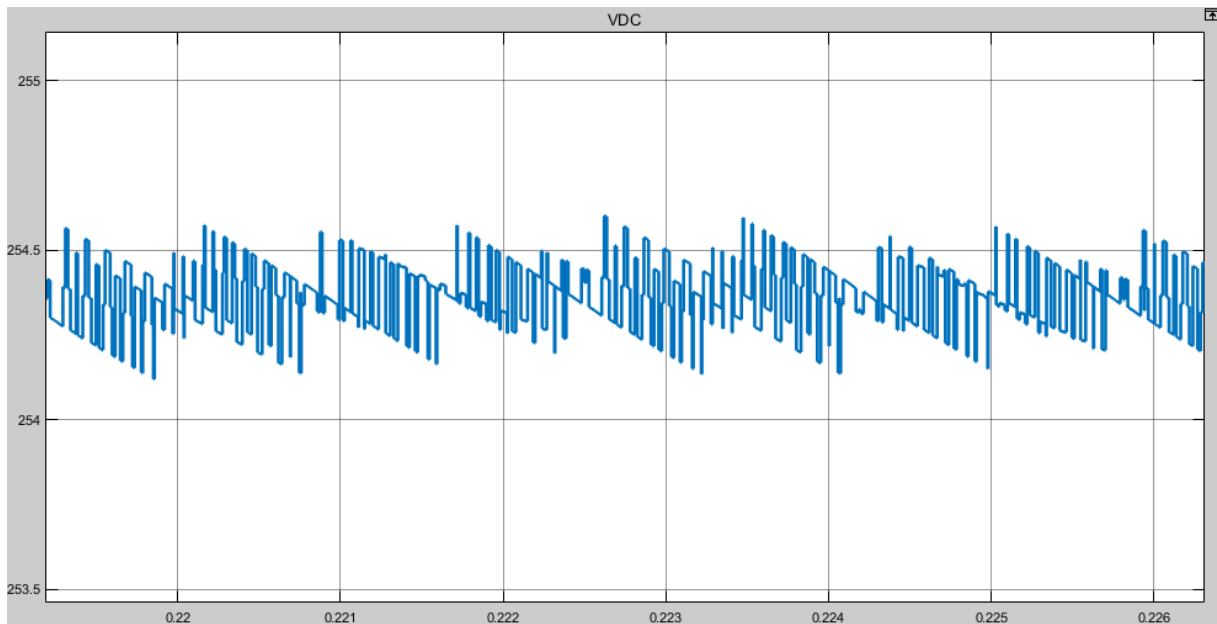


*Ilustración 44: VDC para todos con irradiancia 1000 W/m<sup>2</sup>*

El valor de VDC bajo estas condiciones se encuentra en torno a 254,7 V.

A continuación, se procede a llevar a un panel de la rama superior de la primera fase a una irradiancia de 200 W/m<sup>2</sup>.

La salida del MMC permanece inalterada en tensión y en corriente con este cambio de irradiancia. Además, fijándonos en el valor de VDC en la Ilustración 45, permanece prácticamente inalterado.

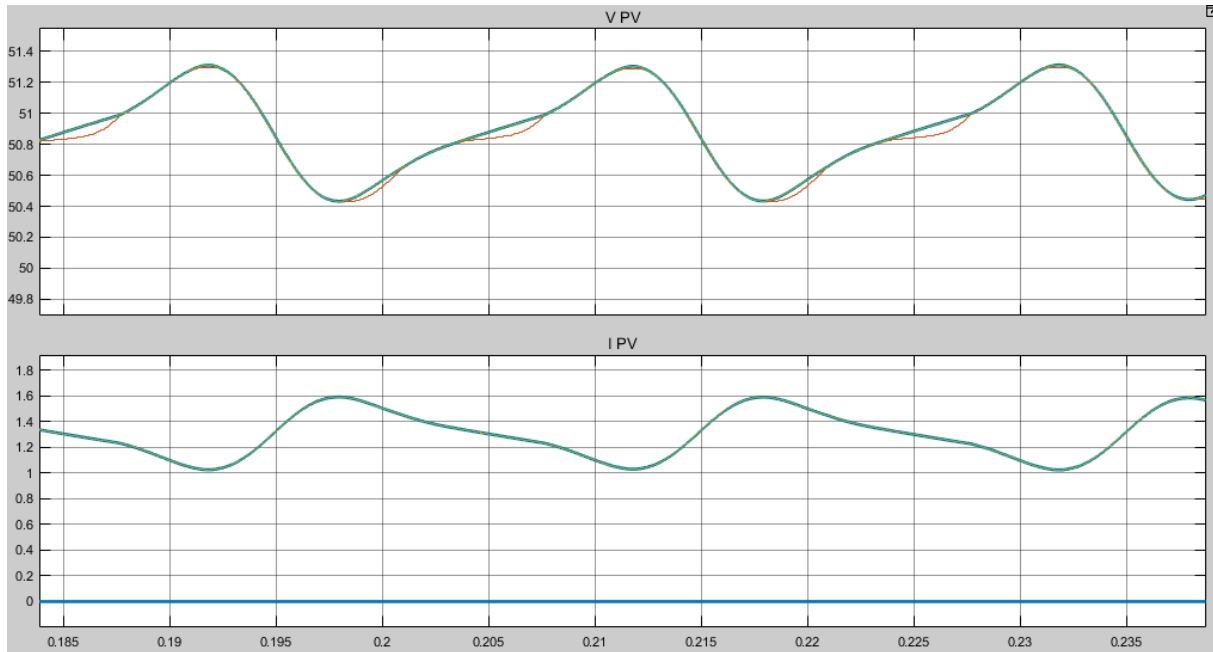


*Ilustración 45: VDC con un panel a 200 W/m<sup>2</sup>*

Lo único que faltaría por comprobar es cómo están trabajando los paneles, especialmente en la rama del panel con una irradiancia menor. En la gráfica superior de



la imagen se muestran las tensiones de los paneles de la rama en cuestión y en la Ilustración 46 se muestran las corrientes.



*Ilustración 46: Tensiones y corrientes de la rama con uno trabajando a menos irradiancia*

Se puede ver que la tensión de los 6 paneles es prácticamente igual, mientras que algo sucede con las corrientes. Las corrientes de los paneles con  $1000 \text{ W/m}^2$  son normales, mientras que la del panel que está trabajando a  $200 \text{ W/m}^2$  ha caído a 0 A. ¿A qué se debe esto?

La clave está en las tensiones existentes en el sistema. El valor de VDC lo están imponiendo los paneles de las otras fases que están trabajando a pleno rendimiento. Es por ello por lo que en la Ilustración 44 y en la Ilustración 45 dicho valor apenas ha variado pese a haber sombreado un panel de la primera fase. Debido a esto, se está obligando a trabajar a la primera fase a la misma tensión que las otras, incluyendo al panel con menos irradiancia, el cual tiene que dar la tensión necesaria para equilibrar el valor de voltaje total, adquiriendo un valor de unos 51 V. Esto, si lo contrastamos con los parámetros del panel (especialmente  $V_{oc} = 49.9 \text{ V}$ , como se vio en la Tabla 8 para la irradiancia de  $200 \text{ W/m}^2$ ) nos indica que este PV está superando su tensión de cortocircuito y que, por lo tanto, su corriente entregada será 0.

Todo esto se explica de una manera gráfica en la Ilustración 47, particularizando la situación a las ramas superiores del MMC.

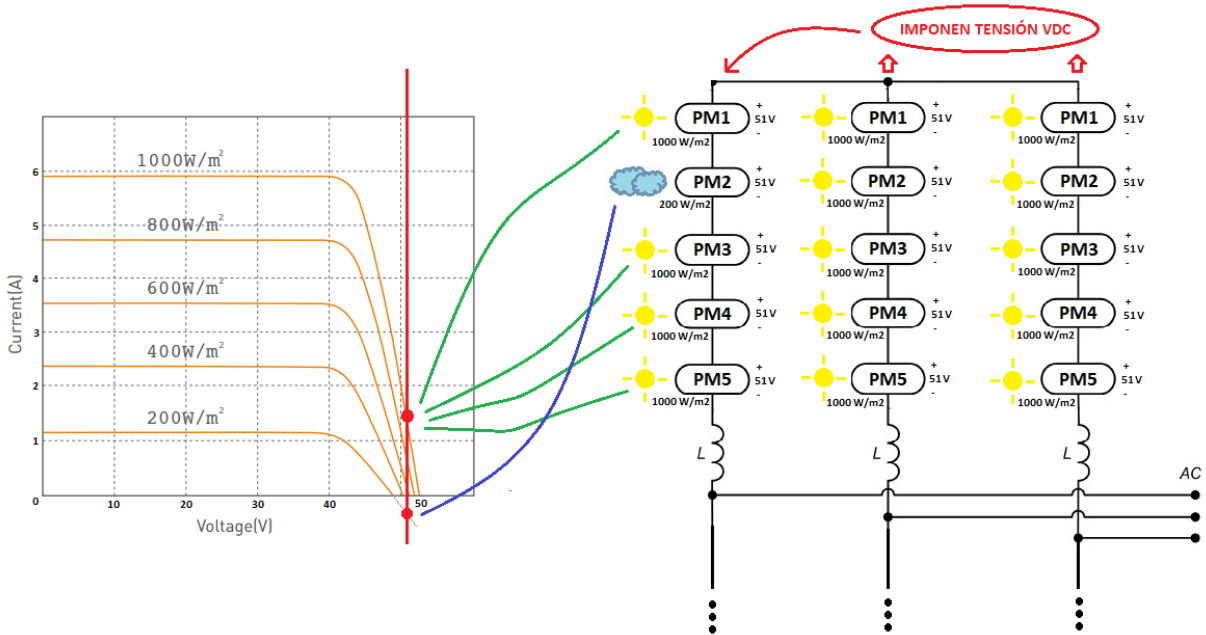


Ilustración 47: Infografía funcionamiento con panel sombreado

Como se puede ver, los puntos de trabajo de los paneles están en la misma tensión. Dado que las curvas de irradiancia varían, los de 1000 W/m<sup>2</sup> están generando una corriente de 1.5 A aproximadamente mientras que el de 200 W/m<sup>2</sup> con esta tensión no tiene opción a generar corriente.

Si, por ejemplo, reducimos el valor de la carga resistiva a  $R = 1 \Omega$ , modificando así el punto de trabajo de los paneles, la situación va a cambiar. En este caso, debido a la gran demanda de corriente, la tensión en los paneles va a caer y el valor de VDC adquirirá un valor de unos 114 V, tal y como se aprecia en la Ilustración 48.

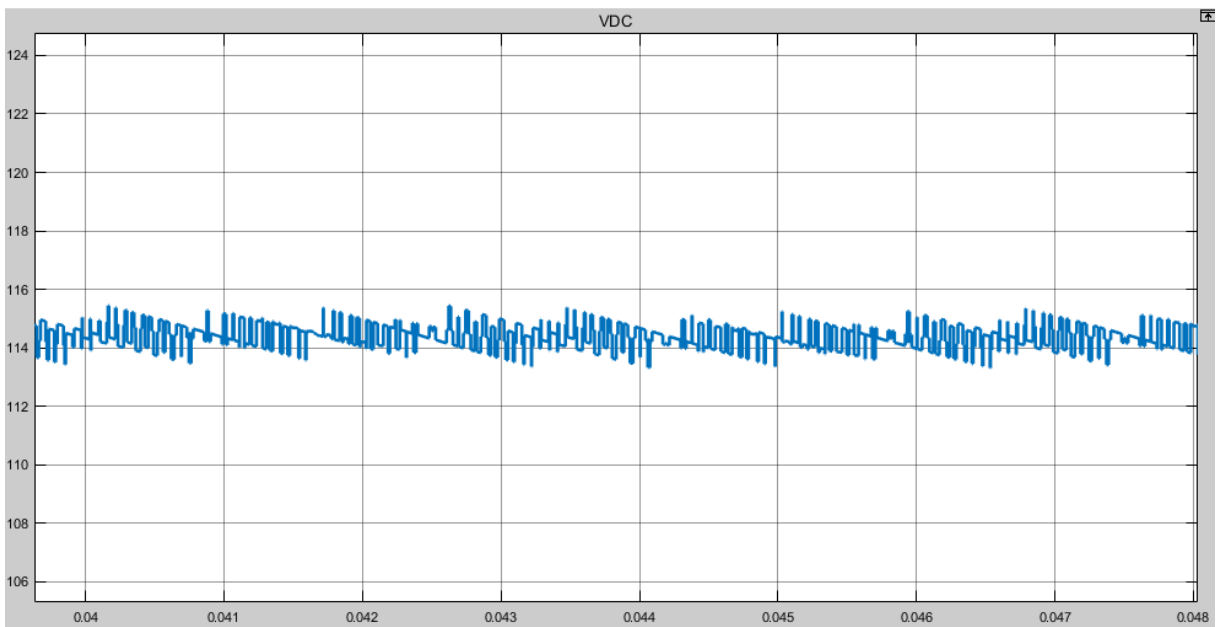
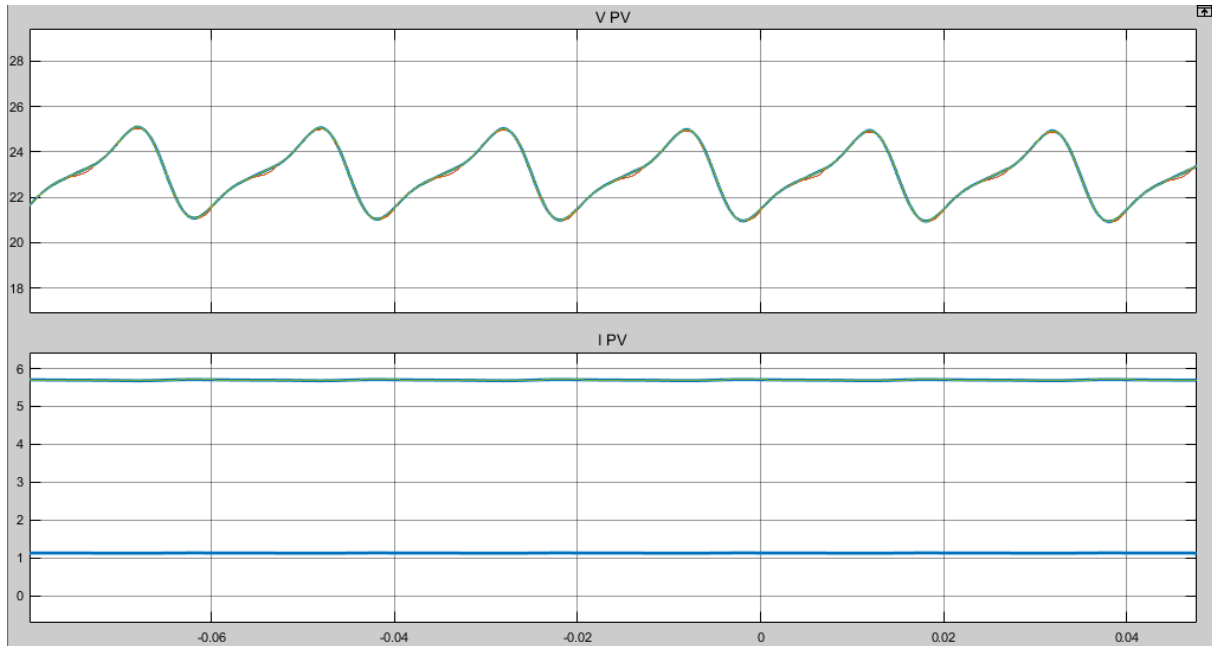


Ilustración 48: VDC reduciendo el valor de la carga

Visto que ahora el nivel de tensión VDC no es tan exigente, se procede a ver en la Ilustración 49 qué sucede con la rama que contiene el panel sombreado.



*Ilustración 49: Tensiones y corrientes con panel sombreado y carga reducida*

En este caso, la tensión de cada panel se encuentra en torno a los 23 V, lo cual va a hacer que el panel con una irradiancia de  $200 \text{ W/m}^2$  sí que sea capaz de generar corriente acorde con la irradiancia incidente en él trabajando a dicha tensión.

Una pregunta que puede surgir es la siguiente: si una rama está generando menos corriente que el resto... ¿Cómo es posible que las corrientes de salida estén perfectamente equilibradas? Esto se intentará comprender en el siguiente apartado, ya que se expondrá una simulación con un caso más exagerado que el visto actualmente para visualizarlo mejor.

#### 4.2.2.3 DISTINTA IRRADIANCIA EN UNA RAMA COMPLETA

Visto el caso anterior en el que se sombreaba únicamente un panel en una rama, se procede a ampliar el número de paneles sombreados a una rama completa, trabajando a una irradiancia de  $200 \text{ W/m}^2$ .

La salida del MMC en cuanto a tensión y corriente permanece correcta y equilibrada, como se ve en la Ilustración 50.

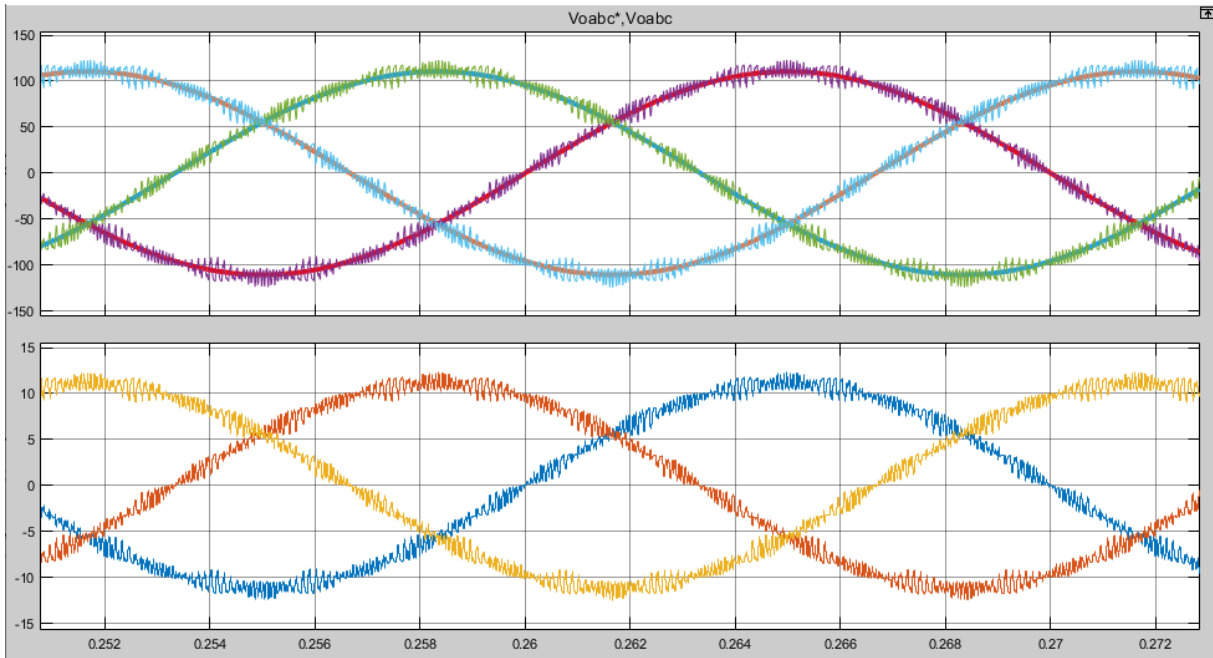


Ilustración 50: Salida MMC con rama a distinta irradiancia

En la Ilustración 51 se muestra el valor de VDC, el cual permanece prácticamente constante en torno a los 252,8 V.

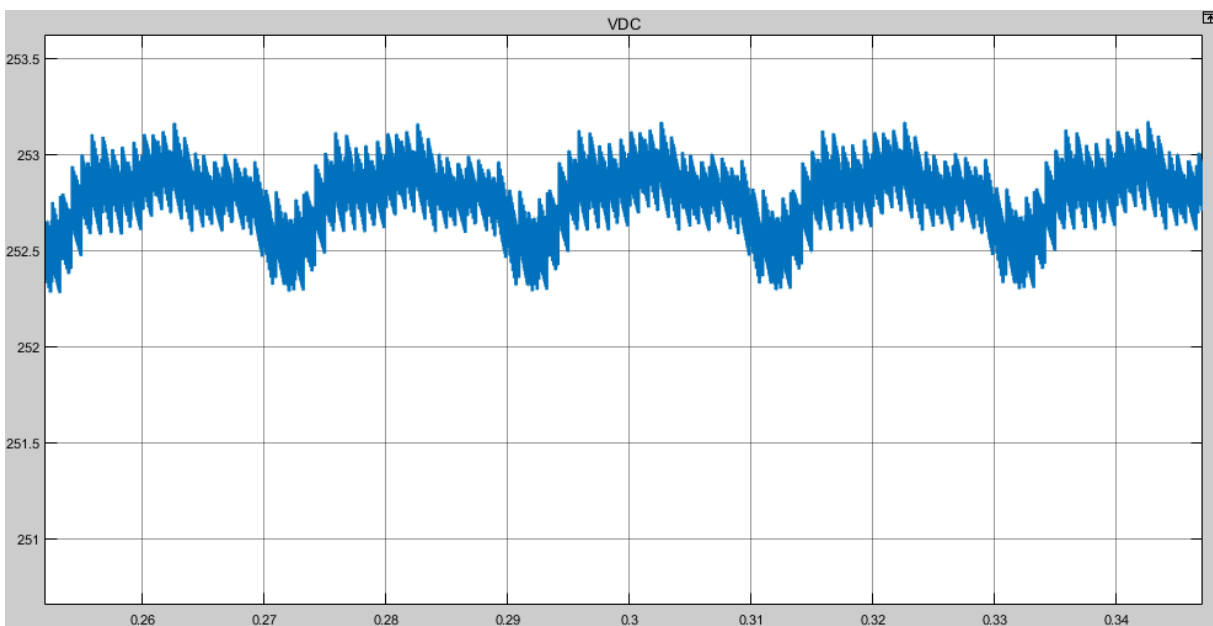
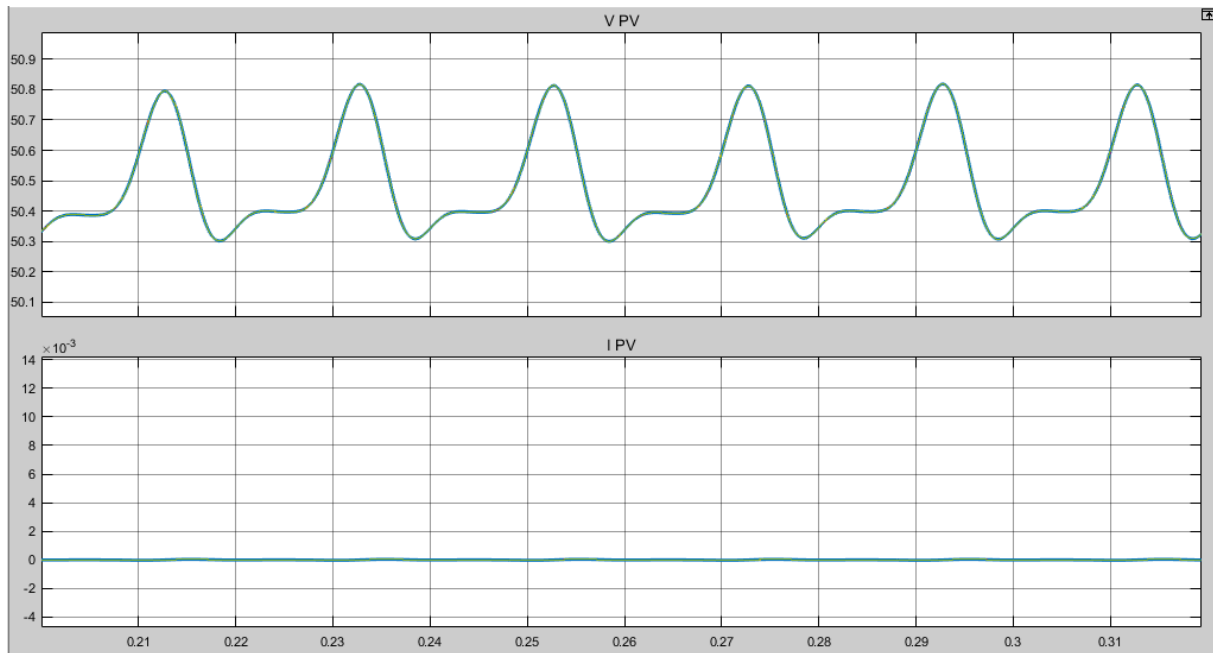


Ilustración 51: VDC con rama a distinta irradiancia

Visualizando las tensiones y corrientes de toda la rama con baja irradiancia, observamos lo mostrado en la Ilustración 52.



*Ilustración 52: Tensiones y corrientes de la rama a distinta irradiancia*

Nuevamente, observamos la problemática existente con la generación de los paneles sombreados. Debido a que se deben ajustar la tensión que está imponiendo el resto de ramas, los PV de 200 W/m<sup>2</sup> son incapaces de generar energía debido a una tensión de trabajo muy elevada.

Pero... ¿Cómo puede ser que, con una rama sin generar, la salida siga permaneciendo equilibrada? Esa energía se tiene que estar extrayendo del resto de los paneles del sistema y, además, el MMC se tiene que estar equilibrando para que la salida sea la mostrada.

Para comprobar ese hecho, se va a visualizar el funcionamiento de una rama que se encuentre siempre trabajando a 1000 W/m<sup>2</sup> en 2 casos distintos (Ilustración 53 e Ilustración 54):

- a) Todas las ramas del sistema trabajando a 1000 W/m<sup>2</sup>.

