



Universidad de Valladolid



**ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES**

UNIVERSIDAD DE VALLADOLID

ESCUELA DE INGENIERIAS INDUSTRIALES

Grado en Ingeniería Electrónica Industrial y Automática

**Aplicación de un Convertidor Modular
Multinivel (MMC) a un sistema fotovoltaico
conectado a red trifásica**

Autora:

Delgado Payo, Ainhoa

Tutor:

**Herrero de Lucas, Luis Carlos
Departamento de Tecnología
Electrónica**

Valladolid, junio 2025.



Resumen

Este trabajo desarrolla un modelo completo de un sistema fotovoltaico conectado a red mediante un Convertidor Modular Multinivel (MMC), simulado en Matlab Simulink. Se abordan todas las etapas del sistema, desde la generación solar hasta la entrega de energía a la red, aplicando técnicas avanzadas de control y modulación. Se realiza un análisis detallado de los submódulos que componen el MMC, evaluando distintas topologías y su comportamiento dinámico mediante simulaciones. Asimismo, se estudian las principales técnicas de modulación implementadas, valorando su impacto en la calidad de señal y eficiencia del sistema. El trabajo se centra en estrategias de control que garanticen una operación estable, sincronizada y eficiente, asegurando una adecuada inyección de potencia activa y reactiva. Además, se incluye una evaluación económica, ambiental y de escalabilidad, proponiendo mejoras futuras que refuercen el rendimiento y la robustez del sistema, posicionando al MMC como una tecnología clave para una transición energética sostenible.

Palabras clave

Convertidor modular multinivel, energía solar, modulación, conexión a red, estrategias de control

Abstract

This work develops a complete model of a grid-connected photovoltaic system using a Modular Multilevel Converter (MMC), simulated in Matlab Simulink. All stages of the system are addressed, from solar energy generation to power delivery to the grid, applying advanced control and modulation techniques. A detailed analysis of the MMC submodules is carried out, evaluating different topologies and their dynamic behavior through simulations. Likewise, the main modulation techniques implemented are studied, assessing their impact on signal quality and system efficiency. The work focuses on control strategies that ensure stable, synchronized, and efficient operation, guaranteeing proper injection of active and reactive power. Additionally, an economic, environmental, and scalability assessment is included, along with proposed future improvements aimed at enhancing system performance and robustness, positioning the MMC as a key technology for a sustainable energy transition.

Keywords

Modular Multilevel Converter, solar energy, modulation, grid connection, control strategies.



Agradecimientos

A mi familia, por su apoyo, su paciencia y por la confianza que siempre me han transmitido. A mis amigos, por su presencia constante y por animarme en cada etapa. Gracias a todos los que, de una forma u otra, estuvieron presentes en este camino.



Tabla de Contenidos

Resumen.....	i
Agradecimientos	ii
Tabla de Contenidos.....	iii
Índice de Abreviaturas	vii
Índice de Figuras.....	xi
Índice de Tablas.....	xvii
Capítulo 1. Introducción y objetivos.....	1
1.1. Introducción.....	1
1.2. Objetivos.....	2
1.2.1. Objetivo general.....	2
1.2.2. Objetivos específicos.....	2
1.2.3. Objetivo de impacto.....	4
1.2.4. Objetivos de desarrollo sostenible (ODS).....	4
1.3. Competencias aplicadas.....	5
1.3.1. Otras competencias desarrolladas.....	6
1.4. Descripción del documento.....	7
Capítulo 2. Revisión de Literatura.....	9
2.1. Cambio climático.....	9
2.2. Las energías renovables.....	10
2.3. Estado del arte: la energía solar.....	12
2.3.1. Tipologías de aprovechamiento de la energía solar.....	13
2.3.2. La energía solar fotovoltaica.....	14
2.3.3. Efecto fotoeléctrico y efecto fotovoltaico.....	14
2.3.4. Paneles fotovoltaicos.....	16
2.3.4.1. Búsqueda del punto de máxima potencia.....	18
2.3.4.2. Métodos MPPT.....	20
2.3.4.2.1. Perturbación y observación.....	20
2.3.4.2.2. Conductancia incremental.....	23
2.3.4.2.3. Otros métodos MPPT.....	27



2.3.4.3. Reguladores de carga MPPT.....	28
2.3.5. Tipos de inversores para instalaciones fotovoltaicas.....	29
2.3.5.1. Conclusión y justificación de la elección del inversor.	32
Capítulo 3. Caso de Estudio.....	33
3.1. ¿Qué es un MMC?.....	33
3.2. Ventajas de los MMC.	33
3.3. Estructura de un convertidor multinivel modular.....	35
3.4. Tipos de topologías de los submódulos en un MMC.....	36
3.4.1. Análisis de los diferentes tipos de submódulos en Simulink. ..	42
3.5. Ecuaciones fundamentales.	52
3.6. Modulación de un MMC.....	55
3.6.1. Level Shift PWM.....	58
3.6.1.1. Implementación LS-PWM en Matlab Simulink.	59
3.6.2. Phase Shift PWM.	64
3.6.2.1. Implementación PS-PWM en Matlab Simulink	65
3.7. Implementación y Análisis del MMC en Simulink.....	67
Capítulo 4. Estrategias de Control del MMC para su Conexión a Red.	75
4.1. Conexión a red.....	75
4.2. Análisis de las principales técnicas de control.....	77
4.2.1. Transformación de coordenadas.....	77
4.2.2. Regulación de la potencia activa, reactiva y la corriente.	80
4.2.3. Implementación del control en Matlab Simulink.....	81
4.3. Conexión MMC con los paneles solares.....	84
4.3.1. Resultados de la simulación.....	85
Capítulo 5. Conclusiones y Futuro Trabajo.	91
5.1. Análisis de los resultados obtenidos.	91
5.2. Estudio económico.....	92
5.2.1. Coste de inversión inicial (CAPEX).	92
5.2.2. Costes operativos (OPEX).	93
5.2.3. Producción anual, beneficios y retorno de inversión.	94
5.3. Análisis ambiental.....	95
5.4. Trabajo futuro.	96



5.5. Conclusiones finales.....	97
Bibliografía.....	99
Anexo.	107





Índice de Abreviaturas

A	Ampere. Amperio.
AC	Alternating Current. Corriente alterna.
APOD	Alternative Phase Opposition Disposition. Disposición de Oposición de Fase Alternativa.
CAPEX	Capital Expenditure. Gastos de Capital.
CH ₄	Methane. Metano.
CO ₂	Carbon dioxide. Dióxido de carbono.
COV	Open Circuit Voltage. Voltaje de circuito abierto.
CSP	Concentrated Solar Power. Energía solar termoeléctrica o de concentración.
D	Dutty Cycle. Ciclo de trabajo.
DC	Direct Current. Corriente continua.
EVA	Ethylene-vinyl acetate. Etil-vinil-acetato.
FLC	Fuzzy Logic Control. Control basado en lógica borrosa.
FV	Photovoltaics. Energía solar fotovoltaica.
GEI	Greenhouse gases. Gases de efecto invernadero.
GW	Gigawatts. Gigavatios.
HIL	Hardware-in-the-loop. Hardware en el bucle.
HVDC	High Voltage Direct Current. Corriente continua de alta tensión.
Hz	Hertz. Hertzios, unidad de frecuencia.
IA	Artificial Intelligence. Inteligencia Artificial.



IEA	International Energy Agency. Agencia Internacional de la Energía.
IGBT	Insulated Gate Bipolar Transistor. Transistor Bipolar de Puerta Aislada.
I_m	Current at maximum power point. Corriente en el punto de máxima potencia.
I_{sc}	Short-Circuit Current. Corriente de cortocircuito.
LS-PWM	Level-Shift Pulse Width Modulation. Modulaci3n por desplazamiento de nivel.
MMC	Modular Multilevel Converter. Convertidor multinivel modular.
MPP	Maximum Power Point. Punto de m3xima potencia.
MPPT	Maximum Power Point Tracking. Seguimiento del punto de m3xima potencia.
NASA	National Aeronautics and Space Administration. Administraci3n Nacional de Aeron3utica y del Espacio.
N_2O	Nitrous oxide. 3xido nitroso.
NLM	Nearest Level Modulation. Modulaci3n de nivel m3s cercano.
NSM	Number of submodules per converter arm. N3mero de subm3dulos en cada brazo del convertidor.
ONU	United Nations Organization. Organizaci3n de las Naciones Unidas.
OPEX	Operational Expenditure. Gastos Operativos.
P	Active power. Potencia activa.
P&O	Perturbation and Observation. Perturbaci3n y observaci3n.
PD	Phase Disposition. Disposici3n de fase.
PI	Proportional-Integral. Proporcional-Integral.



PLL	Phase-Locked Loop. Bucle de bloqueo de fase.
P _{máx}	Maximum power. Potencia máxima.
POD	Phase Opposition Disposition. Disposición de oposición de fase.
ppm	Parts per million. Partes por millón.
PS-PWM	Phase-Shift Pulse Width Modulation. Modulación por ancho de pulso con desplazamiento de fase.
PWM	Pulse Width Modulation. Modulación por ancho de pulso.
Q	Reactive power. Potencia reactiva.
ROI	Return on Investment. Retorno de la Inversión.
R _s	Series resistance. Resistencia en serie.
R _p	Parallel resistance. Resistencia en paralelo.
SHE	Selective Harmonic Elimination. Eliminación selectiva de armónicos.
SVM	Space Vector Modulation. Modulación vectorial espacial.
SVC	Space Vector Control. Control vectorial espacial.
STEPS	Stated Policies Scenario. Escenario de Políticas Declaradas.
STATCOM	Static synchronous compensator. Compensadores estáticos de potencia reactiva.
THD	Total Harmonic Distortion. Distorsión armónica total.
V	Voltage. Voltaje.
VAR	Volt-Ampere Reactive. Voltamperio Reactivo.
V _i	Input Voltage. Voltaje de entrada.
V _m	Voltage at maximum power point. Voltaje en el punto de máxima potencia.



VMPP	Voltage at maximum power point. Voltaje en el punto de máxima potencia.
Vo	Output Voltage. Voltaje de salida.
Voc	Open Circuit Voltage. Tensión de circuito abierto.
W	Watt. Vatio
W/m ²	Watts per square meter. Vatios por metro cuadrado (irradiancia).



Índice de Figuras

Figura 1. Los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) establecidos por la ONU [1].....	5
Figura 2. Representación del efecto fotoeléctrico [16].....	15
Figura 3. Diagrama del efecto fotovoltaico [18].....	15
Figura 4. Circuito equivalente de una célula solar real [20].	17
Figura 5. Estructura del panel solar fotovoltaico [21].	18
Figura 6. Curvas V-I-P paneles solares: Voltaje e intensidad frente a la potencia [23].....	18
Figura 7. Esquema utilizado para medir la máxima potencia. Elaboración propia en Matlab Simulink [23].	19
Figura 8. Diagrama P&O [26].	21
Figura 9. Método Perturbación y Observación (P&O) bajo condiciones de máxima irradiancia: 1.000 W/m ² . Intensidad (A), voltaje (V) y potencia (W) frente al tiempo (s). Elaboración propia en Matlab Simulink [23].....	22
Figura 10. Método Perturbación y Observación (P&O) bajo condiciones de irradiancia variable de 500 a 1.000 W/m ² : Intensidad (A), voltaje (V) y potencia (W) frente al tiempo (s). Elaboración propia en Matlab Simulink [23].....	23
Figura 11. Diagrama CI [26].	25
Figura 12. Método de Conductancia Incremental (CI) bajo condiciones de máxima irradiancia: 1.000 W/m ² Intensidad (A), voltaje (V) y potencia (W) frente al tiempo (s). Elaboración propia en Matlab Simulink [23].....	25
Figura 13. Método de Conductancia Incremental (CI) bajo condiciones de irradiancia variable de 500 a 1.000 W/m ² : Intensidad (A), voltaje (V) y potencia (W) frente al tiempo (s). Elaboración propia en Matlab Simulink [23].....	26
Figura 14. Estructura de un MMC [39].....	35
Figura 15. Topología en medio puente [42].	37
Figura 16. Topología en puente completo [42].	38
Figura 17. Topología en medio puente en cascada [41].	39



Figura 18. Topología con un tiristor [42].	41
Figura 19. Topología con dos tiristores [42].	41
Figura 20. Implementación del submódulo de medio puente. Elaboración propia en Matlab Simulink [23].	42
Figura 21. Esquema interno del medio puente. Elaboración propia en Matlab Simulink [23].	43
Figura 22. Resultados de la simulación de medio puente. Intensidad (A), Voltaje (V) frente al tiempo (s). Elaboración propia en Matlab Simulink [23].	43
Figura 23. Esquema interno del puente completo. Elaboración propia en Matlab Simulink [23].	44
Figura 24. Resultados de la simulación del submódulo de puente completo. Intensidad (A), Voltaje (V) frente al tiempo (s). Elaboración propia en Matlab Simulink [23].	45
Figura 25. Estructura interna del medio puente en cascada. Elaboración propia en Matlab Simulink [23].	46
Figura 26. Resultados de la simulación de medio puente en cascada. Intensidad (A), Voltaje (V) frente al tiempo (s). Elaboración propia en Matlab Simulink [23].	47
Figura 27. Esquema submódulo de doble abrazadera. Elaboración propia en Matlab Simulink [23].	48
Figura 28. Resultados de la simulación del submódulo de doble abrazadera. Intensidad (A), Voltaje (V) frente al tiempo (s). Elaboración propia en Matlab Simulink [23].	48
Figura 29. Esquema del submódulo con un tiristor. Elaboración propia en Matlab Simulink [23].	50
Figura 30. Resultados de la simulación con un tiristor. Intensidad (A), Voltaje (V) frente al tiempo (s). Elaboración propia en Matlab Simulink [23].	50
Figura 31. Esquema de submódulo con dos tiristores. Elaboración propia en Matlab Simulink [23].	51
Figura 32. Resultados de la simulación con dos tiristores. Intensidad (A), Voltaje (V) frente al tiempo (s). Elaboración propia en Matlab Simulink [23].	51



Figura 33. Esquema con las diferentes técnicas de modulación y control. Elaboración propia.....	56
Figura 34. Técnicas Basadas en Portadoras aplicadas en MMC [44].	56
Figura 35. Generación de la onda senoidal. Elaboración propia en Matlab Simulink [23].	60
Figura 36. Implementación LS-PWM (PD). Elaboración propia en Matlab Simulink [23].	61
Figura 37. Estrategia disposición de fase (PD), parte positiva. Elaboración propia en Matlab Simulink [23].	61
Figura 38. Estrategia disposición de fase (PD), parte negativa. Elaboración propia en Matlab Simulink [23].	62
Figura 39. Estrategia Disposición de Oposición de Fase (POD), parte positiva. Elaboración propia en Matlab Simulink [23].	62
Figura 40. Estrategia Disposición de Oposición de Fase Alternativa (APOD), parte negativa. Elaboración propia en Matlab Simulink [23].	63
Figura 41. Implementación Phase Shift. Elaboración propia en Matlab Simulink [23].	66
Figura 42. Estrategia Phase Shift. Elaboración propia en Matlab Simulink [23].	66
Figura 43. Estructura MMC. Elaboración propia en Matlab Simulink [23].	67
Figura 44. Voltaje de salida (V) del MMC con Level Shift, PD. Elaboración propia en Matlab Simulink [23].	68
Figura 45. Voltaje de salida (V) del MMC con Level Shift, POD. Elaboración propia en Matlab Simulink [23].	68
Figura 46. Voltaje de salida (V) del MMC con Level Shift, APOD. Elaboración propia en Matlab Simulink [23].	69
Figura 47. Voltaje de salida (V) del MMC con Phase Shift. Elaboración propia en Matlab Simulink [23].	69
Figura 48. Diagrama general de conexión a red de un MMC [24].	76



Figura 49. Transformación de un sistema trifásico abc al marco $\alpha\beta$ usando la transformada de Clark [53].	77
Figura 50. Evolución temporal de las señales abc y su transformación a $\alpha\beta$ [53].	78
Figura 51. Representación geométrica de la Transformación de Park con el eje d alineado con α [54].	78
Figura 52. Evolución temporal de las componentes $\alpha\beta$ y dq cuando el eje d se alinea con el eje α [54].	79
Figura 53. Esquema general del control MMC. Elaboración propia en Matlab Simulink [23].	82
Figura 54. Subsistema de sincronización PLL implementado. Elaboración propia en Matlab Simulink [23].	82
Figura 55. Cálculo de las potencias instantáneas activa y reactiva a partir de las señales V_{abc} e I_{abc} . Elaboración propia en Matlab Simulink [23].	83
Figura 56. Control de la corriente para generar las tensiones de referencia. Elaboración propia en Matlab Simulink [23].	84
Figura 57. Parámetros de los paneles fotovoltaicos [23].	85
Figura 58. Comparación entre la tensión de salida V_a y su referencia $V_{a, ref}$ frente al tiempo (s). Elaboración propia en Matlab Simulink [23].	86
Figura 59. Tensiones de salida (V) del MMC, frente al tiempo (s), después de estabilizarse. Elaboración propia en Matlab Simulink [23].	86
Figura 60. Corriente de salida (A) del MMC inyectada a red, frente al tiempo (s), después de estabilizarse. Elaboración propia en Matlab Simulink [23].	87
Figura 61. Tensiones de red V_{abc} (V) frente al tiempo (s). Elaboración propia en Matlab Simulink [23].	87
Figura 62. Control de la potencias activa (W) y reactiva (VAR) con su referencia frente al tiempo (s). Elaboración propia en Matlab Simulink [23].	88
Figura 63. Vista ampliada del seguimiento de la potencia activa P respecto a su referencia P_{ref} (W) en el tiempo (s). Elaboración propia en Matlab Simulink [23].	89



Figura 64. Vista ampliada de la potencia reactiva Q respecto a su referencia Q_{ref} (VAR) en el tiempo (s). Elaboración propia en Matlab Simulink [23]. 89

Figura 65. Evolución temporal (s) de la potencia (W) generada por el sistema fotovoltaico. Elaboración propia en Matlab Simulink [23]. 90





Índice de Tablas

Tabla I. Datos de máxima potencia del PV para diferentes irradiancias en P&O. Elaboración propia.....	22
Tabla II. Datos de máxima potencia del PV para diferentes irradiancias en CI. Elaboración propia.....	26
Tabla III. Estados de conmutación de la topología en medio puente [41].....	37
Tabla IV. Estados de conmutación y salida en Medio Puente en cascada [41].	39
Tabla V. Estados de conmutación para cada nivel de voltaje con doble abrazadera [43].	40
Tabla VI. Análisis FFT THD, en Level Shift, PD. Elaboración propia con los datos obtenidos de Matlab Simulink [23].	71
Tabla VII. Análisis FFT THD, en Level Shift, PD. Elaboración propia con los datos obtenidos de Matlab Simulink [23].	71
Tabla VIII. Análisis FFT THD, en Level Shift, APOD. Elaboración propia con los datos obtenidos de Matlab Simulink [23].	71
Tabla IX. Análisis FFT THD, en Phase Shift. Elaboración propia con los datos obtenidos de Matlab Simulink [23].	71
Tabla X. Costes CAPEX. Elaboración propia.....	93





Capítulo 1. Introducción y objetivos.

1.1. Introducción.

En las últimas décadas, el panorama energético global ha experimentado una transformación significativa, impulsada por la creciente necesidad de reducir la dependencia de fuentes fósiles, mejorar la seguridad energética y minimizar el impacto ambiental del sector eléctrico. En este contexto, las energías renovables (en particular la energía solar fotovoltaica) se han posicionado como pilares fundamentales de la transición energética, tanto por su disponibilidad como por su carácter sostenible, modular y descentralizado.

La energía solar fotovoltaica, en comparación con otras fuentes de generación, presenta ventajas claras: no emite gases contaminantes durante su operación, tiene bajos costes operativos y permite adaptarse fácilmente a entornos urbanos, industriales o rurales. No obstante, su integración en redes eléctricas existentes requiere sistemas de conversión de potencia que aseguren compatibilidad, estabilidad y calidad de servicio, especialmente en contextos trifásicos donde la exigencia en parámetros como el factor de potencia o la distorsión armónica es elevada.

En este sentido, los convertidores electrónicos de potencia se convierten en componentes fundamentales dentro de las instalaciones fotovoltaicas, ya que permiten transformar la energía generada en corriente continua en una forma adecuada para su inyección en la red eléctrica de corriente alterna. Dentro de las diversas topologías disponibles, el Convertidor Modular Multinivel destaca por sus excepcionales prestaciones técnicas. Originalmente desarrollado para aplicaciones de alta tensión y grandes proyectos HVDC, su versatilidad, modularidad, baja distorsión armónica y capacidad para operar con múltiples niveles de tensión lo han hecho atractivo también para aplicaciones de media y baja tensión, como las redes distribuidas de generación renovable.

El MMC se caracteriza por estar compuesto por una serie de submódulos independientes que pueden ser controlados de manera individual, permitiendo un alto grado de flexibilidad y redundancia. Esta arquitectura, además de facilitar el mantenimiento y la escalabilidad del sistema, permite generar formas de onda de salida más suaves, reduciendo la necesidad de filtrado y mejorando la eficiencia global. Su aplicación en el ámbito fotovoltaico distribuido representa un paso hacia soluciones más inteligentes y adaptadas a las nuevas demandas energéticas.



Por otro lado, el avance en herramientas de simulación como Matlab/Simulink ha permitido evaluar con mayor precisión el comportamiento de estos sistemas en condiciones realistas, anticipando su respuesta ante variaciones en la irradiancia, cargas dinámicas o fallos parciales. Estas simulaciones, cuando se ejecutan con modelos adecuados, proporcionan una base sólida para validar arquitecturas de conversión energética antes de su implementación práctica.

En este Trabajo Fin de Grado, se ha abordado el diseño y la simulación de un sistema completo de conversión basado en MMC, alimentado por un campo solar fotovoltaico representativo de una instalación de autoconsumo de escala media. El trabajo se inscribe en el marco de las nuevas tendencias en generación distribuida y digitalización de la energía, donde la electrónica de potencia avanzada juega un papel determinante en el rendimiento, fiabilidad y sostenibilidad de las instalaciones renovables.

1.2. Objetivos.

1.2.1. Objetivo general.

El objetivo principal de este Trabajo Fin de Grado es diseñar, modelar e implementar mediante simulación un sistema fotovoltaico conectado a una red trifásica, utilizando un MMC como interfaz de conversión de corriente continua a corriente alterna. El proyecto se centra en analizar su rendimiento técnico, eficiencia operativa y viabilidad de integración en entornos de generación distribuida, empleando la herramienta de simulación Matlab/Simulink como plataforma de desarrollo.

Además de validar el funcionamiento del sistema bajo distintas condiciones de irradiancia y carga, se busca evaluar el impacto económico y ambiental del diseño propuesto, con el objetivo de identificar su potencial aplicación en sistemas reales de autoconsumo o inyección a red.

1.2.2. Objetivos específicos.

- Estudiar el funcionamiento de los paneles solares fotovoltaicos, sus curvas características y el comportamiento ante distintas condiciones ambientales (irradiancia y temperatura), evaluando las metodologías más eficientes para la obtención de la máxima potencia mediante técnicas MPPT (Maximum Power Point Tracking).



- Modelar e implementar la arquitectura del Convertidor Modular Multinivel (MMC) trifásico, definiendo su estructura de submódulos, configuración por fase y control general, asegurando un diseño equilibrado, escalable y adaptado a la normativa eléctrica vigente.
- Desarrollar un sistema completo de simulación en Matlab Simulink, integrando generación fotovoltaica, control MPPT, convertidor MMC, y sistema de conexión a red para validar el comportamiento dinámico del sistema bajo diversas condiciones operativas.
- Aplicar técnicas de modulación para evaluar su influencia en la calidad de la señal de salida y comprobar que se cumple con los estándares internacionales de distorsión armónica (como IEEE 519).
- Diseñar un sistema de control en el lado de alterna, basado en transformaciones de Clarke y Park, y un bucle de sincronización tipo Phase-Locked Loop (PLL), para garantizar la correcta inyección de potencia activa y reactiva a la red.
- Analizar el comportamiento del sistema durante transitorios y fallos parciales, identificando posibles puntos críticos como el desequilibrio de tensión entre submódulos o las variaciones en la calidad de onda durante condiciones dinámicas.
- Realizar un análisis económico (CAPEX y OPEX), evaluando los costes de implementación, los ahorros por generación de energía, y el retorno de la inversión estimado.
- Estudiar el impacto ambiental de la instalación, cuantificando la reducción de emisiones de CO₂ y otros contaminantes frente a sistemas convencionales y proponiendo estrategias de mitigación ante posibles impactos negativos.
- Proponer líneas de mejora y trabajo futuro, incluyendo balanceo activo de tensiones en condensadores, alimentación distribuida por submódulo, validación experimental mediante hardware-in-the-loop (HIL), e integración de inteligencia artificial (IA) para un control predictivo y adaptativo del sistema.



1.2.3.Objetivo de impacto.

Este trabajo busca demostrar la viabilidad técnica, económica y ambiental de integrar un convertidor MMC en una planta solar fotovoltaica conectada a red, explorando su potencial como alternativa avanzada a los convertidores tradicionales. Al aplicar técnicas de control modernas, una arquitectura escalable y un análisis integral del sistema, se contribuye a desarrollar soluciones más eficientes y sostenibles para el sector energético, reforzando el papel de las energías renovables en la transición energética.

1.2.4.Objetivos de desarrollo sostenible (ODS).

El proyecto se alinea con varios de los Objetivos de Desarrollo Sostenible establecidos por la ONU, especialmente [1]:

- ODS 7. Energía asequible y no contaminante: este proyecto promueve el uso de energía solar como fuente limpia y accesible, desarrollando un sistema fotovoltaico con un convertidor modular eficiente y escalable que mejora la integración de renovables en redes eléctricas de distribución.
- ODS 8. Trabajo decente y crecimiento económico: la implementación de tecnologías renovables y sistemas de control avanzados abre nuevas oportunidades laborales en sectores emergentes como la electrónica de potencia, las energías limpias y la digitalización del sistema eléctrico
- ODS 9. Industria, innovación e infraestructura: desarrollar infraestructuras eléctricas más resilientes y sostenibles. La aplicación del convertidor MMC en instalaciones solares permite una mejora en la calidad de la energía inyectada a la red y fomenta el desarrollo de infraestructuras eléctricas más eficientes y digitalizadas.
- ODS 11. Ciudades y comunidades sostenibles: la integración de sistemas fotovoltaicos de autoconsumo conectados a red contribuye a reducir la huella de carbono de los entornos urbanos. Este tipo de soluciones técnicas, cuando se implementan sobre cubiertas, aparcamientos o fachadas, permiten un aprovechamiento eficiente del espacio urbano y disminuyen la dependencia energética de fuentes contaminantes, mejorando la sostenibilidad y resiliencia de las ciudades.



- ODS 12. Producción y consumo responsables: el diseño del sistema considera la eficiencia en la conversión energética, así como el uso de componentes modulares con potencial de reciclaje, fomentando una visión de ingeniería responsable desde la concepción hasta el fin de vida útil de los equipos.
- ODS 13. Acción por el clima: contribuir a la reducción de emisiones contaminantes y fomentar tecnologías que permitan una transición energética efectiva hacia un sistema bajo en carbono. El sistema fotovoltaico propuesto contribuye activamente a la mitigación del cambio climático.



Figura 1. Los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) establecidos por la ONU [1].

1.3. Competencias aplicadas.

En el presente Trabajo Fin de Grado se han puesto en práctica una serie de competencias genéricas y específicas adquiridas a lo largo del Grado en Ingeniería Electrónica Industrial y Automática [2]:

- Capacidad para la redacción, firma y desarrollo de proyectos en el ámbito de la ingeniería industrial, relacionados con la construcción, instalación, montaje y explotación de sistemas energéticos y electrónicos, como es el caso del sistema fotovoltaico implementado en este trabajo.
- Capacidad para la dirección de actividades objeto de proyectos de ingeniería industrial, incluyendo la planificación, desarrollo, validación y



análisis de instalaciones eléctricas y de conversión de energía como el convertidor modular multinivel propuesto.

- Conocimiento en materias básicas y tecnológicas, que capacita para el aprendizaje de nuevos métodos y teorías, aplicado en este TFG al modelado de convertidores MMC y al uso de herramientas como Matlab/Simulink.
- Capacidad de resolver problemas con iniciativa, toma de decisiones, creatividad, razonamiento crítico y de comunicar y transmitir conocimientos, puesta en práctica durante todo el desarrollo del proyecto, desde la concepción del sistema hasta su validación técnica, económica y ambiental.

1.3.1. Otras competencias desarrolladas.

Competencias genéricas (CG) [2]:

- CG1. Capacidad de análisis y síntesis, al evaluar la viabilidad técnica del convertidor MMC y su integración con sistemas fotovoltaicos.
- CG2. Capacidad de organización y planificación del tiempo, clave en la gestión del proyecto y simulaciones en Matlab Simulink.
- CG6. Capacidad de resolución de problemas, aplicada a la implementación de estrategias de control del sistema MMC.
- CG7. Capacidad de razonamiento crítico y análisis lógico, especialmente en la interpretación de resultados simulados.
- CG8. Capacidad para aplicar los conocimientos a la práctica, al traducir la teoría del MMC en un modelo funcional y operativo.
- CG13. Capacidad para actuar éticamente y con compromiso social, al desarrollar un sistema orientado a la sostenibilidad energética.

Competencias específicas (CE) [2]:

- CE10. Conocimiento y utilización de los principios de teoría de circuitos y máquinas eléctricas, aplicado al diseño del convertidor MMC.



- CE11. Conocimientos de los fundamentos de la electrónica.
- CE12. Conocimientos sobre los fundamentos de automatismos y métodos de control, fundamentales para el diseño y la simulación del sistema.
- CE22. Conocimiento aplicado de electrónica de potencia, indispensable en el análisis del comportamiento del convertidor.
- CE25. Conocimiento y capacidad para el modelado y simulación de sistemas, aplicado en el entorno Matlab Simulink.
- CE26. Conocimientos de regulación automática y técnicas de control, aplicados en la implementación del control vectorial y la modulación PSPWM.
- CE29. Capacidad para diseñar sistemas de control y automatización industrial, en este caso enfocado al control del flujo de energía en un sistema fotovoltaico conectado a red.

1.4. Descripción del documento.

A continuación, se detalla la estructura del documento en el que se organiza el presente Trabajo Fin de Grado:

Capítulo 1. Introducción y Objetivos: este capítulo contextualiza el trabajo dentro del marco de la transición energética, exponiendo la relevancia de las energías renovables y de los convertidores electrónicos de potencia como herramientas clave. Además, se definen los objetivos generales, específicos y de impacto del proyecto, junto con su alineación con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) y las competencias desarrolladas a lo largo del mismo.

Capítulo 2. Revisión de Literatura: presenta el contexto técnico y ambiental del proyecto, abordando primero el cambio climático y la necesidad urgente de energías limpias. Se analizan las principales fuentes renovables, con especial atención a la energía solar fotovoltaica, su evolución, ventajas y marco legal. Se explican conceptos clave como el efecto fotovoltaico, los paneles solares y los métodos MPPT (P&O, CI, AI), fundamentales para maximizar la eficiencia. Finalmente, se revisan distintos tipos de inversores, destacando el Convertidor Modular Multinivel (MMC) como la opción más avanzada y adecuada para este proyecto, por su eficiencia, calidad de onda y modularidad.



Capítulo 3. Caso de Estudio: se centra en el estudio del Convertidor Modular Multinivel (MMC), abordando su estructura básica, funcionamiento, ventajas frente a otras topologías y su idoneidad para aplicaciones en sistemas trifásicos conectados a red. Se describen los submódulos que lo componen, su comportamiento eléctrico. Se describen también las principales técnicas de modulación utilizadas, especialmente la modulación senoidal por ancho de pulso (PSPWM), explicando su aplicación para generar formas de onda próximas a la senoidal y su efecto en la calidad de la señal de salida.

Capítulo 4. Estrategias de Control del MMC para su Conexión a Red: describe las estrategias de control implementadas en el convertidor modular multinivel (MMC) para su conexión eficiente a la red eléctrica. Se emplea un control jerárquico en coordenadas dq, basado en transformaciones de Clarke y Park, con lazos externos para la generación de referencias de potencia activa y reactiva, y lazos internos para la regulación precisa de corriente. Se implementa un sistema de sincronización mediante PLL y técnicas de modulación PWM para garantizar una inyección de potencia estable y de calidad. La simulación en Matlab Simulink, alimentando el MMC con un sistema fotovoltaico, confirma un funcionamiento correcto: se logran formas de onda estables, control preciso de potencia y sincronización con la red, validando la eficacia del control diseñado.

Capítulo 5. Conclusiones y Futuro Trabajo: se valida la viabilidad técnica, económica y ambiental de un sistema fotovoltaico conectado a red mediante un convertidor modular multinivel. El modelo simulado en Matlab Simulink demuestra alta eficiencia, calidad de onda y estabilidad. Se proponen mejoras futuras.



Capítulo 2. Revisión de Literatura.

En este capítulo se recopila la información necesaria para entender el contexto y la base del proyecto. Se explica cómo el cambio climático ha impulsado el uso de energías renovables, con especial atención a la energía solar. También se describen los principios del efecto fotovoltaico, los paneles solares y su funcionamiento, los métodos de seguimiento del punto de máxima potencia y los distintos tipos de inversores.

2.1. Cambio climático.

El cambio climático es uno de los retos más significativos del siglo XXI y representa una amenaza para la estabilidad del planeta, afectando no solamente al medio ambiente sino también a la economía, a la salud y a la seguridad de millones de personas en todo el mundo. Se define como una alteración persistente de los patrones climáticos globales, impulsada en gran medida por la actividad humana, especialmente por el uso intensivo de combustibles fósiles y la deforestación [3].

Uno de los principales factores detrás del cambio climático es el aumento de la concentración de gases de efecto invernadero (GEI), como el dióxido de carbono (CO_2), el metano (CH_4) y el óxido nitroso (N_2O), los cuales atrapan el calor en la atmósfera y refuerzan el efecto invernadero, provocando un aumento progresivo de la temperatura global. Desde la Revolución Industrial, la concentración de CO_2 ha aumentado en más del 50 %, alcanzando niveles sin precedentes en los últimos 800.000 años. En 2019, la concentración de CO_2 en la atmósfera superó las 410 ppm, un valor significativamente mayor al de los ciclos climáticos naturales previos a la intervención humana [3].

Según la ONU, las emisiones mundiales deben reducirse aproximadamente un 43 % para 2030 respecto a los niveles de 2019, si se quiere limitar el aumento de temperatura a 1,5 °C. Sin embargo, las políticas actuales no son suficientes para alcanzar ese objetivo, lo que hace aún más urgente la adopción de energías limpias y sostenibles [4].

El cambio climático ya ha generado múltiples impactos negativos que afectan la vida en el planeta. Algunos de los impactos más relevantes incluyen:

- Aumento de la temperatura global: la temperatura media de la Tierra ha aumentado aproximadamente 1,1 °C desde la era preindustrial, con



proyecciones que indican que se podría alcanzar 1,5°C para el año 2050 si no se toman medidas urgentes [4].

- Fenómenos climáticos extremos: la intensificación de huracanes, incendios forestales, sequías y olas de calor es una de las consecuencias más alarmantes del calentamiento global [5].
- Deshielo y aumento del nivel del mar: la NASA ha reportado que el nivel del mar ha aumentado un total de 9,4 cm desde 1993. Además, la velocidad se ha duplicado, pasando de 0,18cm/año a 0,42cm/año. Si se mantiene esta tendencia se prevé un aumento de 20 cm para 2050, lo que aumentaría drásticamente el riesgo de inundaciones costeras en muchas regiones del mundo [6].
- Pérdida de la biodiversidad: el cambio climático ha provocado la desaparición de especies, la alteración de ecosistemas y la migración forzada de flora y fauna, aumentando el riesgo de extinción con cada grado de calentamiento [7].

Ante esta situación, la adopción de energías renovables se presenta como una solución imprescindible y urgente. Es fundamental disminuir nuestra dependencia global de los combustibles fósiles, ya que su combustión es responsable de la mayor parte de las emisiones de gases de efecto invernadero. Además, estos combustibles son recursos limitados que enfrentan inestabilidad económica y conflictos geopolíticos, lo que genera vulnerabilidades en los sistemas energéticos de cada país. La transición hacia fuentes de energía más limpias y sostenibles no solo ayudará a mitigar los efectos del cambio climático, sino que también ofrecerá una mayor seguridad energética, estabilidad económica y beneficios sociales, como la creación de empleos verdes y el fomento de la innovación tecnológica. Por lo tanto, las energías renovables se presentan como una alternativa estratégica, capaz de satisfacer la creciente demanda energética mundial sin poner en riesgo la salud pública ni la integridad del medio ambiente.

2.2. Las energías renovables.

Las energías renovables son fuentes de energía que se obtienen de recursos naturales y que se regeneran de manera continua, como son el sol, el viento, el agua y la biomasa. Estas fuentes de energía son inagotables a escala humana, a diferencia de los combustibles fósiles, los cuales son limitados y emiten grandes cantidades de gases de efecto invernadero. Las energías



renovables incluyen la energía solar, eólica, hidroeléctrica, geotérmica y biomasa, y son fundamentales para lograr un sistema energético sostenible y seguro [8].

A continuación, se describen las principales características y beneficios de las fuentes renovables más comunes [9]:

- La energía solar se obtiene de la radiación del sol y puede aprovecharse mediante tecnologías fotovoltaicas y térmicas. Los sistemas fotovoltaicos convierten la luz solar en electricidad sin generar ruido ni emisiones contaminantes, con un impacto ambiental mínimo. Además, la energía solar térmica permite reducir las emisiones de CO₂.
- La energía eólica es generada a partir del viento mediante aerogeneradores, esta energía requiere poco espacio en tierra, permitiendo el uso agrícola simultáneo. Sin embargo, su generación es intermitente y depende del viento, por lo que puede necesitar almacenamiento o respaldo. Además, su impacto visual y el ruido son aspectos por considerar, aunque los avances tecnológicos han reducido significativamente el sonido emitido.
- La energía hidroeléctrica aprovecha el movimiento del agua para generar electricidad. Las grandes presas pueden impactar ecosistemas y comunidades cercanas, mientras que las pequeñas hidroeléctricas presentan efectos menores. Problemas como la alteración del flujo de agua y la sedimentación deben ser considerados en su planificación.
- Biomasa y bioenergía: la biomasa proviene de materia orgánica y se usa en forma sólida, líquida o gaseosa. Su combustión emite CO₂, pero es considerada carbono neutral. Sin embargo, su producción intensiva puede afectar la biodiversidad y la fertilidad del suelo.
- La energía geotérmica se obtiene del calor interno de la Tierra y permite generar electricidad de manera estable.

El despliegue de estas fuentes ha crecido de forma significativa en los últimos años, impulsado por factores económicos, ambientales y tecnológicos. Se han convertido en una oportunidad estratégica para el desarrollo económico, con beneficios como la generación de empleo verde, la mejora de la eficiencia energética y la reducción de la dependencia de recursos externos [9].



En este contexto, se estima que las energías renovables aportarán alrededor del 80 % de la nueva capacidad de generación eléctrica a nivel mundial hasta 2030, según el escenario de políticas declaradas (STEPS), desarrollado por la Agencia Internacional de la Energía (IEA), siendo la energía solar fotovoltaica responsable de más de la mitad de ese crecimiento proyectado [5].

2.3. Estado del arte: la energía solar.

La energía solar es la energía obtenida a partir de la radiación electromagnética emitida por el Sol, la cual abarca un amplio espectro de longitudes de onda, incluyendo luz visible, rayos ultravioleta e infrarrojos. Esta radiación puede ser aprovechada mediante diferentes tecnologías para generar electricidad (sistemas fotovoltaicos), producir calor (sistemas térmicos) o, en instalaciones más complejas, generar electricidad a partir del calor acumulado (sistemas de concentración solar) [10].

Se trata de una de las fuentes renovables más importantes en el contexto de la transición energética actual, por su carácter inagotable, su baja huella ambiental y su capacidad para integrarse tanto en grandes plantas como en pequeños sistemas domésticos. Según la Agencia Internacional de Energía Renovable, la capacidad mundial instalada de energía solar fotovoltaica alcanzó los 942 GW en 2021, lo que representó más del 50 % del crecimiento de capacidad renovable global ese año [11], [12].

Aunque esta expansión se ha visto impulsada a nivel internacional por la significativa reducción de costes (más del 80 % desde 2010 [12]), el caso de España presenta una excepción relevante. A pesar de contar con uno de los mayores niveles de irradiancia de Europa y con una industria emergente en tecnología fotovoltaica, el desarrollo del autoconsumo solar se vio bloqueado durante varios años por el controvertido “impuesto al sol”.

Este fue establecido mediante el Real Decreto 900/2015 e imponía peajes y cargas económicas a los usuarios que instalaban sistemas de autoconsumo conectados a la red. En la práctica, penalizaba la generación distribuida y desincentivaba el uso de una tecnología limpia y descentralizada, lo que fue duramente criticado por organizaciones medioambientales, expertos del sector energético e incluso instituciones europeas por ir en contra de los principios de la transición ecológica y el empoderamiento del consumidor energético.

No fue hasta octubre de 2018, con la aprobación del Real Decreto-ley 15/2018, cuando se derogó formalmente el impuesto al sol, liberalizando el



autoconsumo, permitiendo instalaciones compartidas y estableciendo la compensación simplificada por excedentes. A partir de ese momento, se produjo un auténtico punto de inflexión: la combinación de un marco regulatorio favorable, el desplome del coste de los módulos y el acceso a financiación y subvenciones que permitió el despegue definitivo del autoconsumo en España, superando los 5 GW instalados en 2023 [13].

La experiencia española demuestra que, si bien los factores tecnológicos y económicos son claves en la adopción de renovables, el marco normativo puede frenar o acelerar completamente su desarrollo. En este caso, la eliminación de una barrera legal innecesaria fue tan decisiva como el avance técnico.

Además, gracias a los avances tecnológicos en materiales, electrónica de potencia y sistemas de control, la energía solar se ha transformado en una de las opciones más competitivas del sector energético. Además de contribuir a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, su desarrollo genera empleo, fomenta la innovación industrial y mejora la seguridad energética nacional [5], [13].

2.3.1. Tipologías de aprovechamiento de la energía solar.

Existen tres formas principales de aprovechamiento energético del sol, cada una con distintas aplicaciones, niveles de madurez y tecnologías asociadas [11]:

- Energía solar térmica: utiliza colectores solares (planos o de tubos de vacío) para captar la radiación y calentar un fluido. Este calor puede almacenarse o usarse directamente en climatización, agua caliente sanitaria o procesos industriales. Los sistemas incluyen un circuito primario de transferencia térmica y un acumulador que actúa como intercambiador de calor.
- Energía solar termoeléctrica o de concentración (CSP): emplea lentes o espejos para concentrar la radiación solar en un receptor donde se calienta un fluido térmico. Este calor se convierte en electricidad a través de un ciclo térmico convencional. Esta tecnología permite almacenamiento térmico, por lo que puede generar electricidad incluso en ausencia de sol, aunque su coste y requerimientos de irradiancia la limitan a grandes instalaciones en zonas desérticas.



- Energía solar fotovoltaica (FV): transforma directamente la luz solar en electricidad mediante materiales semiconductores a través del efecto fotovoltaico. Su modularidad, eficiencia, bajo mantenimiento y competitividad la han convertido en la forma más extendida de aprovechamiento solar.

2.3.2. La energía solar fotovoltaica.

La energía solar fotovoltaica es una forma de energía renovable que permite la conversión directa de la radiación solar en electricidad mediante el uso de paneles solares compuestos por células fotovoltaicas [11]. Estas células, al recibir la luz del sol, generan una corriente eléctrica continua gracias al efecto fotovoltaico, un fenómeno físico que ocurre en determinados materiales semiconductores. Los módulos fotovoltaicos se organizan en superficies planas que deben estar correctamente orientadas e inclinadas para maximizar la captación de energía solar [11].

El diseño eficiente de estos sistemas requiere el conocimiento de diversos conceptos relacionados con el movimiento de la Tierra respecto al Sol, como la posición geográfica, la inclinación solar o la radiación incidente sobre una superficie determinada. La corriente generada por los paneles puede utilizarse directamente, almacenarse en baterías o convertirse en corriente alterna mediante inversores para su integración en la red eléctrica [11], [14].

2.3.3. Efecto fotoeléctrico y efecto fotovoltaico.

El efecto fotovoltaico es el principio físico que facilita la transformación de la radiación solar en energía eléctrica, el cual depende del fenómeno más comúnmente denominado efecto fotoeléctrico.

El efecto fotoeléctrico sucede cuando un material, generalmente metal, es sometido a la radiación electromagnética (como la luz visible o ultravioleta) y, como resultado, sus electrones más externos absorben la energía necesaria para expulsarse del átomo al que pertenecen. Esta liberación solo puede realizarse si la energía del fotón incidente es mayor que la energía de enlace del electrón. Albert Einstein describió este fenómeno en 1905 y representa uno de los fundamentos de la mecánica cuántica contemporánea [15], como se ilustra en la Figura 2.

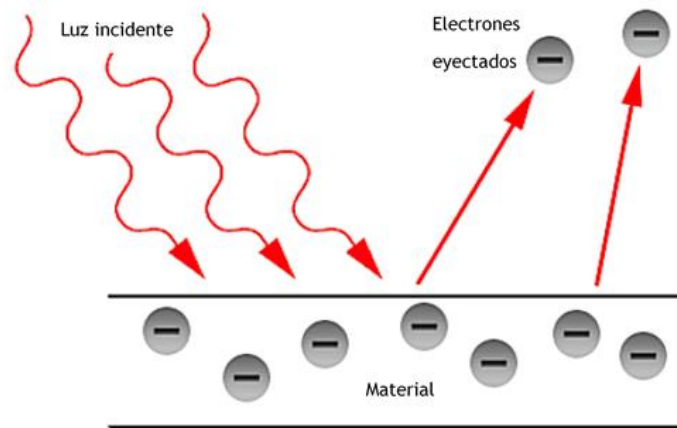


Figura 2. Representación del efecto fotoeléctrico [16].

En los materiales semiconductores, como el silicio, este fenómeno genera pares electrón-hueco: el electrón liberado queda libre para moverse por el material, mientras que el hueco dejado atrás actúa como una carga positiva. Esta generación de portadores es esencial, pero por sí sola no basta para producir una corriente eléctrica útil.

Para ello se necesita el efecto fotovoltaico, que consiste en aprovechar estos portadores mediante una estructura de unión PN en el interior del semiconductor. Esta unión crea un campo eléctrico interno que separa los electrones y huecos, orientándolos hacia electrodos opuestos. Si se conecta una carga externa, se genera un flujo de corriente continua que puede utilizarse directamente o transformarse en corriente alterna mediante un inversor [17].

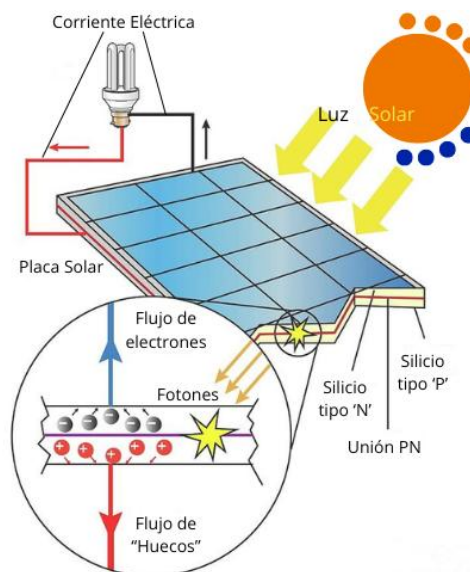


Figura 3. Diagrama del efecto fotovoltaico [18].



La diferencia fundamental entre ambos efectos radica en su aplicación: el efecto fotoeléctrico describe la liberación de electrones por fotones, mientras que el efecto fotovoltaico implica también la generación de una diferencia de potencial y una corriente eléctrica continua como resultado de la estructura del material y su configuración [19]. El efecto fotovoltaico es una aplicación práctica del efecto fotoeléctrico, y es la base funcional de todas las células solares actuales. Ambos fenómenos son fundamentales para entender cómo los módulos solares fotovoltaicos transforman la luz en electricidad de forma limpia, silenciosa y sin emisiones.

2.3.4. Paneles fotovoltaicos.

Los paneles fotovoltaicos, también llamados módulos solares, son el componente esencial de los sistemas solares fotovoltaicos. Están formados por un conjunto de células solares conectadas eléctricamente entre sí (en serie y paralelo), encapsuladas dentro de una estructura que proporciona protección y soporte mecánico [11].

El rendimiento de un panel depende directamente del funcionamiento individual de sus células. Este comportamiento se describe mediante varios parámetros fundamentales [11]:

- Tensión de circuito abierto (V_{oc}): es la tensión máxima entre los terminales de la célula cuando no hay carga conectada ($I = 0$).
- Corriente de cortocircuito (I_{sc}): corresponde a la corriente máxima cuando los terminales están en cortocircuito ($V = 0$).
- Punto de máxima potencia ($P_{m\acute{a}x}$): es el producto de la tensión (V_m) y la corriente (I_m) en el punto de operación óptimo donde se entrega la mayor potencia a la carga.

Estos parámetros dependen de factores como la irradiancia solar, la temperatura, las condiciones atmosféricas y la presencia de sombras. Sin radiación suficiente, la célula no genera energía útil, ya que no se producen fotones suficientes para iniciar el proceso.

El comportamiento eléctrico se puede modelar mediante un circuito equivalente que incluye [11]:

- Una fuente de corriente, que representa la generación fotovoltaica.



- Un diodo, que refleja el comportamiento del semiconductor.
- Una resistencia en serie (R_s), asociada a pérdidas internas de contacto.
- Una resistencia en paralelo (R_p), que simula las fugas de corriente.

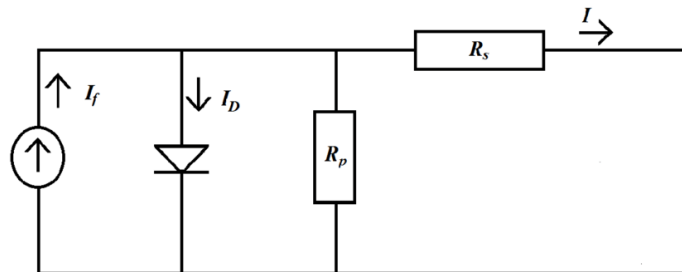


Figura 4. Circuito equivalente de una célula solar real [20].

Además de las células solares, el panel incluye otros elementos esenciales para su protección, durabilidad y conexión [11]:

- Cubierta frontal: es una lámina de vidrio templado, resistente a impactos, cargas de viento, nieve y agentes atmosféricos. Su alta transparencia permite una buena transmisión de la radiación solar hacia las células.
- Capa encapsulante: fabricada generalmente con EVA (etil-vinil-acetato), protege las células frente a la humedad, los rayos UV y vibraciones mecánicas. Actúa como aislante eléctrico y mantiene unidas las distintas capas del módulo.
- Capa trasera: compuesta de materiales plásticos como Tedlar o polímeros acrílicos, protege el panel por la parte posterior contra la entrada de agua y agentes corrosivos. Suelen ser de color blanco para reflejar la luz y mejorar el rendimiento térmico.
- Marco de soporte: normalmente de aluminio, proporciona rigidez al conjunto y facilita su montaje sobre estructuras. También ayuda en la disipación del calor y en la fijación mecánica del panel.
- Caja de conexiones: está ubicada en la parte posterior del panel, recoge las conexiones eléctricas de las células y canaliza la corriente generada. Suele incluir diodos de *baipás*, que evitan sobrecalentamientos o pérdidas de rendimiento cuando una parte del panel queda sombreada.

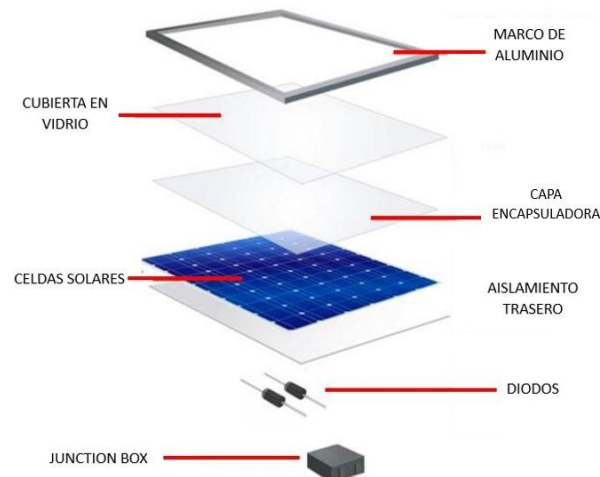


Figura 5. Estructura del panel solar fotovoltaico [21].

2.3.4.1. Búsqueda del punto de máxima potencia.

La manera de asegurar que los paneles fotovoltaicos trabajen en el punto de máxima potencia es hacer que la salida del conjunto fotovoltaico se mantenga continuamente en el máximo voltaje y corriente que corresponden con la máxima potencia que puede ofrecer un panel solar. Para ello se debe utilizar los algoritmos de seguimiento MPPT (Maximum Power Point Tracking).

Debido a que las condiciones ambientales (como la irradiancia solar y la temperatura) cambian constantemente, la potencia que un panel solar puede generar también varía. El objetivo del MPPT es ajustar continuamente la carga para obtener la máxima potencia posible de los paneles solares [22].

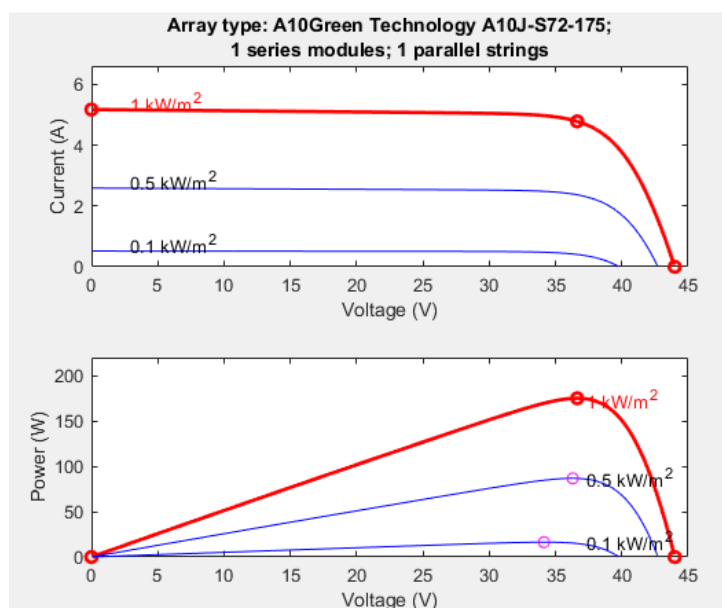


Figura 6. Curvas V-I-P paneles solares: Voltaje e intensidad frente a la potencia [23].

Se puede observar que con diferentes irradiancias se obtienen valores diferentes de tensión e intensidad. La máxima potencia se logra con una irradiancia de 1.000 W/m^2 .

Para medir la tensión y la corriente de placas solares sin perder la potencia que estas producen se debe poner un condensador entre la salida de los paneles y los aparatos de medida. La elección de la capacidad del condensador tiene un impacto directo en el comportamiento del sistema. Cuanto mayor sea su capacidad menor será el rizado debido a que puede almacenar más carga, lo que ayuda a suavizar las variaciones rápidas en la tensión y la corriente. Esto es beneficioso para obtener mediciones más estables y precisas. Sin embargo, un condensador de mayor capacidad también tarda más tiempo en cargarse y descargarse, lo que puede resultar en un mayor tiempo para que el sistema alcance su estado estable después de un cambio en las condiciones de irradiancia o carga.

La manera más común de trabajar es conectando un convertidor *boost* al sistema fotovoltaico con una batería a la salida, de modo que la entrada del convertidor varíe en función del ciclo de trabajo calculado por el algoritmo MPPT [24]. Este ciclo de trabajo se ajusta constantemente para alcanzar y mantener el punto de máxima potencia del panel solar.

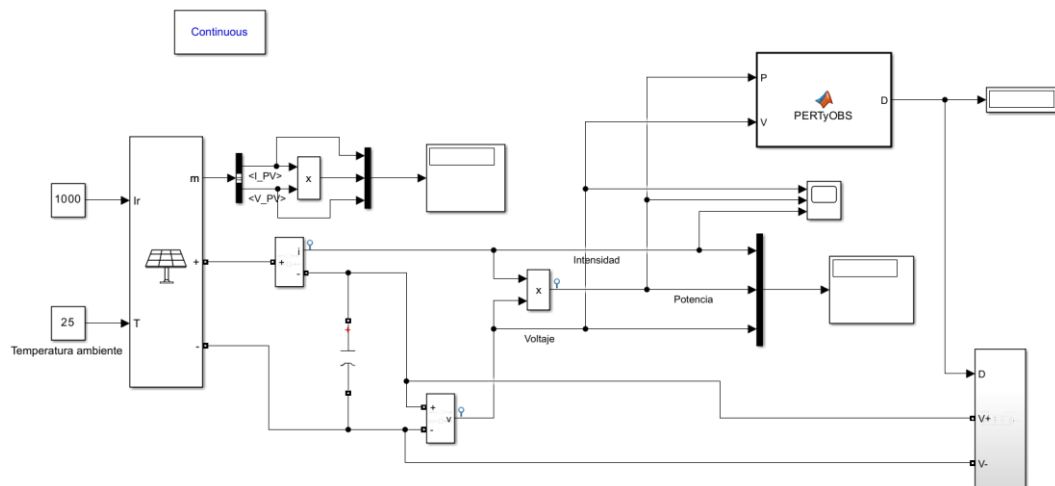


Figura 7. Esquema utilizado para medir la máxima potencia. Elaboración propia en Matlab Simulink [23].