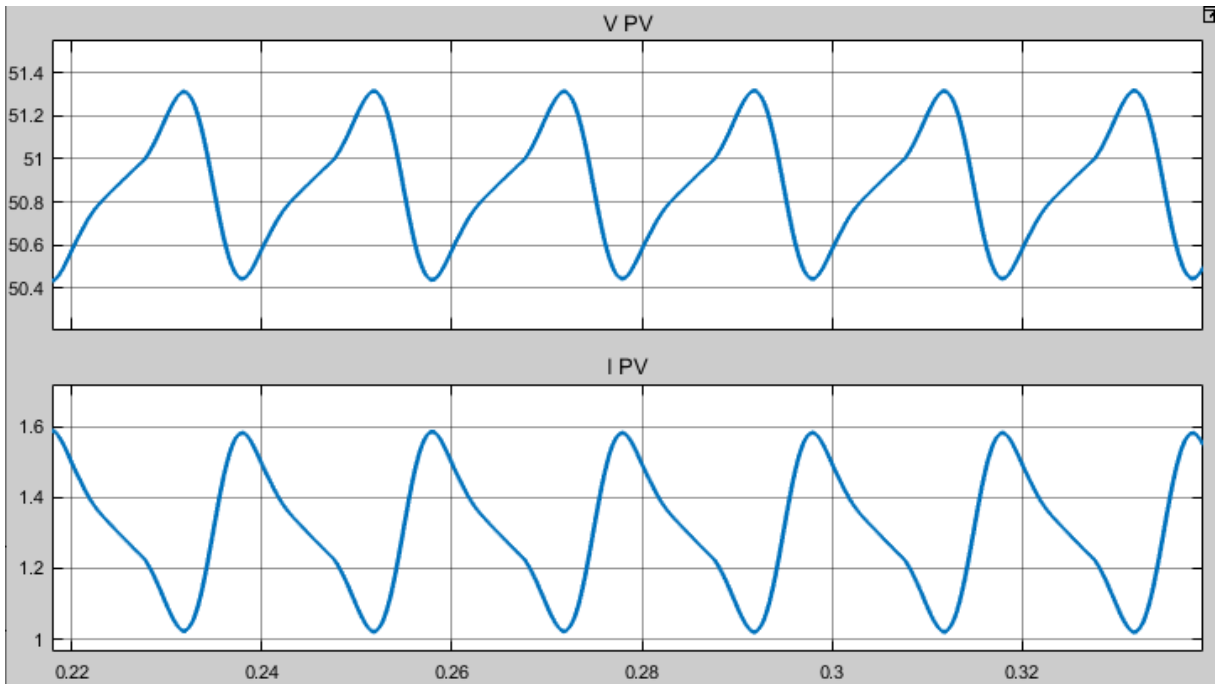


Ilustración 53: Tensiones y corrientes con sistema a 1000W/m<sup>2</sup>

- b) Una rama trabajando a 200 W/m<sup>2</sup> y el resto trabajando a 1000 W/m<sup>2</sup>, por lo que la sombreada no será capaz de producir como se acaba de ver.

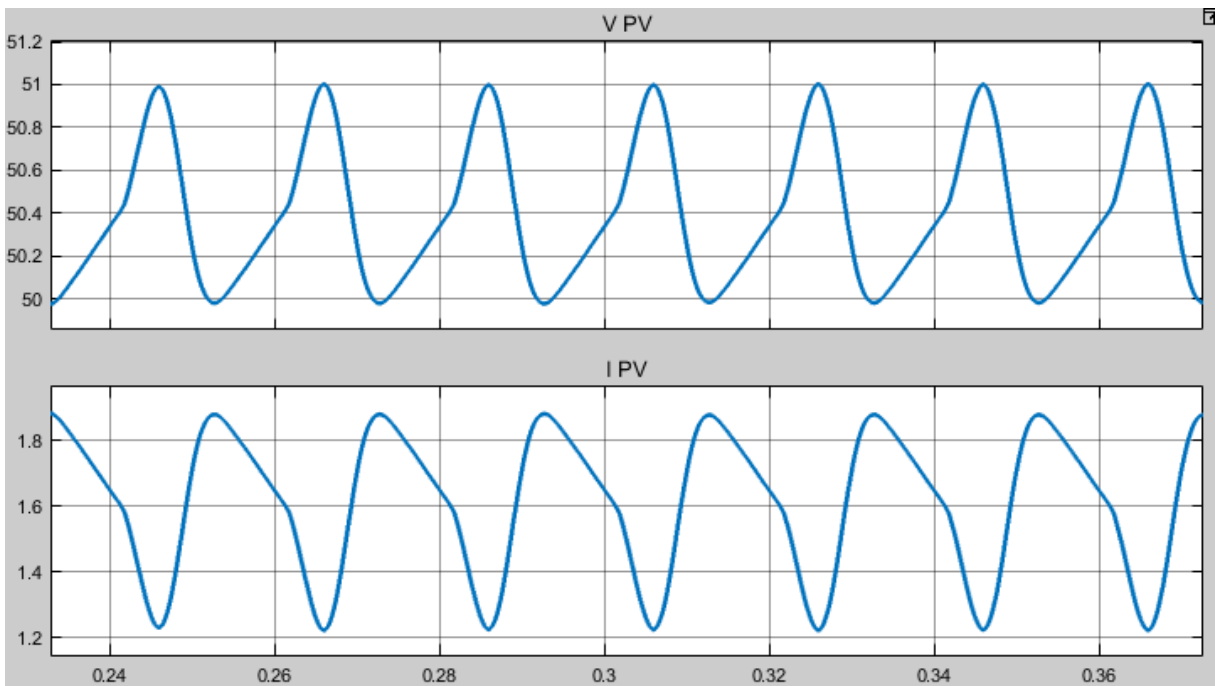


Ilustración 54: Tensiones y corrientes con una rama a 200 W/m<sup>2</sup>

Observando los valores obtenidos, en el caso a) el valor que se extrae de corriente de los paneles fotovoltaicos es menor que en el caso b), momento en el cual es necesario extraer un poco más para cumplir las exigencias de la carga debido a que una rama se encuentra sin generar. Pese a que solo se muestra una rama, este funcionamiento es común al resto de ramas trabajando a 1000 W/m<sup>2</sup>, aportando todas

ellas un extra de energía más para cubrir la potencia a entregar. Esta es la razón por la que, pese a estar una rama sin generar, la salida permanezca equilibrada e inalterada.

Con esto se puede determinar que el MMC se va a equilibrar siempre que las condiciones de generación permitan cubrir las necesidades de la carga.

El funcionamiento al hacer trabajar la rama superior e inferior (una fase completa) con una irradiancia menor que el resto es igual al expuesto en este apartado, por lo que se obvia simularlo y se procede a extraer una serie de conclusiones.

#### 4.2.2.4 CONCLUSIONES

De todas las simulaciones llevadas a cabo hasta el momento, se pueden extraer una serie de conclusiones a nivel del funcionamiento de la integración MMC + PV que a buen seguro serán útiles en el futuro del presente proyecto:

- Hasta ahora la carga del sistema ha tenido gran importancia en el funcionamiento del mismo, ya que ha sido la que ha impuesto en todo momento la energía que se debía extraer de los paneles para cubrir sus necesidades dada la tensión de salida impuesta (cumpliéndose, como no podía ser de otro modo, la famosa ley de Ohm  $V = IR$ ). En el momento en el que los paneles no eran capaces de dar más corriente, la tensión de salida disminuía, siendo incapaz de seguir la referencia por el hecho de cumplir esa relación.

Teniendo en cuenta esto, cuando se intente controlar la potencia generada por los paneles (el objetivo de este proyecto es que todos ellos trabajen en su punto de máxima potencia independientemente de las condiciones de irradiancia), se tendrá que tener muy en cuenta el valor de la carga, ya que si no es capaz de absorber toda la potencia generada puede dar pie a un excedente de energía en el sistema que se pueda traducir en altas corrientes de recirculación o en un mal comportamiento de los paneles.

Dada la importancia de este aspecto, se podría valorar como una muy buena opción la posibilidad de conectar el MMC a la red para que sea capaz de entregar toda la energía que generen los paneles fotovoltaicos.

- Cuando existe un panel que trabaja a una irradiancia menor, el comportamiento del sistema, pese a que se equilibra y la salida es buena, no es óptimo, ya que cuando un panel trabaja sombreado normalmente no es capaz de generar energía debido a que se le imponen tensiones demasiado elevadas. Esto nos podría dar pie a pensar que con un control de seguimiento de máxima potencia de cada uno de ellos se podría solucionar, pero todo hace indicar que tampoco. El valor visto de VDC es común para todas las ramas y aparentemente va a ser impuesto por la que más tensión tenga. Por mucho seguimiento de máxima potencia que se le implemente a los paneles, si hay una fase cuyas ramas superior e inferior disponen de mayores tensiones que el resto por las condiciones que sean, este valor de VDC va a ser el predominante en el resto de ramas de las otras 2 fases y la tensión de los paneles no va a ser la esperada.

Aquí se empieza a hacer patente la importancia que puede tener la implementación de los módulos redundantes (RM), los cuales no dispongan de un panel acoplado y simplemente se encarguen de suplir las diferencias de tensión

entre las distintas ramas de las fases para permitir que los paneles trabajen de manera correcta en su punto de máxima potencia.

- Se ha podido comprobar que cada panel queda completamente aislado del resto del campo fotovoltaico, solucionando problemas que daban las asociaciones serie – paralelo clásicas. Por ejemplo, cuando a uno de ellos le ha tocado trabajar a una irradiancia menor que el resto, la potencia entregada a la carga no se ha visto afectada debido a este hecho.

### 4.3 EFECTO DEL MÓDULO REDUNDANTE (RM)

En este breve apartado se pretende observar el comportamiento del sistema añadiendo módulos redundantes en cada rama. Como se vio en el apartado anterior, la presencia de estos módulos sin panel fotovoltaico parece de vital importancia para el correcto funcionamiento del sistema.

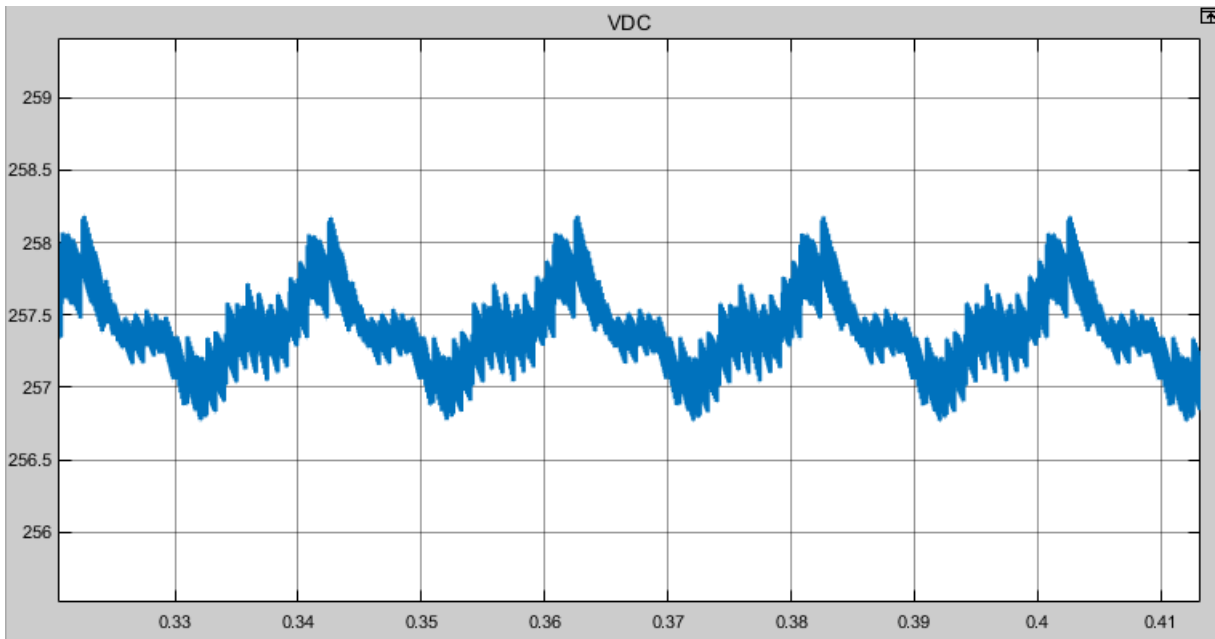
Para observar el efecto de introducir módulos redundantes, se pueden introducir fuentes de tensión controladas en lugar de módulos con condensadores, los cuales tienen una dinámica algo más compleja y lenta que estos elementos mencionados.

Además, no se pretende controlar aún los módulos redundantes. Simplemente se desea que aplique un valor de tensión para ver si se consigue sacar del estado de no conducción a la rama que se encuentre trabajando a una irradiancia menor.

Para esta simulación, partimos del estado visto en el apartado 4.2.2.3: Distinta irradiancia en una rama completa (Ilustración 50, Ilustración 51 e Ilustración 52). En este caso, se va a introducir un módulo redundante en la rama que está trabajando a una menor irradiancia, aportando este un valor de 20 V.

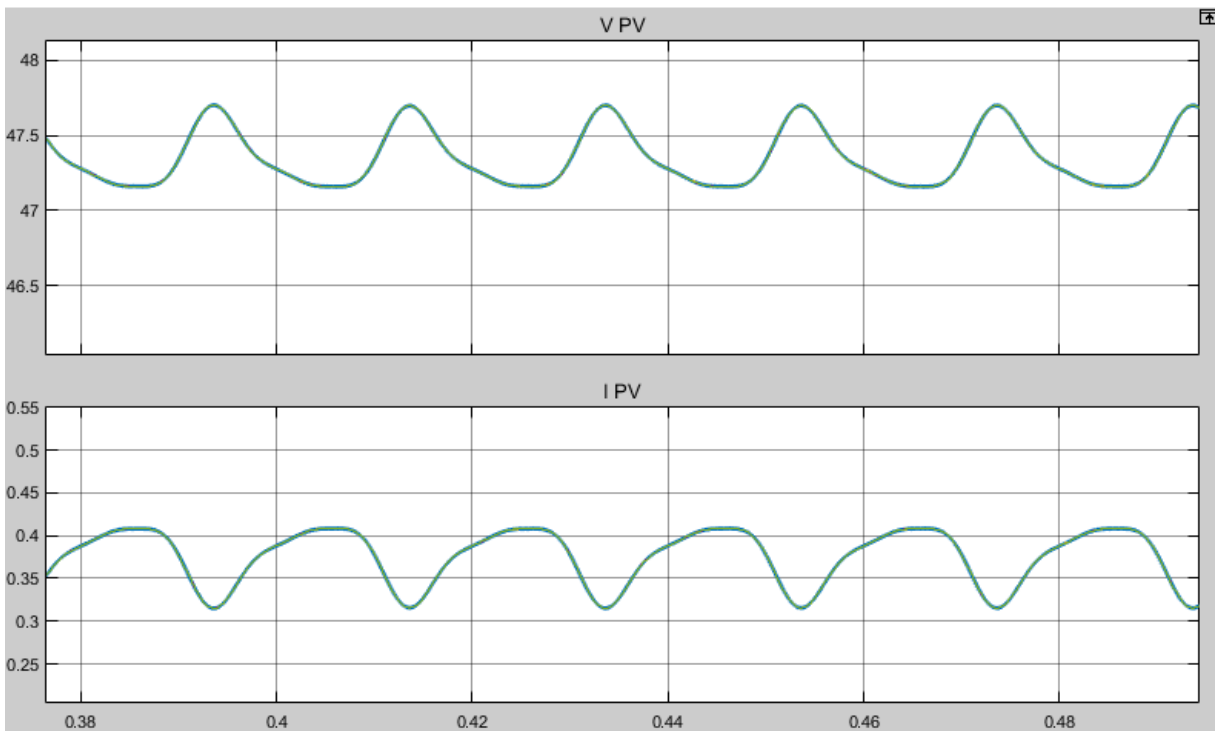
El valor obtenido de VDC en este caso se muestra en la Ilustración 55. Se puede observar que es muy similar al obtenido sin el módulo redundante, lo cual es positivo, ya que se podrá ver el efecto que tiene en la rama sombreada.





*Ilustración 55: VDC con RM sin control (20V)*

Tras esto, es conveniente fijarse en las tensiones y corrientes de la rama en cuestión. Se muestran en la Ilustración 56.



*Ilustración 56: Tensiones y corrientes de rama sombreada con RM*

Se puede ver cómo, en efecto, la presencia del módulo redundante ha hecho reducir algo la tensión existente en los paneles con irradiancia menor y ha provocado que puedan conducir. Esto hace que se refuerce la segunda conclusión obtenida en el apartado anterior, pues si se pretende que los módulos trabajen en su punto de máxima potencia, las tensiones van a ser dispares y será necesario que estos módulos redundantes compensen las tensiones para que todo vaya como es esperado.

## 4.4 INTRODUCCIÓN DEL ALGORITMO MPPT Y DEL CONTROL RM

Llegados a este punto, se comienzan a realizar pruebas para intentar controlar la potencia de los paneles fotovoltaicos. Además, también resulta conveniente comenzar a buscar la forma de controlar los módulos redundantes.

### 4.4.1 ACOPLAMIENTO INICIAL DEL ALGORITMO DE BÚSQUEDA DE MÁXIMA POTENCIA

El algoritmo MPPT que se intente implementar será el mismo que se vio cuando se experimentó con el panel fotovoltaico en el módulo aislado en el apartado 4.1.2: Búsqueda del punto de máxima potencia en módulo MMC aislado y, como se comentó por aquel entonces, el código de Matlab se recoge en el apartado 4 de los Anexos.

A la hora de determinar en qué punto se debería implementar el seguimiento de máxima potencia, se pensó inicialmente que debía ir funcionando a la par que el panel fotovoltaico. Es decir, que se debía implementar un algoritmo MPPT por cada panel que se desee controlar ya que, como parece lógico, cada algoritmo se encarga de la potencia de un único generador. El MPPT debería generar la decisión de qué polos deben conducir en cada momento en cada módulo (el superior o el inferior) para intentar llevar la tensión del panel al valor deseado.

En este punto también se debe tener en cuenta la modulación generada por el control del convertidor MMC, en la cual se deciden cuántos módulos deben conducir en cada momento para llegar a la referencia de tensión, y el algoritmo de ordenación, el que se encarga de decidir qué módulos deben conducir a partir del número generado en la modulación.

Como resultado de todo esto, nos encontramos con 2 señales de control para cada módulo, las cuales se debe gestionar. La situación viene resumida en la Ilustración 57.

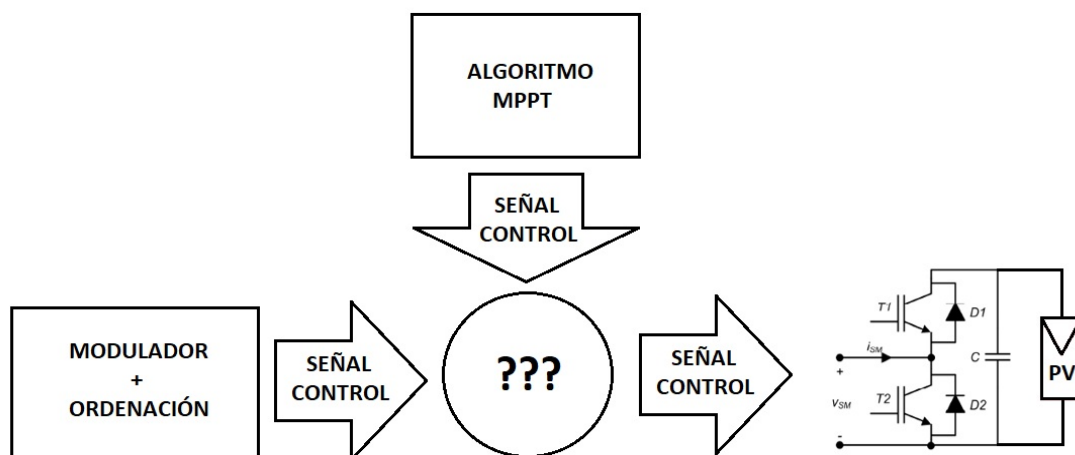


Ilustración 57: Conflicto entre señales de control para módulos

Para combinar ambas señales de control, inicialmente (aunque de manera errónea, como posteriormente se verá) se optó por combinar ambas señales de control con una puerta AND, generando así una señal combinada para los polos superior (T1) e inferior (T2) que permitiera controlarlos.

Añadir que, en todos los casos posibles tanto por parte del algoritmo MPPT como por parte del modulador, los estados de los polos T1 y T2 siempre van a estar negados uno respecto del otro. Dado que la señal de control generada por ambos bloques siempre va a ser activar o no activar el módulo y, la activación se consigue haciendo que el T1 conduzca, ambos controles van a generar la señal de control del polo superior. Teniendo en cuenta todo esto, será necesario negar esta señal de control obtenida para controlar a la par el polo T2. Se muestra la situación final implementada en este primer intento en la Ilustración 58.

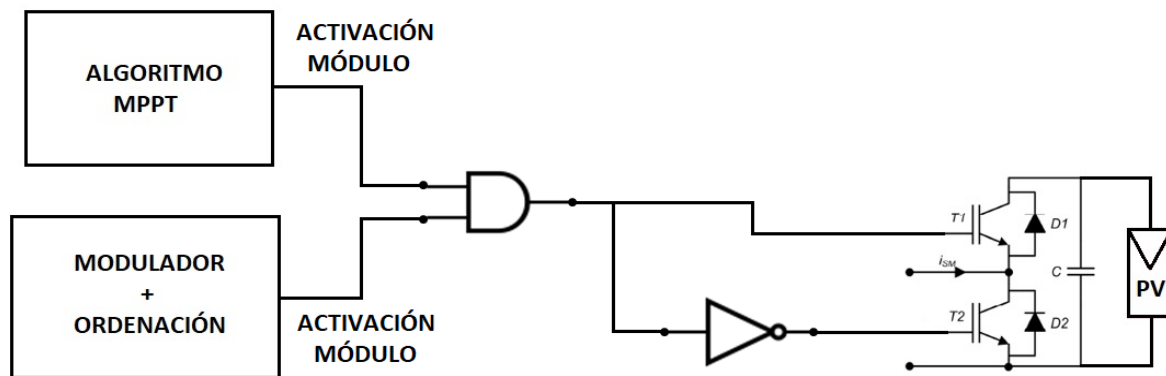


Ilustración 58: Situación implementada en el primer intento

#### 4.4.2 CONTROL INICIAL DEL MÓDULO REDUNDANTE

Dado que se ha acoplado ya el algoritmo de búsqueda de máxima potencia al sistema, también sería conveniente comenzar a controlar de algún modo los módulos redundantes, los cuales deben ser capaces de entregar la tensión que le falte a la rama en la que se encuentre por estar generando esta una tensión menor que el resto.

Inicialmente, se pensó de forma errónea en compensar la tensión de cada módulo de forma individual. Es decir, que si a un módulo le faltaba “x” tensión para llegar a la que debía tener en el punto de máxima potencia a su irradiancia máxima, el RM se debe encargar de suplir en cada momento esa tensión. Cuando estuvieran conectados 2 módulos de la rama, se sumarían las tensiones de ambos y se calcularía la diferencia con el valor teórico que deberían tener si ambos trabajasen en el punto de máxima potencia y el módulo RM la aportaría. Así sucesivamente con los 5 módulos de cada rama. De esta manera, se pretende que el valor general de VDC de las 3 fases se mantenga constante pese a que los módulos den tensiones menores por trabajar sus paneles a menores irradiancias y así evitar imponer tensiones indeseadas en los generadores fotovoltaicos, como ya se vio en apartados anteriores.

Para llevar a cabo esta implementación, se contabilizan los módulos que indica el modulador que deben conducir en cada momento y se multiplica por el valor de tensión

máxima teórico que deben tener. De esta manera, se obtiene la referencia de tensión que deberían tener si trabajasen en el punto de máxima potencia. Tras esto, se mide la tensión existente en la rama y se resta la que aporta el RM, ya que no se debe tener en cuenta. Además, se añade lógica adicional para que, en el caso de que la tensión que deba de aportar el RM sea 0 o negativa, ese módulo se desconecte de la rama.

El esquema de esta estrategia de control se muestra en la Ilustración 59.

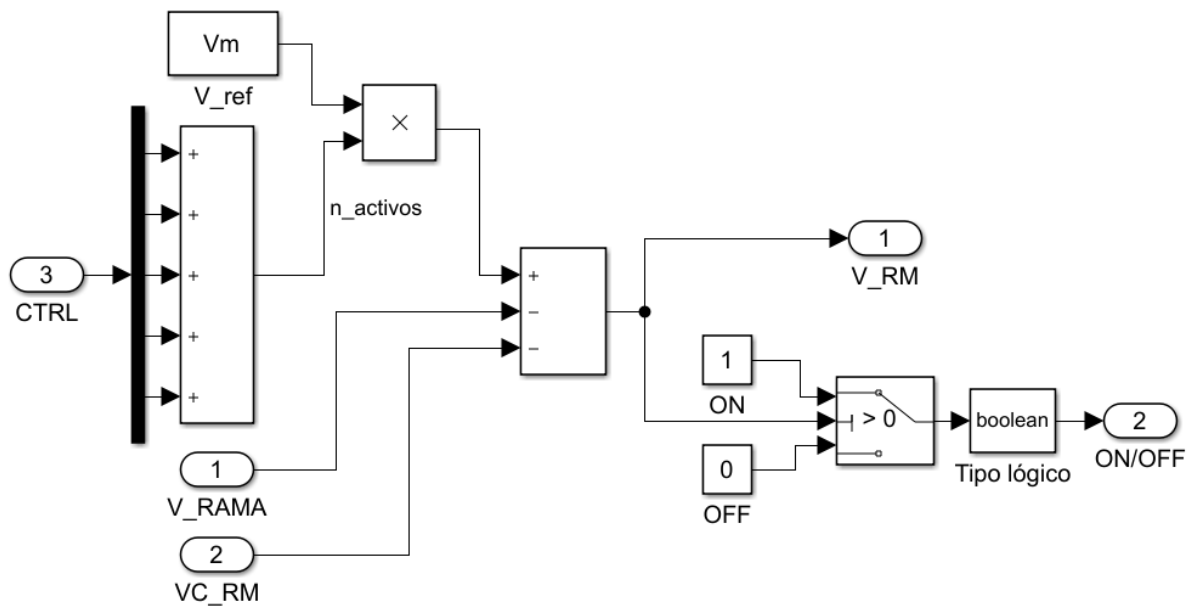
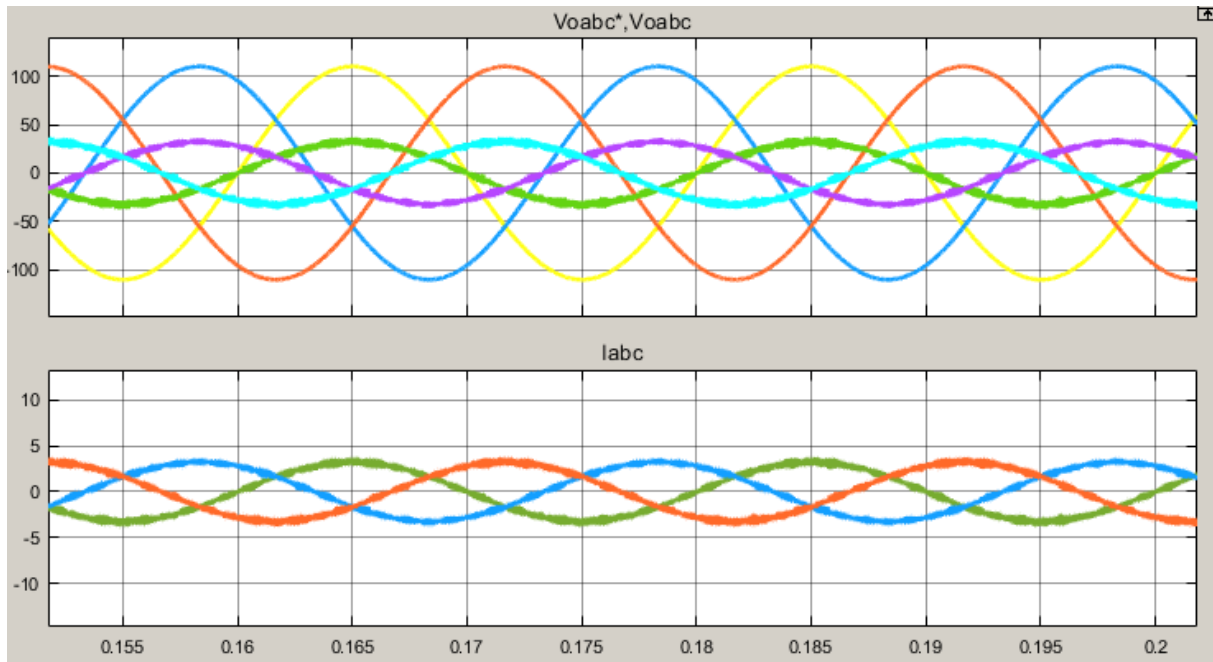


Ilustración 59: Control RM implementado inicialmente

#### 4.4.3 SIMULACIÓN INICIAL DEL CONJUNTO CONTROLADO

Una vez se tiene un primer intento de control implementado, se procede a visualizar los resultados.