2.3.4.2. Métodos MPPT.

2.3.4.2.1. Perturbación y observación.

El algoritmo de perturbación y observación es uno de los métodos más comunes utilizados para realizar el seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) en sistemas fotovoltaicos. Este algoritmo es popular debido a su simplicidad y efectividad [25]. Este algoritmo funciona realizando pequeñas variaciones o perturbaciones en el punto de operación del panel solar mediante un convertidor DC-DC, usualmente un convertidor tipo buck, que ajusta la tensión variable de entrada del panel solar a una tensión fija deseada. El procedimiento del algoritmo es el siguiente:

1. Primero, el convertidor ajusta la tensión de entrada (V_i) mediante un ciclo de trabajo variable (D), que es la fracción del tiempo en que el interruptor del convertidor está encendido respecto al ciclo total. La relación entre la tensión de salida (V_o), la tensión de entrada y el ciclo de trabajo está dada por la siguiente ecuación:

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

Donde:

- V_o es la tensión fija deseada en la salida del convertidor.
 - V_i es la tensión variable de entrada proveniente del panel solar.
 - D es el ciclo de trabajo, comprendido entre 0 y 1.
2. Tras cada perturbación, se mide la potencia generada por el panel solar y se compara con la potencia obtenida en el ciclo anterior. A partir de esta comparación, el algoritmo determina el efecto de la perturbación sobre el rendimiento energético del panel, permitiendo ajustar adecuadamente el ciclo de trabajo:
 - Si la potencia incrementa después de la perturbación, significa que el punto de operación se ha desplazado hacia el punto de máxima potencia (MPP). En consecuencia, el algoritmo continuará perturbando en la misma dirección para seguir acercándose al MPP.



- Por el contrario, si la potencia disminuye, esto indica que la perturbación aleja el sistema del MPP. En esta situación, el algoritmo invierte la dirección de la perturbación, buscando acercarse al MPP desde el lado opuesto.

Este proceso iterativo permite mantener al sistema siempre operando en las proximidades del punto de máxima potencia, maximizando así la eficiencia energética del panel fotovoltaico.

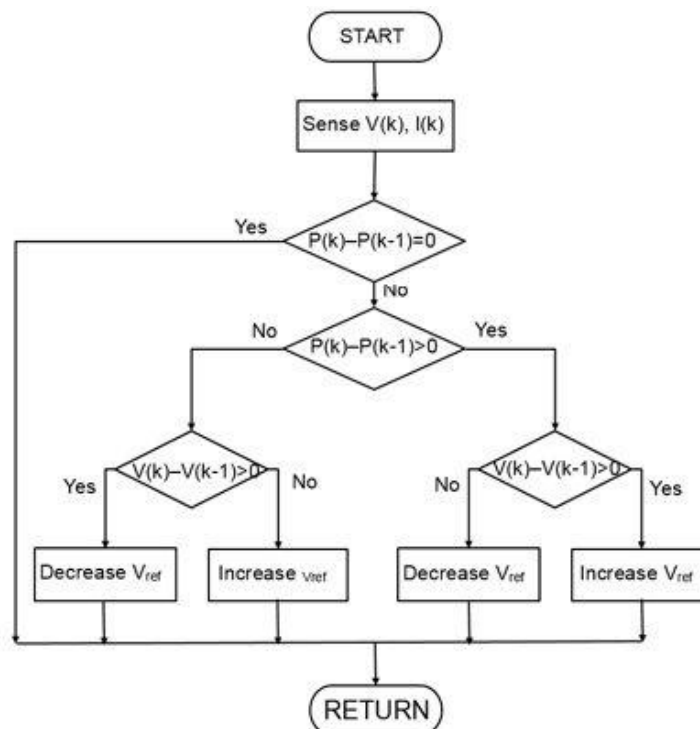


Figura 8. Diagrama P&O [26].

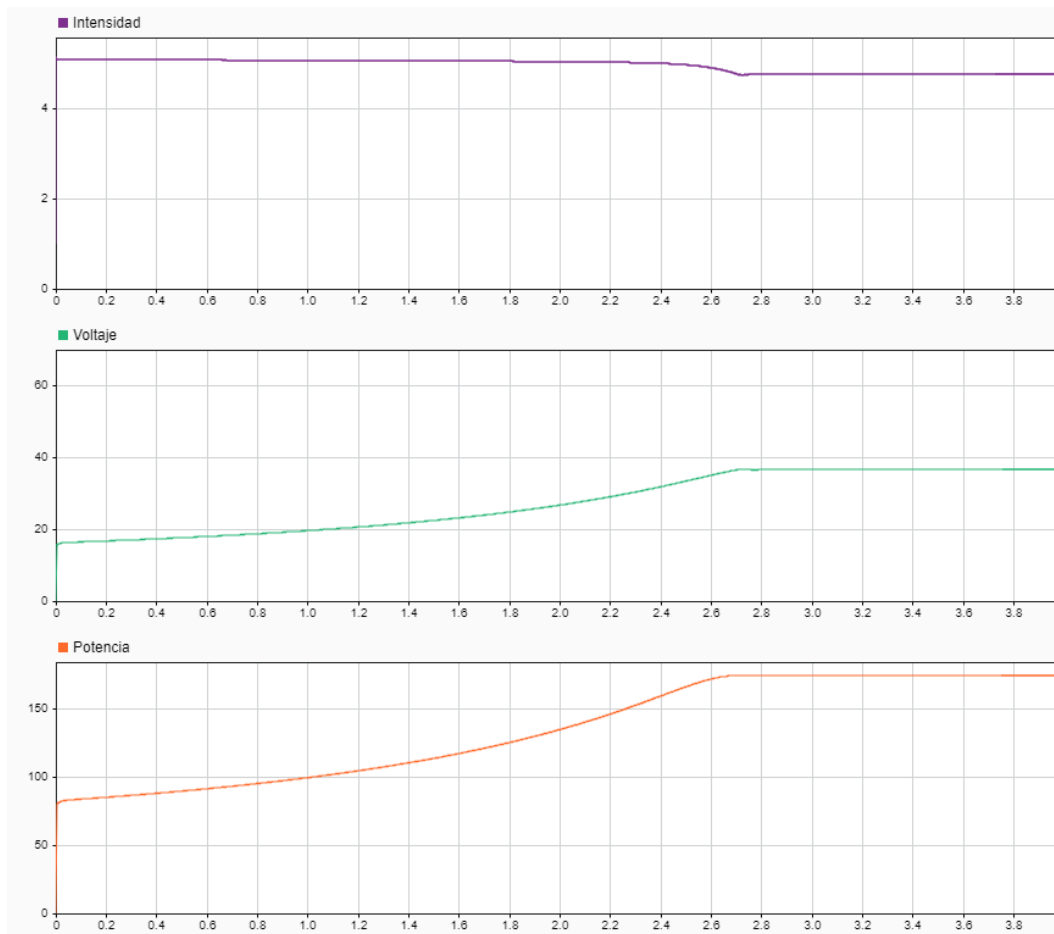


Figura 9. Método Perturbación y Observación (P&O) bajo condiciones de máxima irradiancia: 1.000 W/m². Intensidad (A), voltaje (V) y potencia (W) frente al tiempo (s). Elaboración propia en Matlab Simulink [23].

Irradiancia (W/m ²)	Voltaje (V)	Intensidad (A)	Potencia (W)
100	34,12	0,479	16,34
500	36,2	2,398	86,8
1.000	36,63	4,78	175,1

Tabla I. Datos de máxima potencia del PV para diferentes irradiancias en P&O. Elaboración propia.

Se aprecia que la máxima potencia se consigue con una irradiancia de 1.000 W/m². Por lo que el método de perturbación y observación es eficiente y rápido en condiciones de irradiancia estables.

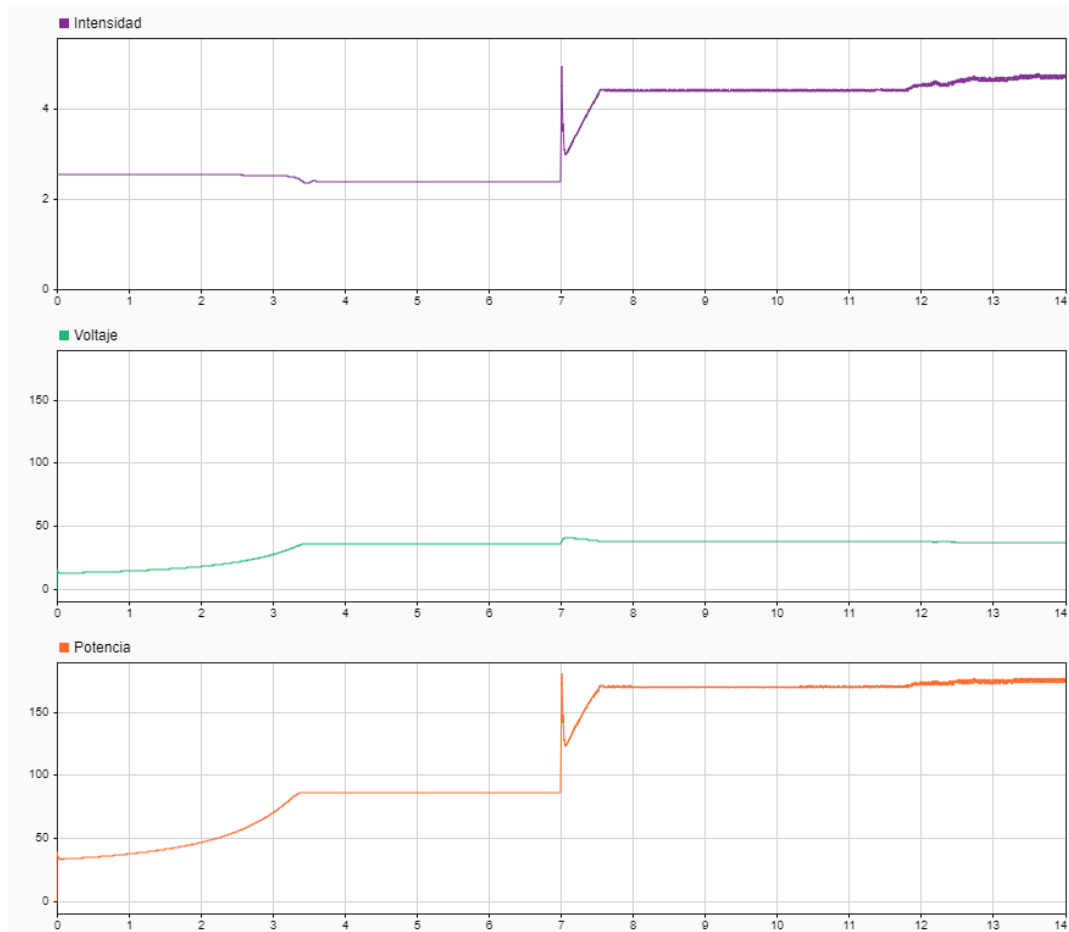


Figura 10. Método Perturbación y Observación (P&O) bajo condiciones de irradiancia variable de 500 a 1.000 W/m²: Intensidad (A), voltaje (V) y potencia (W) frente al tiempo (s).
Elaboración propia en Matlab Simulink [23].

Al tener una irradiancia variable se puede ver como tarda más en llegar al punto de máxima potencia, y una vez que lo consigue empieza a oscilar alrededor del punto de máxima potencia.

Este método es sencillo de implementar y con una irradiancia estable, permite alcanzar el punto de máxima potencia de manera rápida y eficiente. Es el menos complejo de implementar y requiere menos recursos computacionales.

2.3.4.2.2. Conductancia incremental.

El algoritmo de Conductancia Incremental es otro método comúnmente utilizado para el seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) en sistemas fotovoltaicos. Su funcionamiento se basa en analizar la pendiente de la curva de potencia del generador fotovoltaico y ajustando la tensión de



operación para maximizar la potencia obtenida. A diferencia del método de P&O, este algoritmo permite detener el ajuste de la tensión una vez que se alcanza el punto de máxima potencia, lo que proporciona una mayor precisión en condiciones estables.

Sin embargo, el algoritmo de Conductancia Incremental presenta una mayor complejidad de control respecto al método P&O, lo que puede implicar mayores exigencias de cálculo y programación. Además, puede presentar un pequeño error en estado estacionario que debe ser gestionado mediante una lógica de control adecuada para mantener una operación precisa en el MPPT [22].

El modo de funcionamiento es el siguiente:

1. Medición de la conductancia instantánea (G): la conductancia instantánea se calcula como la relación entre la corriente (I) y la tensión (V) del panel fotovoltaico en un momento determinado.
2. Comparación con la conductancia incremental ($\Delta I/\Delta V$): la conductancia incremental se define como el cambio de corriente respecto al cambio de tensión.
3. Si la conductancia instantánea es igual a la conductancia incremental significa que el panel está operando en el punto de máxima potencia. En este caso, no se realiza ningún ajuste. Si $G > \Delta G$, significa que el panel está operando por debajo del punto de máxima potencia, por lo que se debe aumentar la tensión de operación para moverse hacia el MPP. Si $G < \Delta G$, indica que el panel está operando por encima del punto de máxima potencia, por lo que se debe reducir la tensión de operación para acercarse al MPP.
4. Ajuste de la Tensión: en función de la comparación anterior, se ajusta la tensión de referencia del panel fotovoltaico para corregir la operación hacia el punto de máxima potencia. Esto se logra variando la tensión aplicada al panel, generalmente a través de un controlador o inversor.

En la Figura 11 se muestra el diagrama del algoritmo de conductancia incremental, el cual representa el proceso de comparación y ajuste necesario para alcanzar el punto de máxima potencia.

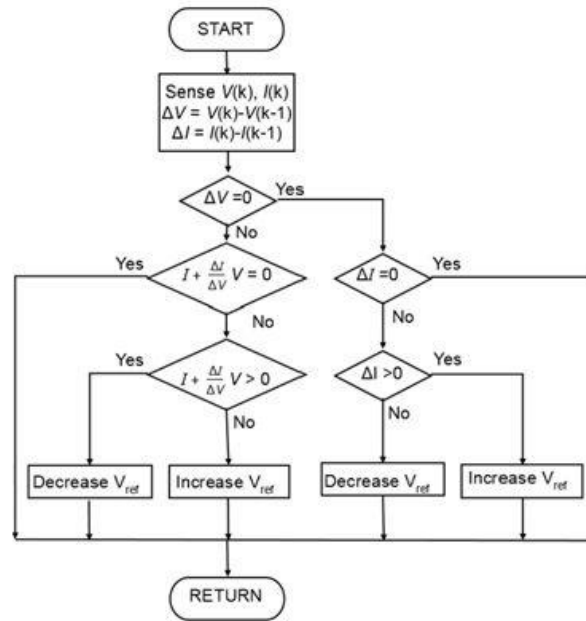


Figura 11. Diagrama CI [26].

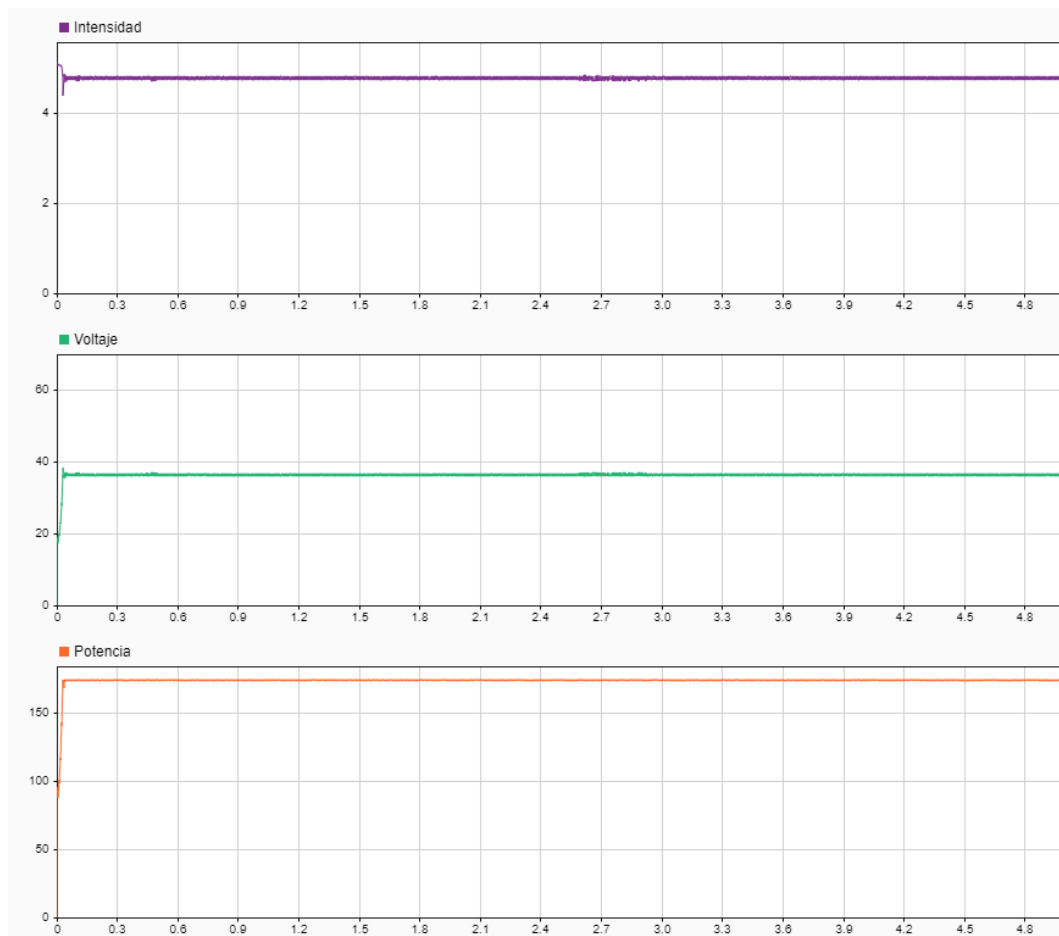


Figura 12. Método de Conductancia Incremental (CI) bajo condiciones de máxima irradiancia: 1.000 W/m² Intensidad (A), voltaje (V) y potencia (W) frente al tiempo (s). Elaboración propia en Matlab Simulink [23].



Irradiancia (W/m^2)	Voltaje (V)	Intensidad (A)	Potencia (W)
100	39,78	0,0045	0,1771
500	36,35	2,388	86,8
1.000	36,83	4,751	175

Tabla II. Datos de máxima potencia del PV para diferentes irradiancias en CI. Elaboración propia.

En este caso, el sistema alcanza el punto de máxima potencia más rápidamente cuando las condiciones son estables.

Al ser preciso y estable reduce las pérdidas de energía al evitar oscilaciones innecesarias en el voltaje y la corriente.

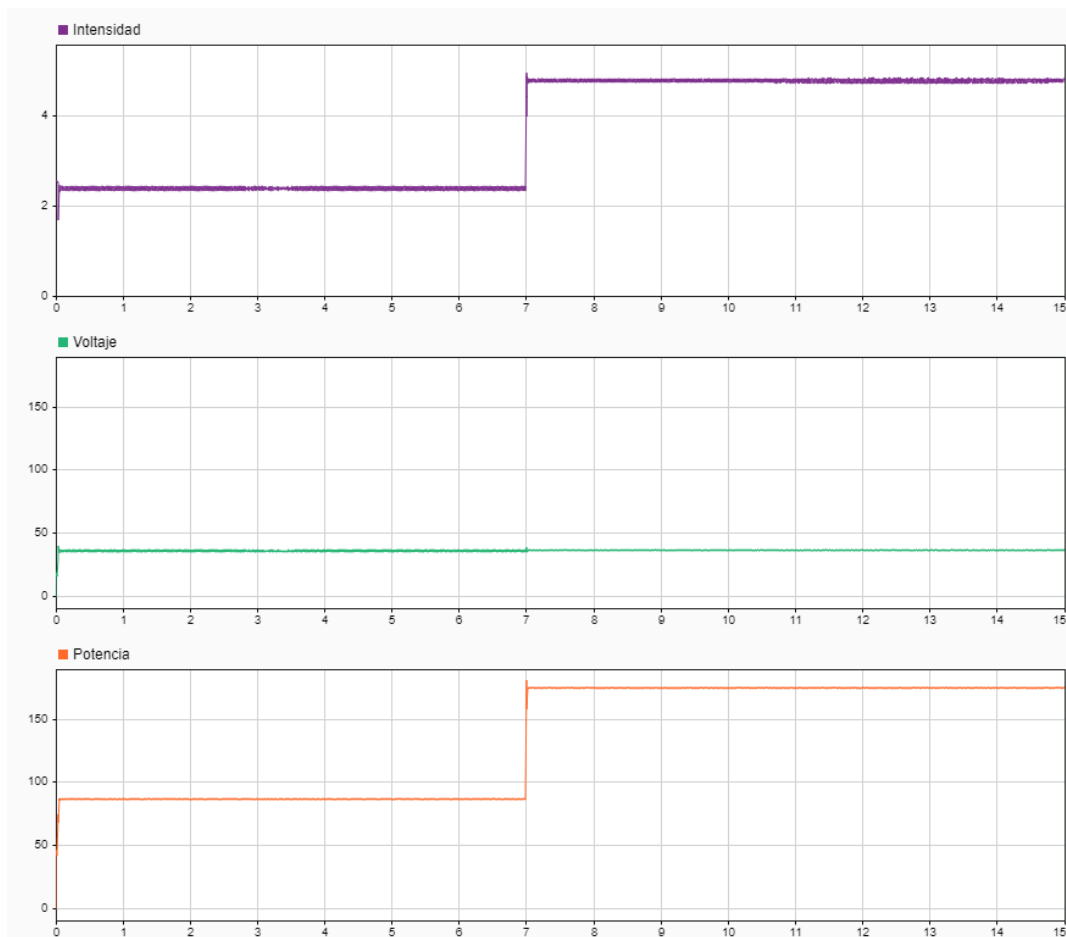


Figura 13. Método de Conductancia Incremental (CI) bajo condiciones de irradiancia variable de 500 a 1.000 W/m^2 : Intensidad (A), voltaje (V) y potencia (W) frente al tiempo (s).

Elaboración propia en Matlab Simulink [23].



Se observa que, ante una perturbación en la irradiancia, el método funciona más rápido que el método de P&O, pero oscila entorno al punto de máxima potencia.

Este método utiliza más recursos que el de perturbación y observación y es más complejo. Por ello, implementarlo sería más costoso.

2.3.4.2.3. Otros métodos MPPT.

a) Tensión a circuito abierto fraccional.

El voltaje de circuito abierto (COV, por sus siglas en inglés) es el voltaje máximo que un módulo fotovoltaico puede generar cuando no fluye corriente a través de él. La relación casi lineal entre el voltaje del punto de máxima potencia (VMPP) y el voltaje en tensión abierta ha llevado al desarrollo del método COV fraccional.

La relación se expresa como $VMPP \approx k1 \times VOC$, donde $k1$ es una constante de proporcionalidad que depende de las características del campo fotovoltaico ($0.7 < k1 < 0.8$). Para calcular VMPP, se puede medir la tensión de circuito abierto periódicamente, pero esto conlleva una pérdida temporal de potencia. Una alternativa es utilizar células piloto para obtener el voltaje de circuito abierto de un módulo, lo que elimina la necesidad de medir la tensión en el campo fotovoltaico. Sin embargo, este método no es exacto y puede no ser válido en presencia de sombreado parcial de las células fotovoltaicas [27].

b) Métodos basados en Inteligencia Artificial.

– Control basado en Lógica Borrosa (Fuzzy Logic Control).

El control basado en lógica borrosa (FLC) es una técnica utilizada para mejorar el rendimiento de otros algoritmos de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT). Este método se compone de tres etapas:

1. Fuzzificación: se convierte las entradas del sistema en variables lingüísticas borrosas.
2. Mecanismo de inferencia: se aplican reglas de inferencia para determinar la salida del sistema.



3. Defuzzificación: se convierte la salida borrosa en una variable numérica.

Las entradas principales para el entrenamiento del modelo son la temperatura de la celda y la irradiación que recibe el sistema fotovoltaico. El FLC es más rápido que el método de perturbación y observación (P&O) en situaciones de irradiación uniforme y permite un seguimiento efectivo del punto de máxima potencia en condiciones de sombreado parcial con gran eficiencia [28].

– Redes Neuronales.

Las redes neuronales son otra técnica de implementación de MPPT que utiliza inteligencia artificial. Estas redes comunes tienen tres capas: Capas de entrada, ocultas y capas de salida. Las variables pueden ser la intensidad de los módulos, el voltaje de circuito abierto, irradiancia, temperatura...

El vínculo entre los nodos se etiqueta con un número, que debe determinarse cuidadosamente mediante un proceso de entrenamiento. La red neuronal debe ser entrenada específicamente para el sistema fotovoltaico utilizado y periódicamente para garantizar un MPPT preciso. Se obtienen diferentes valores de una misma variable, cuando estos valores dejan de diferir la red neuronal estará completamente entrenada [28].

2.3.4.3. Reguladores de carga MPPT.

Son dispositivos avanzados utilizados en sistemas fotovoltaicos para optimizar la conversión y el almacenamiento de energía solar. Su principal función es maximizar la eficiencia del sistema ajustando dinámicamente la carga extraída de los paneles solares para operar en su punto de máxima potencia.

Es un regulador más complejo que otros aparatos convencionales, pero compensa con su eficiencia y efectividad. Su eficiencia gira en torno al 95 % en cuanto a la conversión, suponiendo una ganancia de potencia que puede llegar al 45 % en invierno, y al 15 % en verano [29].

Monitorean constantemente la salida de los paneles solares, ajustando el punto de trabajo para generar la máxima potencia.

Tiene una serie de ventajas [30]:



- Mayor eficiencia energética: los reguladores MPPT ajustan el funcionamiento de los paneles solares al Punto de Máxima Potencia (MPP), obteniendo la mayor cantidad de energía posible en diferentes condiciones climáticas. Esto permite aprovechar mejor los paneles solares, aumentando la eficiencia del sistema hasta un 30% en comparación con tecnologías más simples como los reguladores PWM.
- Mayor vida útil de las baterías: gestionan la carga de las baterías evitando sobrecargas y descargas excesivas, lo que ayuda a mantenerlas dentro de su rango óptimo de funcionamiento. Esto no solo prolonga su vida útil, sino que también mejora el rendimiento general del sistema.
- Mayor flexibilidad en el diseño del sistema: permiten integrar paneles solares de diferentes tipos y tamaños en un mismo sistema, ajustándose automáticamente a las características de cada panel. Esto facilita el diseño de instalaciones más personalizadas y eficientes.
- Mayor seguridad: incluyen sistemas de protección frente a sobretensiones, sobrecargas y cortocircuitos, lo que protege los componentes del sistema y asegura un funcionamiento seguro y fiable.

2.3.5. Tipos de inversores para instalaciones fotovoltaicas.

Una vez analizados los métodos de seguimiento del punto de máxima potencia y los reguladores de carga, el siguiente elemento fundamental en la arquitectura de un sistema fotovoltaico es el inversor. Este dispositivo se encarga de convertir la corriente continua (DC) generada por los paneles solares en corriente alterna (AC), que puede ser utilizada por los aparatos eléctricos convencionales o inyectada a la red. Además de su función básica de conversión, los inversores modernos pueden integrar funcionalidades avanzadas como el seguimiento del punto de máxima potencia, monitorización del sistema, gestión de energía, sincronización con la red eléctrica e incluso funciones de respaldo mediante baterías [31].

Existen distintos tipos de inversores en función de la topología del sistema y sus requerimientos técnicos.



a) Inversores centrales.

Los inversores centrales están diseñados para instalaciones fotovoltaicas de gran escala, como parques solares o plantas industriales. En este tipo de arquitectura, se realiza el conexionado de múltiples módulos en serie para formar cadenas, y estas, a su vez, se agrupan y se conectan a un único inversor de gran capacidad.

La principal ventaja de los inversores centrales es su bajo coste por vatio instalado, lo que los hace muy eficientes económicamente cuando se trabaja a gran escala. Sin embargo, presentan una importante desventaja: la falta de modularidad. Cualquier fallo o sombreado parcial en una cadena puede reducir significativamente el rendimiento global, ya que el inversor no puede optimizar individualmente cada grupo de paneles. Esta limitación en la flexibilidad hace que su uso sea más adecuado en entornos homogéneos con pocas variaciones de irradiancia o sombras [32].

b) Inversores *string*.

Los inversores *string* suponen una evolución frente a los inversores centrales. En esta configuración, los módulos fotovoltaicos se agrupan en cadenas independientes (*strings*), y cada una se conecta a su propio inversor. Este enfoque permite optimizar el MPPT por cada cadena, mejorando notablemente el rendimiento ante condiciones dispares entre filas, como sombras parciales, suciedad o diferente orientación de los módulos. Además, al ser más modulares, permiten una mayor flexibilidad de diseño, fácil mantenimiento y escalabilidad. En cuanto a coste, son más asequibles que los micro inversores, aunque algo más elevados que los centrales. Son muy populares tanto en instalaciones residenciales como comerciales de tamaño medio [33].

c) Micro inversores.

Los micro inversores representan la solución con mayor granularidad y control dentro de los sistemas fotovoltaicos. En este caso, cada panel solar está conectado a su propio inversor individual, lo que permite una optimización MPPT totalmente independiente para cada módulo. Esta configuración es especialmente útil en instalaciones residenciales con tejados irregulares, con diferentes orientaciones o con sombras intermitentes, donde maximizar la producción de cada módulo resulta clave. Entre sus ventajas se encuentran la mejora del rendimiento global, la facilidad de diagnóstico ante fallos, y la posibilidad de monitorear cada



panel por separado. No obstante, su coste por vatio es mayor que otras soluciones, y puede incrementar los gastos de instalación y mantenimiento si no se realiza una correcta planificación [34].

d) Inversores híbridos.

Los inversores híbridos combinan la funcionalidad de los inversores convencionales con un sistema de gestión de baterías, lo que permite almacenar el excedente de energía generado durante el día para su uso posterior, por ejemplo, durante la noche o en momentos de baja producción solar. Además, estos inversores pueden trabajar tanto conectados a la red eléctrica como en modo aislado (modo isla), ofreciendo respaldo energético en caso de apagones. Esta capacidad los convierte en una solución muy completa para instalaciones de autoconsumo residencial o empresarial. También permiten una integración sencilla con sistemas de gestión energética y domótica. Aunque su coste inicial es mayor, su versatilidad los convierte en una opción cada vez más valorada en mercados donde el almacenamiento energético se está volviendo más competitivo [35].

e) Inversores *grid-tie* (interconectados a red).

Los inversores *grid-tie*, también conocidos como inversores conectados a red, están diseñados para inyectar la energía generada directamente a la red eléctrica, sin necesidad de almacenamiento. Son los más utilizados en instalaciones de autoconsumo con compensación de excedentes, ya que permiten reducir la factura eléctrica vendiendo o compensando la energía no utilizada. Estos inversores sincronizan su salida con la frecuencia y tensión de la red, lo que garantiza una inyección segura y estable de la energía. Entre sus ventajas destacan su simplicidad de instalación, bajo coste y alta eficiencia, aunque dependen completamente del suministro eléctrico, por lo que no funcionan durante un corte de red, a menos que se combinen con baterías y funciones híbridas [32].

f) Convertidores multinivel modulares (*Modular Multilevel Converters*).

Los convertidores multinivel modulares (MMC) son una tecnología avanzada ampliamente utilizada en aplicaciones de alta potencia por su eficiencia y calidad de onda. Su arquitectura se basa en múltiples submódulos conectados en serie, capaces de generar salidas más suaves y cercanas a una forma senoidal, lo que reduce la distorsión armónica y mejora la calidad energética.



Entre sus ventajas destacan: alta modularidad, eficiencia elevada, menor necesidad de filtrado, y tolerancia a fallos gracias a su estructura redundante. Estas cualidades hacen del MMC una opción ideal para sistemas fotovoltaicos avanzados [31].

2.3.5.1. Conclusión y justificación de la elección del inversor.

A lo largo de este apartado han sido descrito los distintos tipos de inversores empleados en instalaciones fotovoltaicas, desde las soluciones más convencionales como los inversores centrales o *string*, hasta configuraciones más avanzadas como los inversores híbridos o conectados a red. Sin embargo, en aplicaciones que requieren una mayor calidad de señal, escalabilidad y eficiencia energética (como es el caso de sistemas fotovoltaicos de potencia media y alta), los MMC ofrecen ventajas superiores.

Su capacidad para generar señales con baja distorsión armónica, la elevada eficiencia de conversión, la modularidad que permite mantenimiento y escalabilidad sencilla, así como su buen comportamiento ante fallos, los convierten en la solución más adecuada para aplicaciones exigentes. Además, su topología facilita la integración con sistemas de almacenamiento y control avanzado, características fundamentales para la gestión moderna de la energía solar [31], [35].

Por estas razones, en el presente trabajo se ha decidido emplear el convertidor MMC como base del sistema de conversión. En el siguiente capítulo se profundizará en su estructura, principios de funcionamiento y ventajas técnicas, proporcionando el marco teórico necesario para su implementación práctica.



Capítulo 3. Caso de Estudio.

Tal como se expuso en el capítulo anterior, la elección del convertidor de potencia es un aspecto determinante en el rendimiento, la eficiencia y la escalabilidad de los sistemas fotovoltaicos. Entre las distintas tecnologías disponibles, el convertidor multinivel modular destaca como una de las soluciones más avanzadas para aplicaciones de media y alta potencia, gracias a su arquitectura flexible, alta eficiencia de conversión y excelente calidad de señal. Estas cualidades hacen del MMC una opción especialmente adecuada para sistemas que requieren una gestión energética más sofisticada y robusta.

En este capítulo se desarrolla un caso de estudio centrado en el diseño e implementación del MMC como parte del sistema de conversión de una instalación fotovoltaica, abordando sus fundamentos teóricos, estructura, ventajas técnicas y consideraciones prácticas para su integración. Se analizará cómo su topología modular permite una operación eficiente y fiable incluso en condiciones variables, así como su potencial para incorporar funciones de almacenamiento energético y control inteligente.

3.1. ¿Qué es un MMC?

Un convertidor modular multinivel (MMC) es un convertidor de potencia diseñado para transformar energía de corriente continua (DC) a corriente alterna (AC) y viceversa. Su arquitectura está compuesta por un conjunto de circuitos eléctricos con semiconductores de potencia y fuentes de tensión basadas en condensadores, permitiendo la conversión de energía mediante la conmutación del voltaje de entrada de corriente continua [36].

Permite crear cadenas de submódulos de manera sencilla e ingeniosa para posibilitar la conversión DC/AC, manteniendo las principales ventajas de escalabilidad de tensión y eficiencia armónica de los convertidores en cascada [37].

3.2. Ventajas de los MMC.

Los convertidores modulares multinivel presentan varias ventajas y características que los distinguen de otras tecnologías de conversión de energía. Se describen las más esenciales [38].



- Su estructura modular permite una excelente escalabilidad y flexibilidad en el diseño, pues cada módulo puede funcionar de manera independiente o en conjunto con otros módulos, lo que facilita su mantenimiento y expansión. También permite que se pueda adaptar para ser compacto, para ubicarse en zonas pequeñas, o más amplio si se dispone de más espacio.
- Precisión en los incrementos de tensión: en condiciones normales, solo se cambia un nivel por brazo del convertidor a la vez. Esto permite ajustar las tensiones de corriente alterna en pequeños pasos y obtener un voltaje de corriente continua con muy poco rizado. Esto minimiza la generación de armónicos y reduce la necesidad de incluir un filtro de corriente alterna. Además, al ajustar las tensiones de corriente alterna en pasos pequeños se disminuye las interferencias por alta frecuencia y la radiación.
- Conmutación eficaz: al contar con semiconductores individuales que operan a una frecuencia de conmutación baja, se reduce significativamente las pérdidas de conmutación. Esto resulta en pérdidas totales del sistema relativamente bajas y una mayor eficiencia en comparación con los convertidores de dos y tres niveles.
- Al minimizar los componentes adicionales, como filtros de corriente alterna o interruptores, además de reducir la complejidad del sistema, se mejora la confiabilidad y la disponibilidad, es decir, cuantos menos componentes, menos puntos de fallo y menos mantenimiento requerido.
- Compatibilidad con transformadores estándar: los MMC manejan voltajes y cargas de corriente que permiten el uso de transformadores de corriente alterna estándar, facilitando la integración con sistemas eléctricos ya existentes.
- Rango en la potencia y en la tensión continua. La capacidad de los convertidores modulares multinivel para manejar diferentes niveles de potencia y voltaje de corriente continua depende principalmente de dos factores: el desempeño de los controles y el número de módulos de potencia operativos. Esta tecnología está diseñada para ser altamente modular, lo que significa que puede configurarse con diferentes cantidades de módulos de potencia según los requisitos específicos de potencia y tensión. Esto permite que los MMC puedan alcanzar

capacidades de transmisión muy altas, como tasas de 1.000 MW o más, si se optimizan adecuadamente.

- Diseño robusto: los MMC están equipados con funciones avanzadas de protección. Por ejemplo, ante un cortocircuito entre los polos de corriente directa en la línea de transmisión, el sistema responde rápidamente para aislar el fallo y evitar daños. Se asegura así de que se pueda operar de manera confiable bajo diferentes condiciones ambientales.

3.3. Estructura de un convertidor multinivel modular.

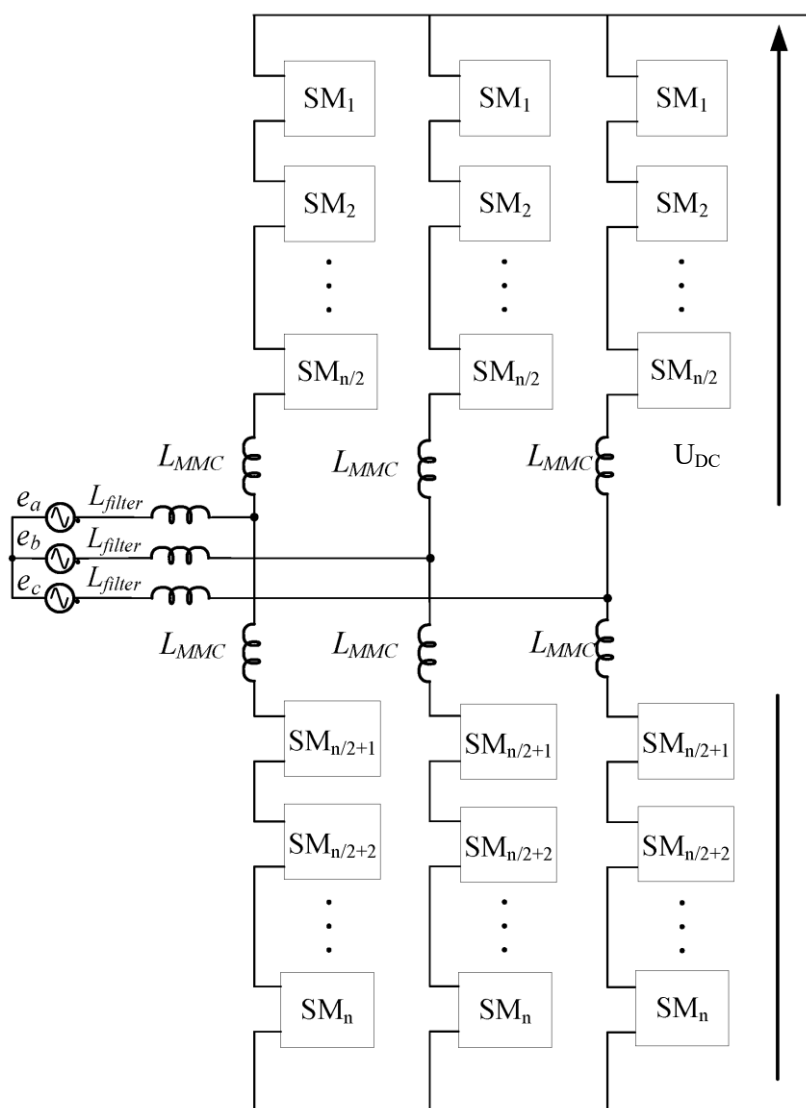


Figura 14. Estructura de un MMC [39].



Los MMC están compuestos por un número de submódulos que están conectados en serie distribuidos de forma simétrica formando un brazo del convertidor. Cada fase del convertidor tiene dos brazos, uno superior y otro inferior, y para obtener un convertidor completo se requiere de tres fases (A, B, C).

El número de submódulos que se empleen establece directamente la cantidad de niveles de tensión que se pueden obtener, en otras palabras, cuantos más submódulos se utilicen mayor será el número de niveles de salida de corriente alterna.

Cada brazo incluye una inductancia utilizada para acoplar la tensión del brazo a la tensión eléctrica de alimentación. Además, limita los picos de corriente que ocurren cuando existe una rápida conmutación entre los semiconductores. Protege a los componentes de los daños que se puedan causar por corrientes excesivas [40].

Los submódulos están compuestos por conmutadores bidireccionales (IGBT y diodos) y condensadores. Los IGBTs son empleados para controlar la corriente que fluye a través de los submódulos y permiten una conmutación controlada de la corriente. Cada IGBT está asociado con un diodo en antiparalelo que permite que la corriente circule en dirección opuesta a como lo haría. En cambio, los condensadores almacenan energía eléctrica, se cargan y se descargan para contribuir a la generación de diferentes niveles de tensión de salida y asegurar un nivel de tensión preciso y estable para no afectar al rendimiento del sistema.

3.4. Tipos de topologías de los submódulos en un MMC.

Las topologías multinivel en los convertidores están diseñadas para abordar diversos requisitos y desafíos específicos. Cada una ofrece ventajas particulares en términos de eficiencia, flexibilidad operativa y capacidad para manejar fallos.

Existen diversas topologías multinivel, y entre ellas se encuentra el convertidor modular multinivel, una de las más utilizadas en aplicaciones de alta potencia debido a su escalabilidad y calidad de onda mejorada.

Cada una de estas topologías presenta diferencias clave en su diseño y operación, lo que influye en su rendimiento y aplicación en distintos sistemas

de conversión de potencia. Las topologías de los subcircuitos más comunes y destacadas son [41], [42]:

a) Topología de medio puente (*Half Bridge*)

Fue la primera presentada por Lesnicar y Marquardt y es la más usada de todas. Consta de dos IGBTs, dos diodos y un condensador. Funciona controlando la conmutación de los dos IGBTs regulando la conducción. Cuando el submódulo está encendido la tensión de este es la misma que en el condensador asociado. Véase Figura 15.

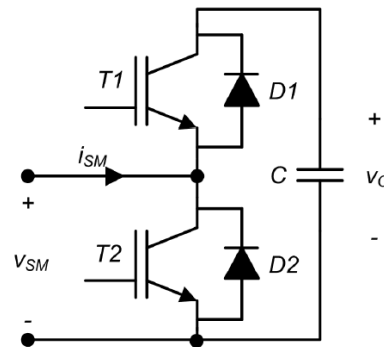


Figura 15. Topología en medio puente [42].

La ecuación para el voltaje del condensador es:

$$V_c = \frac{1}{C} \int_0^t i_c(t) dt \quad (2)$$

El corriente del condensador de corriente continua en términos de la corriente AC (i_{SM}) y el estado de conmutación del interruptor superior (T_1) es:

$$i_c = T_1 \times i_{SM} \quad (3)$$

Dependiendo del estado del interruptor T_1 , la corriente del condensador puede ser igual a la corriente AC o cero [41]. Los posibles estados del interruptor S_1 y su efecto sobre el voltaje del condensador de corriente continua se muestran en la tabla III.

Estado T_1	V_c	V_{SM}	$I_{SM} > 0$	$I_{SM} < 0$
1	V_c	V_c	Aumenta	Disminuye
0	0	0	No cambia	No cambia

Tabla III. Estados de conmutación de la topología en medio puente [41].

El voltaje de salida (V_{SM}) puede expresarse como:

$$V_{SM} = T_1 \times V_c \quad (4)$$

b) Topología en puente completo (*Full Bridge*)

La topología en puente completo consta de cuatro IGBTs, cuatro diodos y un condensador, lo que le otorga redundancia y capacidades para la gestión de fallos. Opera de manera similar a la topología de medio puente, pero al contar con el doble de IGBTs, es necesario encender simultáneamente dos de ellos en cada brazo del puente para activar el submódulo y permitir el flujo de corriente. Es decir, se encenderían T_1 y T_3 o T_2 y T_4 .

En caso de un cortocircuito en corriente continua (CC), se puede activar los IGBTs para invertir la polaridad de la tensión en la salida del convertidor. Esta inversión de tensión genera una corriente opuesta al cortocircuito, lo que ayuda a reducir la sobre corriente y mitigar los efectos del fallo. Esta estrategia permite proteger los componentes del sistema, limitando el daño potencial causado por el cortocircuito.

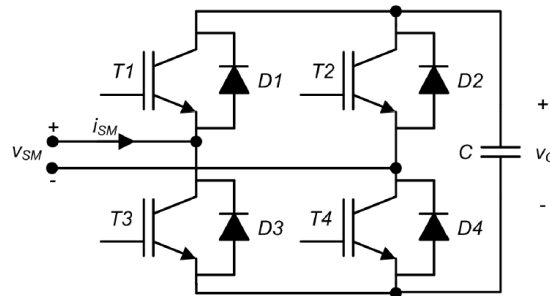


Figura 16. Topología en puente completo [42].

La corriente que fluye a través del condensador de corriente continua depende del estado de los dispositivos:

$$i_c = (T_1 T_4 - T_2 T_3) \times i_{SM} \quad (5)$$

Cuando T_1 y T_4 están activados, se genera una corriente positiva en el submódulo y cuando T_2 y T_3 están activados, la corriente cambiaría de dirección [41].

El voltaje de salida de AC del submódulo de puente completo está dado por:

$$V_{sm} = (T_1 T_4 - T_2 T_3) \times V_c \quad (6)$$

c) Topología de medio puente en cascada (*Cascaded Half-Bridge Submodule*)

Este submódulo conecta dos medios puentes en serie y genera tres niveles de voltaje en la salida. Se compone de dos condensadores (C_1 y C_2) que almacenan energía y pueden cargarse o descargarse dependiendo de la dirección de la corriente. La salida de voltaje del submódulo se puede controlar activando o desactivando los interruptores correspondientes.

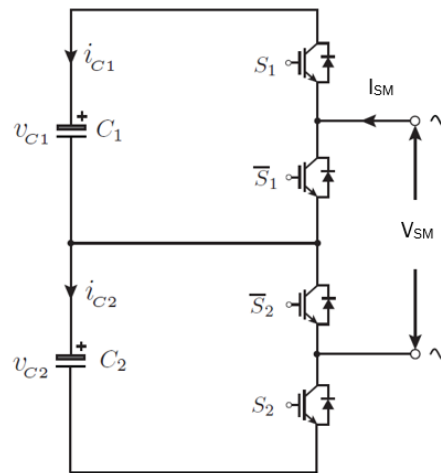


Figura 17. Topología en medio puente en cascada [41].

El voltaje de salida del submódulo puede expresarse como:

$$V_{sm} = (T_1 V_{c1} - T_2 V_{c2}) \quad (7)$$

Esto significa que dependiendo de la combinación de encendido y apagado de los interruptores T_1 y T_2 , la salida puede ser la suma de ambos voltajes de los capacitores, el voltaje de solo uno de ellos o 0V cuando ambos están apagados.

Estado	T_1	T_2	V_{SM}
1	1	1	$V_{c1} + V_{c2}$
2	1	0	V_{c1}
3	0	1	V_{c2}
4	0	0	0

Tabla IV. Estados de conmutación y salida en Medio Puente en cascada [41].

d) Topología de Submódulo de Doble Abrazadera (*Double Clamp Submodule Topology*)

Esta topología incluye otros componentes adicionales para manejar los cortocircuitos. Es equivalente a dos medios puentes y un IGBT (T5, en la Figura 12) que suele estar en conducción salvo si existe un cortocircuito en corriente continua, apagándose para que los condensadores se opongan al fallo.

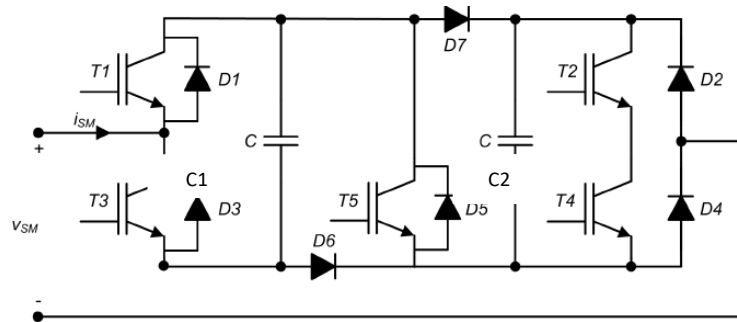


Figura 12. Topología de submódulo de doble abrazadera [42].

Cada configuración de los interruptores T_1 , T_2 y T_5 produce un nivel de voltaje diferente en la salida del submódulo. A continuación, se presenta la tabla que muestra los estados de conmutación y los voltajes resultantes:

Estado	T_1	T_3	T_4	T_2	T_5	Corriente I	Voltaje de salida V_{SM}
1	0	1	0	1	1	≥ 0 o < 0	0
2	1	0	0	1	1	≥ 0 o < 0	V_{c1}
3	0	1	1	0	1	≥ 0 o < 0	V_{c2}
4	1	0	1	0	1	≥ 0 o < 0	$V_{c1} + V_{c2}$

Tabla V. Estados de conmutación para cada nivel de voltaje con doble abrazadera [43].

Donde:

$$V_{c1} = \frac{1}{C_1} \int_0^t i_{c1}(t) dt \quad (10)$$

$$V_{c2} = \frac{1}{C_2} \int_0^t i_{c2}(t) dt \quad (11)$$

La ecuación general para el voltaje de salida es [43]:

$$V_{SM} = T_1 \times T_2 \times T_5 \times V_{c1} + T_3 \times T_4 \times T_5 \times V_{c2} \quad (12)$$

e) Topología con Tiristores.

Incluye un tiristor en paralelo con el diodo D2, que se activa cuando detecta fallo. La corriente fluye a través de él en vez de pasar por el diodo. Esto puede causar un efecto rectificador, ya que el tiristor soporta más intensidad que el diodo y se crea un camino incorrecto entre la corriente alterna y la continua a través del diodo D2, es decir, la corriente alterna puede pasar hacia el lado de la corriente continua causando problemas.

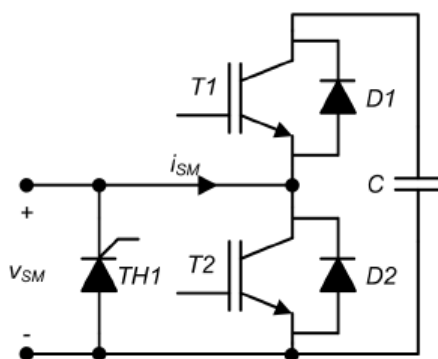


Figura 18. Topología con un tiristor [42].

Para evitar que ocurra el efecto rectificador se puede emplear una topología con dos tiristores, en lugar de solo uno. Cuando se detecta un cortocircuito ambos tiristores se activan, causando un cortocircuito en el lado de la corriente alterna impidiendo que esta fluya hacia el lado de la corriente continua. Una vez eliminado el fallo, los IGBTs retoman el control del sistema.

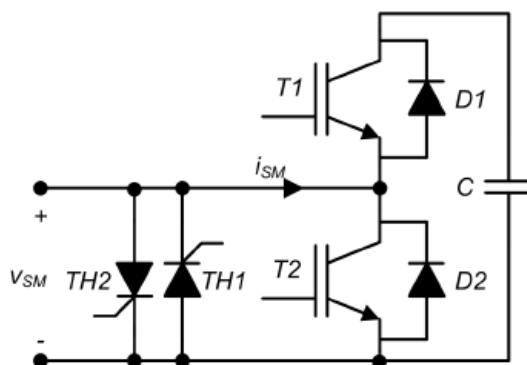


Figura 19. Topología con dos tiristores [42].

3.4.1. Análisis de los diferentes tipos de submódulos en Simulink.

El objetivo de esta simulación es analizar el comportamiento de los diferentes tipos de submódulos utilizados en un MMC. A través del modelado en Simulink, se evaluará la conmutación de los submódulos, el comportamiento del voltaje de los condensadores y la respuesta en la salida.

a) Medio puente.

El modelo del submódulo de medio puente ha sido diseñado con los siguientes componentes principales:

- IGBTs con diodos antiparalelos, para la conmutación.
- Un condensador.
- Un generador de PWM, para el control de los IGBTs.
- Un generador de intensidad, para poder controlar su dirección.
- Voltímetros, un amperímetro y scopes para medir y mostrar los resultados.

A continuación, se presenta la implementación del circuito completo:

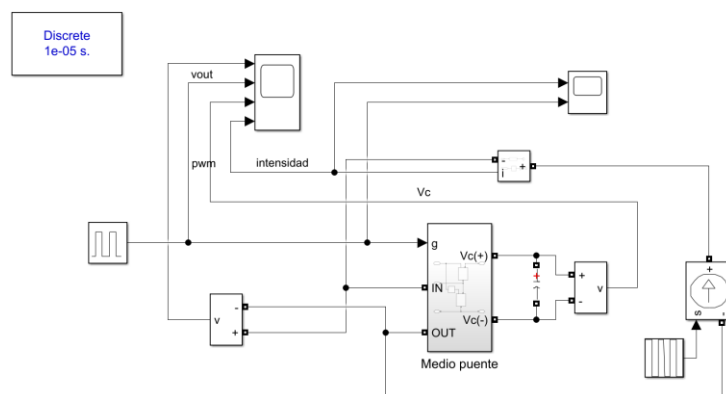


Figura 20. Implementación del submódulo de medio puente. Elaboración propia en Matlab Simulink [23].

El submódulo está compuesto por dos transistores IGBTs, los cuales son controlados mediante la señal PWM. Se utiliza una puerta lógica NOT para garantizar que ambos transistores no estén encendidos simultáneamente, evitando cortocircuitos.

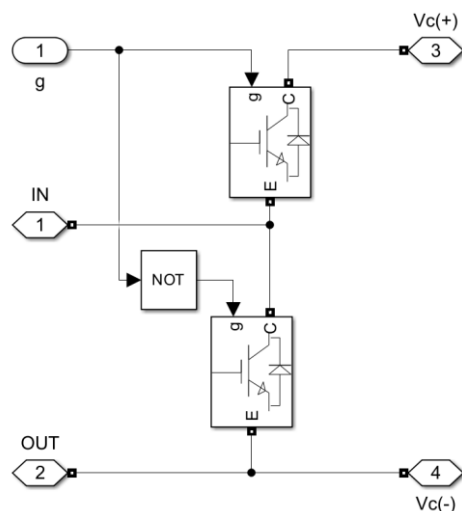


Figura 21. Esquema interno del medio puente. Elaboración propia en Matlab Simulink [23].

Los resultados muestran que el voltaje de salida ($V_{out} = V_{SM}$) sigue el patrón de la señal del PWM.

Cuando la señal PWM es igual a 1, el interruptor superior se activa y permite que la salida del submódulo (V_{out}) sea igual al voltaje del condensador (V_c), mientras que cuando el PWM es 0, el interruptor se apaga y el voltaje de salida cae a 0V.

Se observa además que el voltaje del condensador V_c varía dependiendo de la corriente que fluye a través del sistema, de manera que cuando la corriente es positiva, el condensador se carga, es decir, su voltaje aumenta, y cuando la corriente es negativa, el condensador se descarga.

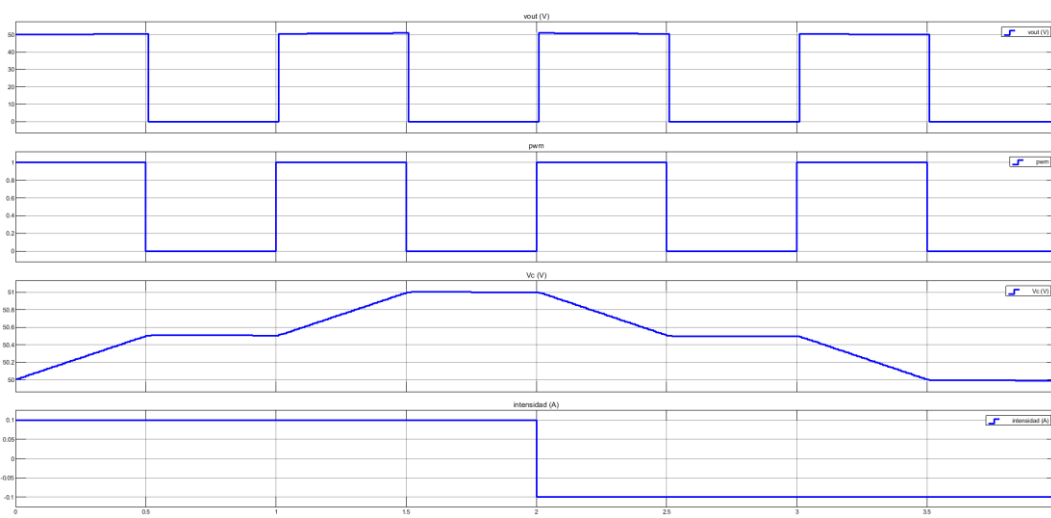


Figura 22. Resultados de la simulación de medio puente. Intensidad (A), Voltaje (V) frente al tiempo (s). Elaboración propia en Matlab Simulink [23].

La simulación confirma que el submódulo de medio puente opera correctamente, permitiendo un almacenamiento y liberación de energía adecuados en función de la señal de control.

b) Puente completo.

Como se ha comentado antes el submódulo de puente completo es una extensión del medio puente y ofrece mayor flexibilidad en la gestión del voltaje de salida. Su diseño incorpora:

- Cuatro IGBTs con diodos antiparalelos.
- Un condensador.
- Dos señales independientes de PWM (desfasadas 0,0005s).
- Voltímetros, amperímetros y scopes para medir y visualizar los resultados.

El modelo ha sido diseñado con dos señales PWM, cada una activando un par de IGBTs. Se asegura que no haya conducción simultánea en ambos pares para evitar cortocircuitos. Dentro del submódulo, los transistores están organizados en dos ramas, con compuertas NOT para garantizar la conmutación correcta:

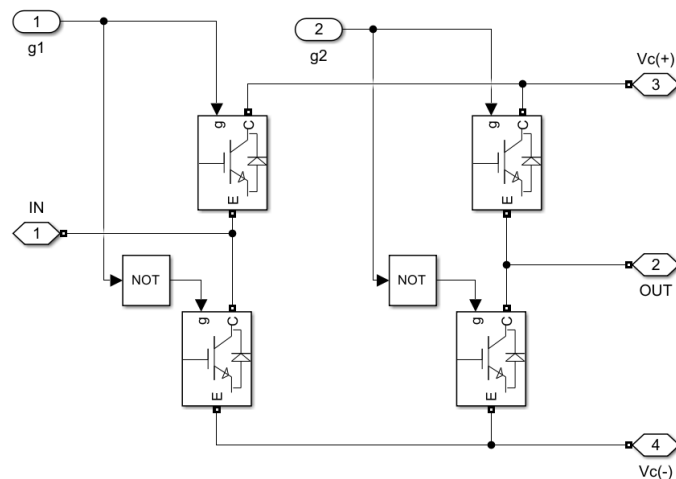


Figura 23. Esquema interno del puente completo. Elaboración propia en Matlab Simulink [23].