En primer lugar, se observa la tensión y corriente de salida del convertidor MMC en la



*Ilustración 60: Tensión y corriente de salida con controles iniciales*

Se puede ver que, en principio, la modulación se está llevando a cabo de forma correcta por las formas de onda de salida (las más gruesas), pero que no están llegando hasta los valores de la referencia, por lo que algo no está funcionando bien.

Dada la complejidad del sistema y la gran cantidad de variables que contiene, es complicado realizar un análisis pormenorizado de lo que está fallando, pero se proceden a observar distintos puntos del convertidor para intentar identificar el error.

En la Ilustración 61 se muestra:

- Gráfica superior: módulos conectados en una rama (todas ellas se encuentran actualmente trabajando a la misma irradiancia) en un intervalo de tiempo concreto. Se representa la señal de activación de los 5 módulos existentes en esa rama.
- Gráfica inferior: módulos que según el modulador deberían estar conduciendo en el intervalo de tiempo escogido (4 – 5 módulos).

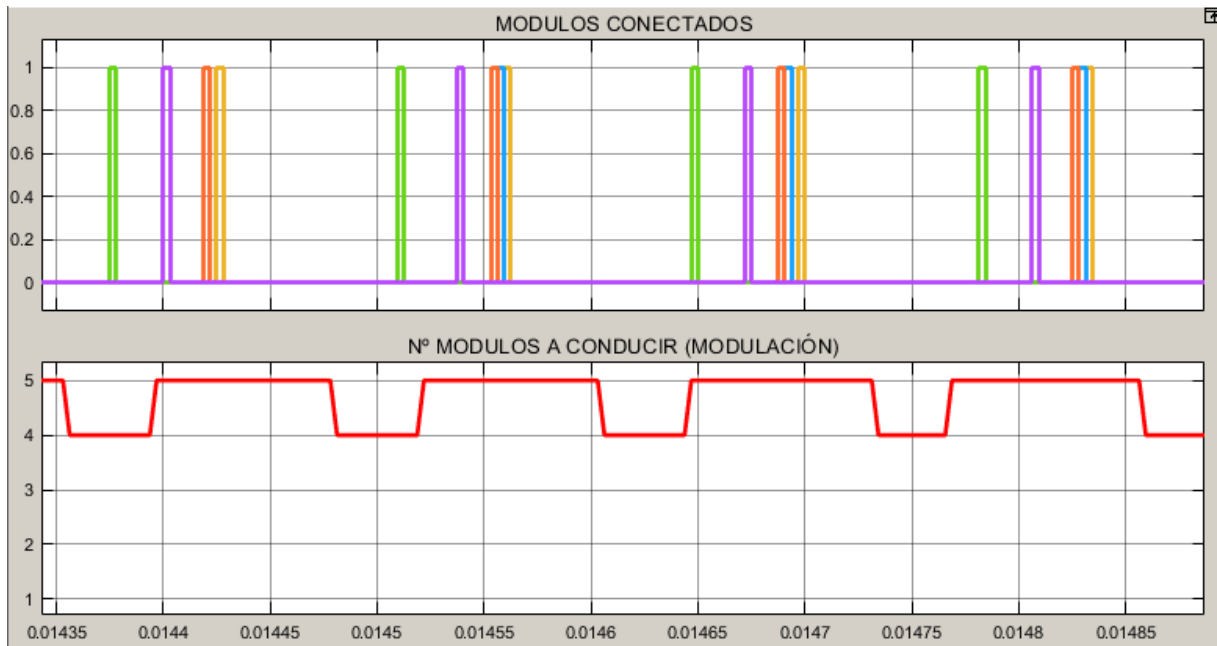


Ilustración 61: Activación módulos vs nº módulos a conducir

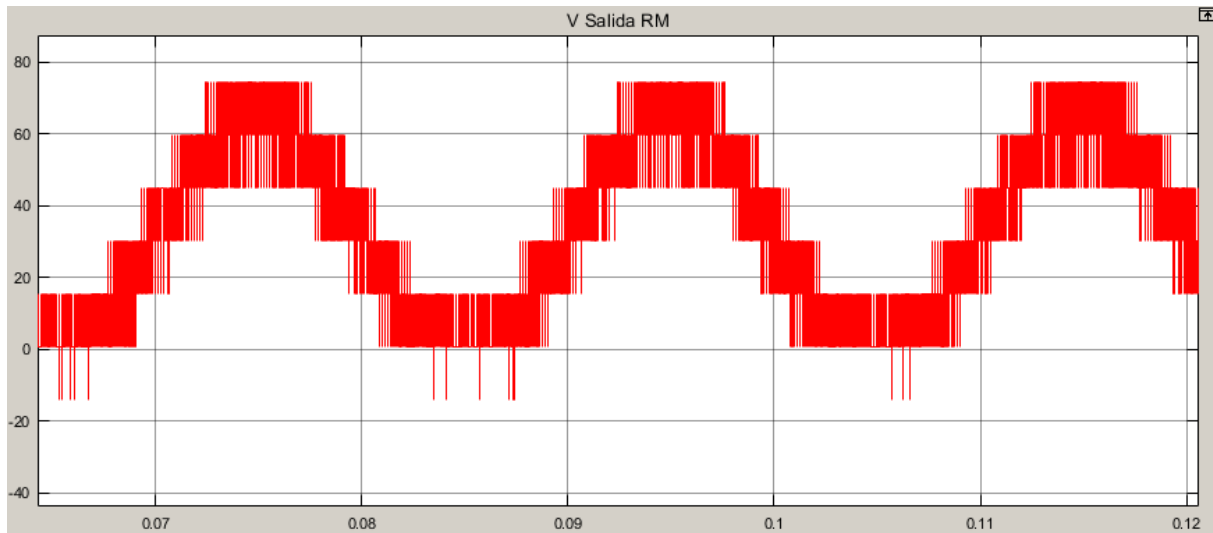
Aquí ya salta a la vista que algo no está funcionando bien. Por lo general, como se aprecia en la gráfica superior, no está conectado ningún módulo a la rama pese a que, además, el número que debería estar conectado sería 4 – 5 como se indica en la inferior.

El hecho de que ningún módulo esté conectado cuando el modulador indica lo contrario debería tener su consecuencia en la tensión de salida, debiendo estar ésta en torno a 0V, pero como se ha visto en la Ilustración 60 esto no es así.

Por ello, con este simple análisis, se pueden extraer 2 errores diferentes:

- 1- La señal de activación de los módulos del MMC no está haciendo caso de las indicaciones del modulador, pues no se está conectado el número correcto para lograr la tensión de referencia a la salida. Es decir, no se está respetando el número de módulos conectados, lo cual es una premisa básica en los Convertidores Modulares Multinivel. Esto nos indica que la integración realizada entre el modulador y el algoritmo MPPT no es correcta.
- 2- Pese a que la señal de salida debería estar en torno a 0V por todo lo comentado, hay algo que la está llevando a que siga en cierto modo la referencia en su forma senoidal, y desde luego que los módulos del MMC no son. Por ello, todo hace indicar que el Módulo Redundante también está funcionando de una manera indeseada, ya que es el otro elemento de la rama que puede estar entregando esa tensión para estar falseando la salida.

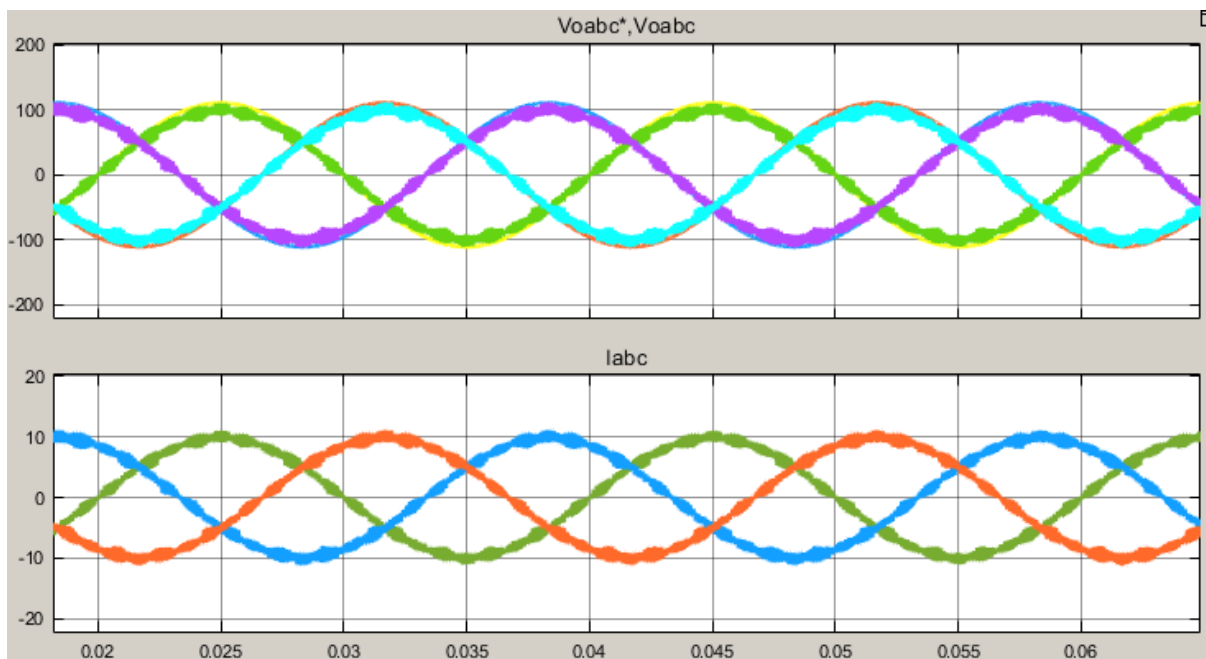
Si se analiza en primer lugar el punto 2, se debe observar qué tensión está aportando el módulo redundante de la rama para confirmar la teoría de que está funcionando mal. Se muestra dicho parámetro en la Ilustración 62.



*Ilustración 62: V RM con el control inicial*

Se puede ver que no es el comportamiento que se espera de un Módulo Redundante, el cual simplemente debe entregar un valor de tensión que supla la que no pueden proporcionar los módulos de la rama. Por las características de los paneles, esta tensión normalmente no va a ser de un valor muy elevado, lo cual colisiona con lo que vemos en la imagen superior. Además, por la forma que tiene la tensión de salida parece que está siendo modulada, lo cual es un error, ya que no se ha implementado ningún tipo de control PWM (se está dando simplemente un valor a la fuente de tensión controlada), lo que da una pista de que, posiblemente, la razón por la que la forma de la tensión de salida esté siendo senoidal y modulada esté en el control implementado en el RM. Posiblemente el error se encuentre focalizado en que se tiene en cuenta el número de polos en conducción indicado por el modulador, señal que sí que se encuentra modulada.

Pese a que todo indica a que el control del RM se ha implementado erróneamente, se realiza una prueba a mayores: modificar el valor “V\_ref” de la Ilustración 59 a un valor mayor. Aunque como se ha comentado antes es un poco complicado realizar un análisis en detalle por la gran cantidad de elementos y estados por los que pasa en instantes cortos de tiempo todo el sistema, este valor “V\_ref” posiblemente esté fijando la tensión máxima que se consigue a la salida del MMC, ya que como se ha visto en el párrafo anterior la tensión de salida viene totalmente condicionada por lo que está sucediendo en el RM y “V\_ref” es el único valor concreto que se le está aportando a dicho control. Por ello, se prueba a cambiar dicho valor de “Vm” al valor de pico que se pretende obtener a la salida, es decir, al de la referencia. La salida del MMC con esta modificación se muestra en la Ilustración 63.



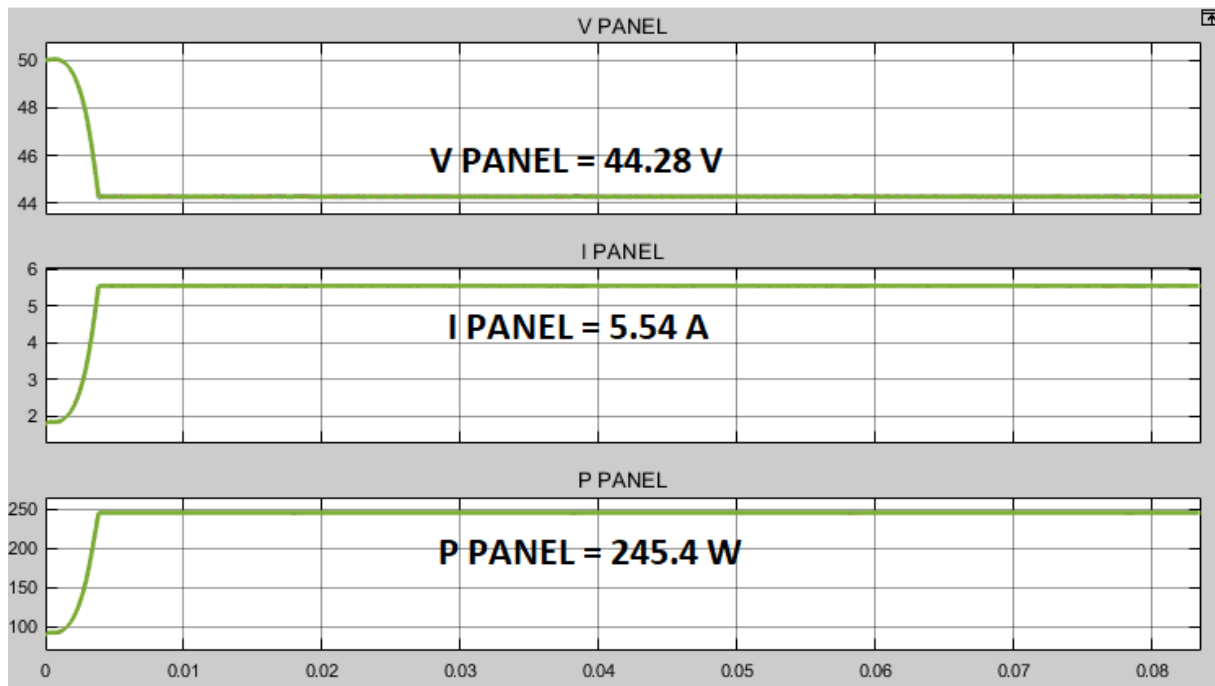
*Ilustración 63: Tensión y corriente de salida modificando referencia del control RM*

Se observa y confirma que el módulo redundante está influyendo totalmente en la tensión de salida y que el parámetro que le estamos proporcionando de referencia es el que fija su amplitud, comportamiento totalmente erróneo.

Conociendo que esto se debe modificar, se procede a ver cómo se está comportando el algoritmo MPPT en los paneles. Ya se ha visto que la integración del Modulador + Algoritmo de Ordenación con el Algoritmo MPPT es problemática, pero se puede visualizar aun así si los paneles están siguiendo el punto de máxima potencia.

Trabajando con los 30 paneles fotovoltaicos del sistema a una irradiancia de  $1000 \text{ W/m}^2$ , se observa en 2 de las 3 fases existentes el comportamiento de los paneles (Tensión, Corriente y Potencia) que se muestra en la Ilustración 64.

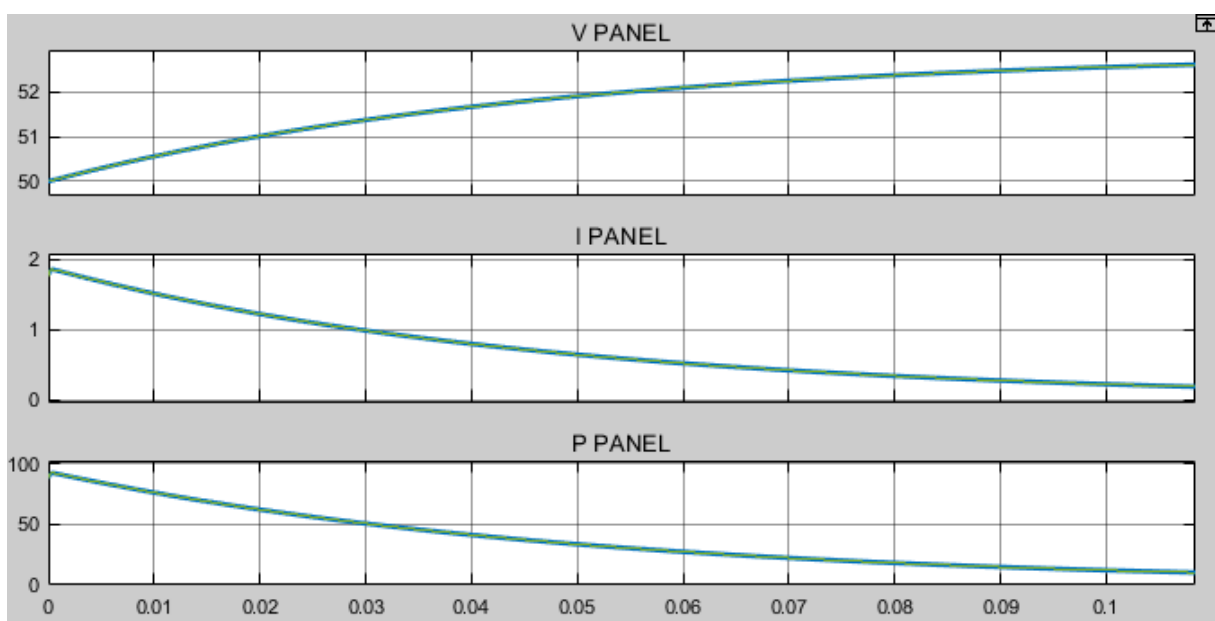




*Ilustración 64: Funcionamiento paneles control inicial*

Se puede ver que todos los paneles de las 2 fases mencionadas están siguiendo el punto de máxima potencia con una precisión sumamente buena (se deben recordar los parámetros de los paneles de la Tabla 8). Esto puede llegar a dar una pista nuevamente de que el algoritmo MPPT está implementado de forma correcta y que puede llegar a funcionar también con todo el sistema integrado y no solo con un módulo aislado, como ya se probó anteriormente.

Sin embargo, los paneles de la fase restante no están siguiendo el punto de máxima potencia, tal y como se muestra en la Ilustración 65.



*Ilustración 65: Fase sin seguir MPP*

Si se visualizan las corrientes que están fluyendo por cada fase, lo que se encuentra llama bastante la atención (Ilustración 66).

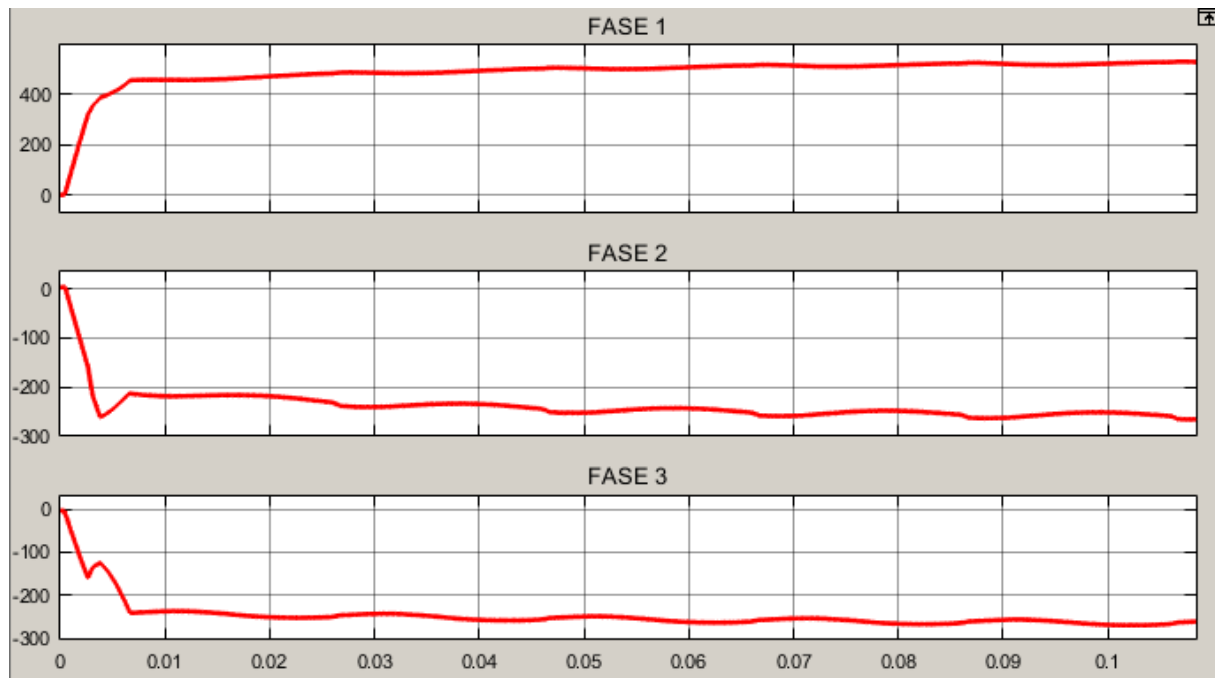


Ilustración 66: Corrientes por fase

Se puede ver que no se encuentran oscilando en torno a 0 con una forma senoidal, como podría ser de esperar. La corriente de la fase 1 adquiere un valor muy elevado y positivo (en torno a 500 A), mientras que las fases 2 y 3 adquieren valores negativos de en torno a 250 A cada una. Esto puede ser indicativo de que la mayor parte de la corriente está recirculando en el sistema entre las 3 fases, dividiéndose la de la fase 1 entre las fases 2 y 3.

Además, las fases que contienen las corrientes negativas son las que coinciden con los paneles que están siguiendo su punto de máxima potencia. Esto aparentemente podría coincidir de manera clara con una conclusión que se extrajo de las pruebas que se hicieron de seguimiento de máxima potencia con el módulo MMC aislado: los módulos, cuando se encuentran con situaciones de corrientes de rama que son positivas o negativas con un valor absoluto bajo, tienen grandes problemas para evacuar su energía y no son capaces de seguir el punto de máxima potencia. Quizás por ello sea que los paneles de las fases 2 y 3, cuyas corrientes son muy negativas, estén siguiendo el MMP sin problemas, mientras que los de la fase 1 estén siendo incapaces.

Respecto al motivo por el que las corrientes por las fases del MMC presentan estos valores, no se ha logrado llegar a una conclusión clara y definitiva (ya que además el resto del sistema no está funcionando de la manera correcta), pero es muy posible que, debido a la potencia que se está generando en todo el sistema y que la carga configurada es resistiva fija, esta no esté siendo capaz de absorber toda la potencia generada. Esta energía, si es generada y no se extrae del sistema, tendrá que permanecer en él, posiblemente en forma de corrientes circulantes que se equilibran de la forma que se ha visto.

Dado que parece que en 2 fases de las 3 del MMC está funcionando correctamente el algoritmo MPPT, se puede aprovechar la situación para hacer trabajar a algún panel a una irradiancia menor para comprobar si en este caso también funciona correctamente el MPPT. Por ello, se procede a configurar un panel fotovoltaico con una irradiancia de  $800 \text{ W/m}^2$  frente a los  $1000 \text{ W/m}^2$  del resto del sistema. Se muestra el comportamiento de la rama con el panel sombreado en la Ilustración 67.

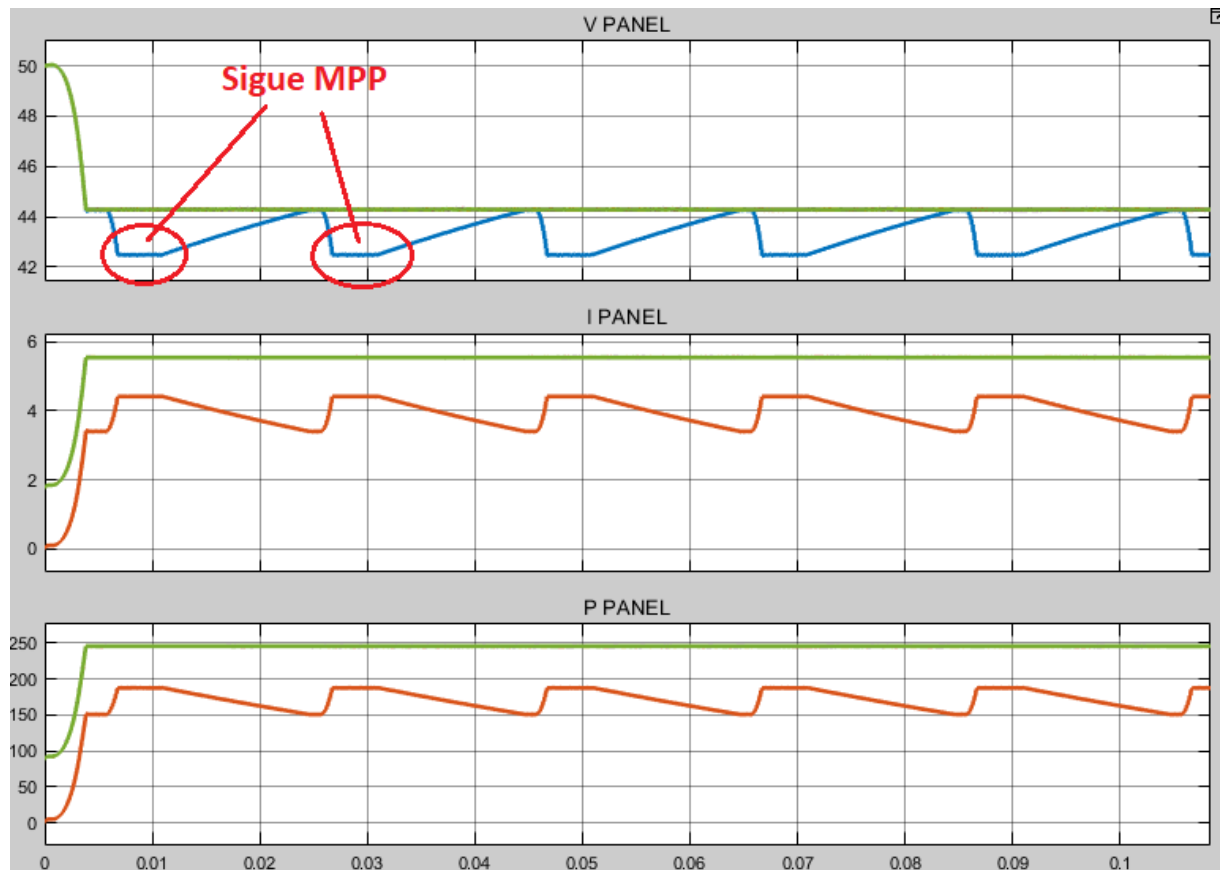


Ilustración 67: Seguimiento MPP con un panel sombreado

En la gráfica superior, en azul se muestra la tensión del panel que trabaja a una irradiancia menor. Se puede observar que, durante un tiempo, sí que es capaz de trabajar en el punto de máxima potencia (se estaciona en torno a  $42.48 \text{ V}$ , siendo  $42.5 \text{ V}$  la tensión en el punto de máxima potencia). El problema se encuentra cuando, tras estar un tiempo en el MPP, comienza a ascender su tensión hasta que alcanza la del resto de paneles, momento en el cual vuelve a descender al MPP.

Intentando dar explicación a este problema, se cae en la cuenta de que quizás el problema venga del algoritmo de ordenación implementado actualmente. Dicho algoritmo de ordenación se encarga de equilibrar la tensión existente en los módulos de cada rama. El módulo que contiene el panel sombreado, cuando trabaja en el punto de máxima potencia, se encuentra con una tensión menor que el resto. Además, la corriente es negativa por la fase, como se ha visto anteriormente. Es decir, que lleva sentido para descargar los condensadores.

El tener una tensión menor que el resto y que la corriente lleve sentido de descarga, implica que el algoritmo de ordenación siempre va a intentar evitar conectar el módulo con el panel sombreado salvo cuando no le quede otro remedio ( $n = 5$  por

necesidades de modulación), ya que interpreta que, si lo conecta, la tensión continuará descendiendo y desequilibrando aún más dicho módulo.

Esto sería cierto si los módulos no tuvieran acoplados paneles fotovoltaicos que están continuamente generando energía y cargando su condensador. El efecto causante de que el convertidor evite poner en conducción el módulo sombreado es que su condensador se va a nutrir únicamente de la energía generada por el panel fotovoltaico y no va a tener otra vía de escape, aumentando su tensión como se ha podido observar en los casos de la Ilustración 67.

Cuando se permita conexión del módulo a la rama, el propio algoritmo MPPT será capaz de regular de forma correcta la tensión en el condensador, conectándolo y desconectándolo en función de las necesidades del panel (se debe recordar la opción vista en la Ilustración 27).

Para reforzar esta conclusión, se muestra la Ilustración 68, en la cual se representa la tensión de los paneles de esa rama (en azul el sombreado), el número de polos en conducción que genera el modulador y la señal de activación del módulo sombreado.

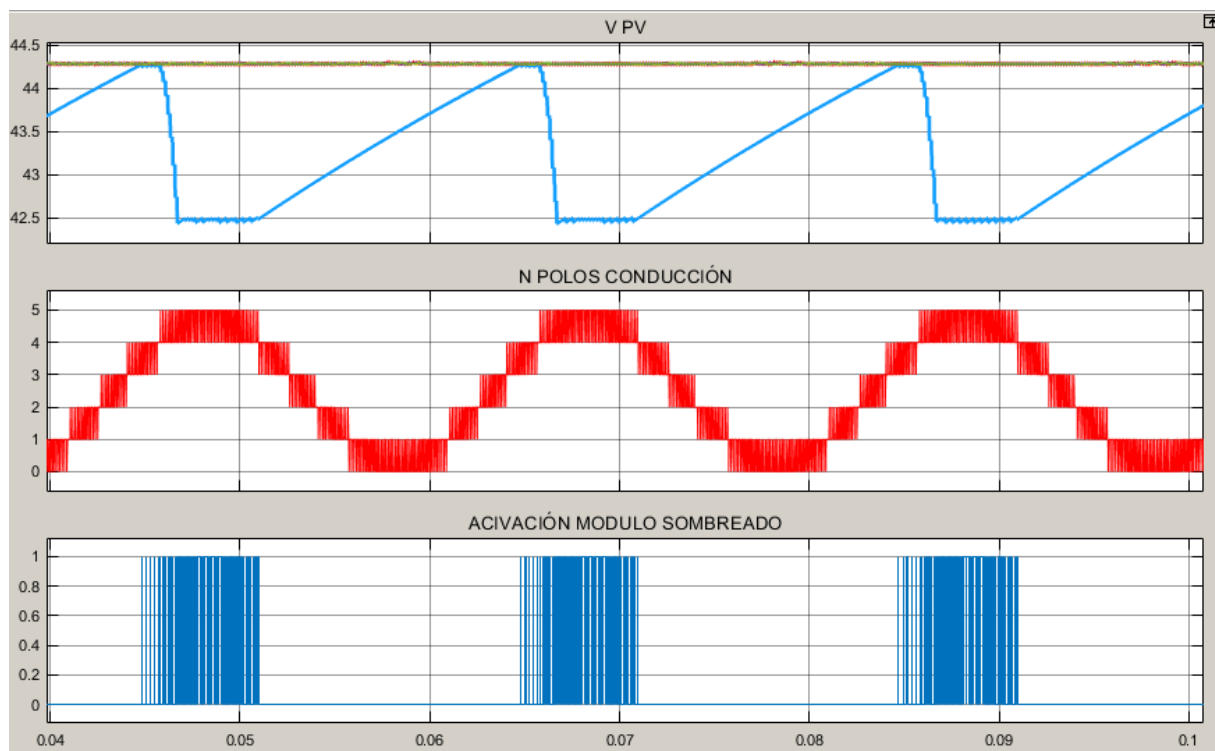


Ilustración 68: V PV frente a número de polos que conducen y activación del sombreado

Se puede ver que el panel es capaz de seguir el punto de máxima potencia siempre y cuando se le ponga en conducción (coincidencia con la señal de activación de la gráfica inferior), lo que solo sucede en los momentos en los que su tensión ya ha alcanzado la del resto de paneles y/o al algoritmo de ordenación no le queda otro remedio que ponerle a conducir debido a que se deben seleccionar 4 – 5 polos para mantener la tensión de salida del MMC. En el momento en el que se le permite su conexión a la rama, el MPPT regula su tensión y vuelve rápidamente al punto de máxima

potencia hasta que el número de polos se reduce, momento en el cual el algoritmo de ordenación desconecta dicho módulo por baja tensión y corriente de descarga y se vuelve a iniciar el ciclo.

#### 4.4.4 CONCLUSIONES

Tras realizar estas primeras pruebas una vez introducidos los respectivos controles MPPT y del módulo redundante, se pueden extraer ciertas conclusiones:

- El algoritmo de ordenación se debe modificar, pues el de equilibrado de condensadores que se tiene actualmente no es válido teniendo en cuenta que los paneles van a poder trabajar en puntos de trabajo distintos.
- El algoritmo MPPT aparentemente está funcionando de manera correcta, al menos para corrientes negativas, las cuales facilitan la gestión de evacuación de energía cuando sea necesario para seguir en el MPP. Habrá que ver si con corrientes senoidales es capaz de funcionar también de una forma tan precisa.
- El control del módulo redundante es completamente erróneo y está enmascarando otros problemas existentes en el sistema, ya que es el que se está encargando de mantener la tensión de salida del MMC. Además, dado que finalmente se sustituirá la fuente de tensión controlada por un condensador, los cambios tan bruscos de tensión que está recibiendo ahora son inadmisibles e imposibles de procesar para un condensador, cuya dinámica es naturalmente más lenta.
- La integración (con la puerta AND) realizada entre el algoritmo MPPT y el algoritmo de ordenación también es incorrecta, ya que hace que no se respete una de las premisas principales de los convertidores MMC: que el número de módulos conectados en cada momento sea el que indique el modulador para poder seguir la referencia.
- El hecho de tener una carga resistiva fija puede llegar a dar problemas, ya que si la potencia generada es mayor que la que ésta puede consumir, la energía excedente no tendrá otro remedio que fluir por el sistema, lo cual puede llevar a problemas. El hecho de realizar una conexión a red del sistema y no estar con una carga fija podría solucionar este problema.

A partir de ahora se intentará poner remedio a todos los problemas encontrados hasta ahora.

Se comenzará por modificar el algoritmo de ordenación. Esta decisión se debe a que por las características del control general implementado, los paneles de 2 fases están siguiendo bien su MPP, por lo que se puede trabajar fácilmente sobre un algoritmo de ordenación nuevo y probarlo. Es el cambio más inmediato que se puede realizar y probar de manera satisfactoria antes de tocar otros puntos más problemáticos.

## 4.5 REDISEÑO DEL ALGORITMO DE ORDENACIÓN

Como bien se ha dicho en el apartado anterior, se procederá a modificar en primer lugar el algoritmo de ordenación.

Como se ha visto, el algoritmo de ordenación de condensadores no tiene demasiado sentido con los módulos fotovoltaicos. Por ello y, buscando una alternativa, se llega a la conclusión de que la mejor estrategia para ordenar los módulos que deben conducir es basarse en el parámetro sobre el que gira todo el proyecto: la potencia y la búsqueda de su punto máximo.

Para comprender la estrategia que se ha seguido, lo mejor es plantear un ejemplo. El algoritmo estará basado en la curva de potencia frente a tensión de los paneles. Supongamos que tenemos 3 paneles funcionando cada uno en un punto de trabajo distinto, tal y como se muestra en la Ilustración 69.

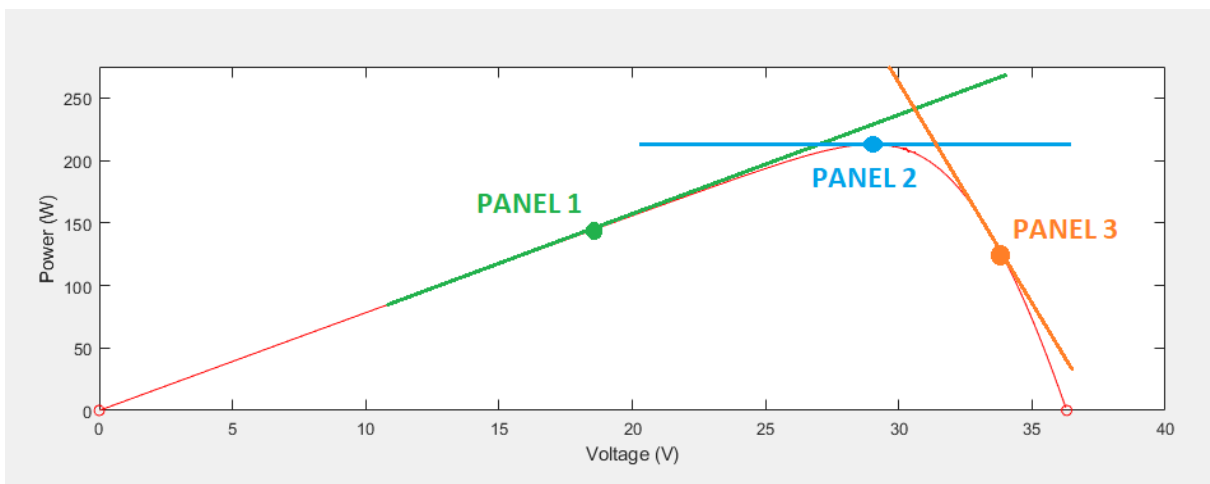


Ilustración 69: Curva V - P Paneles Fotovoltaicos

Sobre la gráfica se ha representado también el valor de la derivada de la potencia en función de la tensión (tangente a la curva V - P en los puntos de trabajo). Se puede intuir que, cuanto más cerca se encuentre el panel del punto de máxima potencia, el valor de esta derivada será de menor valor (llegando a 0 en el MPP). Por el contrario, en teoría, cuanto más alejado esté el panel fotovoltaico trabajando del punto de máxima potencia, el valor de esta derivada será mayor. Se debe tener en cuenta también que, si nos situamos a la izquierda del MPP, las derivadas son positivas y situándonos a la derecha son negativas.

Con esto, ya se empieza a esclarecer en cierto modo la estrategia seguida. El algoritmo se tendrá que basar en el valor de la derivada para determinar qué paneles son los más propicios para poner a conducir en cada momento.

Otra variable de gran interés es la corriente que fluye por la rama. Si esta corriente es positiva (entrante a los módulos y, por lo tanto, carga los condensadores), tendrá poco sentido poner a conducir módulos que requieran descender su tensión para acercarse al punto de máxima potencia. Por otra parte, si esta corriente tiene sentido para descargar los condensadores de los módulos, también tendrá poco sentido poner a

conducir módulos que requieran aumentar su tensión para llegar al punto de máxima potencia.

Por ello, el algoritmo tendrá que hacer lo siguiente:

1. Calcular las derivadas de potencia respecto de la tensión de cada uno de los módulos existentes en cada rama.
2. Si la corriente de la rama es positiva (carga módulos), se ordenarán dichas derivadas en sentido descendente: se pondrán a conducir primero los módulos cuyos paneles se encuentren más alejados del punto de máxima potencia, dejando para el último lugar los módulos que se encuentren más a la derecha del MPP, evitando así alejarlos aún más.
3. Si la corriente de la rama es negativa (descarga módulos), el orden será al contrario que en el punto 2: se ordenarán las derivadas en sentido ascendente para así poner a conducir en primer lugar los que se encuentran más alejados del MPP hacia la derecha.

Se resume este comportamiento en la

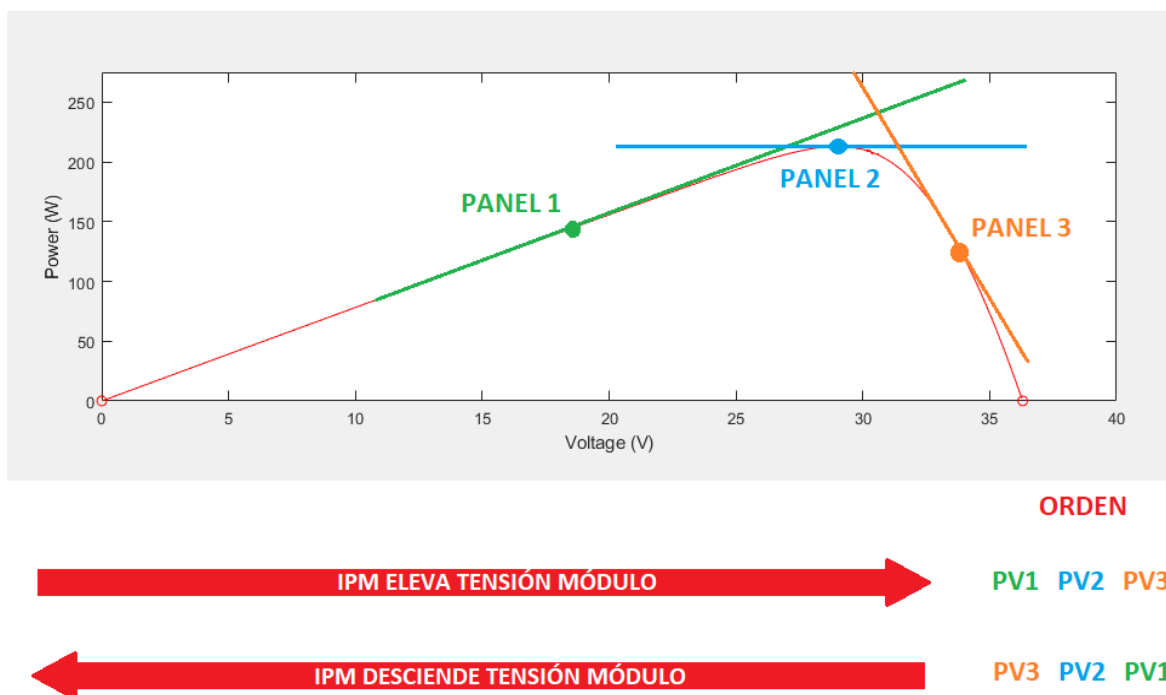


Ilustración 70: Comportamiento algoritmo ordenación

El algoritmo de ordenación implementado en este apartado se muestra en el apartado 5 de los Anexos debidamente comentado.

Una vez se ha implementado en el sistema, se puede probar su funcionamiento. Cabe recordar que el sistema en sí aún no está funcionando como debiera, pero el estado en el que se encuentra permite comprobar el funcionamiento del algoritmo MPPT y su ordenación en 2 de las 3 fases del MMC.

En primer lugar, se muestra en la Ilustración 71 una simulación en la que se ha sombreado un panel de una rama, trabajando a una irradiancia de  $800 \text{ W/m}^2$ . El resto de paneles estará funcionando a  $1000 \text{ W/m}^2$ .

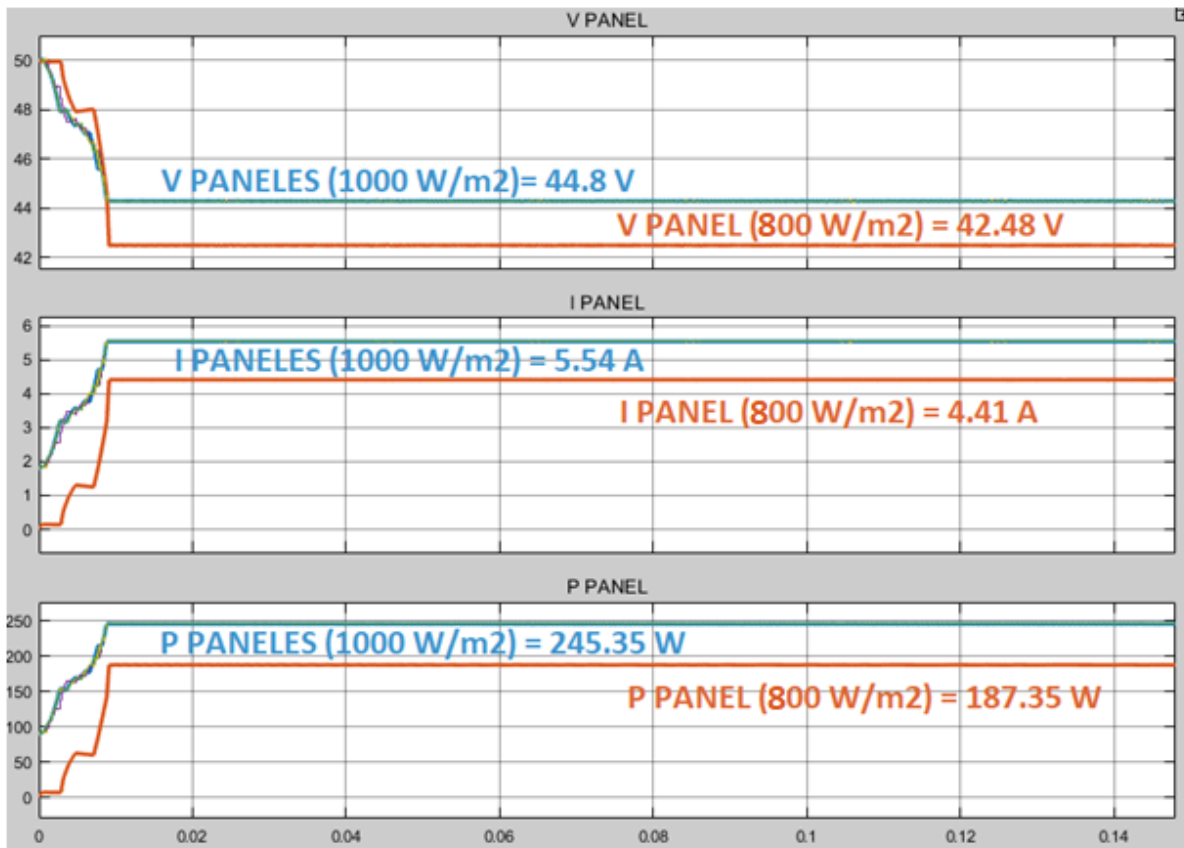


Ilustración 71: MPPT con ordenación rediseñada (1 sombreado)

A continuación, también se procede a hacer trabajar a un panel de la misma rama a una irradiancia de  $200 \text{ W/m}^2$ . Es decir, ahora mismo tendríamos un panel a  $200 \text{ W/m}^2$ , un panel a  $800 \text{ W/m}^2$  y el resto de paneles a  $1000 \text{ W/m}^2$ . Se muestra en la Ilustración 72 el comportamiento. Tras un transitorio, el algoritmo MPPT hace que todos los paneles se estacionen en el punto de máxima potencia. Más abajo, en la Ilustración 73 se muestra un detalle del transitorio con los valores que alcanzan los paneles.