Se llevaron a cabo simulaciones en el modelo de Simulink con el objetivo de analizar el comportamiento del submódulo de puente completo, de donde se obtuvo la siguiente gráfica:

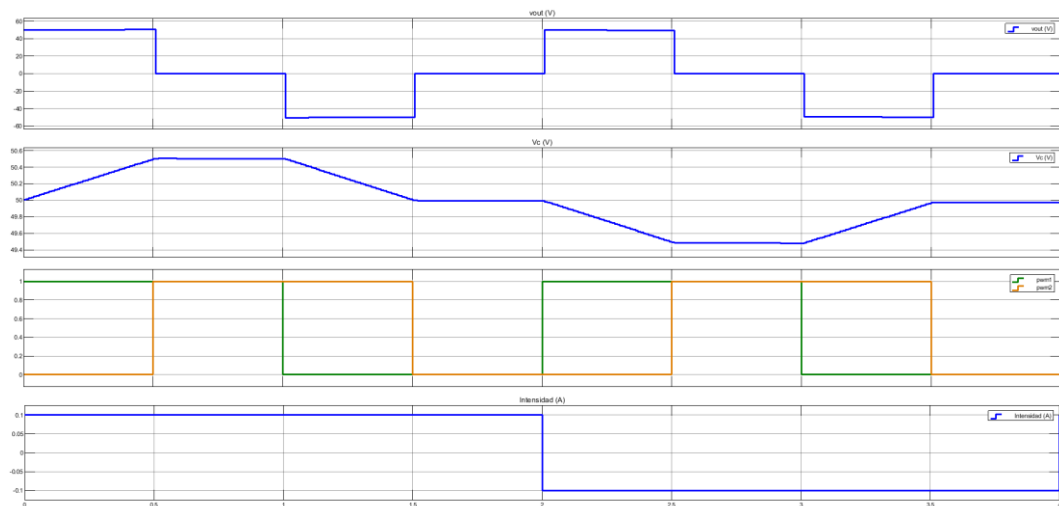


Figura 24. Resultados de la simulación del submódulo de puente completo. Intensidad (A), Voltaje (V) frente al tiempo (s). Elaboración propia en Matlab Simulink [23].

Los resultados muestran que el voltaje de salida V_{out} sigue la conmutación de las señales de control PWM1 y PWM2 de la siguiente manera:

- Cuando $PWM1 = 1$ y $PWM2 = 0$, V_{out} toma el valor de V_c (50V).
- Cuando $PWM1 = 1$ y $PWM2 = 1$, es 0V.
- Cuando $PWM1 = 0$ y $PWM2 = 1$, V_{out} toma el valor de $-V_c$ (-50V).

El voltaje del condensador V_c varía en función de la corriente del sistema, al igual que en el submódulo de medio puente.

Las señales PWM controlan la conmutación de los IGBTs, asegurando que el voltaje de salida siga la secuencia esperada.

c) Medio puente en cascada.

Este submódulo conecta dos medios puentes en serie, generando tres niveles de voltaje. Su estructura incluye:

- Dos condensadores ($C1$ y $C2$).

- Dos IGBTs por cada medio puente.
- Dos señales de PWM para cada medio puente.
- Voltímetros, amperímetros y scopes para medir y visualizar los resultados.

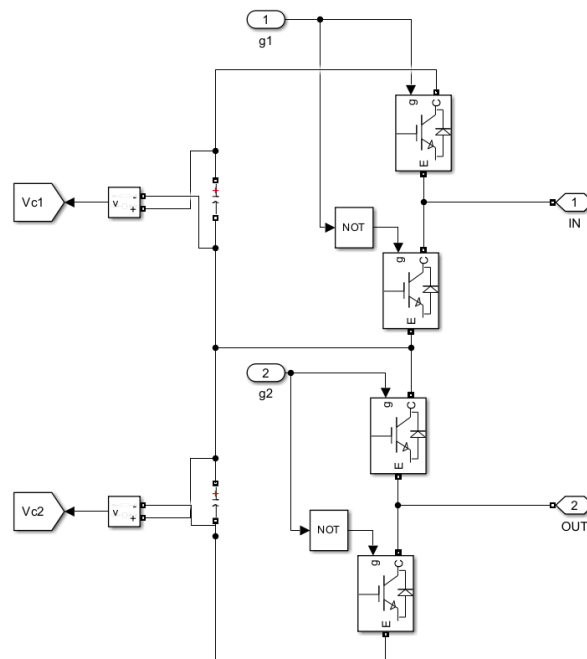


Figura 25. Estructura interna del medio puente en cascada. Elaboración propia en Matlab Simulink [23].

Los resultados de la simulación muestran que:

- Cuando $PWM1 = 1$ y $PWM2 = 1$, el voltaje de salida es la suma de los voltajes de los condensadores. $V_{out} = V_{c1} + V_{c2}$.
- Cuando $PWM1 = 1$ y $PWM2 = 0$, el voltaje de salida es igual a V_{c1} .
- Cuando $PWM1 = 0$ y $PWM2 = 1$, el voltaje de salida es igual a V_{c2} .
- Cuando $PWM1 = 0$ y $PWM2 = 0$, el voltaje de salida es 0V.

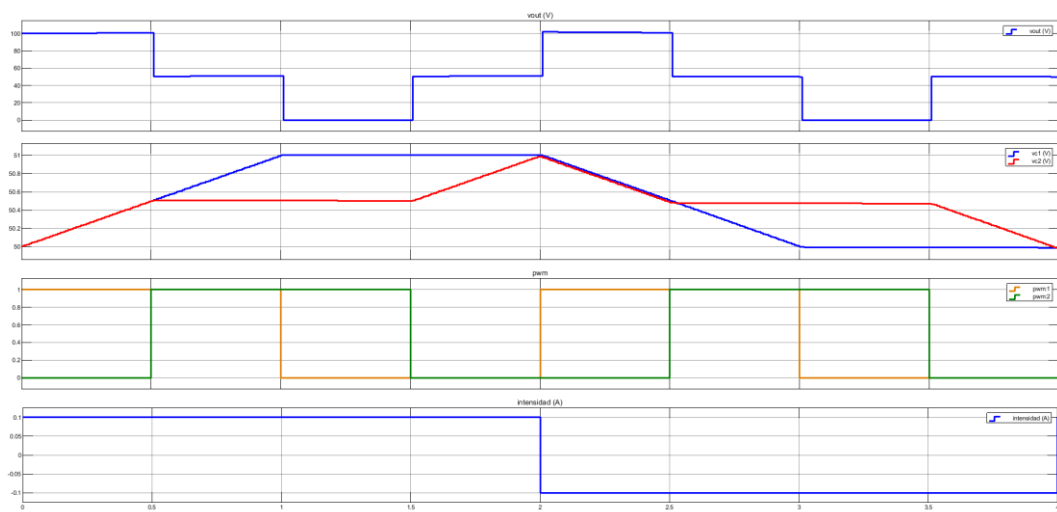


Figura 26. Resultados de la simulación de medio puente en cascada. Intensidad (A), Voltaje (V) frente al tiempo (s). Elaboración propia en Matlab Simulink [23].

Se observa que los voltajes de los condensadores varían en función de la corriente y la conmutación de los IGBTs, lo que permite la generación de los distintos niveles de tensión en la salida.

d) Doble abrazadera.

Este tipo de submódulo está compuesto por dos ramas tipo medio puente y un interruptor adicional central, lo que permite insertar uno, ambos o ninguno de los condensadores en la salida según la combinación de señales de control. Se emplea una configuración asimétrica con dos condensadores de diferentes valores, lo que facilita la generación de hasta cuatro niveles distintos de voltaje de salida.

Componentes del submódulo:

- Cinco IGBTs con diodos antiparalelos, para el control de las ramas y la conexión de salida.
- Dos condensadores.
- Tres señales de control: pwm1, pwm2 y un interruptor central (g3).
- Instrumentación con voltímetros, amperímetros y scopes para visualizar el comportamiento del sistema.

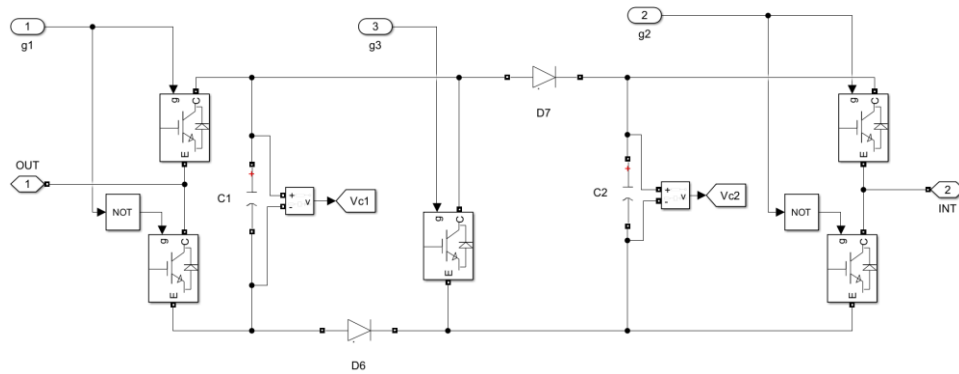


Figura 27. Esquema submódulo de doble abrazadera. Elaboración propia en Matlab Simulink [23].

Durante la simulación, se observa un comportamiento escalonado en la salida V_{out} , alternando entre los niveles 0V, 50V, 100V y 150V según la lógica de conmutación. El voltaje de cada condensador varía levemente a lo largo del tiempo, reflejando las cargas y descargas provocadas por la dirección de la corriente.

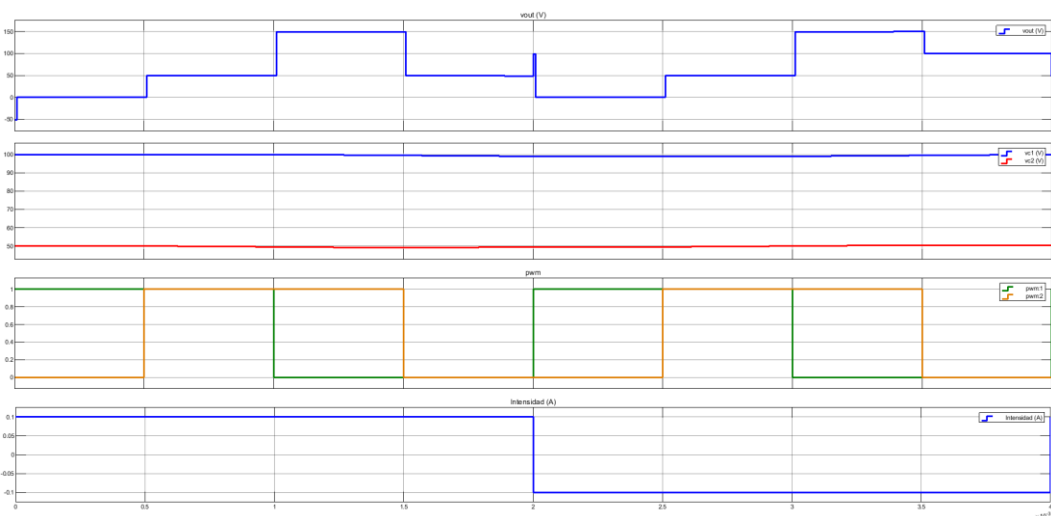


Figura 28. Resultados de la simulación del submódulo de doble abrazadera. Intensidad (A), Voltaje (V) frente al tiempo (s). Elaboración propia en Matlab Simulink [23].

El voltaje de salida del submódulo V_{out} varía según la activación de las señales de control PWM1 y PWM2, de la siguiente manera:

- Cuando PWM1 = 1 y PWM2 = 0, se inserta únicamente el condensador 1 por lo que $V_{out} = V_{c1} \approx 100V$.
- Cuando PWM1 = 0 y PWM2 = 1, se inserta únicamente el condensador 2 por lo que $V_{out} = V_{c2} \approx 50V$.



- Cuando $PWM1 = 1$ y $PWM2 = 1$, ambos condensadores son insertados por lo que $V_{out} = V_{c1} + V_{c2} \approx 100V + 50V = 150V$.
- Cuando $PWM1 = 0$ y $PWM2 = 0$, ningún condensador se inserta, por lo $V_{out} = 0$.

Además, se puede notar una leve desviación temporal entre el cambio de estado de las señales PWM y la variación del voltaje de salida. Este desfase se puede deber principalmente a:

- El retardo natural en la conmutación de los IGBTs.
- La dinámica de carga y descarga de los condensadores.
- La configuración del solver y el paso de simulación en Simulink.

A pesar de este desfase, los resultados obtenidos son consistentes y confirman el funcionamiento correcto del submódulo.

e) Con tiristores.

Para mejorar la respuesta ante fallos, se han implementado tiristores en el submódulo, permitiendo redireccionar la corriente en caso de cortocircuito o fallos en la red de CA. Se analizan dos configuraciones:

- Un tiristor, que interrumpe la operación del submódulo, pero puede generar efectos de rectificación.
- Dos tiristores, que eliminan la rectificación y bloquean completamente la corriente no deseada.

El modelo del submódulo con tiristores incluye:

- Dos IGBTs con diodo antiparalelo, para la conmutación principal.
- Un condensador.
- Uno o dos tiristores, dependiendo la configuración.
- Generadores de señal PWM y Step, para el control.

- Instrumentación con voltímetros, amperímetros y scopes, para medir el comportamiento del sistema.

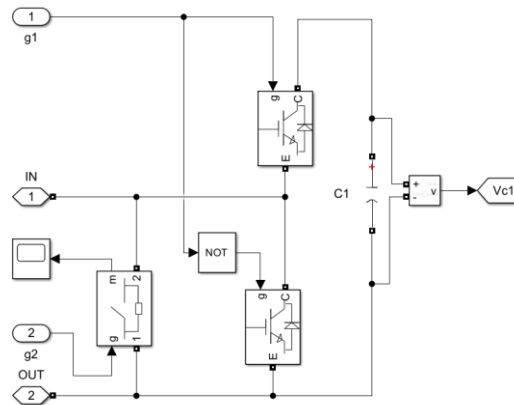


Figura 29. Esquema del submódulo con un tiristor. Elaboración propia en Matlab Simulink [23].

Se han realizado pruebas en Simulink para evaluar el comportamiento del submódulo con un solo tiristor en paralelo con el diodo. Se han obtenido los siguientes resultados:

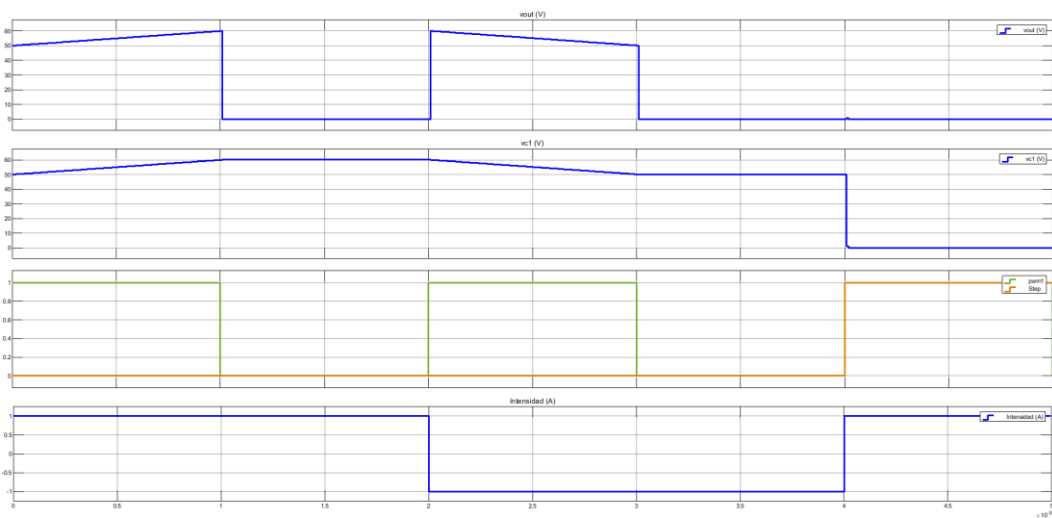


Figura 30. Resultados de la simulación con un tiristor. Intensidad (A), Voltaje (V) frente al tiempo (s). Elaboración propia en Matlab Simulink [23].

- Mientras el tiristor está desactivado, el submódulo opera como un medio puente.
- Cuando el tiristor se activa (Step = 1), el voltaje de salida V_{out} cae a 0V y el voltaje del condensador V_c también cae a 0V, deteniendo la operación del submódulo.

- El condensador se carga con corriente positiva y se descarga con negativa, al igual que en los otros casos.

Este método puede causar efectos de rectificación, permitiendo una transferencia de corriente no deseada hacia el lado de CC.

Para evitar efectos de rectificación, se ha implementado un segundo tiristor en paralelo con el primero, bloqueando completamente el flujo de corriente entre la red de CA y CC.

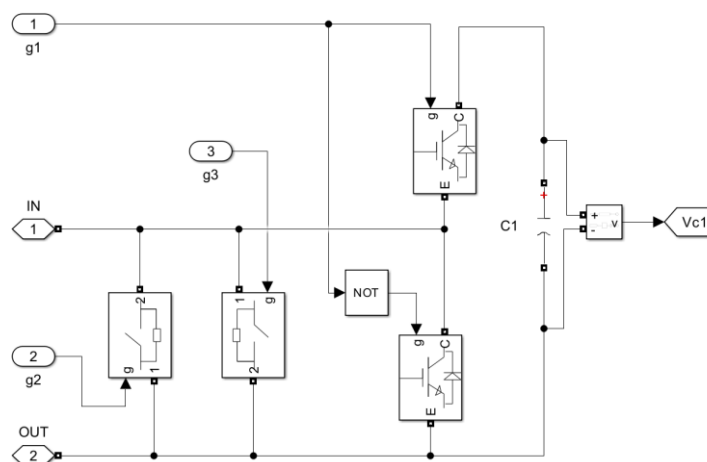


Figura 31. Esquema de submódulo con dos tiristores. Elaboración propia en Matlab Simulink [23].

Los resultados muestran el siguiente comportamiento:

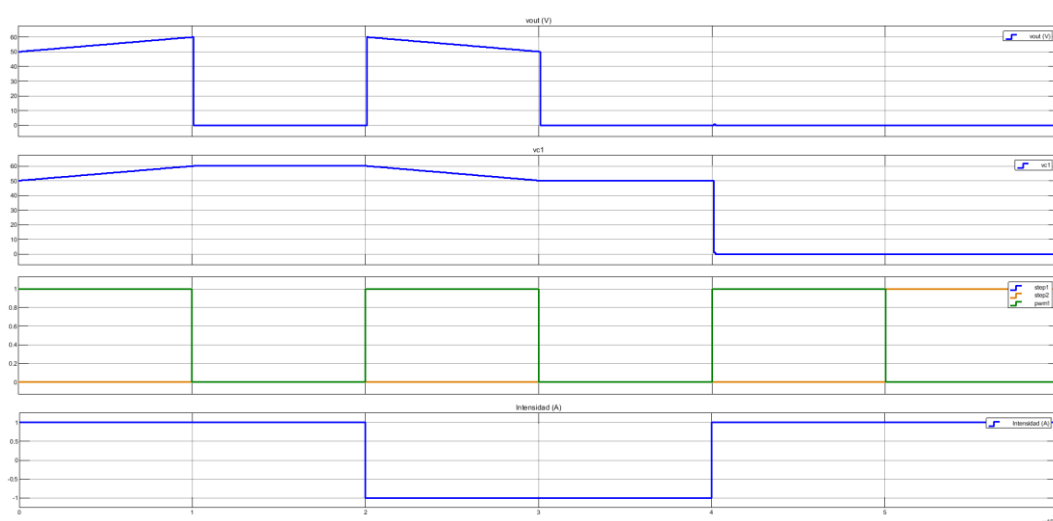


Figura 32. Resultados de la simulación con dos tiristores. Intensidad (A), Voltaje (V) frente al tiempo (s). Elaboración propia en Matlab Simulink [23].

Si solo uno de los dos tiristores está activado, el comportamiento del sistema depende de la dirección de la corriente y la presencia de un camino de conducción alternativo. En la simulación, se observa que cuando se activa el primer tiristor, el voltaje de salida V_{out} cae a 0V y el voltaje del condensador V_c también cae a 0V, lo que indica que la corriente ha sido redirigida a través del tiristor activado.

Si el segundo tiristor permanece apagado, el flujo de corriente puede verse afectado en función de la polaridad de la tensión. En este caso, el submódulo deja de operar normalmente, pero aún existe la posibilidad de que se genere una corriente no deseada dependiendo de la dirección de la corriente alterna.

Cuando ambos tiristores se activan simultáneamente, el aislamiento del submódulo es total, V_{out} y V_c se mantienen en 0V, asegurando que la corriente no pueda fluir ni hacia el condensador ni hacia la carga. Esta configuración evita la rectificación y protege el sistema ante fallos en la red de CA.

3.5. Ecuaciones fundamentales.

El comportamiento del MMC se modela mediante ecuaciones que describen la relación entre las tensiones y corrientes en sus brazos (superior e inferior), permitiendo generar la forma de onda de salida deseada. Estas ecuaciones reflejan cómo el voltaje de salida se compone a partir del voltaje de la fuente de corriente continua (DC) y cómo los submódulos contribuyen a la señal de corriente alterna (AC), abordando aspectos clave como la distribución de tensiones y la circulación de corrientes. A continuación, se presentan las ecuaciones fundamentales que describen la operación del MMC y su influencia en el sistema [24], [37].

Para garantizar que la suma de los voltajes de ambos brazos de una fase sea igual al voltaje de la fuente de corriente continua, se impone la siguiente condición:

$$n_{total} = n_{superior} + n_{inferior} \quad (13)$$

El voltaje de salida de cada fase depende de los componentes pasivos del convertidor, como inductancias y resistencias, además de los submódulos activos. Las inductancias se utilizan para limitar las variaciones rápidas de corriente y para controlar el comportamiento dinámico del sistema.



La ecuación de voltaje de salida de cada fase toma en cuenta el voltaje de corriente continua, el voltaje de los submódulos en los brazos superior e inferior, y la caída de voltaje en las inductancias:

$$v_{salida} = \frac{V_{DC}}{2} - v_{Superior, Submódulo} - L \frac{di_{superior}}{dt} \quad (14)$$

$$v_{salida} = -\frac{V_{DC}}{2} - v_{Inferior, Submódulo} - L \frac{di_{inferior}}{dt} \quad (15)$$

Donde:

- v_{salida} es el voltaje de salida.
- V_{DC} es el voltaje de la fuente de corriente continua.
- $v_{Submódulo}$ es el voltaje de los submódulos que están activos.
- L es la inductancia de cada brazo.
- $\frac{di}{dt}$ es el cambio de la intensidad respecto al tiempo.

Para calcular el voltaje total de cada brazo se necesita calcular los voltajes de los submódulos individuales y activos en cada brazo. Como los submódulos se pueden conectar en serie, el voltaje total de un brazo es la suma de los voltajes de los submódulos activos.

$$v_{superior} = \sum_{k=1}^{n_{superior}} S_{superior,k} \times v_{superior,k} \quad (16)$$

$$v_{inferior} = \sum_{k=1}^{n_{inferior}} S_{inferior,k} \times v_{inferior,k} \quad (17)$$

Donde:

- $v_{superior}$ y $v_{inferior}$ son los voltajes en los brazos superior e inferior de la fase.

- $S_{superior,k}$ y $S_{inferior,k}$ son los estados de los submódulos activos en los brazos superior e inferior, respectivamente. Puede tomar el valor de 0 o 1.
- $v_{superior,k}$ y $v_{inferior,k}$ son los voltajes de los submódulos activos en los brazos superior e inferior.

Por último, para calcular las corrientes de los brazos se necesitan las siguientes ecuaciones:

$$i_{superior,fase} = \frac{i_{fase}}{2} + \frac{i_{dc}}{3} + i_{z,fase} \quad (18)$$

$$i_{inferior,fase} = -\frac{i_{fase}}{2} + \frac{i_{dc}}{3} + i_{z,fase} \quad (19)$$

Donde:

- $i_{superior,fase}$ e $i_{inferior,fase}$ son las corrientes en los brazos superior e inferior de la fase.
- i_{fase} es la corriente de la fase, que se distribuye entre los dos brazos.
- $\frac{i_{fase}}{2}$ e $-\frac{i_{fase}}{2}$ representan la mitad de la corriente de la fase que circula por los brazos superior e inferior. La corriente se divide de manera simétrica entre los dos brazos, pero con direcciones opuestas.
- i_{dc} es la corriente continua que circula por el sistema. Un tercio de la corriente se distribuye equitativamente entre las tres fases.
- $i_{z,fase}$ es la corriente circulante interna del brazo, que surge debido a las pequeñas diferencias en las tensiones de los submódulos. Ayuda balancear las tensiones en los brazos superior e inferior.

Con las ecuaciones proporcionadas, se puede calcular la corriente circulante, $i_{z,fase}$, que aparece debido a las pequeñas diferencias en los voltajes de los submódulos. La corriente circulante está relacionada con la diferencia de tensiones entre los submódulos en los brazos superior e inferior, y esta corriente ayuda a balancear las tensiones entre los dos brazos [42].

$$i_{z,fase} = \frac{i_{superior,fase} - i_{inferior,fase}}{2} - \frac{i_{dc}}{3} \quad (20)$$

En un sistema trifásico, las corrientes circulantes deben cumplir con la siguiente condición para asegurar el equilibrio entre las fases:

$$i_{z,a} - i_{z,b} - i_{z,c} = 0 \quad (21)$$

La suma de las corrientes circulantes en las tres fases debe ser cero, evitando que haya un flujo neto de corriente circulante entre ellas. Esta condición es crucial para evitar distorsiones en la señal de salida y optimizar el rendimiento del convertidor.

3.6. Modulación de un MMC.

La modulación y el control son unas técnicas clave para controlar el voltaje de salida de un convertidor, especialmente en sistemas como el MMC. Su función principal es generar señales que activan o desactivan los dispositivos de conmutación, permitiendo obtener el voltaje de corriente alterna deseado. A través de diversas técnicas de modulación, se busca reducir la distorsión armónica total, incrementar la magnitud del voltaje de salida a una frecuencia de conmutación dada y regular el equilibrio de voltaje de los capacitores de los submódulos. Además, es posible minimizar las pérdidas de potencia y reducir la ondulación de corriente de salida.

Las técnicas de modulación se clasifican según las aplicaciones del MMC. Los métodos escalares modulan cada fase individualmente y se dividen en métodos basados en portadoras (altas frecuencias de conmutación) y sin portadora (frecuencias simples). Los métodos vectoriales, por otro lado, modulan el voltaje línea a línea, trabajando con todas las fases a la vez. La elección del método depende del nivel de conversión del MMC, pues para una baja conversión, se usa modulación de alta frecuencia para reducir la distorsión armónica, y para una alta conversión, se elige modulación de baja frecuencia para reducir las pérdidas de conmutación [37]. Ver Figura 33.

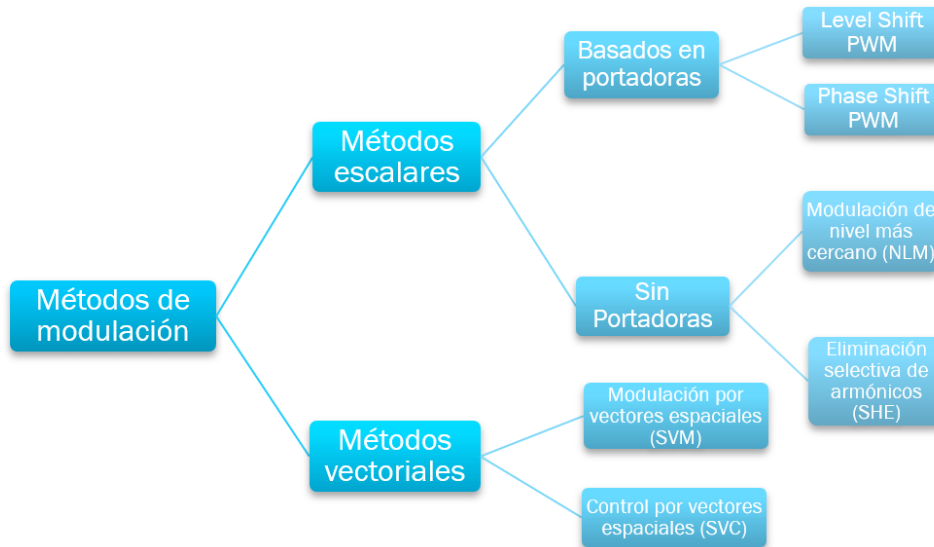


Figura 33. Esquema con las diferentes técnicas de modulación y control. Elaboración propia.

Los métodos basados en portadoras utilizan señales triangulares a altas frecuencias de conmutación [37], [39]. Existen dos tipos:

1. Level-Shift PWM (LS-PWM): las señales portadoras tienen la misma frecuencia y amplitud, pero se desplazan verticalmente a diferentes niveles.
2. Phase-Shift PWM (PS-PWM): las señales portadoras tienen la misma frecuencia y amplitud, pero se desplazan en fase entre sí.

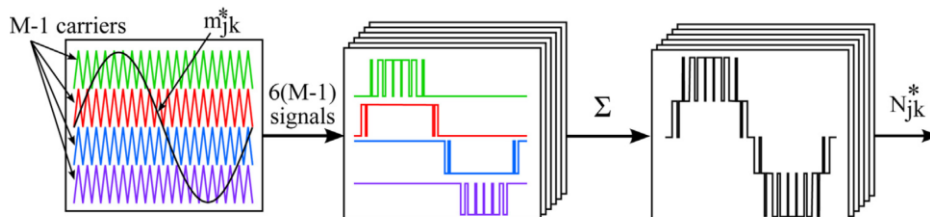


Figura 34. Técnicas Basadas en Portadoras aplicadas en MMC [44].