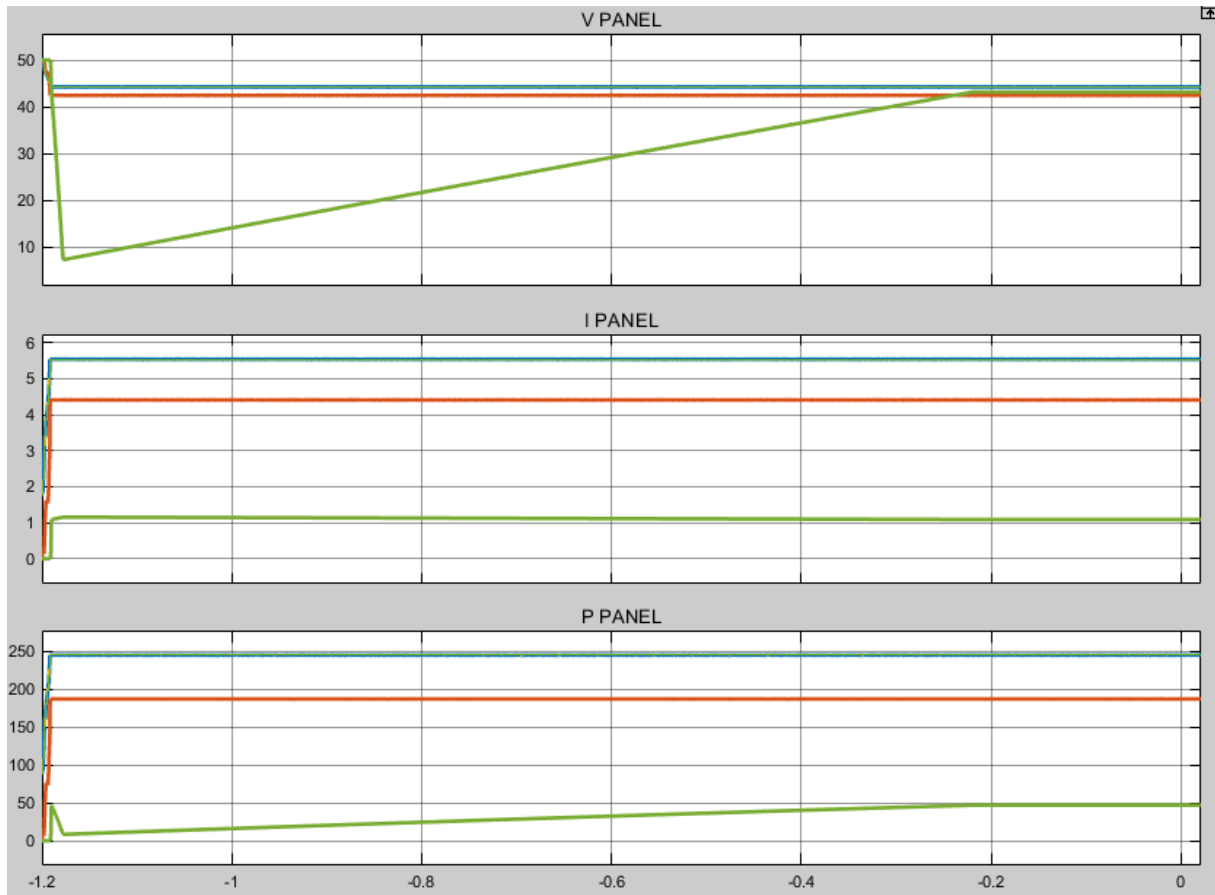


Ilustración 72: Comportamiento con 3 tipos de irradiancias

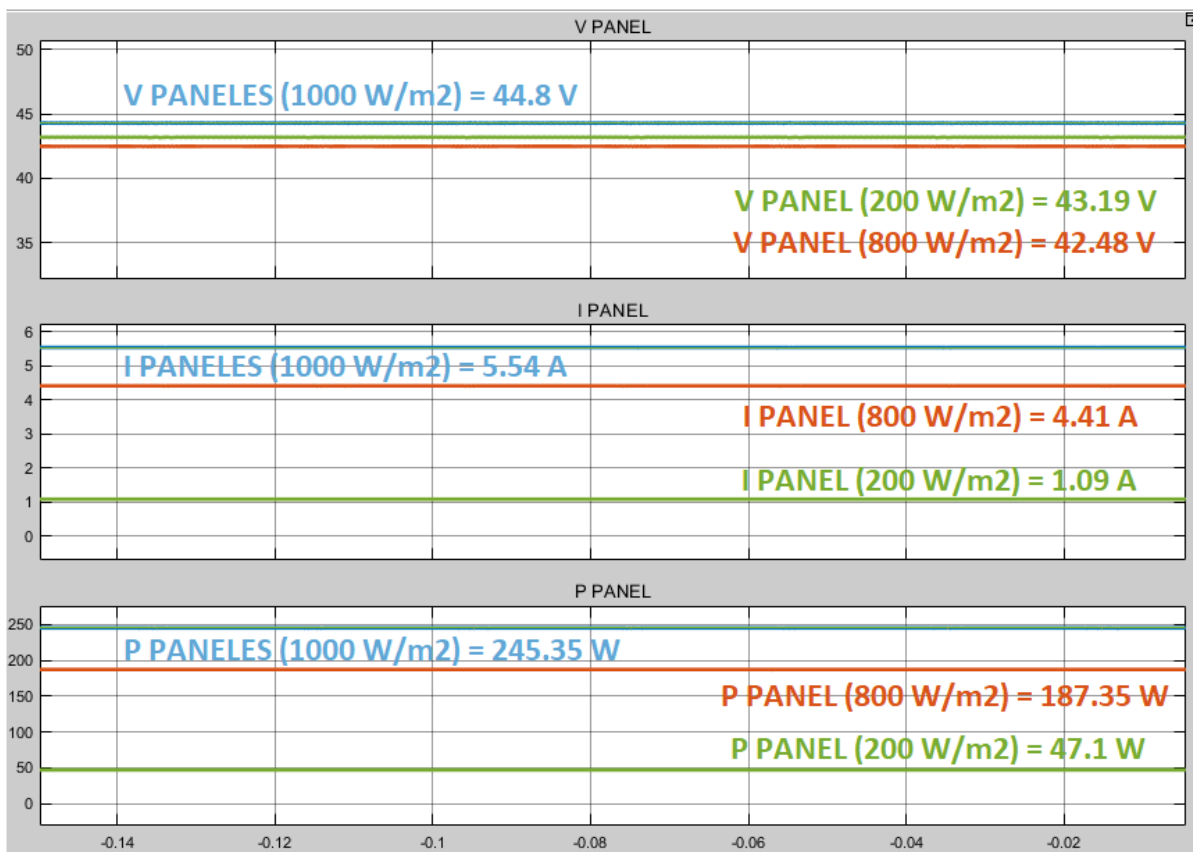


Ilustración 73: Detalle de comportamiento con 3 tipos de irradiancias

Se puede comprobar que en ambos casos el comportamiento es sumamente bueno. Han desaparecido los problemas presentes por el algoritmo de ordenación anterior y los valores de tensión, corriente y potencia son muy cercanos a los teóricos del panel fotovoltaico (prácticamente idénticos) de la Tabla 8. Por ello, se da por buena la implementación realizada del algoritmo de ordenación.

Tras esto, se pretende seguir corrigiendo los errores numerados en el epígrafe anterior.

## **4.6 PROBLEMÁTICA DE LOS CONTROLES MPPT Y RM IMPLEMENTADOS INICIALMENTE**

En este apartado se pretende intentar poner solución a los problemas encontrados en el apartado 4.4: “Introducción del algoritmo MPPT y del control RM” relacionados con el control implementado inicialmente sobre los módulos redundantes y con la integración del algoritmo MPPT en el convertidor MMC.

### **4.6.1 CONTROL DEL MÓDULO REDUNDANTE**

Como ya se pudo ver anteriormente, el control implementado sobre los módulos redundantes era totalmente erróneo, ya que la señal de referencia que se le aportaba a la fuente de tensión controlada era una señal modulada (cosa que no es correcta, además de ser imposible para el funcionamiento de un condensador) y además era el que se encargaba de sostener la tensión de salida del MMC, enmascarando así otros problemas presentes en el sistema. También la amplitud de la tensión de salida dependía de la referencia introducida en el control del módulo redundante, haciendo así inútiles las referencias de tensión reales aportadas al sistema de control del MMC.

En este caso, el control del RM se plantea de una forma mucho más sencilla y acorde con el cometido real de los módulos redundantes. Además, está más de acuerdo con el control que se propone en [12].

Para implementar esta nueva forma de control, simplemente se contabiliza el valor de tensión existente en la rama (excluyendo el módulo redundante). Se establece una tensión de referencia que consiste en el valor de tensión máxima que se va a poder dar en cada rama. Es decir, el valor de tensión de los paneles en su MPP trabajando a la máxima irradiancia multiplicado por el número de módulos de la rama. Posteriormente, se debe obtener la diferencia entre el valor de referencia establecido y el valor de tensión total obtenido de la rama. Esta diferencia será la que tenga que aportar el módulo redundante para intentar mantener la VDC constante. Si dicha diferencia es 0 o menor que 0, se desconectará el módulo redundante de la rama para que no aporte tensiones negativas (se sigue trabajando con una fuente de tensión controlada en lugar de con condensadores).

El control implementado se muestra en la Ilustración 74.

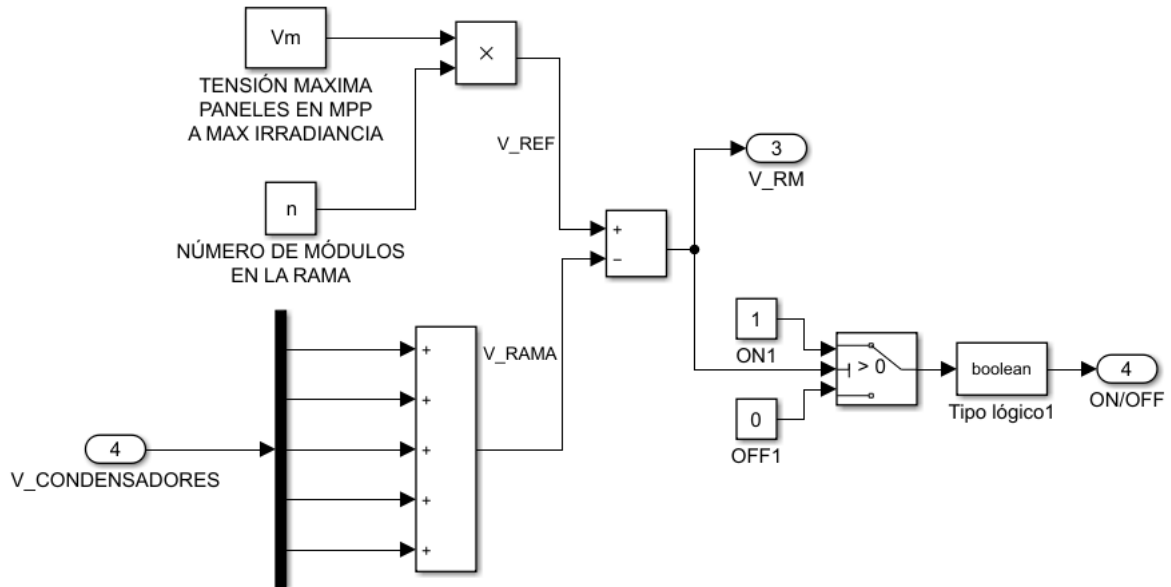


Ilustración 74: Nuevo control RM

Para comprobar que funciona como es esperado, se puede ver en primer lugar la tensión y corriente de salida del MMC (Ilustración 75).

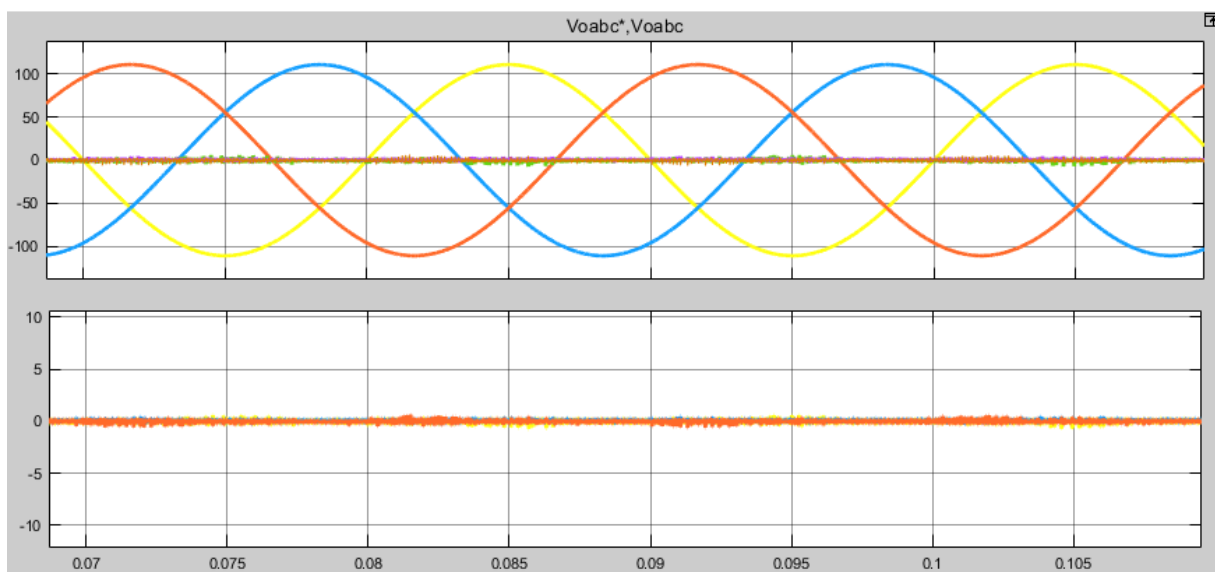


Ilustración 75: Tensión y corriente MMC con control RM implementado

Se puede observar que, pese a que la salida del MMC está prácticamente a 0 (líneas marrones en gráfica superior de tensión y todas las corrientes en la inferior), el resultado esta vez sí que se parece más a lo que cabría esperar. Se debe recordar que la integración realizada hasta ahora entre el algoritmo de ordenación y el MPPT no era correcta, por lo que la salida del MMC debe ser de la forma en la que se muestra en la imagen superior. Además, el módulo redundante ahora no está aportando por sí mismo prácticamente toda la energía, que es uno de los problemas que existía en apartados anteriores. Debido a que está funcionando correctamente, deja de enmascarar el problema de la salida del MMC.

Otro aspecto en el que nos podemos fijar es en la tensión que aporta el RM. Se procede a simular un ejemplo para ver que efectivamente el RM está cumpliendo su función. Se inicia la simulación con todos los paneles de una rama trabajando a una irradiancia de  $1000 \text{ W/m}^2$ . A los 0.06 segundos, se provoca que uno de ellos pase a trabajar a  $800 \text{ W/m}^2$ . En la Ilustración 76 se ve la tensión a la que están trabajando los paneles de esa rama (gráfica superior) y el efecto que tiene esto en la tensión aportada por el módulo redundante (gráfica inferior). Se aprecia claramente cómo cuando uno de los paneles pierde irradiancia y pasa a trabajar a una tensión menor (en su MPP), la tensión que aporta el RM aumenta ligeramente para suplir esta pérdida y así conseguir la tensión de la rama constante.

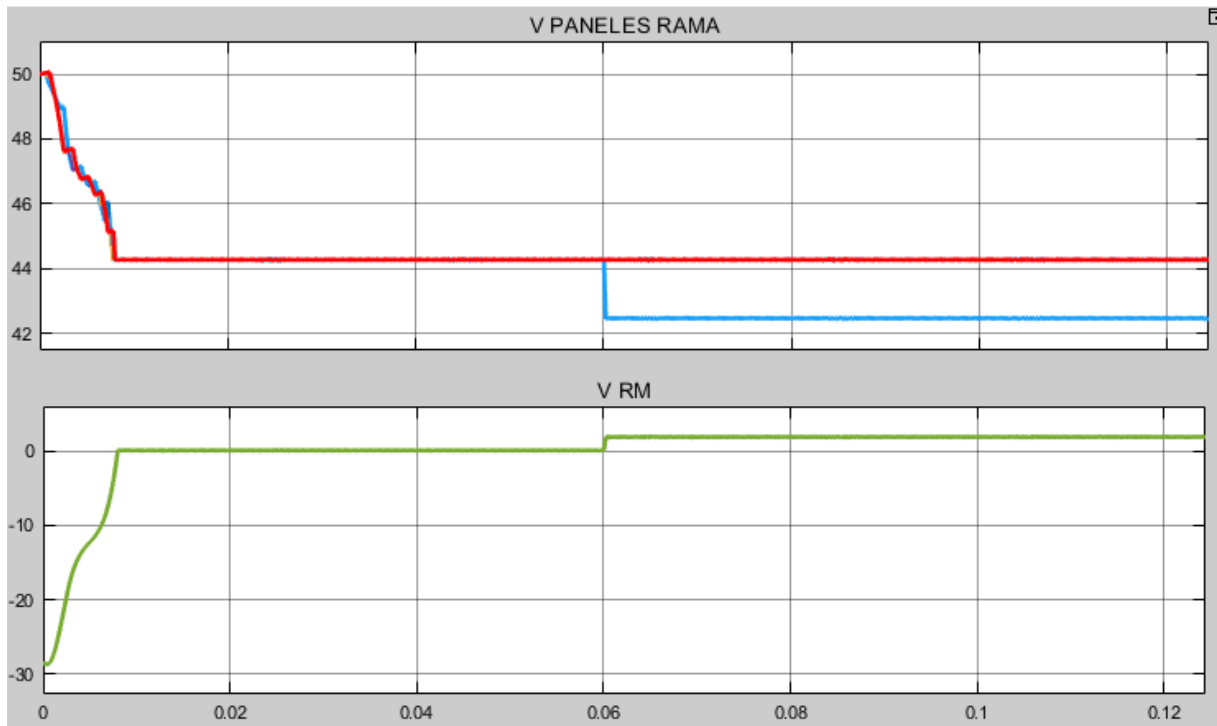


Ilustración 76: Tensión paneles y RM

Por todo esto, se asume que el módulo redundante ya está funcionando como debería y se procede al siguiente paso.

#### 4.6.2 CONTROL DEL PUNTO DE MÁXIMA POTENCIA

Como se ha visto en apartados anteriores, la integración que se realizó del algoritmo MPPT junto con el algoritmo de ordenación ha sido problemática desde el principio, haciendo que el convertidor MMC no aportara la tensión y corriente como debería.

El problema se expuso aportando como prueba la Ilustración 61, donde se vio que no se estaba respetando el número de módulos activos indicado por el modulador. Esto era debido a la acción de la puerta lógica AND implementada para unir ambos algoritmos. La explicación es que, aunque por parte del modulador + algoritmo de ordenación se indicara a un módulo que debía conducir, si el algoritmo MPPT decía que

el panel no debía conectarse para intentar alcanzar el punto de máxima potencia, debido a la condición lógica AND este módulo no sería capaz de aportar su tensión a la salida.

Si esto sucede de forma generalizada con todos los módulos del sistema, sucede lo que se ha visto en la Ilustración 75. Por ello, se debe desechar esta opción de integración y buscar una alternativa.

El mayor problema existente es que se tienen 2 señales de control (modulador - algoritmo de ordenación y algoritmo MPPT) para una misma entrada de control del módulo, lo cual puede dar problema a incompatibilidades como la que se ha expuesto unos párrafos más arriba. Por ello, lo ideal sería obtener una sola señal de control por módulo, eliminando así estos problemas.

Para obtener una única señal y además tener el algoritmo MPPT + algoritmo de ordenación, se deben integrar todos ellos para tomar una decisión acerca de los módulos que deben conducir en cada momento. Todo esto se integra en una función de Matlab por cada rama que controlará los 5 paneles existentes en la misma.

Su desarrollo se va a dividir en 3 fases que se exponen a continuación.

#### 4.6.2.1 FASE 1 DE INTEGRACIÓN: CÁLCULO DE POLOS PARA MPPT

A la función de Matlab se le van a aportar las tensiones de los paneles y sus corrientes, así como las tensiones y corrientes de los estados anteriores. Mediante estos parámetros se podrán calcular de forma sencilla las potencias actuales y anteriores de cada uno de los 5 paneles (Ilustración 77).

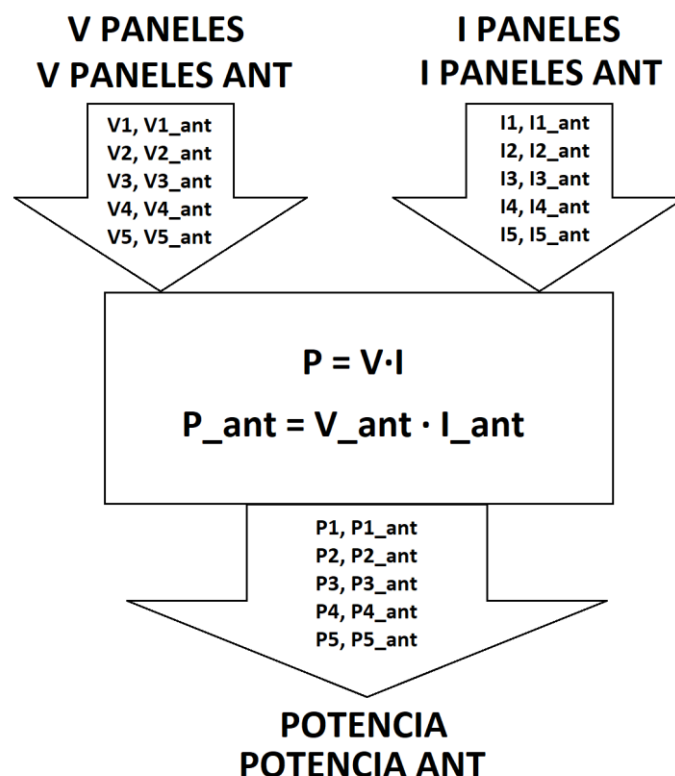
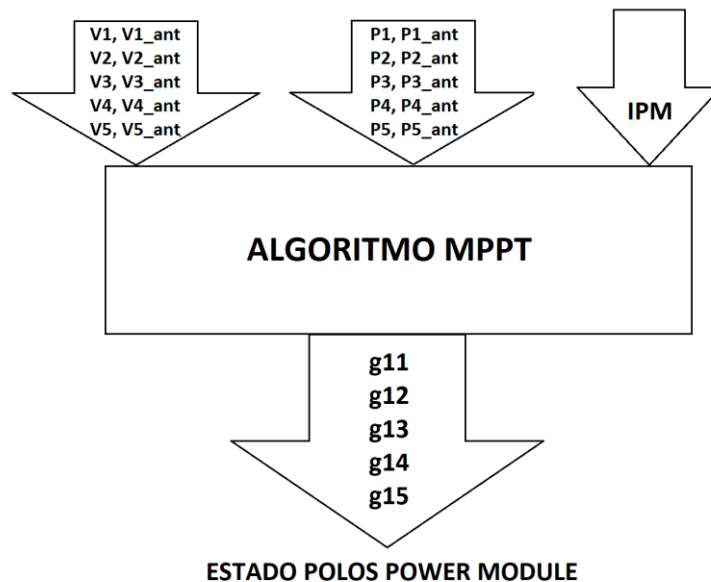


Ilustración 77: Cálculo potencias

Tras esto, y definiendo otro input a la función (la corriente por la rama, IPM), se tienen todos los ingredientes para poder implementar el algoritmo MPPT para cada panel. La implementación de este algoritmo ya se ha explicado en apartados anteriores, por lo que se obvia entrar en mucho detalle. Simplemente se muestra esquematizado en la Ilustración 78.



*Ilustración 78: Algoritmo MPPT*

La nomenclatura de los polos (g) empleada es la siguiente:

- Primer número: indica si es el polo superior (1) o inferior (2) del módulo. Siempre van a estar negados uno respecto del otro, por lo que con generar en la función de Matlab el superior y luego introducirlo negado al módulo es suficiente.
- Segundo número: indica el número de módulo al que corresponde (1...5).

Una vez se tiene implementado el algoritmo MPPT, el cual indica qué polos deben conducir para que cada panel se acerque a su punto de máxima potencia, se tiene finalizada la fase 1.

#### 4.6.2.2 FASE 2 DE INTEGRACIÓN: ORDENACIÓN DE MÓDULOS

En esta fase se implementa exactamente lo mismo que en el algoritmo de ordenación expuesto en el apartado 4.5: “Rediseño del algoritmo de ordenación”. Por ello, no se va a hacer demasiado énfasis en su explicación.

Se debe generar un vector de derivadas de potencia respecto a la tensión de cada panel para posteriormente ordenarlo en sentido ascendente/descendente, en función del sentido de la corriente en la rama (IPM). La Ilustración 70 es una clara representación de lo que se pretende.

Una vez se tiene el vector de derivadas ordenado según esto, se finaliza la fase 2.

### 4.6.2.3 FASE 3 DE INTEGRACIÓN: MÓDULOS QUE DEBEN CONDUCIR

Tras haber implementado las 2 fases, ya tenemos las herramientas para poder finalizar el algoritmo. Esta fase es de gran importancia, pues en ella reside la base de la integración del algoritmo MPPT y ordenación.

Se debe partir de una premisa fundamental: se debe respetar SIEMPRE el número de módulos que el modulador nos indica que debe conducir. Esto es para que la tensión de salida del MMC sea capaz de seguir la referencia. Si no se respeta esta indicación, la salida del MMC resultará ser errónea. Por lo tanto, un input fundamental para la función de Matlab es el número de polos (nz) que indica el modulador que deben conducir.

A partir de aquí, se deben generar ciertas decisiones en base a los resultados obtenidos en las 2 fases anteriores, siempre respetando nz. Dado que en la fase 1 se generaron estados de conducción/no conducción de los módulos para lograr seguir el punto de máxima potencia, esta será una variable importante en esta fase.

La idea en líneas generales consiste en comparar nz del modulador con el número de polos que indica en conducción el algoritmo MPPT ( $n\_POLOS\_PM$ ) y, en función del resultado de esta comparación, poner a conducir los módulos propicios en función del resultado obtenido en la ordenación de derivadas en la fase 2 para intentar que, manteniendo el valor de nz, se puedan acercar los módulos lo máximo posible al MPP.

Se presentan 3 posibles casos:

**1) El valor de nz coincide con el valor de  $n\_POLOS\_PM$ .**

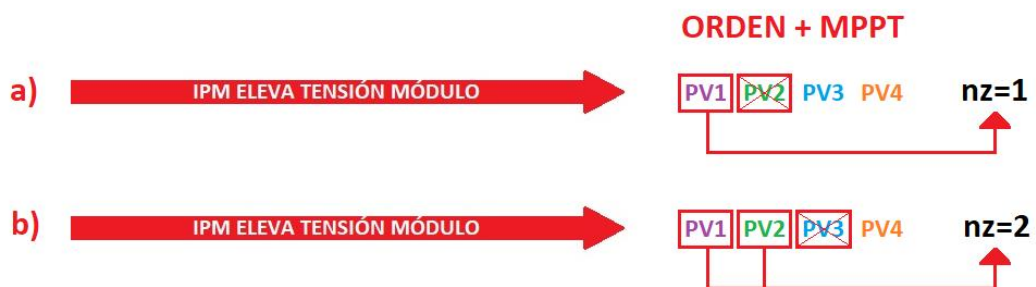
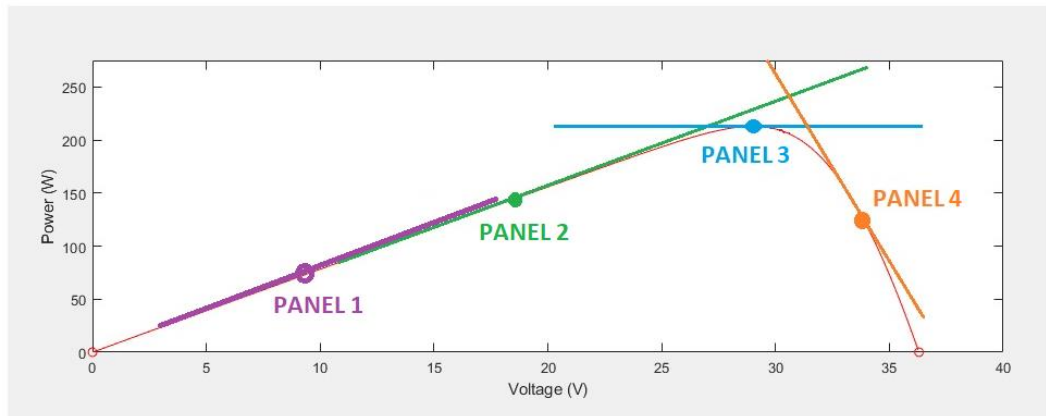
Este se trata del caso más simple, ya que como nz coincide con  $n\_POLOS\_PM$ , se pondrán a conducir exactamente los mismos polos que nos indica el algoritmo MPPT, por lo que no habrá problema alguno.

**2) El valor de nz es menor que el valor de  $n\_POLOS\_PM$ .**

En este caso, dado que no se pueden poner a conducir todos los módulos que nos indica el algoritmo MPPT, lo cual sería ideal para que todos llegasen más rápido al punto de máxima potencia, se debe tomar una decisión acerca de cuáles son los más propicios. Para priorizar, será de vital importancia el vector de derivadas de potencia ordenado en función de la corriente de rama obtenido en la fase 2.

Se pondrán a conducir los módulos por el orden que indica el vector de derivadas hasta completar nz, siempre y cuando coincida también con la decisión del MPPT. Por ello, habrá ciertos módulos que no se podrán conectar aunque el algoritmo MPPT diga que sí.