Por otro lado, los métodos sin portadoras operan a frecuencias fundamentales:

1. Selective Harmonic Elimination (SHE): elimina armónicos específicos de la forma de onda de voltaje mediante un análisis de Fourier, sin cambiar la frecuencia de conmutación. Ofrece formas de onda de salida de alta calidad y control preciso de los armónicos, manteniendo la frecuencia de conmutación baja [45].



2. Nearest Level Modulation (NLM): genera un voltaje cercano al de referencia, es fácil de implementar y se utiliza en MMC-HVDC, aunque la THD puede ser mayor. Cuantifica el número de módulos (n) para determinar cuántos deben conducir por rama en función del valor de la señal senoidal moduladora [24].

Por último, los métodos vectoriales, que utilizan representaciones de los voltajes en un espacio vectorial para mejorar la modulación y el rendimiento.

1. Space Vector Modulation (SVM): es una técnica de modulación de baja frecuencia reconocido por sus ventajas en rendimiento, facilidad de implementación, bajo rizado de corriente. Estos beneficios hacen que la SVM sea especialmente adecuada para aplicaciones de alto voltaje, ya que, al aumentar el número de niveles, la redundancia y complejidad de los estados de conmutación también aumentan considerablemente [45]. En los sistemas MMC, se implementa utilizando coordenadas ABC para reducir la carga computacional, permitiendo el control independiente de los brazos superior e inferior mediante un enfoque denominado "Dual SVM" [41].
2. Space Vector Control (SVC): este método ajusta la posición de los vectores en el espacio vectorial para optimizar la calidad del voltaje y la distribución de tensiones. Se emplea para regular la corriente y el voltaje en sistemas MMC, mejorando la eficiencia y reduciendo la distorsión armónica [37].

Las técnicas basadas en portadoras pueden ser las más beneficiosas en este caso, ya que presentan una serie de ventajas sobre las otras opciones. Son más fáciles de implementar en comparación con los métodos sin portadoras como SHE [45] o los métodos vectoriales, lo que facilita el diseño y control del sistema. Además, pueden adaptarse a configuraciones con un gran número de submódulos sin necesidad de realizar cambios significativos. Estas técnicas generan señales con menor distorsión armónica en comparación con métodos como NLM [24], y también permiten un control más preciso del voltaje.

Por ello, a partir de ahora, las técnicas que se van a estudiar y aplicar en este proyecto serán PS-PWM y LS-PWM, dado su eficiencia y su capacidad de integración en sistemas fotovoltaicos.

3.6.1. Level Shift PWM.

Como se ha comentado antes es una técnica de modulación que emplea múltiples señales portadoras triangulares con la misma frecuencia y amplitud, pero situadas a distintas alturas en el eje vertical. Esta disposición permite generar las señales de activación necesarias para cada submódulo dentro del convertidor [46].

La implementación de este método es bastante sencilla y directa dado que utiliza señales con la misma amplitud y frecuencia, esto puede reducir los costes de desarrollo y producción. Además, la facilidad para programar y ajustar los diversos parámetros contribuye a una rápida adaptación para diferentes necesidades.

En cambio, en convertidores como el de medio puente en cascada, el LS-PWM puede resultar en una distribución desigual de la potencia entre los SM. Esta desigualdad puede provocar un aumento en la distorsión armónica en la salida del convertidor. En aplicaciones donde se requiere alta calidad de la señal de salida, esto puede ser problemático, ya que puede impactar negativamente en el rendimiento general del sistema [37].

Se puede implementar a través de diversas estrategias, cada una con sus propias características y beneficios. Las más destacadas son [37]:

- a) **Disposición de fase (PD):** todas las señales tienen el mismo ángulo de fase, pero están en diferente nivel de desplazamiento, es decir, a diferente altura. Puede existir una distorsión armónica, ya que hay una concentración de armónicos en ciertas frecuencias.
- b) **Disposición de Oposición de Fase (POD):** las señales que se sitúan por encima de la línea cero de la onda de referencia se desplazan 180° en comparación con aquellas que están por debajo de esta línea. Esta estrategia busca mejorar la simetría en la modulación. Aunque también puede presentar altos niveles de distorsión armónica.
- c) **Disposición de Oposición de Fase Alternativa (APOD):** se alterna el desplazamiento de fase entre 0° y 180° entre señales portadoras vecinas. Esto significa que cada una está en oposición de fase a su vecina, proporcionando un equilibrio más adecuado en la generación de señales de conmutación. Esta estrategia es la más efectiva para reducir la distorsión armónica y mejora la calidad de la señal de salida. Es especialmente útil para aplicaciones que requieran una salida limpia.

3.6.1.1. Implementación LS-PWM en Matlab Simulink.

La implementación de la técnica *Level Shift PWM* es relativamente sencilla y se puede realizar de manera eficiente utilizando bloques básicos de Simulink. Su implementación se basa en la comparación de una señal de referencia senoidal con múltiples señales portadoras triangulares desplazadas verticalmente. A continuación, se describen los pasos necesarios para construir las señales e implementar este método:

1. Generación de las señales portadoras triangulares. Las señales portadoras triangulares definen los instantes de conmutación de los submódulos del convertidor. Para su correcta implementación, todas deben compartir la misma frecuencia y amplitud, pero estar desfasadas verticalmente entre sí, pero deben estar desplazadas verticalmente para asociarse a cada submódulo. Los pasos necesarios para generarlas son:
 - Generar una onda triangular básica: se utiliza el bloque *Triangle Generator* para generar una señal triangular con una frecuencia de 2.500 Hz. Los valores de salida variarán según la estrategia de modulación utilizada, como se ha explicado anteriormente.
 - Desplazamiento vertical: para posicionar cada señal portadora en un nivel distinto, se emplea un bloque *Constant* que añade un valor fijo a la onda triangular.
 - Aplicación del desplazamiento: el desplazamiento se suma a la onda triangular utilizando un bloque *Sum*, obteniendo así las señales portadoras correctamente posicionadas.
2. Generación de la señal de referencia. En un sistema trifásico con modulación PWM de tipo *Level Shift*, se necesitan tres señales de referencia senoidales, una para cada fase. La señal de referencia de una fase es una onda senoidal que tiene una frecuencia de 50 Hz, que corresponde a la frecuencia de la red eléctrica. Esta onda se utiliza para comparar con las señales portadoras triangulares para generar la modulación PWM. Para ello se necesita:
 - Generación de la onda senoidal positiva: utilizamos un bloque *Sine Wave* para generar la onda senoidal, con las características de la red eléctrica. Esta onda representa la parte positiva de la señal de referencia y se conecta al brazo positivo de la fase.

- Generación de la onda senoidal negativa: se invierte la señal positiva usando un bloque *Gain* con un valor de -1. Esta onda se conecta al brazo negativo de la fase.
- Desfase entre las fases: en un sistema trifásico, las señales de las fases B y C deben estar desfasadas 120° y 240° , respectivamente, respecto a la fase A. Las señales de las fases B y C se generan de manera análoga, aplicando un desfase de 120° para la fase B y de 240° para la fase C.



Figura 35. Generación de la onda senoidal. Elaboración propia en Matlab Simulink [23].

3. Comparación de la señal de referencia y las señales portadoras. Una vez generadas las señales portadoras triangulares y la señal de referencia, el siguiente paso es realizar la comparación entre estas señales para generar las señales de conmutación.
 - Se utiliza el bloque *Relational Operator* para comparar cada señal portadora triangular con la onda de referencia. Se aplica la condición de comparación \leq para generar las señales de conmutación: la salida será 1 (estado activo) cuando la señal portadora sea menor o igual que la de referencia, y 0 (estado inactivo) en caso contrario [47].
4. Generación de la señal PWM de salida. Con las señales de conmutación obtenidas del bloque *Relational Operator*, el siguiente paso es generar la señal PWM que controle los submódulos del convertidor.
 - Para convertir las señales de conmutación en una señal PWM, se emplea el bloque *Switch*. Este bloque opera seleccionando entre dos entradas en función de una condición de control. Si la condición es verdadera (1), se elige la entrada correspondiente al estado activo del submódulo; si es falsa (0), se selecciona la entrada correspondiente al estado inactivo [48].

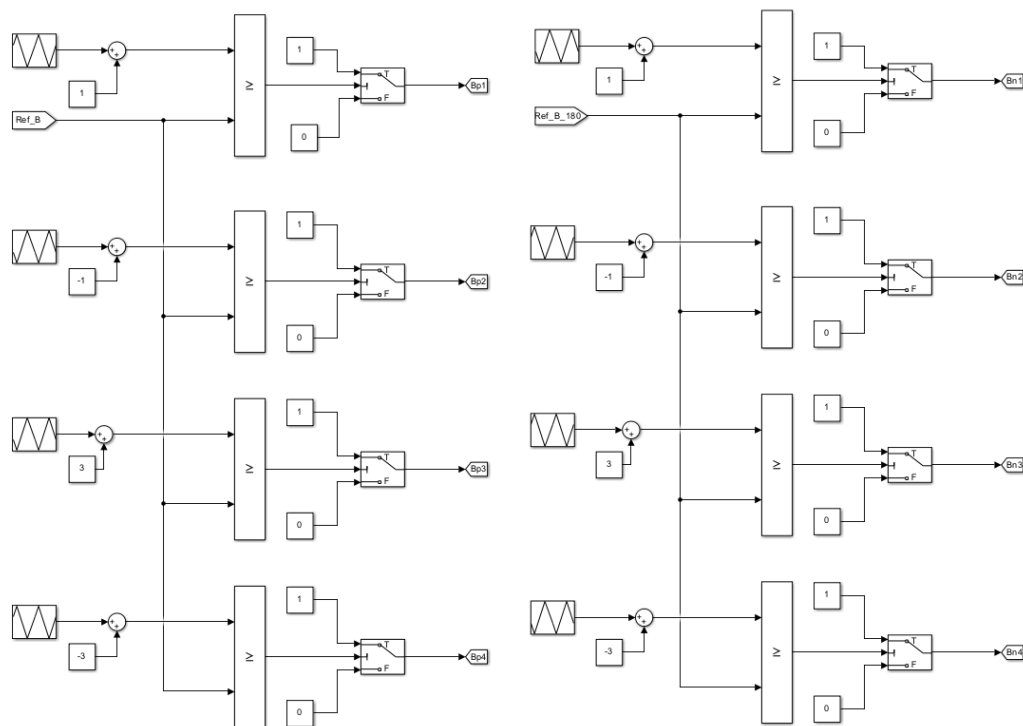


Figura 36. Implementación LS-PWM (PD). Elaboración propia en Matlab Simulink [23].

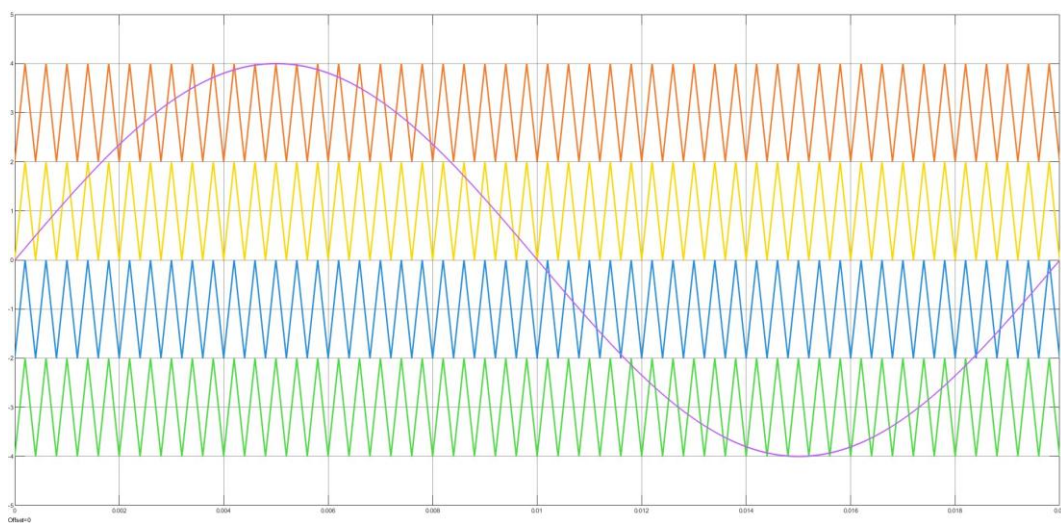


Figura 37. Estrategia disposición de fase (PD), parte positiva. Elaboración propia en Matlab Simulink [23].

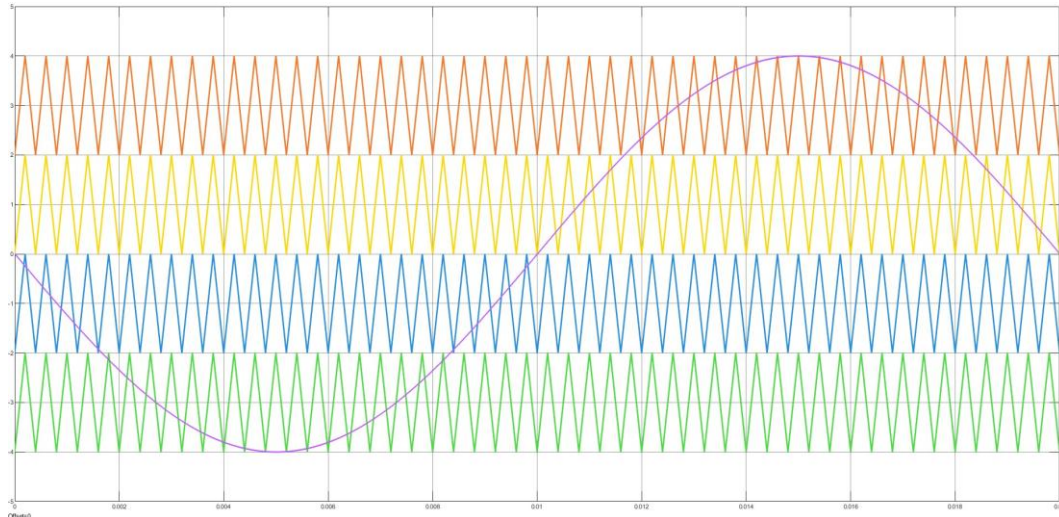


Figura 38. Estrategia disposición de fase (PD), parte negativa. Elaboración propia en Matlab Simulink [23].

Las Figuras 37 y 38 ilustran la estrategia de Disposición de Fase. En esta configuración, dado que se disponen de ocho submódulos por fase, es necesario generar ocho señales portadoras triangulares, cuatro para la parte positiva, con una onda de referencia y cuatro para la parte negativa con la misma onda desfasada 180° .

Todas las señales comparten la misma frecuencia y amplitud, pero deben estar desplazadas verticalmente para asociarse correctamente con cada submódulo del convertidor.

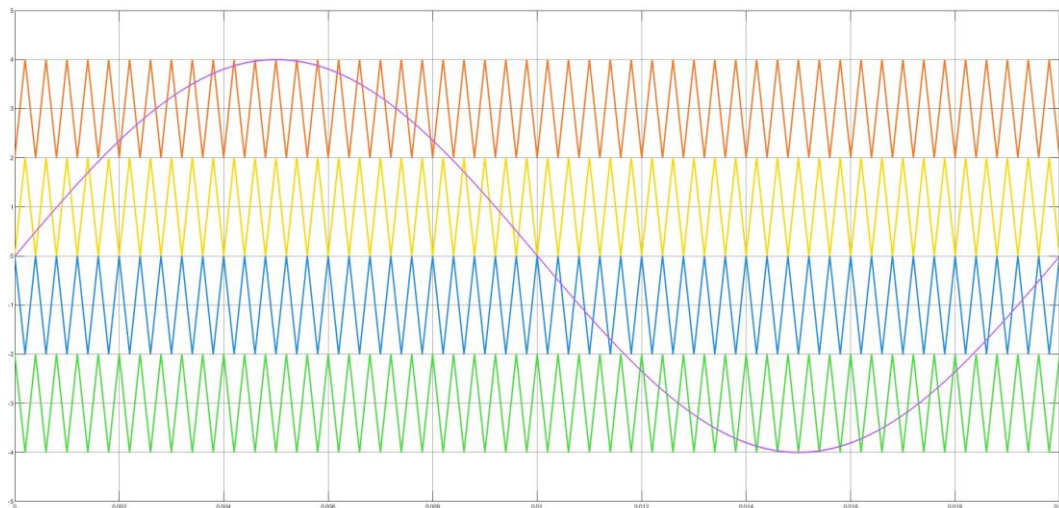


Figura 39. Estrategia Disposición de Oposición de Fase (POD), parte positiva. Elaboración propia en Matlab Simulink [23].

En la Figura 39 se muestra la estrategia de Disposición de Oposición de Fase. En este caso, las señales portadoras se dividen en dos grupos. La mitad superior de las señales está en fase, mientras que la mitad inferior está desfasada 180° con respecto a las señales de la mitad superior.

La parte negativa tendrá la misma forma, pero la onda de referencia desfasada 180°

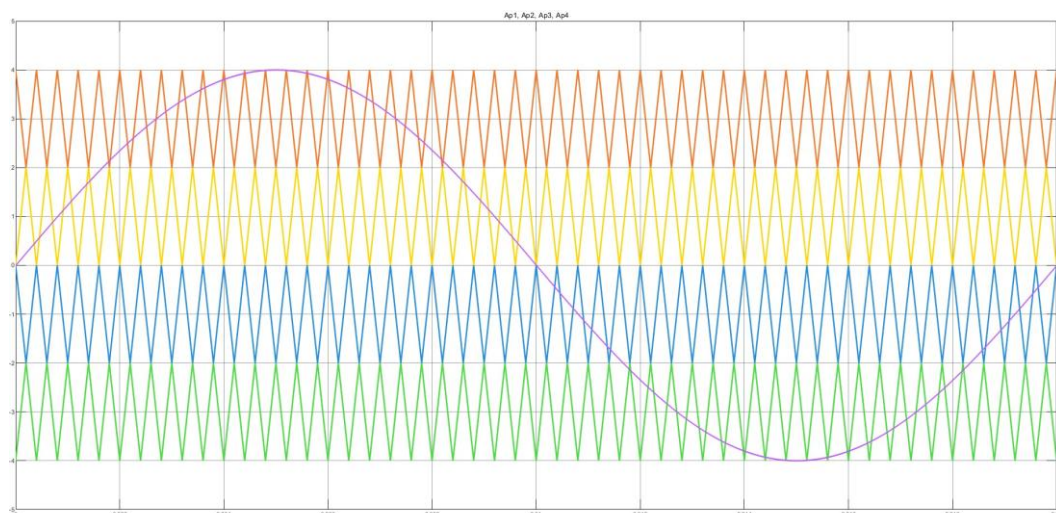


Figura 40. Estrategia Disposición de Oposición de Fase Alternativa (APOD), parte negativa. Elaboración propia en Matlab Simulink [23].

Por último, en la Figura 40 se presenta la estrategia Disposición de Oposición de Fase Alternativa. En esta configuración, las señales portadoras están alternadamente desfasadas 180° con respecto a las señales adyacentes. En otras palabras, una señal está en fase, la siguiente está desfasada 180° , y así sucesivamente.

La parte negativa tendrá la misma forma, pero la onda de referencia desfasada 180°

En todos los casos la señal de referencia es la onda senoidal, que representa la referencia de voltaje que se desea.

3.6.2. Phase Shift PWM.

La estrategia *Phase Shift* distribuye las señales de portadora en forma horizontal, utilizando ondas triangulares con la misma frecuencia y amplitud. Sin embargo, estas ondas presentan un desfase angular, siendo este:

$$\phi = \frac{360^\circ}{N_{SM}} \quad (22)$$

donde N_{SM} corresponde al número de submódulos en cada brazo del convertidor.

Cada una de las señales portadoras se compara con el voltaje de referencia, cada vez que la señal y el voltaje se cruzan, se genera una señal de conmutación para el submódulo correspondiente. Es decir, cada submódulo del convertidor recibe una señal de conmutación distinta, dependiendo de la señal portadora que se le haya asignado.

El desfase de las señales portadoras asegura una distribución equilibrada de las señales de conmutación, lo que permite que las tensiones aplicadas a los semiconductores y la potencia de cada submódulo se distribuyan de manera uniforme. La simetría que existe en la disposición de las portadoras ayuda a reducir la distorsión armónica. Todo ello mejora la eficiencia del convertidor y garantiza un mejor rendimiento.

No obstante, a pesar de estas ventajas, esta estrategia presenta limitaciones cuando se aplica a sistemas de alta tensión en corriente continua (HVDC). Cuando se usa convertidores modulares con un gran número de submódulos las señales de conmutación pueden no ser totalmente simétricas, lo que lleva a tener patrones de conmutación y una carga desiguales entre los submódulos. Para abordar estos desafíos, se han desarrollado métodos que desacoplan la generación de la forma de onda de los submódulos. Una de estas soluciones es el uso de ángulos de intercalado, donde las portadoras del brazo superior se desplazan 180° con respecto a las del brazo inferior. Se mejora el espectro armónico de la tensión de salida haciendo que se equilibre los voltajes en los condensadores. Aun así, este proceso puede incrementar el rizado de voltaje en los condensadores, aumentando las corrientes circulantes, lo que hace que esta solución no sea ideal para aplicaciones de HVDC [37].



3.6.2.1. Implementación PS-PWM en Matlab Simulink

Al igual que la estrategia LS-PWM la implementación de PS-PWM es simple y eficiente, usando bloques básicos de Simulink. Los pasos necesarios son los siguientes:

1. Generación de las señales portadoras triangulares. Se generan ondas triangulares para cada submódulo utilizando el bloque *Triangle Generator*. En este caso, como hay ocho submódulos, las señales están desfasadas 45° entre sí, ya que el desfase por submódulo es:

$$\phi = \frac{360^\circ}{8} = 45^\circ \quad (23)$$

- Todas ellas tendrán la misma frecuencia y amplitud, pero estarán desfasadas 45° respecto a la anterior.
2. Generación de la señal de referencia. Al igual que en la técnica LS-PWM, la señal de referencia consiste en una onda senoidal que se utiliza para la comparación con las señales portadoras triangulares. Esta señal debe mantener la misma frecuencia y características que en el caso de LS-PWM.
 - Para generar las ondas requeridas, se emplean los bloques *Sine Wave* y *Gain* en Simulink.
 3. Comparación de la señal de referencia y las portadoras. De manera análoga a LS-PWM, se emplea el bloque *Relational Operator* para comparar las señales portadoras con la señal de referencia, generando un valor de 1 cuando la portadora es menor y 0 en caso contrario.
 4. Generación de la señal PWM de salida. En este caso también se utiliza el bloque *Switch* para generar la señal PWM de salida, seleccionando el estado activo (1) o apagado (0) de los submódulos según las señales de conmutación.

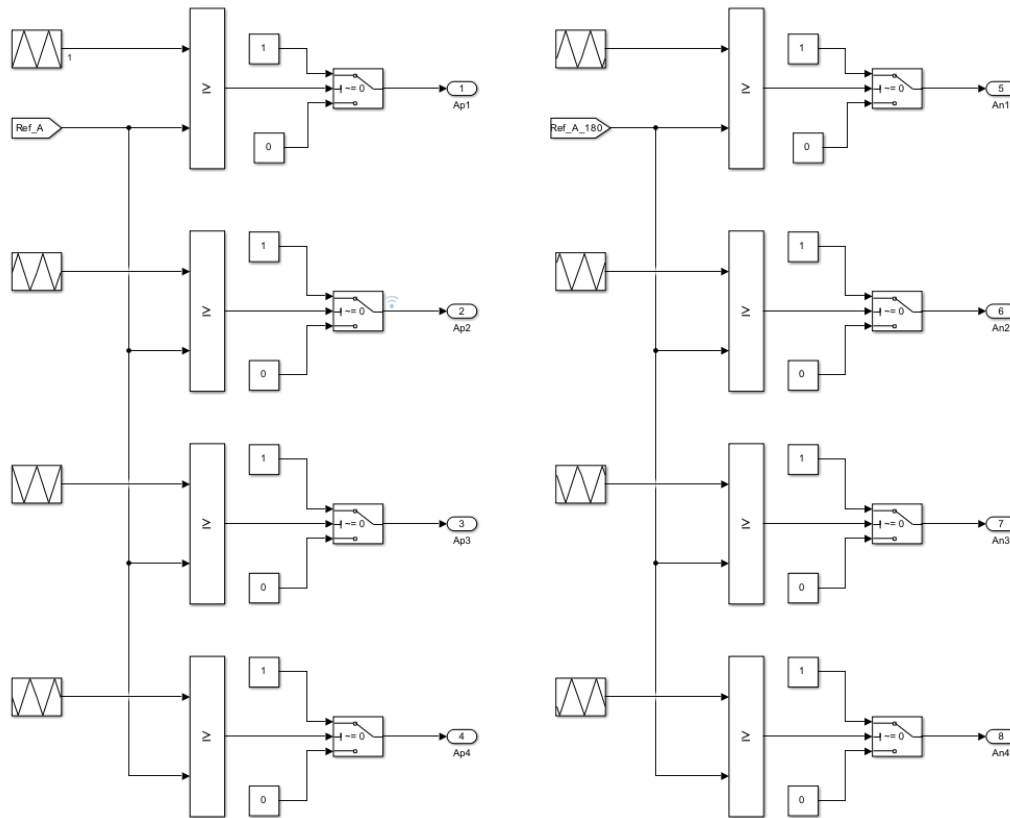


Figura 41. Implementación Phase Shift. Elaboración propia en Matlab Simulink [23].

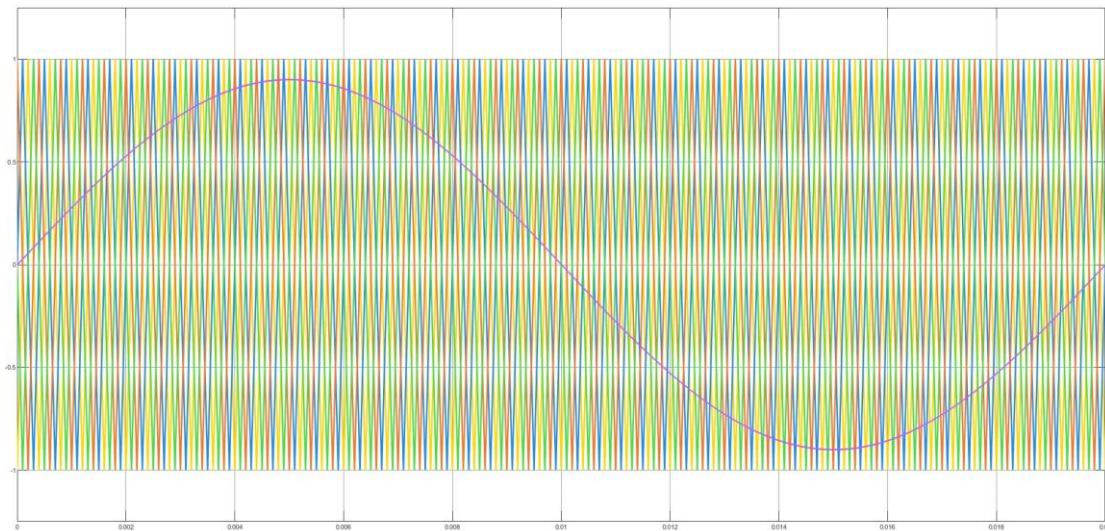


Figura 42. Estrategia Phase Shift. Elaboración propia en Matlab Simulink [23].

En la Figura 42 se muestran las señales portadoras, las cuales tienen la misma frecuencia y amplitud, pero con un desfase de 45° entre ellas. Este desfase asegura que cada submódulo tenga su propia señal portadora para una modulación adecuada del convertidor.

Cada señal portadora se compara con su señal de referencia. Cuando una señal portadora cruza la onda de referencia, se genera una señal de conmutación para el submódulo correspondiente. Esto garantiza que cada submódulo reciba su propia señal de conmutación, controlando su activación y desactivación según la modulación aplicada.

3.7. Implementación y Análisis del MMC en Simulink.

En este apartado se presenta la implementación del MMC en Simulink, basado en la estructura teórica previamente descrita. El sistema es trifásico y está compuesto por un total de 8 submódulos en cada fase (4 positivos y 4 negativos). Los submódulos seleccionados para la implementación corresponden a configuraciones de medio puente. a. A continuación, se muestra una imagen del modelo desarrollado:

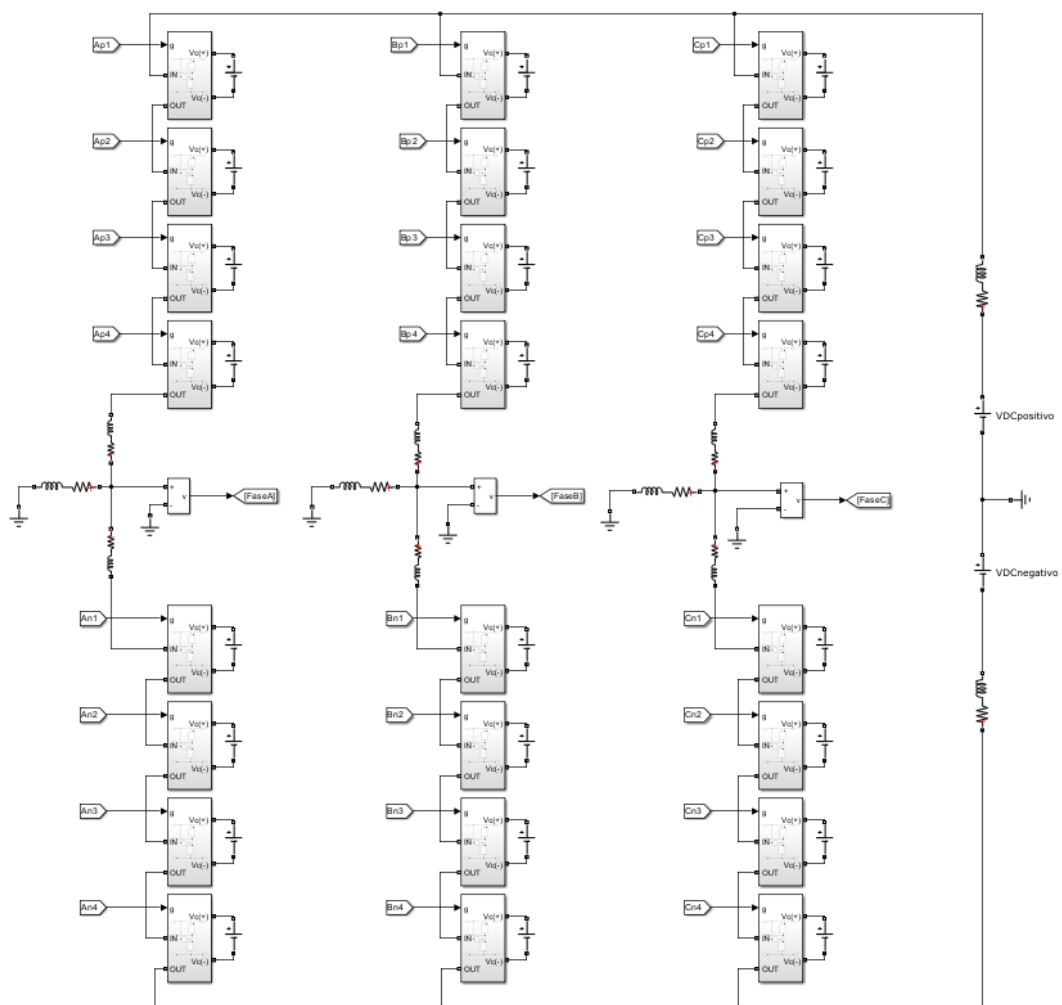


Figura 43. Estructura MMC. Elaboración propia en Matlab Simulink [23].

A continuación, se muestran las formas de onda de salida de voltaje para cada una de las técnicas de modulación implementadas. Las gráficas presentan las señales de salida de las tres fases del MMC, generadas mediante las técnicas LS-PWM y PS-PWM:

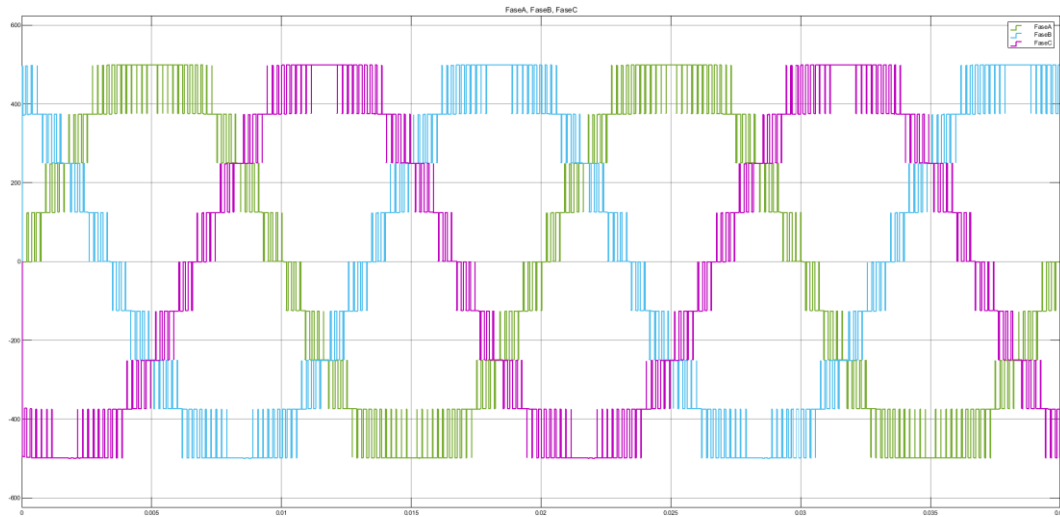


Figura 44. Voltaje de salida (V) del MMC con Level Shift, PD. Elaboración propia en Matlab Simulink [23].

En la Figura 44, se observa una estructura multinivel en la forma de onda de salida del convertidor. Se puede notar que el convertidor está generando múltiples niveles de tensión, lo que indica que la modulación está funcionando correctamente. Los niveles de tensión están distribuidos de manera uniforme, lo que sugiere un buen control sobre la modulación, con transiciones suaves entre ellos.

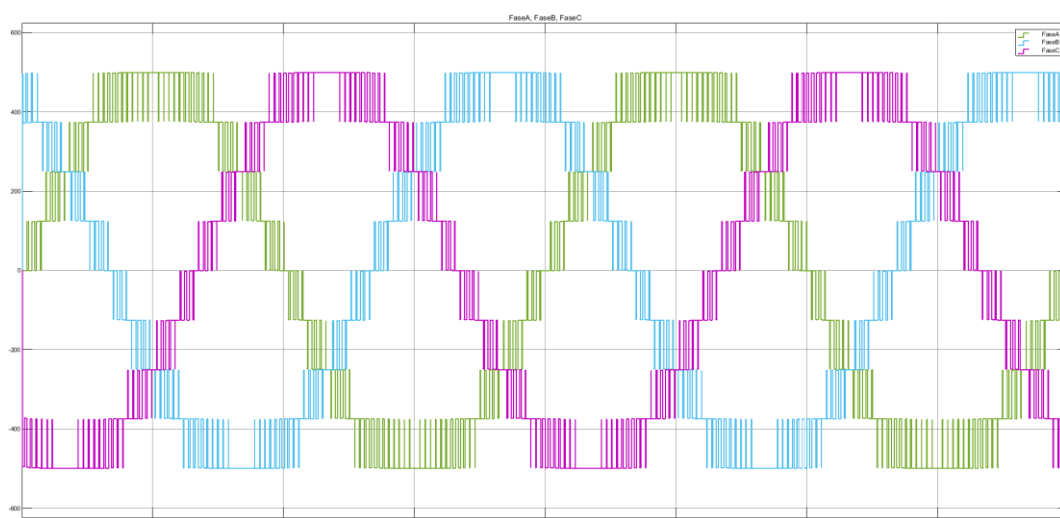


Figura 45. Voltaje de salida (V) del MMC con Level Shift, POD. Elaboración propia en Matlab Simulink [23].

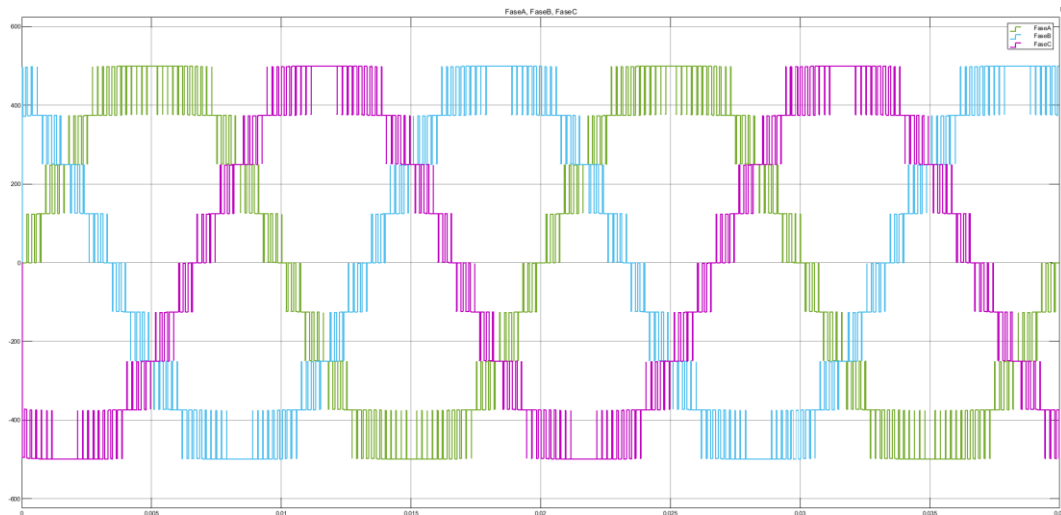


Figura 46. Voltaje de salida (V) del MMC con Level Shift, APD. Elaboración propia en Matlab Simulink [23].

De manera similar que en la Figura 44, las salidas con las técnicas POD y APD presentan la estructura multinivel que se busca, con los niveles de tensión distribuidos uniformemente, lo que refleja un control adecuado de la modulación (Figuras 45 y 46). Además, en las tres técnicas se alcanza un valor de salida cercano a los 500 V, indicando una operación efectiva del convertidor y un buen rendimiento en términos de la generación de la onda de salida.

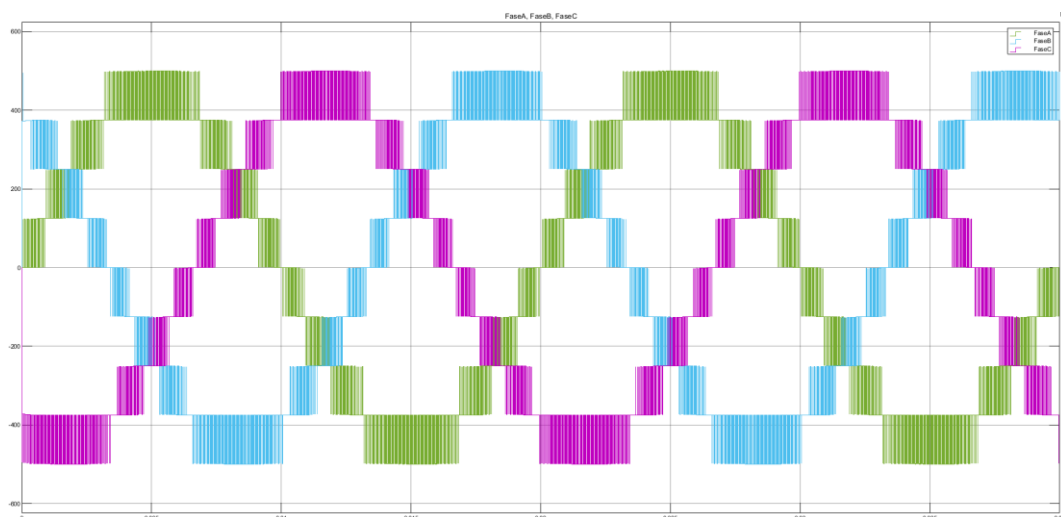


Figura 47. Voltaje de salida (V) del MMC con Phase Shift. Elaboración propia en Matlab Simulink [23].

En la Figura 47, la salida con la técnica *Phase Shift* presenta la estructura multinivel esperada, con los niveles de tensión distribuidos uniformemente. Sin embargo, en este caso, se alcanza un valor de salida cercano a los 490 V, lo

que indica que la modulación no es tan eficiente como en otras técnicas que logran acercarse a los 500 V, reflejando una ligera pérdida de rendimiento en comparación.

Para evaluar la calidad de la señal de salida del convertidor, es fundamental analizar la distorsión armónica total (*Total Harmonic Distortion*, THD).

La distorsión armónica se refiere a la alteración de la forma de onda ideal de una señal eléctrica, generalmente senoidal, debido a la presencia de frecuencias adicionales (armónicos) que son múltiplos de la frecuencia fundamental. Esta distorsión, provocada por componentes no lineales como convertidores o rectificadores, afecta la calidad de la señal y puede interferir en el funcionamiento de los equipos eléctricos [49].

El THD es una medida que indica la cantidad de distorsión armónica presente en una señal de voltaje o corriente. Se calcula comparando la magnitud de las frecuencias armónicas (múltiplos enteros de la frecuencia fundamental) con la frecuencia fundamental misma. A mayor THD, mayor es la distorsión de la señal, lo que significa que la forma de onda se aleja más de una onda senoidal pura [37].

El THD se obtiene mediante el análisis de Fourier de la señal, donde se suman los valores de las magnitudes de los armónicos a partir del segundo armónico y se comparan con la magnitud de la frecuencia fundamental. La fórmula general para calcular el THD es:

$$THD = \frac{\sqrt{\sum_{k=2}^n H_k^2}}{H_1} \times 100 \quad (24)$$

Donde:

- H_1 es la magnitud de la frecuencia fundamental.
- H_k representa la magnitud de los armónicos, a partir del segundo.

El resultado se expresa como un porcentaje que muestra la proporción de la distorsión armónica de una señal.

Simulando el THD en Simulink con las diferentes técnicas de modulación, se obtienen los siguientes resultados. Se han utilizado dos parámetros de frecuencia para su cálculo: frecuencia de *Nyquist* y frecuencia máxima.

- Frecuencia de *Nyquist*: es la mitad de la frecuencia de muestreo del sistema y define el límite hasta el cual las frecuencias pueden ser representadas sin aliasing. Permite evaluar la distorsión armónica dentro del rango que el sistema puede capturar correctamente [50].
- Frecuencia Máxima: incluye todas las frecuencias presentes en la señal, incluso aquellas fuera del rango de *Nyquist*. Permite una evaluación más amplia de la distorsión armónica, considerando también los armónicos de mayor frecuencia [50].

	Fase A	Fase B	Fase C
Fundamental	500,4V	499,8V	499,8V
THD (Frecuencia Nyquist)	13,81%	13,71%	13,70%
THD (Máxima frecuencia)	0,8%	0,92%	0,91%

Tabla VI. Análisis FFT THD, en Level Shift, PD. Elaboración propia con los datos obtenidos de Matlab Simulink [23].

	Fase A	Fase B	Fase C
Fundamental	500,4V	499,8V	499,8V
THD (Frecuencia Nyquist)	13,83%	13,71%	13,70%
THD (Máxima frecuencia)	0,8%	0,92%	0,91%

Tabla VII. Análisis FFT THD, en Level Shift, PD. Elaboración propia con los datos obtenidos de Matlab Simulink [23].

	Fase A	Fase B	Fase C
Fundamental	500,4V	499,8V	499,8V
THD (Frecuencia Nyquist)	13,81%	13,71%	13,70%
THD (Máxima frecuencia)	0,8%	0,92%	0,91%

Tabla VIII. Análisis FFT THD, en Level Shift, APOD. Elaboración propia con los datos obtenidos de Matlab Simulink [23].

	Fase A	Fase B	Fase C
Fundamental	443,1V	451V	451,1V
THD (Frecuencia Nyquist)	16,92%	16,59%	16,60%
THD (Máxima frecuencia)	3,32%	1,67%	1,60%

Tabla IX. Análisis FFT THD, en Phase Shift. Elaboración propia con los datos obtenidos de Matlab Simulink [23].

La implementación del convertidor modular multinivel (en el entorno de simulación Simulink ha permitido validar su comportamiento eléctrico y funcional bajo distintas estrategias de modulación. El modelo desarrollado se basa en una arquitectura trifásica equilibrada, con ocho submódulos por fase (cuatro superiores y cuatro inferiores) en configuración de medio puente, lo que conforma una topología multinivel completa y representativa de aplicaciones reales, como los sistemas HVDC.

Las simulaciones han demostrado que las técnicas de modulación *Level Shift* (PD, POD y APOD) generan formas de onda de salida con niveles de tensión claramente definidos, distribuidos de manera uniforme y con transiciones suaves. Estas características contribuyen a una baja distorsión armónica total (THD), con valores por debajo del 1 % al considerar todo el espectro de frecuencias, lo cual indica un rendimiento eficiente en términos de calidad de señal.

Por otro lado, la técnica *Phase Shift PWM* también produce una forma de onda multinivel coherente con el comportamiento esperado del convertidor, aunque presenta una ligera disminución en la amplitud de salida (en torno a los 490 V) y un incremento moderado en el THD, que llega hasta el 3,3 % en la fase A. No obstante, pese a esta diferencia en los indicadores de calidad frente a las técnicas *Level Shift*, *Phase Shift PWM* presenta ventajas relevantes desde el punto de vista del diseño, escalabilidad y control del sistema.

Entre sus principales ventajas se encuentran:

- Una mejor distribución del esfuerzo de conmutación entre los submódulos, reduciendo el estrés sobre los semiconductores y permitiendo trabajar a menores tensiones por dispositivo [51].
- Mayor eficiencia energética, ya que la técnica permite operar con una menor frecuencia de conmutación efectiva por submódulo, reduciendo así las pérdidas [51].
- Escalabilidad estructural, lo que la hace ideal para aplicaciones de alta potencia o donde se requiere modularidad como en sistemas HVDC y renovables. [51], [52].
- Facilidad para el equilibrado de los condensadores, gracias a su estructura simétrica en el patrón de modulación [52].



- Compatibilidad con esquemas avanzados de control vectorial, debido a su comportamiento más lineal ante señales senoidales como las generadas en coordenadas dq [51].

Por estas razones, se ha decidido adoptar la técnica *Phase Shift PWM* como base para la siguiente etapa. Esta fase incluirá el desarrollo de un lazo de sincronización basado en *Phase-Locked Loop* (PLL), permitiendo así transformar las variables del sistema al marco de referencia síncrono dq. A partir de esta transformación, se implementará el control de potencia activa y reactiva, el cual generará dinámicamente las señales de referencia V_{ref} para regular el funcionamiento del convertidor de forma eficiente y coordinada con la red.

Con este enfoque, se busca no solo optimizar el comportamiento dinámico del convertidor, sino también asegurar su integración estable en entornos complejos de generación o distribución eléctrica. El control P/Q permitirá gestionar de manera precisa el flujo de energía activa y reactiva, adaptándose a condiciones variables de operación. Así, el convertidor podrá actuar como un elemento inteligente dentro del sistema eléctrico, contribuyendo a la estabilidad de la red, la mejora del factor de potencia y la calidad de suministro.

En conjunto, la implementación de la modulación PS-PWM junto con un esquema de control en coordenadas síncronas representa una solución robusta y flexible para aplicaciones avanzadas en electrónica de potencia, con gran proyección en sistemas HVDC, redes inteligentes y energías renovables.





Capítulo 4. Estrategias de Control del MMC para su Conexión a Red.

El control eficiente de los convertidores modulares multinivel es clave para garantizar su estabilidad y buen funcionamiento en aplicaciones de alta potencia, como sistemas de transmisión de corriente continua de alta tensión (HVDC) y compensadores estáticos de potencia reactiva (STATCOM).

Para lograr un buen rendimiento, es fundamental implementar estrategias de control avanzadas. El control de un MMC abarca objetivos primarios, como el control del voltaje de los condensadores de los submódulos y la corriente de salida, y objetivos secundarios, como la regulación de la corriente circulante, que impacta en la eficiencia y fiabilidad del sistema [13]. Estas estrategias contribuyen a mejorar la eficiencia, reducir distorsiones y asegurar la estabilidad del sistema.

A continuación, se detallan algunas de las principales estrategias empleadas para mejorar la eficiencia, reducir distorsiones y garantizar la estabilidad en aplicaciones como la transmisión de energía y los sistemas fotovoltaicos.

4.1. Conexión a red.

Una de las aplicaciones más relevantes del MMC es su integración con la red eléctrica, especialmente para la inyección de potencia desde fuentes de energía renovable. Para ello, es fundamental que el convertidor opere en sincronía con los parámetros de la red (frecuencia, fase y tensión) y sea capaz de inyectar potencia activa y reactiva de forma controlada, garantizando la calidad del suministro eléctrico [24].

En este trabajo se asume una red equilibrada como entorno de conexión, al tratarse de un caso base común en instalaciones industriales o de distribución. Este supuesto permite simplificar el diseño del sistema de control, aunque el modelo es escalable para incluir condiciones más complejas en etapas posteriores.

Uno de los principales objetivos del control en este contexto es que la red absorba de forma eficiente toda la energía generada por el sistema fotovoltaico a través del MMC. Para ello, se implementa una arquitectura de control jerárquico dividida en dos niveles [24]:

- Lazo externo: se encarga de generar las referencias necesarias para variables como la P , Q y V_{ref} .
- Lazo interno: actúa sobre las componentes de corriente en el marco síncrono, con el objetivo de seguir dichas referencias. A partir de ellas se genera la tensión de referencia (V_{ref}) que se transforma luego al sistema trifásico abc y se utiliza como entrada del bloque de modulación del convertidor.

Este enfoque permite desacoplar las dinámicas del sistema y mejorar la estabilidad tanto en condiciones estacionarias como ante perturbaciones externas.

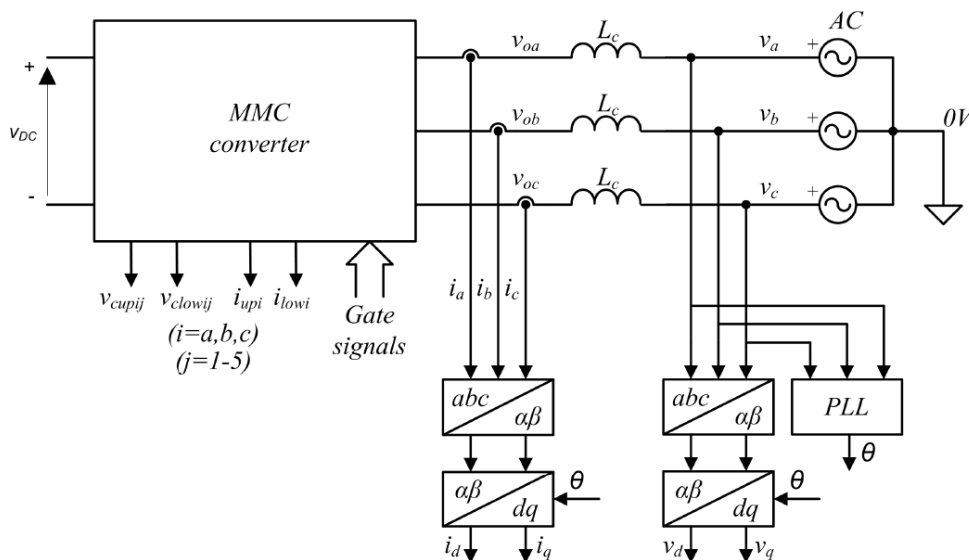


Figura 48. Diagrama general de conexión a red de un MMC [24].

Como se observa en el diagrama, las señales de corriente y voltaje del sistema trifásico se convierten al marco ortogonal mediante las transformadas de Clarke y Park, lo que permite expresar magnitudes alternas como señales constantes en coordenadas síncronas. Esto simplifica el diseño de los controladores y mejora la respuesta dinámica del sistema.

4.2. Análisis de las principales técnicas de control.

4.2.1. Transformación de coordenadas.

El bloque de control abc to dq transforma las magnitudes físicas del sistema a un sistema de referencia ortogonal en el que las variables de corriente y voltaje son más fáciles de controlar, esencial para un MMC. Esta transformación es esencial en el análisis de sistemas trifásicos y se realiza mediante dos transformadas [40], [41]:

1. Transformada de Clarke (abc a $\alpha\beta 0$): proyecta el vector de magnitudes del sistema abc en un sistema de referencia ortogonal y estacionario llamado $\alpha\beta$. Esta transformación tiene como objetivo reducir el número de variables del sistema, proyectando las tres fases de corriente a dos componentes, α y β , mientras que el componente 0 representa la secuencia cero, que para un sistema equilibrado será cero.

La Transformada de Clarke se puede calcular mediante la siguiente matriz de transformación [53]:

$$\begin{bmatrix} \alpha \\ \beta \\ 0 \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \times \begin{pmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \\ 1 & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{pmatrix} \times \begin{bmatrix} a \\ b \\ c \end{bmatrix} \quad (21)$$

Esto convierte las componentes de corriente y voltaje de las tres fases a las componentes α y β , eliminando la necesidad de representar una tercera dimensión (componente 0) si no es relevante.

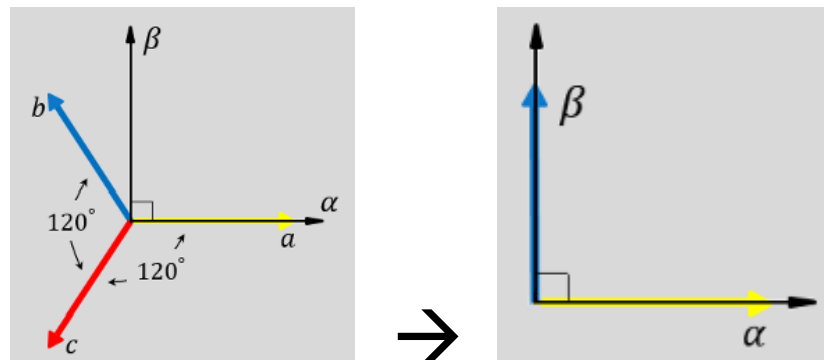


Figura 49. Transformación de un sistema trifásico abc al marco $\alpha\beta$ usando la transformada de Clark [53].

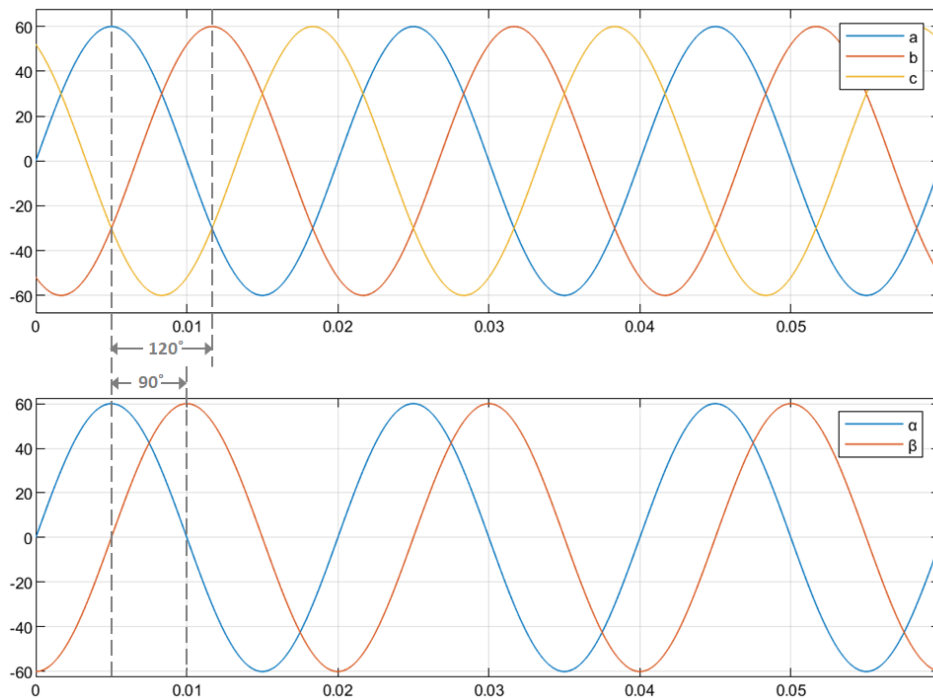


Figura 50. Evolución temporal de las señales abc y su transformación a $\alpha\beta$ [53].

2. Transformación de Park ($\alpha\beta$ a dq): una vez obtenidas las componentes α y β , estas se transforman en un sistema de referencia rotatorio utilizando la Transformación de Park. Esta transformación proyecta las magnitudes a las coordenadas d (directo) y q (cuadratura). Gracias a esta transformación, las magnitudes fluctuantes del sistema se convierten en señales constantes (en condiciones ideales), lo que facilita el control.

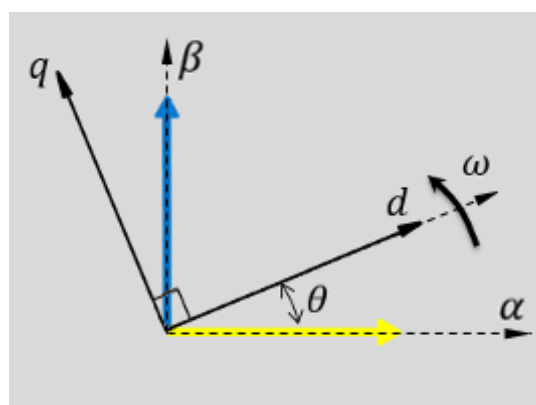


Figura 51. Representación geométrica de la Transformación de Park con el eje d alineado con α [54].

En Simulink se implementa la Transformada de Park como [54]:

- Cuando el eje d se alinea con el eje α :

$$\begin{bmatrix} fd \\ fq \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos\theta & -\sin\theta \\ \sin\theta & \cos\theta \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} fa \\ fb \end{bmatrix} \quad (22)$$

- Cuando el eje q se alinea con el eje α

$$\begin{bmatrix} fd \\ fq \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sin\theta & \cos\theta \\ -\cos\theta & \sin\theta \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} fa \\ fb \end{bmatrix} \quad (23)$$

Donde:

- fd y fq son las componentes del eje directo y del eje cuadratura en el sistema de referencia rotatorio dq.
- fa y fb son las componentes ortogonales de dos fases en el sistema de referencia estacionario $\alpha\beta$.
- θ es el ángulo entre los sistemas de referencia.