Para verlo de forma más clara, se exponen un par de ejemplos en la Ilustración 79.



*Ilustración 79: Ejemplos  $n_z < n\_POLOS\_PM$*

En la imagen se muestran los polos ordenados en función de los valores de las derivadas y del sentido de la corriente de rama (algoritmo de ordenación, fase 2) y los polos que el MPPT ha determinado que deben conducir para acercarse al MPP en recuadros de color rojo.

En el caso a), el algoritmo MPPT nos dice que deben conducir los módulos que contienen el PV1 y el PV2. Se tiene el inconveniente de que el modulador indica que  $n_z=1$ , por lo que solo se puede poner a conducir uno de ellos. Ahí es cuando entrará la decisión en función del algoritmo de ordenación, el cual va a poner a conducir el PV1 por encontrarse en primer lugar y ser el más alejado del MPP en ese momento.

En el caso b), el algoritmo MPPT nos indica que se deben poner a conducir los polos PV1, PV2 y PV3 para que puedan llegar al punto de máxima potencia, pero el modulador nos indica que solo se pueden poner a conducir 2. Por ello, la decisión se tomará en base al orden generado y se pondrán a conducir PV1 y PV2, ya que son los más lejanos al MPP.

### 3) El valor de $n_z$ es mayor que el valor de $n\_POLOS\_PM$ .

Aquí se nos presenta el caso contrario que en el punto anterior. El modulador nos indica que deben conducir más módulos que los que el algoritmo MPPT desea, por lo que a algunos de los módulos que deberían permanecer desconectados no tendrán otro remedio que conducir para poder mantener la tensión de salida del MMC deseada.



Para tomar la decisión de cuáles deben conducir, también será necesario basarse en la ordenación generada en la Fase 2.

En primer lugar, se tendrán que poner a conducir todos los módulos que nos indica el MPPT. Posteriormente, se tendrán que poner a conducir tantos módulos como diferencia haya hasta llegar a  $n_z$ . Es decir, si el algoritmo MPPT nos indica que deben conducir 2 módulos y  $n_z=4$ , se tendrán que poner a conducir los 2 módulos del MPPT + 2 módulos que se decidirán en función de la ordenación generada en la fase 2. Esto está pensado para que, en caso de poder elegir ( $n_z < n$ ), se evite poner a conducir los módulos más alejados del MPPT en condiciones desfavorables para ellos.

Se presentan nuevamente 2 ejemplos en la Ilustración 80.

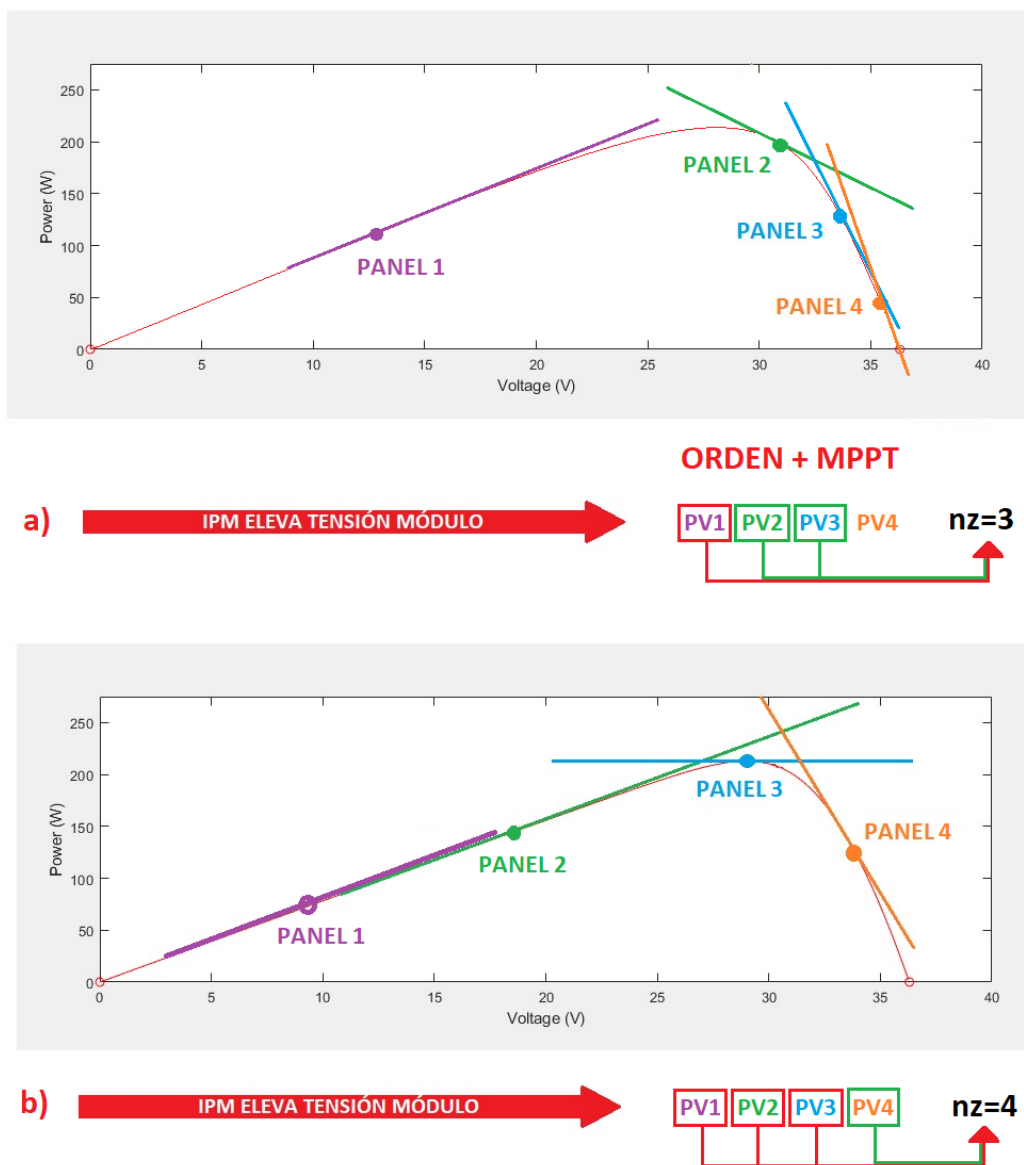


Ilustración 80: Ejemplos  $n_z > n_{POLOS\_PM}$

En el caso a), el modulador indica que se deben conectar 3 módulos, pero el algoritmo solo indica que sería conveniente conectar 1 (PV1, recuadro en rojo). Como se debe respetar en todo momento el valor de  $n_z$ , se tendrán que conectar otros 2 a

mayores (PV2 y PV3, recuadros en verde), pese a que las condiciones no sean favorables para su obtención del MPP. La decisión de conectar estos 2 se basa en la ordenación generada, ya que poner a conducir el PV4 le perjudicaría más que si se pone a conducir PV2 y PV3, los cuales están más cerca de su MPP.

En el caso b), ocurre de manera similar. El algoritmo MPPT indica que deben conducir 3 módulos, pero el modulador indica que  $n_z = 4$ . Como esta premisa es inamovible, se tendrá que conectar también el módulo 4.

#### 4.6.2.4 PRUEBAS DEL ALGORITMO

Para probar el algoritmo implementado, lo mejor es, inicialmente, simular los valores de entrada a la función mediante Matlab y ver que el vector de control final es el que cabría esperar.

Se han introducido ciertos valores un tanto arbitrarios en las tensiones de panel, tensiones anteriores de panel, corrientes y corrientes anteriores de panel que se irán variando ligeramente para modificar el resultado del algoritmo MPPT y así pasar por todos los casos. Se supone correcto lo generado por el algoritmo MPPT, ya que es algo que se ha venido probando en muchos apartados anteriores.

Se configura  $n_z=3$  y una corriente de rama (IPM) negativa en primer lugar. Con los valores que se han simulado manualmente de forma inicial, se obtiene el siguiente resultado del resultado MPPT:

RESULTADO ALGORITMO MPPT				
g11	g12	g13	g14	g15
0	1	0	0	0

Esto nos da un total de  $n\_POLOS\_PM = 1$  decidido por el algoritmo MPPT.

Por otra parte, se han obtenido unas derivadas de las potencias respecto de la tensión de los siguientes valores:

DERIVADAS OBTENIDAS				
dPdV_1	dPdV_2	dPdV_3	dPdV_4	dPdV_5
65	-20.5	67	13.3	16.7

Dado que la corriente IPM es negativa, se deben ordenar en sentido ascendente. En la siguiente tabla se muestran las posiciones tras la ordenación. Es decir, el módulo 1 se encuentra en 4ª posición, el módulo 2 se encuentra en 1ª posición...

dPdV_ORDEN (ÍNDICES)				
dPdV_1	dPdV_2	dPdV_3	dPdV_4	dPdV_5
4	1	5	2	3

Tras esto y al ser  $n_z > n\_POLOS\_PM$ , se debe escoger cuales deben conducir a mayores (además del que indica el MPPT). Para ello, se cruzan los resultados del algoritmo MPPT con los de dPdV\_ORDEN y se obtiene el siguiente vector de control:

VECTOR DE CONTROL				
g11	g12	g13	g14	g15
0	1	0	1	1

Como se puede ver, el módulo 2 indicado por el MPPT sí que entra en conducción. A la hora de tomar la decisión sobre le resto, se tiene en cuenta el orden:

- El primer módulo que nos indica dPdV es el módulo 2. Dado que este ya ha sido seleccionado por obra del MPPT, no se tiene en cuenta y se pasa al siguiente.
- El segundo módulo que nos indica dPdV es el 4 (segunda posición), por lo que se pone en conducción.
- El módulo colocado en tercera posición por el dPdV es el número 5, por lo que es el tercero que se pone en conducción.

Con esto ya se cumple  $n_z=3$ , por lo que es el control que se envía a los módulos de esa rama.

Ahora, por ponernos en el otro caso problemático (se entiende que cuando  $n_z=n\_POLOS\_PM$  es un caso muy sencillo), se va a plantear un caso en el que  $n_z = 1$ , siendo la corriente IPM negativa.

En esta ocasión se modifican ligeramente los valores de entrada para conseguir que en el algoritmo MPPT conduzcan 2 polos:

RESULTADO ALGORITMO MPPT				
g11	g12	g13	g14	g15
1	1	0	0	0

El resultado de la ordenación en esta ocasión es el que se muestra a continuación:

dPdV_ORDEN (ÍNDICES)				
dPdV_1	dPdV_2	dPdV_3	dPdV_4	dPdV_5
2	1	4	5	3

Por último, el control obtenido es el siguiente:

VECTOR DE CONTROL				
g11	g12	g13	g14	g15
0	1	0	0	0

El algoritmo MPPT indicaba que debían conducir el módulo 1 y el 2. Al ser  $nz=1$  lo indicado por el modulador, se debe tomar la decisión de cuál sería más propicio para ello en función de la ordenación. Como se puede observar, el módulo 2 ha sido el que ha quedado en primera posición (por ser el más alejado del MPPT y con condiciones de corriente favorables para él). Por ello, es el que se pone en conducción en detrimento del módulo 1, que se tendrá que conformar con no conectarse para que el otro módulo se pueda acercar y así mantener cierto equilibrio.

#### 4.6.2.5 RESUMEN

Con estas pruebas realizadas y el algoritmo implementado, conviene hacer un pequeño resumen del funcionamiento de este apartado:

1. La integración realizada en apartados anteriores entre ordenación y MPPT era fallida. Por ello, se ha decidido integrar todo en una función de Matlab con el objetivo de tener una sola señal de control para cada módulo de una rama.
2. Se debe respetar siempre el número de módulos conectados indicado por el modulador.
3. El algoritmo MPPT es el mismo que el implementado en apartados anteriores, pero en lugar de estar individualizado para cada módulo en varias funciones de Matlab, se aglutinan todos los de una misma rama.
4. El algoritmo de ordenación según las derivadas de potencia prevalece.
5. Si el modulador indica que deben conducir los mismos módulos que los indicados por el algoritmo MPPT, se escogen dichos módulos. Es el caso más favorable.
6. Si el modulador indica que deben conducir un número de módulos menor que lo indicado por el algoritmo MPPT, se escogerán según el algoritmo de ordenación los alejados y que resulten más favorables en función del sentido de la corriente de rama.
7. Si el modulador indica que deben conducir un número de módulos mayor que lo indicado por el algoritmo MPPT, se pondrán en conducción todos los indicados por el algoritmo MPPT y, a su vez, haciendo caso a la ordenación, los siguientes en la lista para las condiciones de corriente dadas, evitando siempre que sea posible poner en conducción los módulos más alejados de su punto de máxima potencia y que además estén en condiciones desfavorables de corriente, haciendo que se alejen aún más.

Los puntos 6 y 7 son más sencillos de entender si uno se apoya en la Ilustración 81 e Ilustración 82.

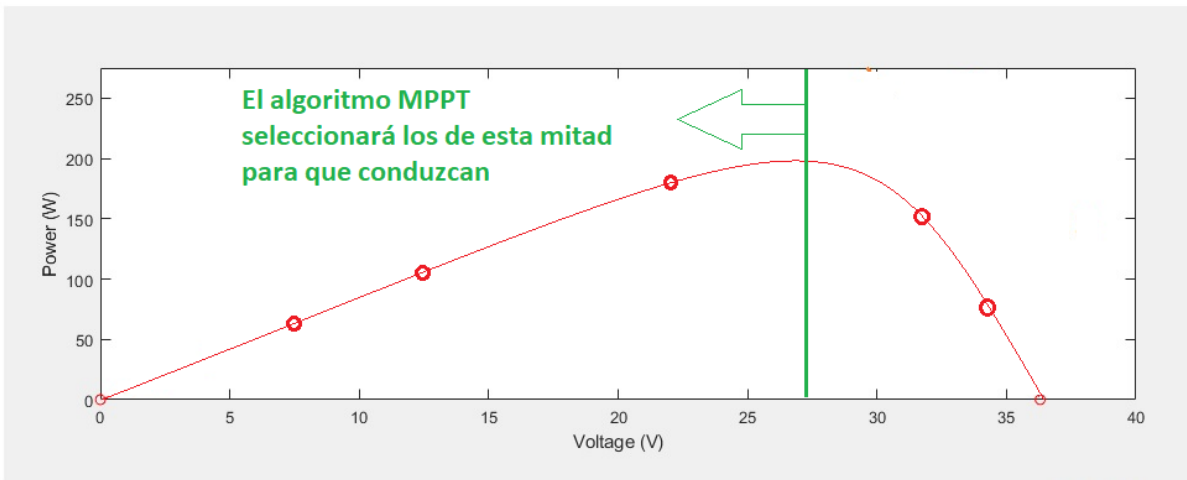


Ilustración 81: Gráfica resumen 1

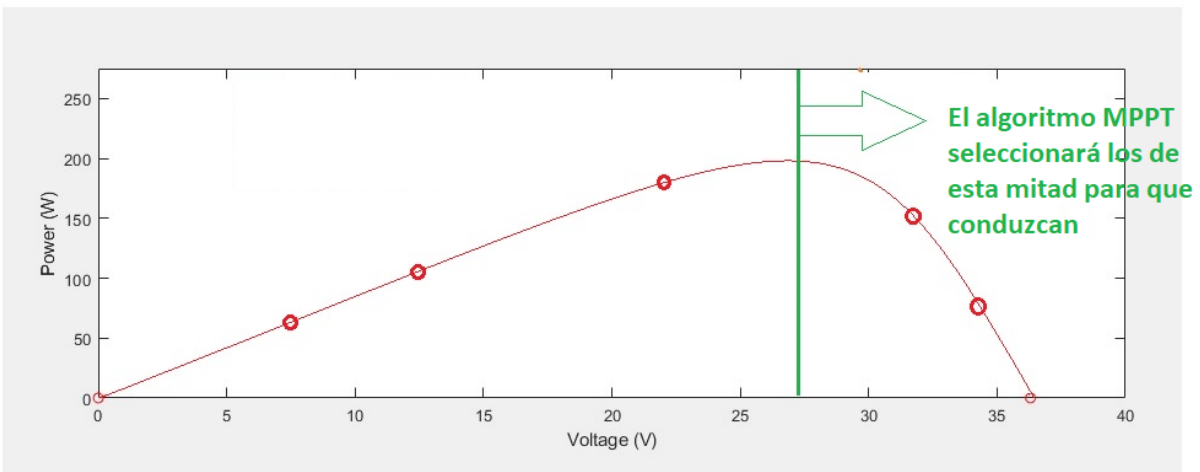


Ilustración 82: Gráfica resumen 2

#### 4.6.2.6 SIMULACIONES

Una vez implementado en cada rama, se procede a ver qué sucede en las simulaciones del sistema completo.

En primer lugar, se observa la tensión y corriente de salida del MMC en la Ilustración 83. Se ha configurado una carga de resistencia fija de  $1\ \Omega$ .

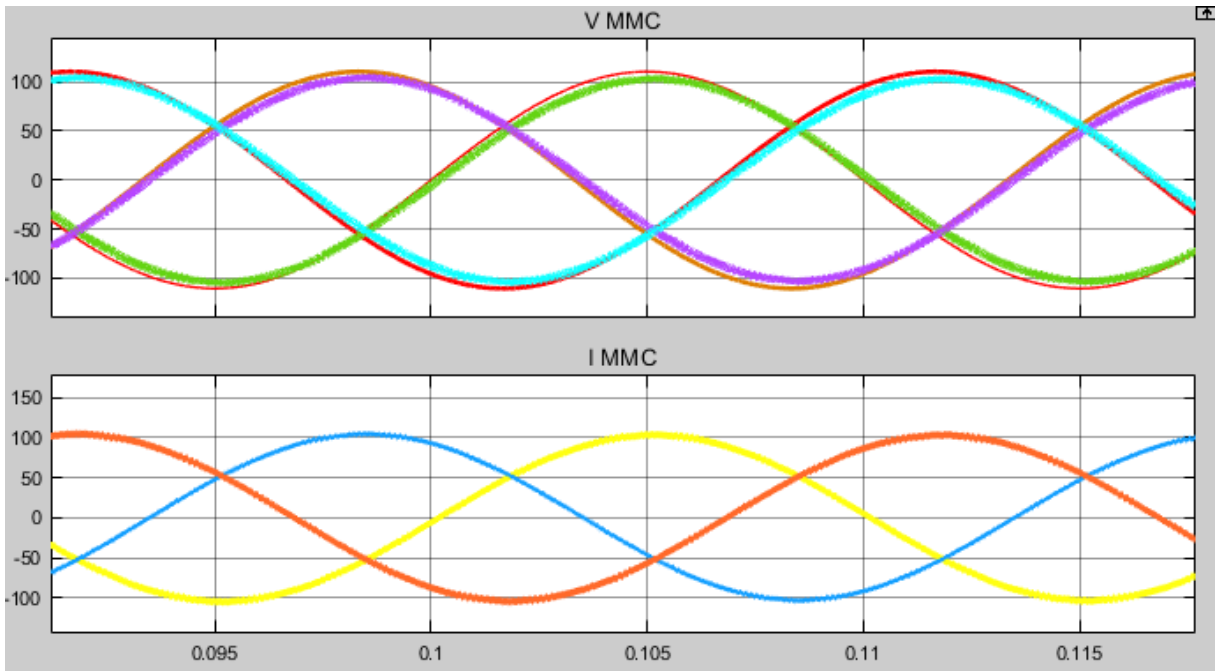


Ilustración 83: Salida MMC con rediseño de algoritmos

A priori, parece que el comportamiento en los primeros momentos de la simulación es aceptable, por lo que la premisa de respetar el  $n_z$  se está respetando al contrario que cuando se implementaba el algoritmo MPPT y el de ordenación por separado.

El problema viene cuando se deja más tiempo, llegando un punto en el que se llega a desequilibrar por completo y deja de ser una salida admisible para un MMC. Se muestra en la Ilustración 84.

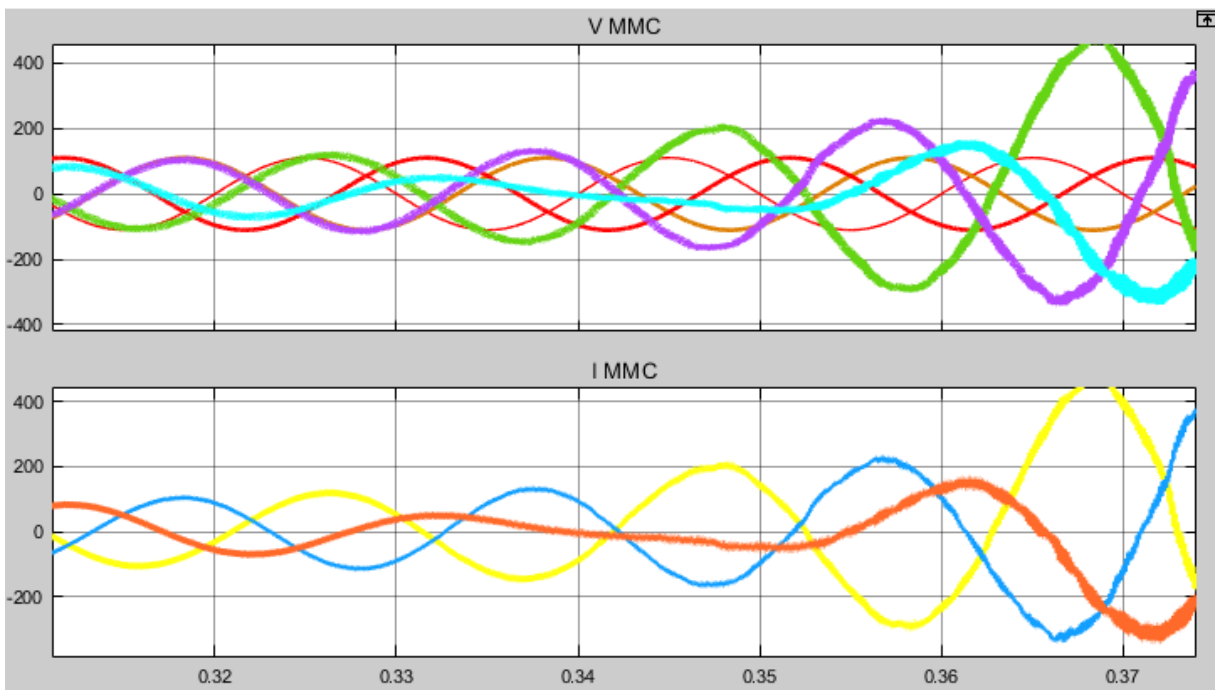
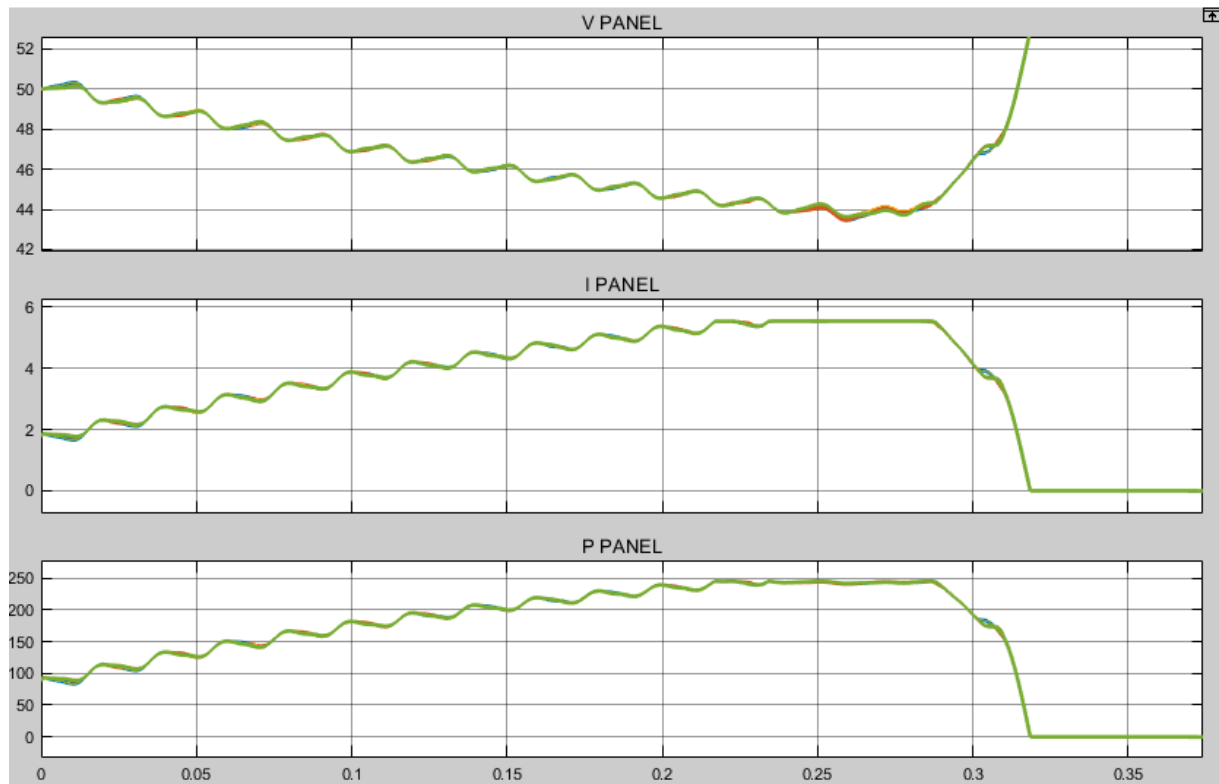


Ilustración 84: Salida MMC desequilibrada tras rediseño de algoritmos

Si se observa lo que sucede en los paneles de una rama (todas las ramas se encuentran trabajando a una irradiancia de  $1000 \text{ W/m}^2$ ), se encuentra lo que se muestra en la Ilustración 85.



*Ilustración 85: Tensión, corriente y potencia de paneles con rediseño de algoritmo*

El comportamiento que se observa tampoco es el esperado. La tensión en los paneles va descendiendo progresivamente hasta llegar a un punto en el que se pierde el control, aumentando esta tensión de forma desmesurada y haciendo que la corriente del panel y por lo tanto la potencia, desciendan hasta 0.

Realizar un análisis pormenorizado de todo el sistema es extremadamente complicado en este caso, ya que se pasa por muchos estados en intervalos cortos de tiempo y hay una gran cantidad de elementos como para poder dilucidar cuál es el motivo por el que se pierde el control tras un tiempo de simulación.

Una de las teorías que se baraja es la incompatibilidad con una resistencia de valor fijo como carga. Resulta un tanto contradictorio estar generando  $X$  potencia pero tener una carga fija que, al tener impuesta la tensión por el control del MMC, va a estar consumiendo una potencia concreta, distinta a la generada por los paneles.

Por esto, se considera que quizás sea mejor realizar una conexión a red del convertidor MMC e intentar analizar qué sucede en casos en los que la red puede absorber toda la potencia que se esté generando en los paneles y no quedar limitados en este aspecto.

## 4.7 CONEXIÓN A RED DEL CONVERTIDOR MMC

Para realizar la conexión a red del convertidor MMC, se ha escogido un control en tensión.

Debido a las características de nuestro sistema, será interesante intentar controlar la variable VDC, la cual conviene recordar que es la que se encuentra en los extremos de las 3 fases (ver Ilustración 43). Dado se va a intentar que los paneles trabajen en su punto de máxima tensión, se recuerda que se tuvo que implementar el módulo redundante para intentar mantener esta tensión constante. Ahora, con la conexión a red, se va a introducir un control adicional para intentar mantener esta tensión constante, actuando sobre las referencias de tensión que se le aplican al modulador. La lógica que se sigue es:

- Si se quiere ampliar la tensión VDC porque estamos por debajo del objetivo, se debe extraer menos potencia del sistema → Entregar menos potencia a la red → Las referencias de tensión entregadas al modulador tendrán que disminuir.
- Si se quiere disminuir la tensión VDC porque estamos por encima del objetivo, se debe extraer más potencia del sistema → Entregar más potencia a la red → Las referencias de tensión entregadas al modulador tendrán que aumentar.

La idea es fijar la referencia en la tensión de máxima potencia que pueda dar el conjunto completo a la máxima irradiancia más un pequeño margen para que no sea demasiado estricto. Es decir, en una fase se puede conseguir una tensión máxima de:

$$VDC_{max} = Vm_{panel}(1000W/m^2) \cdot n_{paneles} \quad (12)$$

Por lo tanto, la referencia que se establecerá será de:

$$VDC_{ref} = VDC_{max} + k \quad (13)$$

siendo k un coeficiente para dar cierta holgura al control.

De esta manera, si la tensión del conjunto se excede de la de máxima potencia, la conexión a red debería actuar para aumentar las referencias del sistema y así ser capaz de inyectar más energía, propiciando que la tensión VDC vuelva a disminuir a valores admisibles. Por otra parte, si la tensión VDC disminuye en demasía y el módulo redundante no es capaz de equilibrarlo, la conexión a red debería disminuir las referencias y así entregar menos energía a la red, propiciando un aumento de la tensión VDC para volver a su referencia. De esta manera se pretende gestionar la entrega de potencia del convertidor MMC para acoplarse a las necesidades de la generación de los paneles en todo momento y que no se produzcan desequilibrios en el sistema.

Para llevar a cabo la implementación, en primer lugar, se debe medir la VDC real del sistema para poder compararla real y a partir de ahí llevar a cabo el control. La señal de control generada en dicha comparación se introducirá en un regulador PI cuyas constantes se tendrán que sintonizar, generando de esta manera la referencia de corriente del eje d ( $I_d^*$ ).



Las constantes  $K_p$  y  $K_i$  del regulador PI de este lazo más externo tendrán que ser negativas por la lógica de control que se sigue:

- Cuando más bajo sea el valor de VDC, más positiva se hará la señal de error. Si las constantes del regulador PI fueran positivas, se generaría una acción de control cada vez mayor y, en consecuencia, las referencias de tensión para el modulador aumentarían también. De esta forma, se estaría consiguiendo entregar más energía a la red, cosa contraproducente ya que la idea es reducir dicha potencia entregada para así hacer que la tensión VDC vuelva a aumentar.
- Cuando más alto sea el valor de VDC, más negativa se hará la señal de error. Si las constantes del regulador PI fueran positivas, se generaría una acción de control que se haría más negativa aun, reduciendo los valores de las referencias de tensión y permitiendo entregar menos energía a la red, lo cual haría que el valor de VDC siguiera aumentando, que es lo contrario del objetivo en este caso.

Por todo esto, si se invierte el signo a las constantes del regulador PI, se conseguirá aumentar la entrega de potencia a red cuando se desee reducir el valor de VDC y viceversa.

Dado que este tipo de controladores regulan 2 variables (en el eje d: la potencia activa P o la tensión continua VDC, en el eje q: la potencia reactiva Q o la tensión alterna AC), se debe generar también una referencia de corriente para el eje q ( $i_q^*$ ). Se establece que la potencia reactiva a generar por el convertidor MMC debe ser 0, por lo que dicha referencia será también nula. El esquema de esta parte del control se muestra en la Ilustración 86

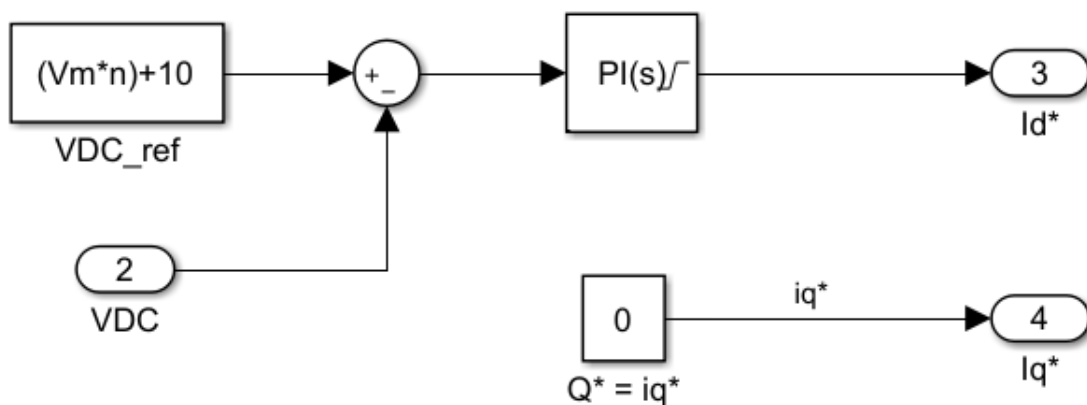


Ilustración 86: Generación de referencias de corriente en ejes d y q

Una vez se tienen estas referencias de corriente en ejes d y q, dado que se implementa un controlador en tensión y esto implica obtener unas referencias de tensión que introducir al modulador, se debe llevar a cabo la transformación. Para esto, se aplica el esquema que se mostró en la Ilustración 20.

Una vez implementado esto, ya se disponen de las referencias de tensión para introducir al modulador y así generar el número de polos que deben conducir en cada momento, calcular ordenación y MPPT... Hasta ahora, las referencias introducidas en dicho modulador eran señales senoidales simuladas, siendo un control en lazo abierto.

A la hora de ir probando el sistema, se debe asegurar en primer lugar que los reguladores internos del controlador en tensión están haciendo bien su trabajo. Para ello, se deben sintonizar los valores  $K_p$  y  $K_i$  de cada uno de los 2 PI que se deben implementar en este tipo de conexión a red. Para comprobar si los valores escogidos han sido correctos y, en caso de ser necesario, modificarlos, lo mejor es romper el lazo de control, dejando las referencias  $I_d^*$  e  $I_q^*$  generadas por el lazo externo en constantes, aislándolo así del convertidor MMC. En las simulaciones llevadas a cabo, ambos reguladores PI se han sintonizado con valores de  $K_p = 1$  y  $K_i = 25$ . En la Ilustración 87 se muestra cómo el funcionamiento aparentemente es correcto: la señal real  $I_d$  (gráfica azul superior) e  $I_q$  (gráfica azul inferior) se estacionan en torno a las referencias  $I_d^*$  (gráfica roja superior) e  $I_q^*$  (gráfica roja inferior) tras un transitorio normal en estos sistemas.

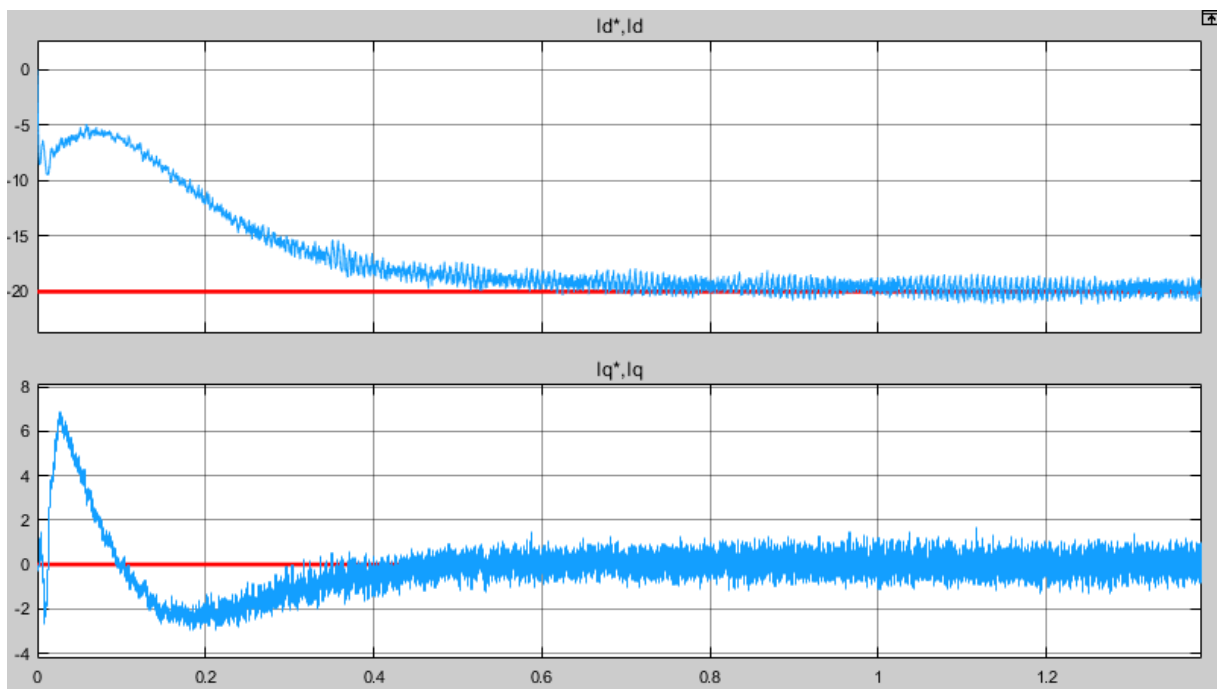


Ilustración 87: Funcionamiento del regulador interno

Una vez está el regulador interno funcionando, se puede empezar a tocar los parámetros del regulador externo y observar el comportamiento de nuestro sistema para intentar que, por fin, tenga un funcionamiento correcto. Inicialmente, se prueba con unos valores de  $K_p = -10$  y  $K_i = -1$ . Añadir que las irradiancias a las que están trabajando los paneles son de  $1000 \text{ W/m}^2$ . Si se consiguen controlar, se procederá a variar dichos valores.

La salida que muestra el convertidor MMC en tensión y corriente es totalmente errónea, como se muestra en la Ilustración 88.

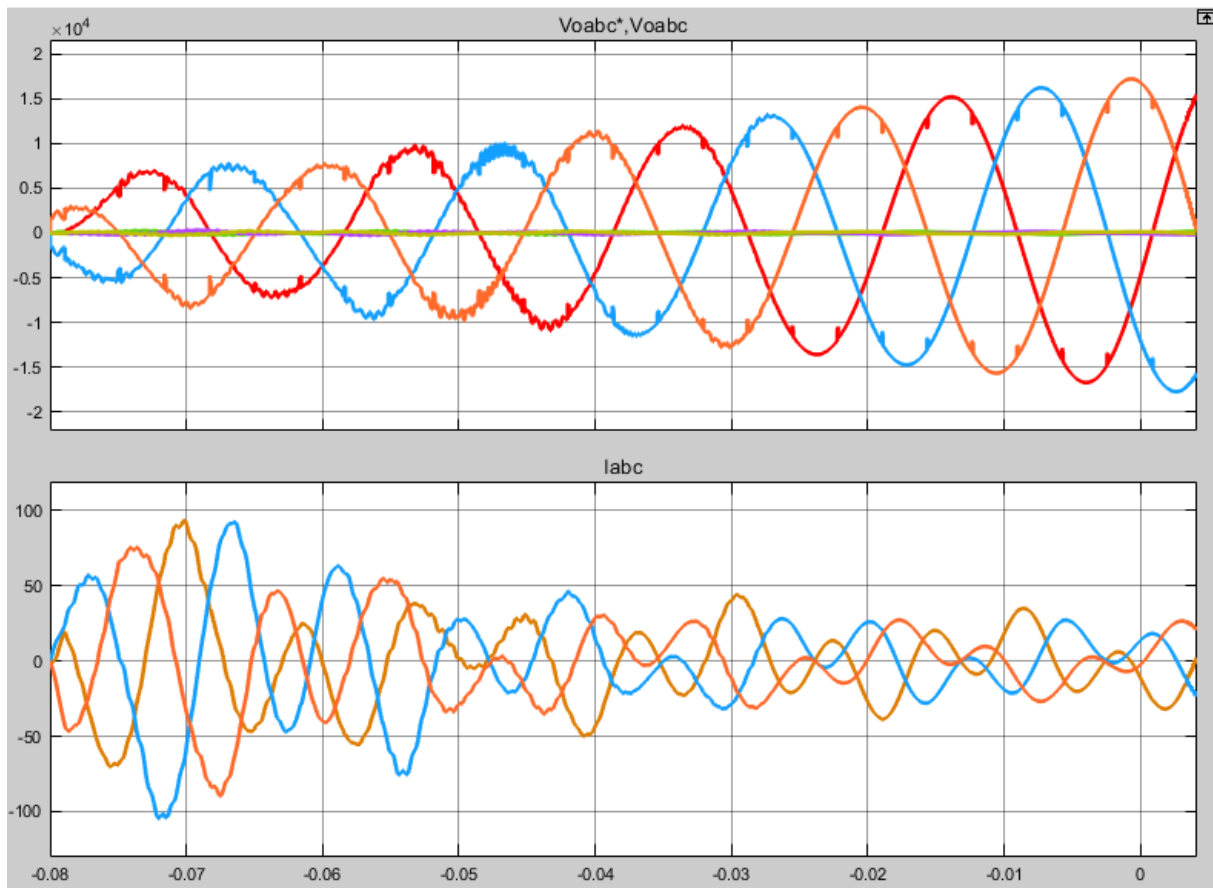
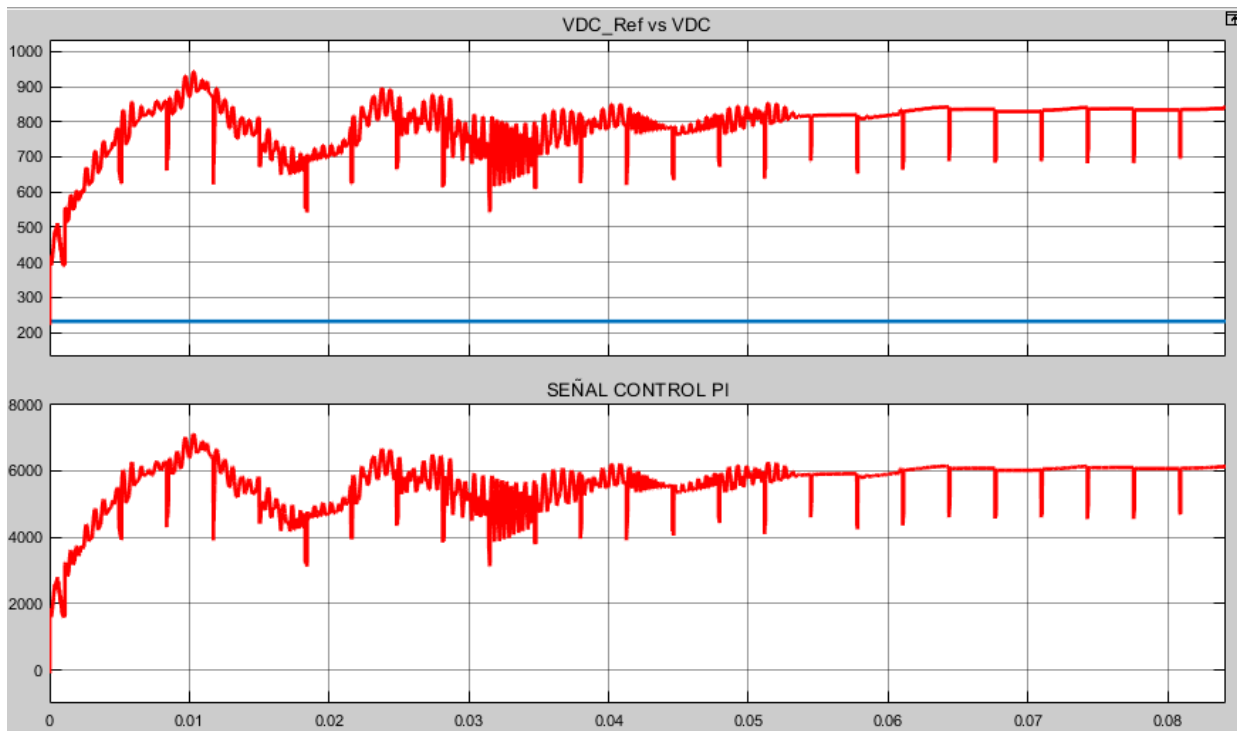


Ilustración 88: Salida MMC con  $K_p=-10$  y  $K_i=-1$

La señal de referencia de tensión es en todo momento demasiado elevada para el convertidor MMC. Si se observa lo que está sucediendo en el regulador PI externo, tenemos la Ilustración 89.



*Ilustración 89: Regulador PI con  $K_p=-10$  y  $K_i=-1$*

La señal de control del regulador PI es en todo momento (desde el instante inicial) demasiado elevada y se pierde el control demasiado pronto. La dinámica del control parece demasiado rápida respecto a la del convertidor, por lo que se procede a disminuir las constantes del PI para ver si se consigue llegar a controlarlo.

En una segunda iteración, se decide reducir los valores de  $K_p$  e  $K_i$  100 veces. Es decir, ahora  $K_p = -0.1$  y  $K_i = -0.01$ .

En este caso, la salida del convertidor MMC sí que es correcta y sigue las referencias, como se puede ver en la Ilustración 90.

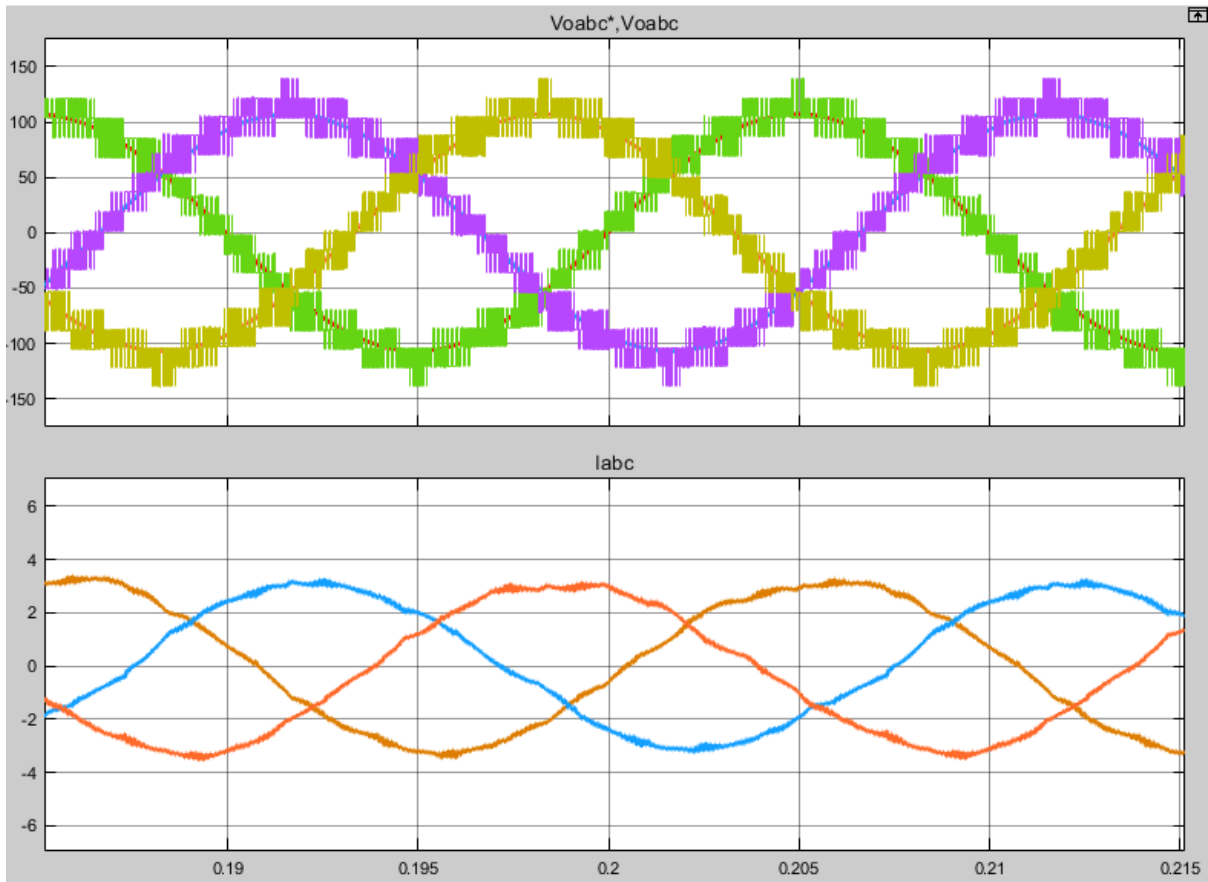


Ilustración 90: Salida MMC con  $K_p = -0.1$  y  $K_i = -0.01$

Si se observa lo que sucede en el PI, se obtiene lo que se muestra en la Ilustración 91.

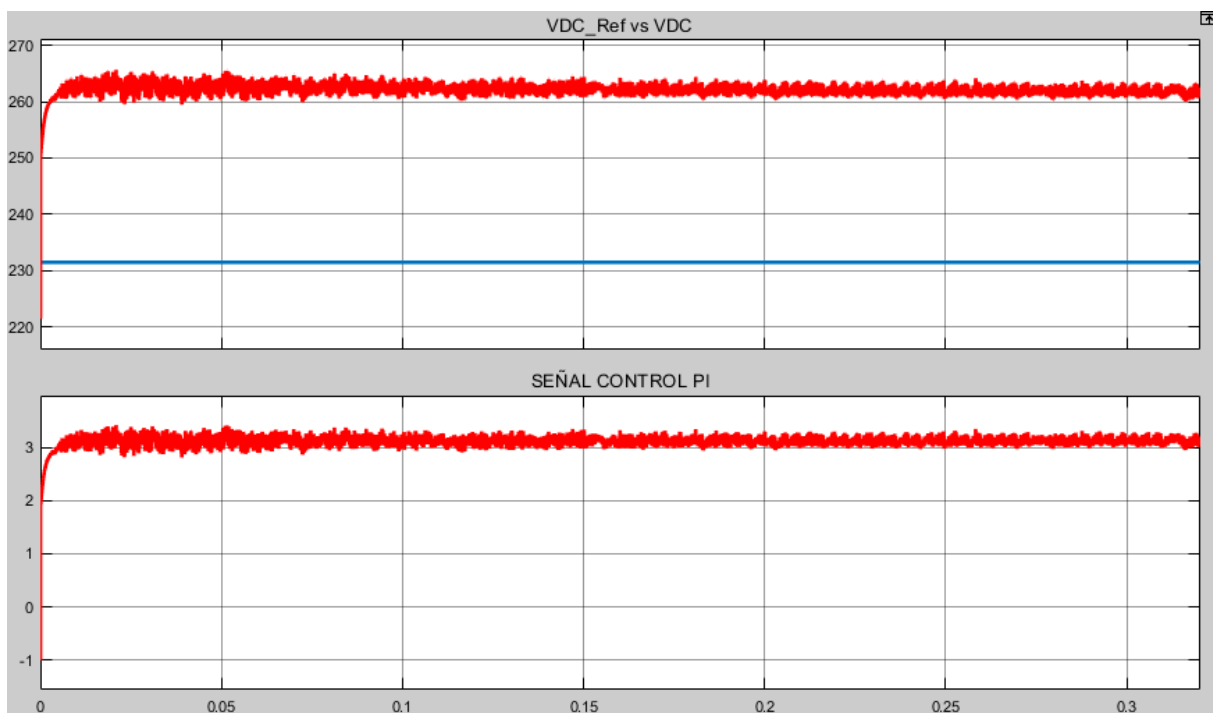
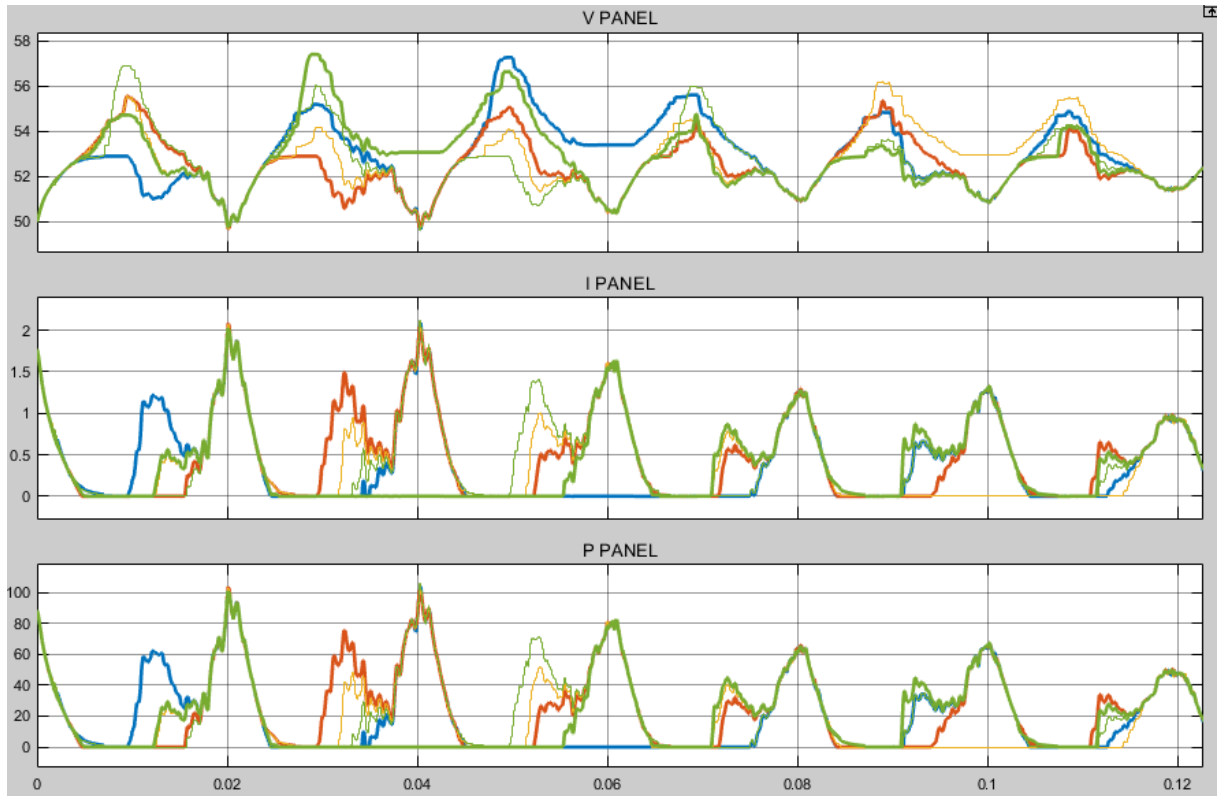


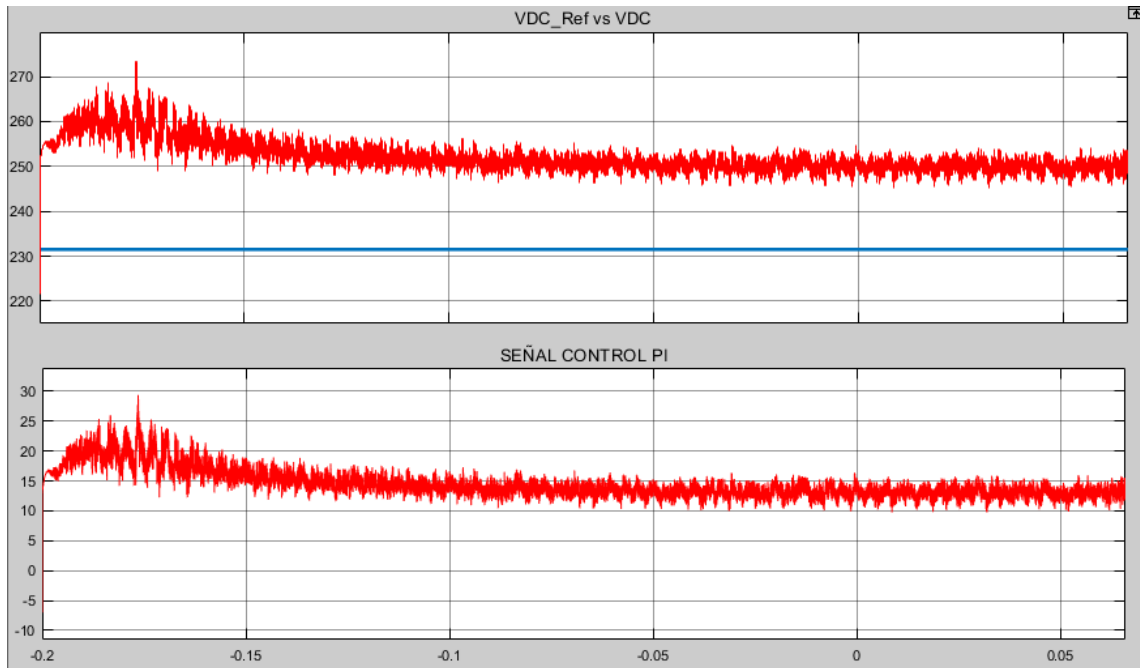
Ilustración 91: Regulador PI con  $K_p = -0.1$  y  $K_i = -0.01$

Ahora, parece que el control se ha estabilizado, pero existe cierto error entre la tensión VDC real y la tensión VDC de referencia de unos 30 V. Esto es un indicativo de que los paneles están trabajando a tensiones superiores a las de su MPP, por lo que no se está consiguiendo el objetivo. Esto se puede confirmar si se muestran los parámetros a los que están trabajando los paneles de una rama cualquiera (Ilustración 92).



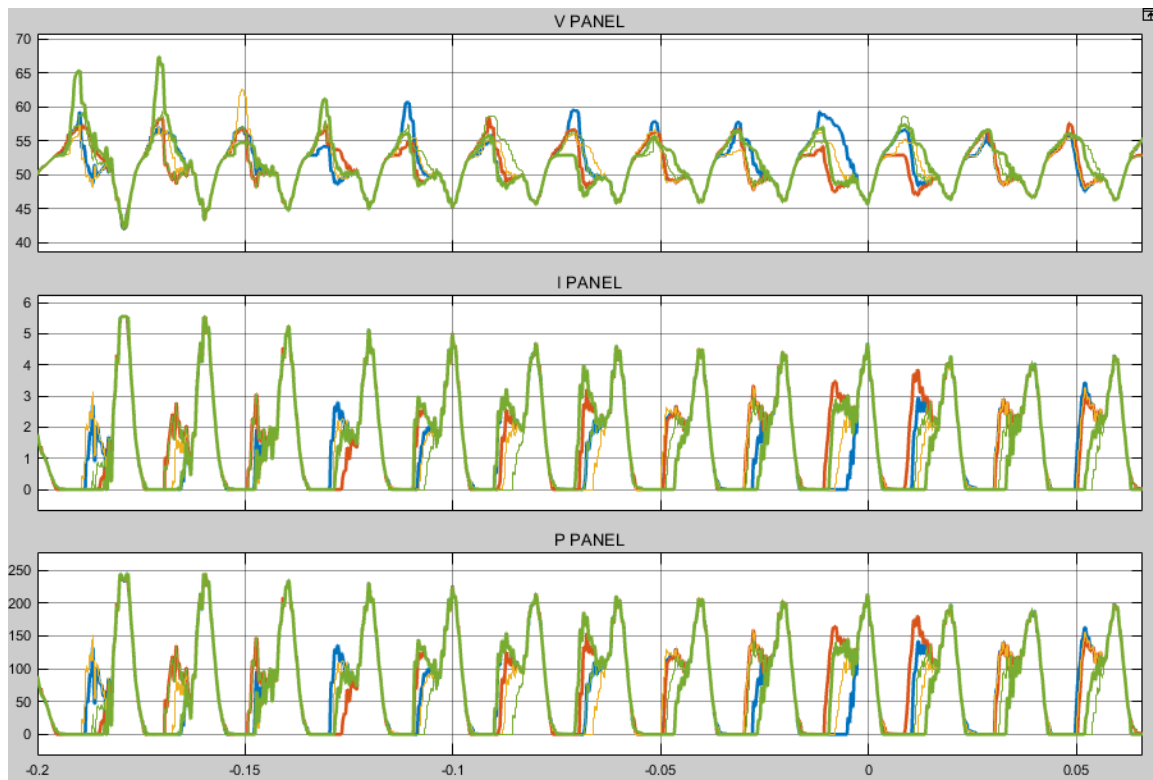
*Ilustración 92: Punto de trabajo de los paneles con  $K_p = -0.1$  y  $K_i = -0.01$*

Se ha procedido a probar con otros valores de constantes para el controlador PI para ver si se podía mejorar el control. La situación más favorable que se ha encontrado ha sido con unos valores de  $K_p = -0.7$  y  $K_i = -0.03$ , mostrado en la Ilustración 93.



*Ilustración 93: Regulador PI con  $K_p=-0.7$  y  $K_i=-0.03$*

Se muestran también los parámetros de funcionamiento de los paneles para estos casos en la Ilustración 94.



*Ilustración 94: Punto de trabajo de los paneles con  $K_p = -0.7$  y  $K_i = -0.03$*

Se puede ver que, aunque es la situación más favorable que se ha encontrado, no se consigue que los paneles trabajen en su punto de máxima potencia, por lo que hay algo en la integración que no está funcionando como se espera.

Se ha intentado realizar distintas pruebas a mayores como:

- Modificar la inductancia de acoplamiento con la red.
- Aumentar el valor del condensador de los módulos del MMC. Se debe recordar que, cuando se probó el algoritmo MPPT en un módulo aislado (epígrafe 4.1.2 del presente proyecto) fue necesario aumentar el valor de dichos condensadores para que el panel pudiera encontrar el punto de máxima potencia.
- Aunque las pruebas realizadas hasta aquí han sido relativas al PI, se ha seguido probando con distintos valores de constantes.
- Valores iniciales de los condensadores de los módulos.
- Introducir manualmente la referencia de Id con el valor teórico que tendría con los paneles en su punto de máxima potencia para ver si el comportamiento mejoraba.
- Controlar la potencia activa entregada a la red en lugar de la tensión VDC.
- Añadir un rectificador a la salida del convertidor MMC que permita acoplar una fuente de tensión DC en el otro extremo. De esta manera se simularía una carga que consumiera toda la potencia generada sin necesidad de realizar un control con conexión a red.

En ninguno de estos casos se han conseguido mejorar los resultados obtenidos hasta ahora.

Quizás no sea viable llegar a controlar la potencia de los paneles fotovoltaicos por esta vía que se ha escogido hasta ahora. Se debe recordar que en el artículo de referencia principal de este proyecto, se plantea un control de distinta forma a la que se ha planteado aquí.

En el mencionado artículo se lleva a cabo toda la acción de control antes del paso por el modulador: se implementan diferentes controles que considera necesarios para llegar a generar finalmente una referencia de tensión para cada uno de los módulos que se introduce a un control Carrier Phase Shifted PWM, tal y como se muestra en la Ilustración 95.

En el control que se ha intentado implementar en el presente proyecto, la topología del control cambia. En base a unas referencias de tensión, se genera en el modulador unas señales PWM que indican el número de polos a conducir. A partir de esta señal del modulador, es cuando se implementa el control sobre el punto de máxima potencia de los paneles (Ilustración 96). Seguramente, algo de la dinámica no esté funcionando de forma correcta o sea incompatible (o que haya algún error en algún punto que no se ha sabido ver).



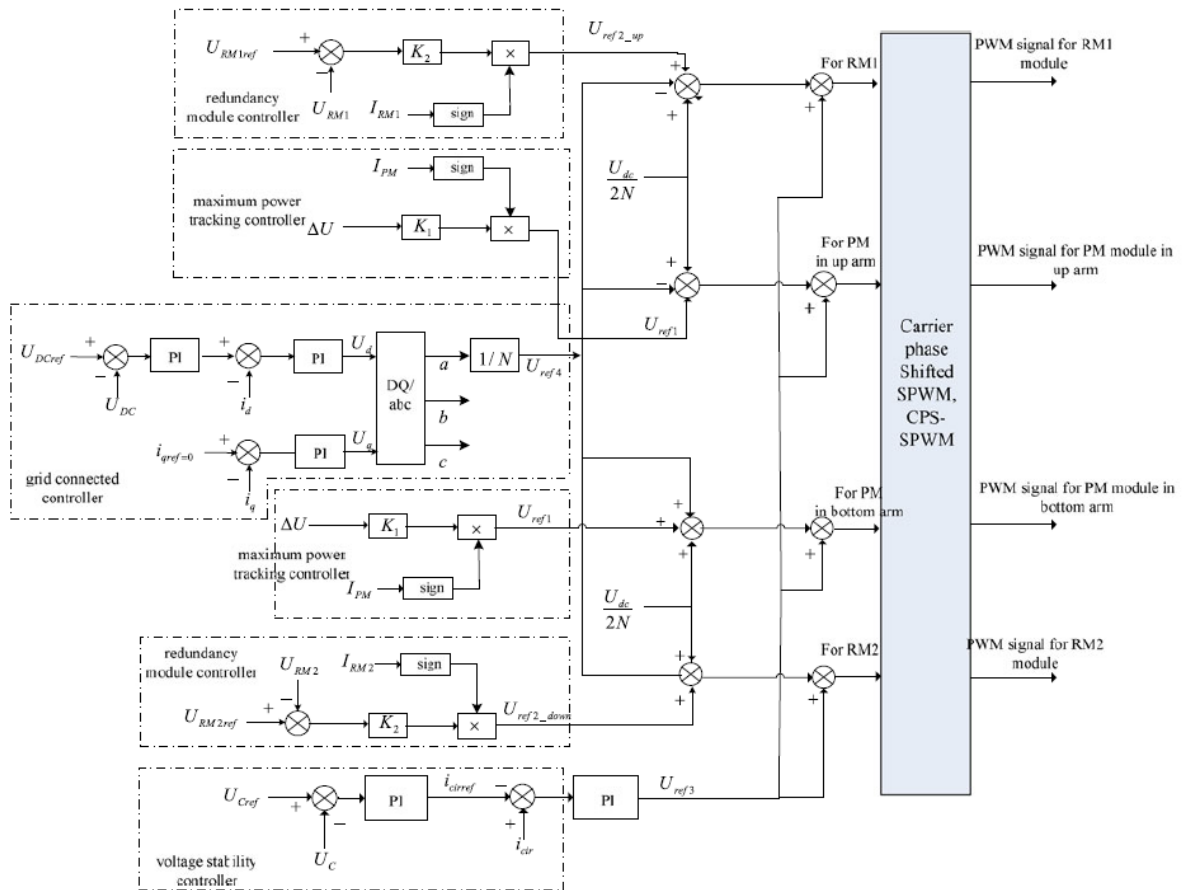


Ilustración 95: Control implementado en el artículo de referencia

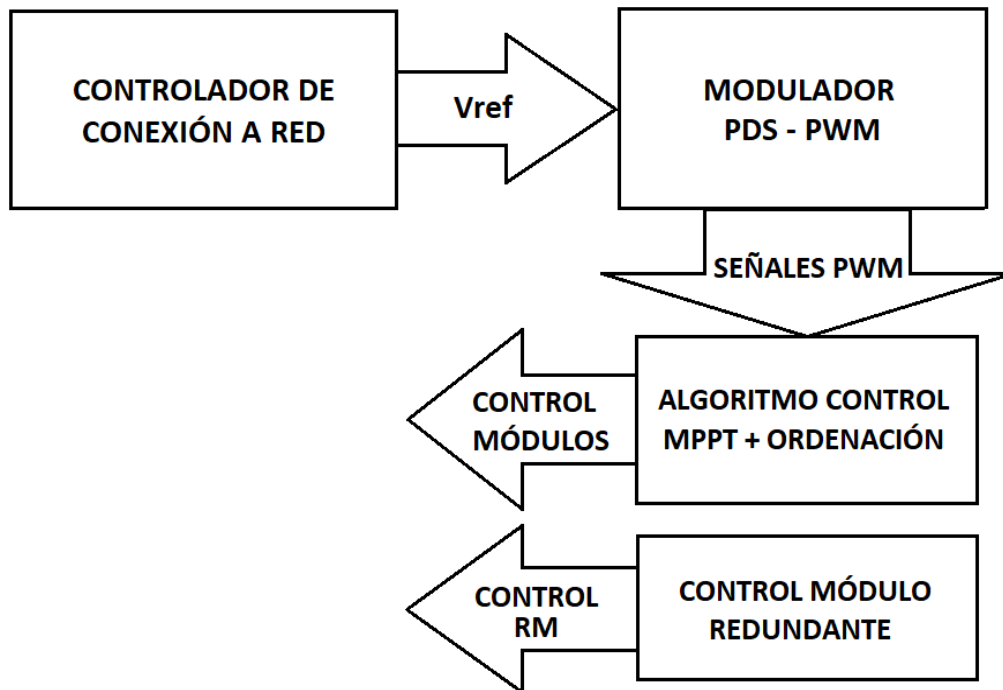
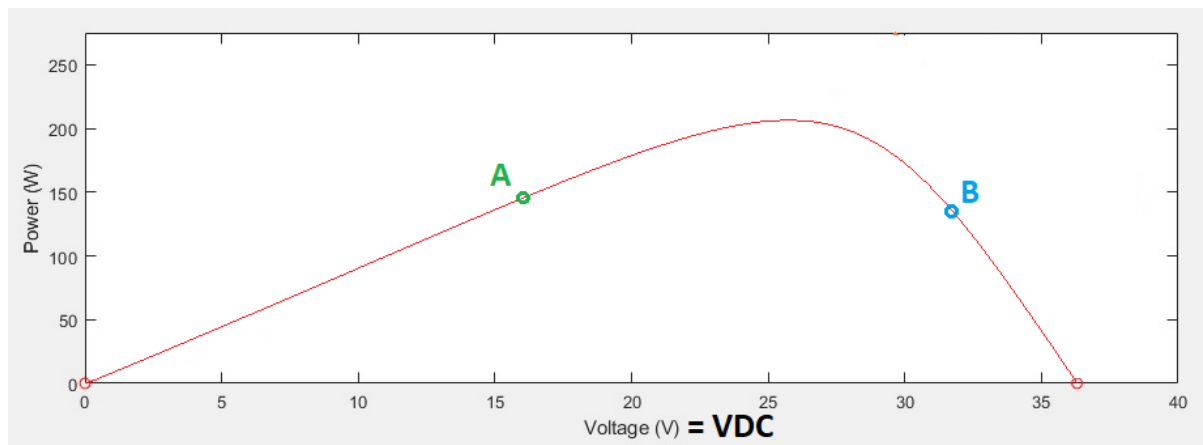


Ilustración 96: Control implementado en este proyecto

Quizás uno de los problemas provenga de la siguiente situación que se explica a continuación. Como apoyo, se presenta la Ilustración 97.



*Ilustración 97: Situación general del control*

Si se considera a todo el sistema como un panel fotovoltaico completo, nos podemos encontrar en las siguientes situaciones:

- Punto A: la tensión del conjunto (VDC) se encuentra por debajo del valor del punto de máxima potencia general.
- Punto B: la tensión VDC se encuentra por encima del valor del punto de máxima potencia.
- Punto de máxima potencia.

Si nos encontramos en el punto A, dado que VDC es menor que la referencia aportada (dicha referencia se encuentra en el MPP), el control de conexión a red va a intentar disminuir la potencia que se entrega a la red para que VDC aumente.

Si nos encontramos en el punto B, como VDC es mayor que el valor de la referencia, el control de conexión a red va a intentar aumentar la entrega de potencia a la red para así hacer que el valor de VDC disminuya.

Suponiendo que este planteamiento es correcto, se puede observar una incongruencia en los casos en los que la tensión VDC se encuentre por debajo de la referencia (Punto A). Si el control a red va a intentar que se entregue menos potencia a la red para propiciar que VDC aumente y, además, el conjunto ya se encuentra trabajando a valores de potencia menores que el máximo... Lo más probable es que la potencia general siga descendiendo (por el propio control de conexión a red), alejándose del punto de máxima potencia aún más. Es posible que uno de los problemas del control implementado venga por esto.

## 5 CONCLUSIONES

---

Llegados a este punto, conviene extraer una serie de conclusiones para dar por finalizado este proyecto.

No se ha llegado a buen puerto con el camino que se ha escogido para llevar a cabo el control de la integración MMC + Fotovoltaica, pero a buen seguro las pruebas llevadas a cabo serán de utilidad en futuras investigaciones en torno a este tema. Es algo viable y realizable, ya que en el artículo bibliográfico en el que se realiza tal implementación aparentemente se ha conseguido. Eso sí, siguiendo otra vía a la de este proyecto.

Uno de los mayores problemas que se han detectado ha sido la falta de capacidad para evacuar energía de los módulos MMC cuando tienen un panel acoplado. En el estudio que se realizó en el epígrafe 4.1.2, se vieron claros problemas para poder controlar el módulo cuando la corriente por la rama era de valor positivo o de valor negativo pero con valor absoluto mayor que la generada por el panel. Se buscó la solución de aumentar el condensador, pero habría que ver si esto con el sistema funcionando correctamente es viable. En el artículo en el que se basa este proyecto sí que consigue que los módulos trabajen en su punto de máxima potencia, pero no menciona nada acerca de este problema ni de aumentar el valor de condensadores. De hecho, en las pruebas que se realizan los valores de C son bastante comedidos. Por ello, se cree que quizás con la forma de control que se ha implementado en dicho artículo se subsane este problema de alguna manera y que, con el control implementado en este proyecto, no se esté consiguiendo.

Otra conclusión que se extrae de las pruebas realizadas es que quizás esta integración no tenga demasiada viabilidad si se conecta directamente una carga resistiva (por ejemplo, los distintos electrodomésticos de una instalación aislada). Posiblemente, sea necesario almacenar esta energía en baterías o conectarlo a la red directamente. Esto es debido a que, en caso de funcionar correctamente, los paneles van a estar entregando su máxima potencia. Dado que la tensión de salida viene fijada por el control del MMC, si la carga es resistiva fija, estará fijando la potencia que se consume, lo cual provocará un desequilibrio entre la potencia que se genera en el sistema y la que es extraída de él.

Respecto al algoritmo de control implementado, tiene una fuerte base teórica y parece bastante lógico. Además, simulando las entradas manualmente en Matlab y viendo cómo se comporta el código (cómo genera el vector de control de los módulos), parece correcto. No obstante, cuando se ha acoplado al sistema no se ha conseguido que funcione. Como ya se ha mencionado a lo largo del proyecto, es complicado detectar cual ha sido el problema debido a que el sistema pasa por muchos estados distintos, pero habría que revisar dicho algoritmo y ver si realmente es viable para llevar a cabo el control. Aparentemente, el algoritmo de búsqueda de la máxima potencia funciona correctamente por las pruebas llevadas a cabo, así como el de ordenación, así que se tendría que enfocar más desde un punto de vista de compatibilidad dinámica con el resto del control y las características del sistema.

La conexión a red del convertidor implementada parece que, siempre que se escogieran unos parámetros correctos del regulador PI del lazo externo, también está

funcionando de forma correcta, por lo que las miradas deberían ir dirigidas, como se viene diciendo en párrafos anteriores, principalmente al comportamiento dinámico de todo el conjunto de control implementado. Como ya se explicó en el epígrafe anterior, la principal diferencia del control implementado respecto al del artículo de referencia es que, en dicho artículo, la última acción que se lleva a cabo es la modulación en base a una tensión de referencia generada tras aplicar todos los controladores necesarios. En el que se ha implementado aquí, en base a la señal generada en el modulador se aplica el control de máxima potencia, lo cual es un concepto completamente distinto. Habría que ver si esto es viable, aunque por el momento todo hace indicar que no.

En el caso de no llegar a buen puerto con este control como ha sucedido hasta ahora, se propone dar marcha atrás e intentar implementar algo que vaya más acorde con el artículo de la bibliografía. Una vez se tenga el sistema en funcionamiento, se podrá investigar acerca de su mejora, como por ejemplo la eliminación del módulo redundante (aunque todo hace indicar que es necesario al 100%), el comportamiento del sistema con más paneles (en el artículo solo se simula con 2 paneles), buscar aplicaciones nuevas viables para esta integración de MMC + Fotovoltaica...

## 6 BIBLIOGRAFÍA

---

- [1] Lewis Fraas, Larry Partain, “Solar cells and their applications”, Ed. John Wiley and Sons, Inc.
- [2] Puntos calientes “Hot Spots” en placas solares. Sunfields: Distribuidor Material Fotovoltaico. URL:  
<https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/puntos-calientes-hot-spots-en-placas-solares/>
- [3] Trishan Eram, Patrick L.Chapman, “Comparison of pv array maximum power point tracking techniques”, IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol.22, June 2007.
- [4] Implement Maximum Power Point Tracking Algorithms Using MATLAB and Simulink. Website: Youtube. URL: <https://www.youtube.com/watch?v=tZZ74pOa-eE>
- [5] Marcos Jaén Sánchez, “Guerra de Corrientes”, Ed. Materia, 2016.
- [6] Nikola Tesla, “Yo y la Energía”, Ed. Turner Noema. Prólogo: Miguel Ángel Delgado. Traducción: Cristina Núñez Pereira.
- [7] Montilla-DJesus, M.; Santos-Martin, D.; Arnaltes, S.; Castronuovo. “Optimal reactive power allocation in an offshore wind farms with LCC-HVdc link connection”. Renew. Energy, 2012, 40, 157-166.
- [8] Aragues-Penalba, M.; Egea-Alvarez, A.;Gomis-Bellmunt,O.; Sumper, A. “Optimum voltaje contro for los minimization in HVDC multi-terminal transmisión systems for large offshore wind farms”. Electr. Power Syst. Res. 2011, 81, 1425-1431.
- [9] Chaves, M.; Margato, E.; Silva, J.F.; Pinto, S.F.; Santana, J. “HVDC transmisión systems: Bipolar back-to-back diode clamped multilevel converter with fast optimum-predictive control and capacitor balancing strategy”. Electr. Power Syst. Res. 2011, 81, 1436-1445.
- [10] Fernando Martínez-Rodrigo, Dionisio Ramirez, Alexis B. Rey-Boue, Santiago de Pablo, Luis Carlos Herrero-de Lucas. “Modular Multilevel Converters: Control and Applications”. Energies, 2017, 10, 1709.
- [11] Rohner, S.; Bernet, S.; Hiller, M.; Sommer, R. “Modulation, losses, and semiconductor requirements of modular multilevel converters”. IEEE Trans. Ind. Electron. 2010, 57, 2633-2642.
- [12] Fei Rong, Xichang Gong, Shoudao Huang. “A Novel Grid-Connected PV System Based on MMC to Get the Maximum Power Under Partial Shading Conditions”. IEEE Trans. On Power Electron. June 2017. Vol. 32, nº6.

[13] Panasonic Electric Works Europe AG. "Photovoltaic module HIT VBHN245SJ25 / VBHN240SJ25". May 2016. Datasheet. URL:  
[http://www.europe-solarshop.com/documents/panasonic/VBHN240\\_245SJ25\\_EN.pdf4](http://www.europe-solarshop.com/documents/panasonic/VBHN240_245SJ25_EN.pdf4)