En la Figura 52 se representa la evolución temporal de las componentes de una magnitud vectorial expresada en dos sistemas de referencia distintos: el estacionario $\alpha\beta$ y el rotatorio dq.

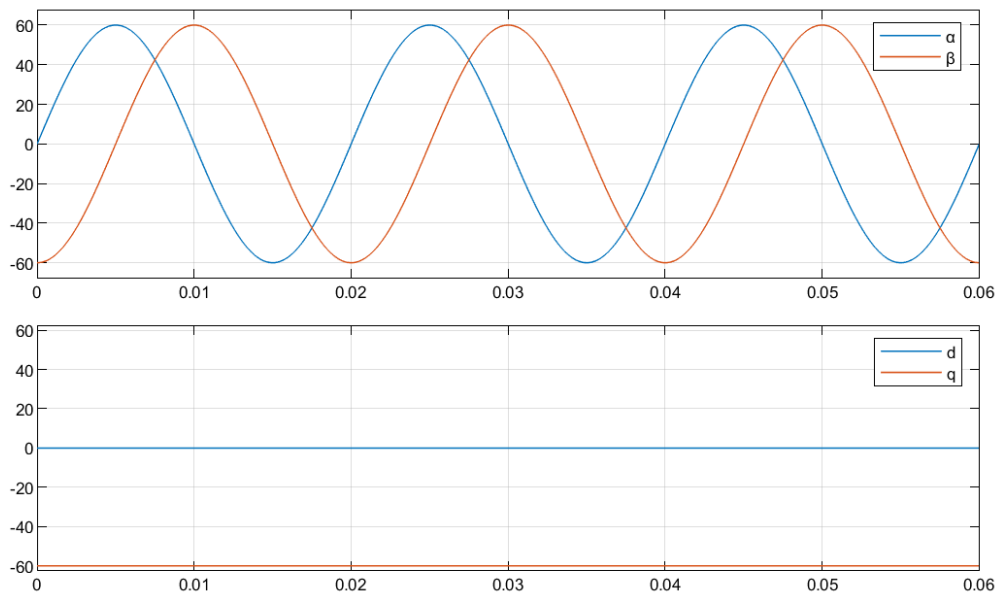


Figura 52. Evolución temporal de las componentes $\alpha\beta$ y dq cuando el eje d se alinea con el eje α [54].

4.2.2. Regulación de la potencia activa, reactiva y la corriente.

Una vez transformadas las variables al sistema de referencia síncrono dq, es posible implementar estrategias de control más precisas y desacopladas para regular las magnitudes eléctricas que intervienen en el flujo de potencia. En los convertidores modulares multinivel, especialmente en aplicaciones como la transmisión HVDC o la integración de generación renovable, uno de los bloques fundamentales del sistema de control es la regulación de la potencia activa (P), la potencia reactiva (Q) y del voltaje en el enlace de corriente continua (V_{dc}) gestionadas mediante estructuras de control en cascada basadas en reguladores PI.

Estas estrategias permiten modular el intercambio de energía entre los sistemas AC/DC, mantener la estabilidad de la tensión en el enlace de continua y cumplir con los estándares internacionales de calidad de suministro [37], [40].

El objetivo del control de la potencia activa es gestionar el flujo de energía activa hacia o desde el convertidor. Para ello, se compara la referencia de potencia activa P_{ref} con el valor medido (calculado a partir de V_{abc} e I_{abc}) y el error resultante se introduce en un regulador PI. La salida de este PI no se traduce directamente en una señal de tensión, sino en una corriente de referencia para el eje directo, $I_{d, ref}$. Esta corriente refleja la magnitud de potencia activa que debe transferirse. Posteriormente, $I_{d, ref}$ es procesada por un lazo de corriente adicional que genera la señal de tensión de referencia $V_{d, ref}$ [40].

De manera análoga, el control de la potencia reactiva se realiza actuando sobre la componente q de la corriente. La diferencia entre Q_{ref} y la potencia reactiva medida se introduce en un PI cuya salida es la corriente de referencia para el eje q, $I_{q, ref}$. Esta señal también se procesa mediante un lazo PI de corriente que entrega la tensión de referencia $V_{q, ref}$ correspondiente. Este tipo de control es especialmente relevante cuando el convertidor debe aportar soporte de tensión o regular el factor de potencia en el punto de acoplamiento a red [40].

El control de V_{dc} resulta esencial para garantizar la estabilidad del enlace en continua, particularmente en configuraciones donde el convertidor actúa como rectificador. El valor medido de V_{dc} se compara con su consigna, y el error se introduce en un PI cuya salida vuelve a ser $I_{d, ref}$. Esta señal se emplea como entrada en el lazo de corriente directa, cerrando así el control del voltaje DC [37].



Una vez obtenidos los valores de $I_{d, \text{ref}}$ e $I_{q, \text{ref}}$, estos pasan al bloque de regulación de corriente, que implementa el lazo interno del sistema. Este lazo está basado en el modelo dinámico de la salida del convertidor expresado en coordenadas dq, y cumple las siguientes ecuaciones diferenciales [40]:

$$V_{d,\text{sistema}} + I_d \times R - I_q \times L \times \omega + L \frac{dI_d}{dt} = V_{d,\text{conv}} \quad (24)$$

$$V_{q,\text{sistema}} + I_q \times R + I_d \times L \times \omega + L \frac{dI_q}{dt} = V_{q,\text{conv}} \quad (25)$$

Estas expresiones describen la relación entre las tensiones del sistema (V_d , sistema y V_q , sistema) las corrientes reales I_d e I_q y las tensiones generadas por el convertidor ($V_{d, \text{conv}}$ y $V_{q, \text{conv}}$) considerando la dinámica de la inductancia L y la resistencia R del brazo del convertidor y el acoplamiento entre ejes generado por la frecuencia angular ω . Este modelo permite diseñar un control de corriente preciso, compensando efectos cruzados y mejorando la respuesta dinámica del convertidor ante perturbaciones externas [37], [40].

Una vez calculadas las tensiones V_d y V_q como salidas del regulador de corriente, estas deben convertirse nuevamente a coordenadas trifásicas abc para poder ser utilizadas por el sistema de modulación. Esta conversión se lleva a cabo mediante la transformada inversa de Park, utilizando el ángulo de sincronización θ proporcionado por el PLL.

Las tensiones V_a , V_b y V_c obtenidas son las tensiones de referencia trifásicas que serán utilizadas como entrada para el bloque de modulación PWM.

4.2.3. Implementación del control en Matlab Simulink.

El control del MMC en el marco dq se implementa en Simulink mediante una estructura organizada en bloques jerárquicos. Esta arquitectura permite separar las tareas de sincronización, cálculo de potencia, generación de referencias de corriente y regulación de tensión de salida.

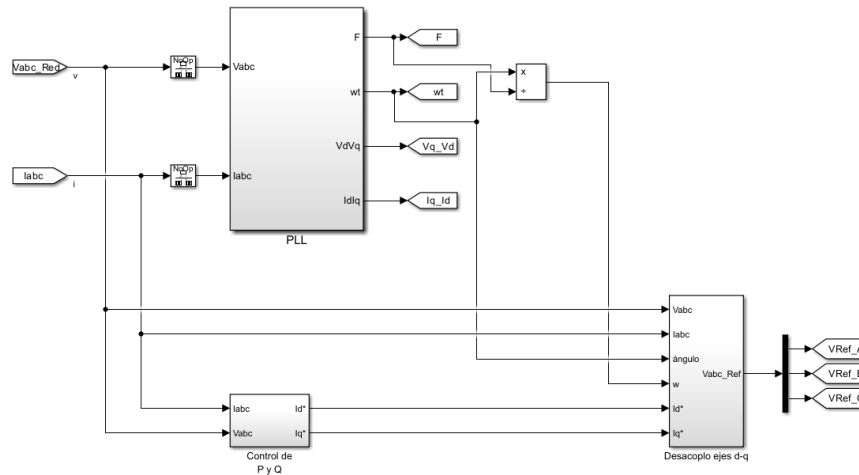


Figura 53. Esquema general del control MMC. Elaboración propia en Matlab Simulink [23].

1. Sistema de sincronización (PLL).

El primer bloque fundamental es el PLL (*Phase-Locked Loop*). A partir de las tensiones trifásicas V_{abc} de red y las corrientes I_{abc} , este bloque realiza la conversión a coordenadas dq y extrae:

- La frecuencia de red.
- La frecuencia angular ω .
- V_d y V_q medidos e I_d e I_q medidas.

Estos valores son esenciales para sincronizar el convertidor con la red, transformar variables entre marcos de referencia y realizar la modulación de salida.

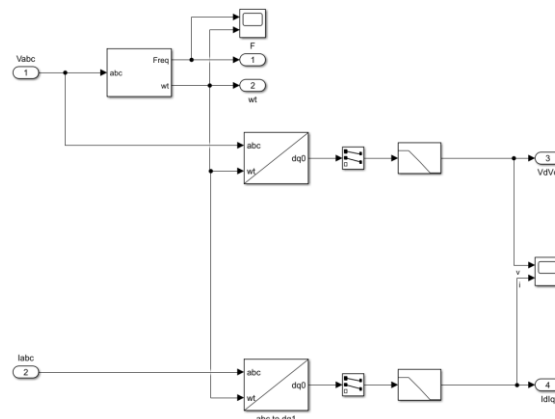


Figura 54. Subsistema de sincronización PLL implementado. Elaboración propia en Matlab Simulink [23].

2. Bloque de cálculo de potencia activa y reactiva.

Con las señales V_{abc} e I_{abc} , el bloque *3-phase Instantaneous Active & Reactive Power* calcula las potencias activa P y reactiva Q . Estas se comparan con las consignas P_{ref} y Q_{ref} generando los errores que alimentan los controladores PI.

La salida de estos controladores PI constituye las corrientes de referencia en el marco síncrono dq, donde $I_{d, ref}$ está directamente relacionada con el control de la potencia activa, mientras que $I_{q, ref}$ regula la potencia reactiva. Este bloque representa el lazo de control externo, encargado de generar las consignas de corriente que luego serán procesadas por el regulador interno de corriente para asegurar el intercambio de energía deseado con la red.

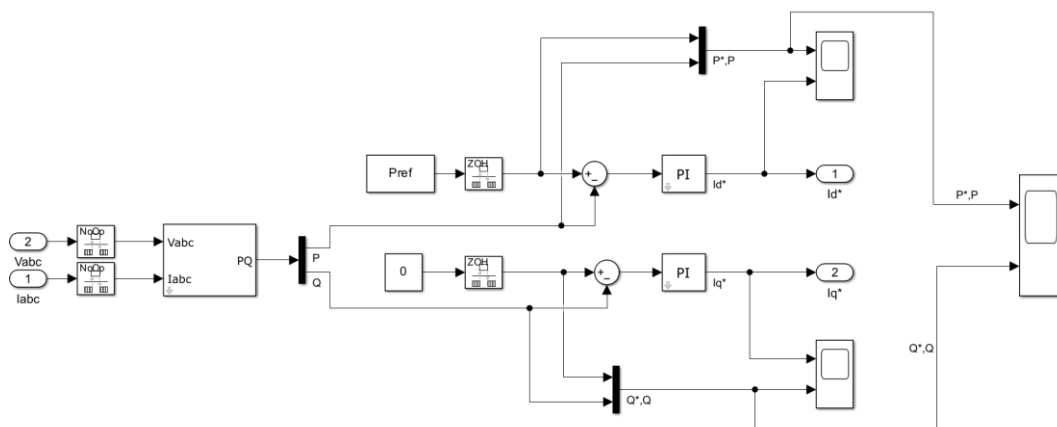


Figura 55. Cálculo de las potencias instantáneas activa y reactiva a partir de las señales V_{abc} e I_{abc} . Elaboración propia en Matlab Simulink [23].

3. Controlador de corriente en el marco dq.

Las referencias $I_{d, ref}$ e $I_{q, ref}$ se introducen en el bloque de regulación de corriente junto con las corrientes reales transformadas desde el sistema trifásico abc al sistema síncrono dq. En este bloque se calcula el error entre la corriente de referencia y la medida. Estos errores alimentan controladores PI independientes que generan las tensiones preliminares V_d y V_q . A continuación, se añaden los términos de desacoplo cruzado para compensar los efectos dinámicos entre ejes, obteniendo así las tensiones de referencia completas. Estos términos se calculan internamente mediante bloques de multiplicación y suma, donde ω proviene del PLL representa la inductancia del brazo del convertidor. Esta estructura permite generar una tensión de referencia

desacoplada que mejora el seguimiento dinámico de las corrientes y garantiza la estabilidad del sistema ante perturbaciones externas.

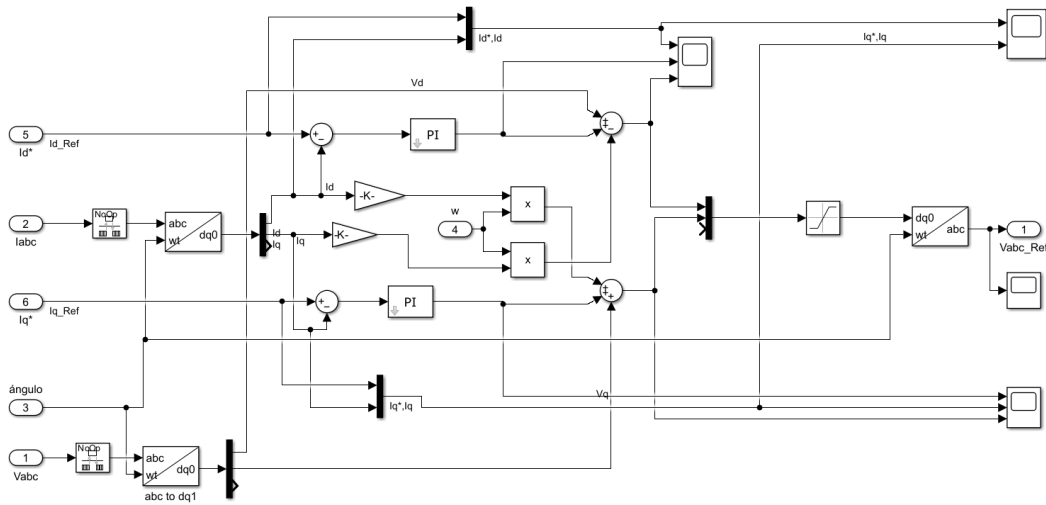


Figura 56. Control de la corriente para generar las tensiones de referencia. Elaboración propia en Matlab Simulink [23].

Las tensiones $V_{d,ref}$ y $V_{q,ref}$ se transforman nuevamente a coordenadas abc con el bloque $dq0 \rightarrow abc$, utilizando el ángulo θ del PLL. Las salidas son V_{abc} de referencia.

Estas señales se envían al modulador PWM, que genera las señales de conmutación necesarias para controlar el convertidor.

4.3. Conexión MMC con los paneles solares.

Verificado el funcionamiento del control con una fuente de continua ideal, se sustituye esta por un generador fotovoltaico conectado al enlace de continua mediante un convertidor DC-DC tipo *boost*. Dado que tanto el algoritmo MPPT como el control del *boost* ya han sido implementados, el sistema queda preparado para operar con condiciones reales de generación.

El control del MMC permanece sin cambios. La tensión del enlace de continua es ahora determinada por la salida del sistema fotovoltaico, mientras que la potencia activa inyectada se ajusta automáticamente según la energía disponible. Esta configuración permite evaluar el comportamiento del sistema completo frente a variaciones de irradiancia, garantizando estabilidad, sincronización y correcta inyección de potencia a red.

4.3.1. Resultados de la simulación.

La simulación del sistema completo en Matlab Simulink permite verificar el correcto funcionamiento del MMC conectado a red y alimentado mediante un sistema fotovoltaico con seguimiento del punto de máxima potencia.

El sistema de generación fotovoltaica que se ha implementado se compone de 100 módulos solares de 213,15 W cada uno, organizados en 10 ramas en paralelo con 10 paneles en serie por rama, obteniendo así una potencia total instalada de aproximadamente 21,3 kW.

Block Parameters: PV Array

PV array (mask) (link)

Implements a PV array built of strings of PV modules connected in parallel. Each string consists of modules connected in series. Allows modeling of a variety of preset PV modules available from NREL System Advisor Model (Jan. 2014) as well as user-defined PV module.

Input 1 = Sun irradiance, in W/m2, and input 2 = Cell temperature, in deg.C.

Parameters Advanced

Array data

Parallel strings 10

Series-connected modules per string 10

Module data

Module: User-defined

Maximum Power (W) 213.15

Cells per module (Ncell) 60

Open circuit voltage Voc (V) 36.3

Short-circuit current Isc (A) 7.84

Voltage at maximum power point Vmp (V) 29

Current at maximum power point Imp (A) 7.35

Temperature coefficient of Voc (%/deg.C) -0.36099

Temperature coefficient of Isc (%/deg.C) 0.102

Display I-V and P-V characteristics of ...

array @ 1000 W/m2 & specified temperatures

T_cell (deg. C) [45 25] [45,25]

Plot

Model parameters

Light-generated current IL (A) 7.8654

Diode saturation current IO (A) 2.9273e-10

Diode ideality factor 0.98119

Shunt resistance Rsh (ohms) 313.0553

Series resistance Rs (ohms) 0.39381

OK Cancel Help Apply

Figura 57. Parámetros de los paneles fotovoltaicos [23].

En la figura 58 se puede visualizar la precisión del sistema de control en el seguimiento de la tensión de salida de la fase A. Se observa cómo, tras un breve tiempo de transición inicial, el sistema logra estabilizar la señal V_a , la cual sigue la forma sinusoidal de la referencia $V_{a, ref}$ valida el buen desempeño del lazo interno de corriente, la correcta implementación de la transformación inversa, y el adecuado funcionamiento del modulador PWM. La tensión resultante mantiene una amplitud y frecuencia constantes, y la fase se encuentra perfectamente alineada con la referencia, lo que demuestra que el control está funcionando.

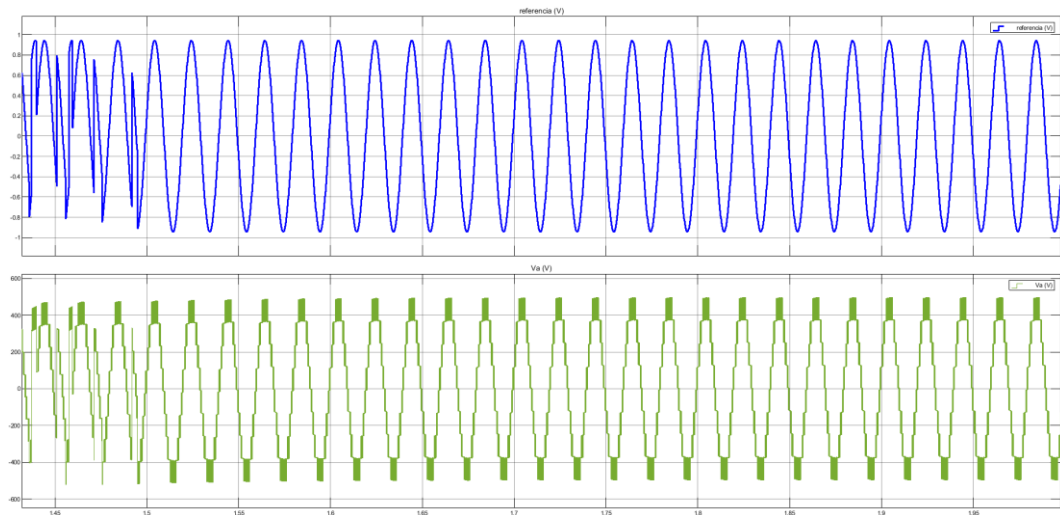


Figura 58. Comparación entre la tensión de salida V_a y su referencia $V_{a,ref}$ frente al tiempo (s).
Elaboración propia en Matlab Simulink [23]

En la Figura 59 se observan las tensiones trifásicas de salida del convertidor MMC una vez conectado a la red y alimentado por el sistema fotovoltaico. Las señales correspondientes a las fases a, b y c mantienen su forma escalonada característica, y tras un tiempo de estabilización, como se observa en la Figura 58, se estabilizan con un desfase de 120° entre ellas y simetría en amplitud. Este comportamiento confirma que, incluso en condiciones reales de operación, la modulación y el control del convertidor continúan funcionando correctamente, garantizando un sistema trifásico equilibrado.

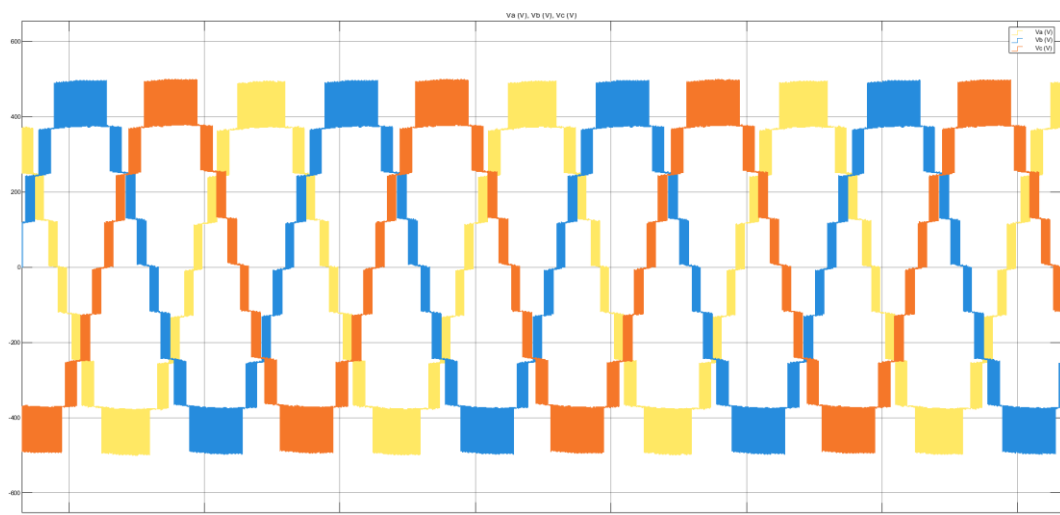


Figura 59. Tensiones de salida (V) del MMC, frente al tiempo (s), después de estabilizarse.
Elaboración propia en Matlab Simulink [23].

En la Figura 60 se muestra la evolución de las corrientes de salida del MMC en las tres fases, una vez alcanzado el régimen permanente. Las señales de I_{abc} presentan una forma sinusoidal clara, con amplitudes equilibradas y un desfase de 120° entre fases, lo que evidencia que el convertidor está inyectando corriente correctamente en un sistema trifásico equilibrado. La forma de onda suave y libre de distorsiones notables demuestra que el sistema de control y el lazo de regulación de corriente funcionan adecuadamente, logrando un seguimiento eficaz de las referencias generadas a partir de las consignas de potencia activa y reactiva.

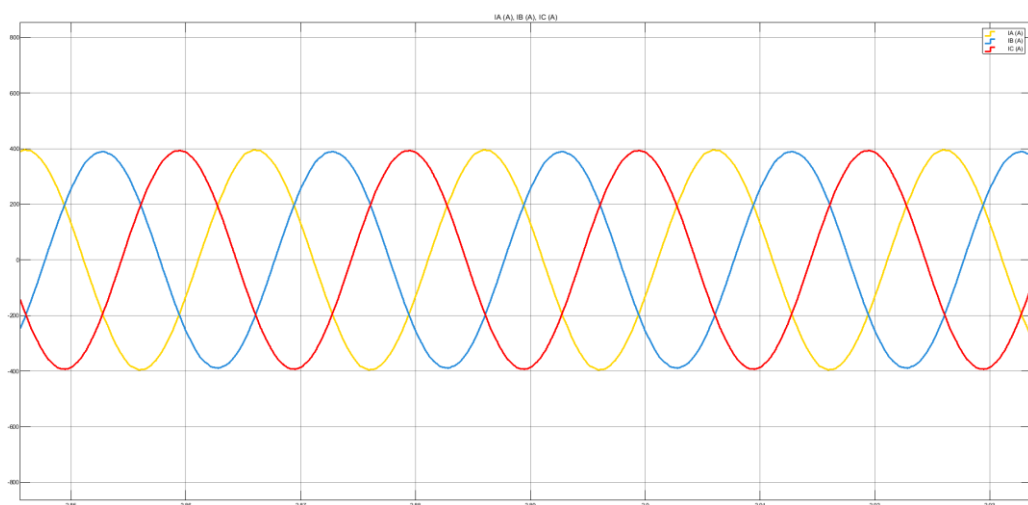


Figura 60. Corriente de salida (A) del MMC inyectada a red, frente al tiempo (s), después de estabilizarse. Elaboración propia en Matlab Simulink [23].

En la figura 61 se puede la tensión que se inyecta a la red desde el convertidor, después de estabilizarse. Se observa que tiene una forma senoidal, con un desfase de 120° entre fases, lo que muestra una correcta sincronización trifásica y una adecuada calidad de señal para su integración a la red eléctrica.

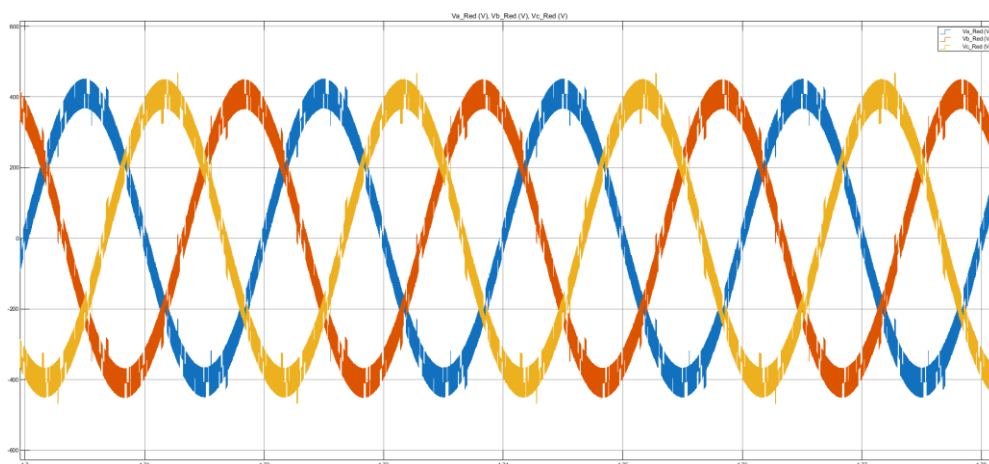


Figura 61. Tensiones de red V_{abc} (V) frente al tiempo (s). Elaboración propia en Matlab Simulink [23].

Por último, en la Figura 62 se representa la evolución temporal de las potencias activa P y reactiva Q , junto con sus respectivas referencias P_{ref} y Q_{ref} . Se observa que, tras un breve transitorio, ambas potencias alcanzan sus valores de consigna, manteniéndose estables y con un seguimiento preciso. Esto confirma el correcto funcionamiento del lazo externo de control, encargado de generar las corrientes de referencia en función de las consignas de potencia. El control PI implementado demuestra una respuesta rápida y sin sobre oscilaciones significativas, lo que garantiza una inyección de potencia eficiente y acorde a los requerimientos del sistema.

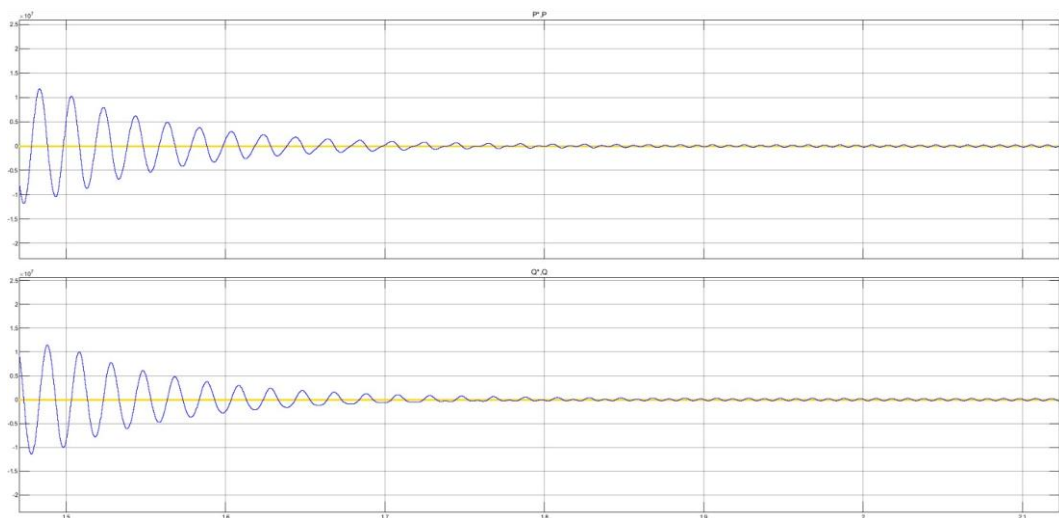


Figura 62. Control de la potencias activa (W) y reactiva (VAR) con su referencia frente al tiempo (s). Elaboración propia en Matlab Simulink [23].

Para una evaluación más precisa del comportamiento del sistema, en las Figuras 63 y 64 se muestra ampliaciones del seguimiento de la potencia activa y reactiva, respectivamente.

En la Figura 63 se aprecia cómo la potencia activa sigue su referencia P_{ref} , con pequeñas oscilaciones de alta frecuencia. Estas oscilaciones no afectan al valor medio, que se mantiene estable y correctamente alineado con la consigna, lo que valida la precisión del control externo.

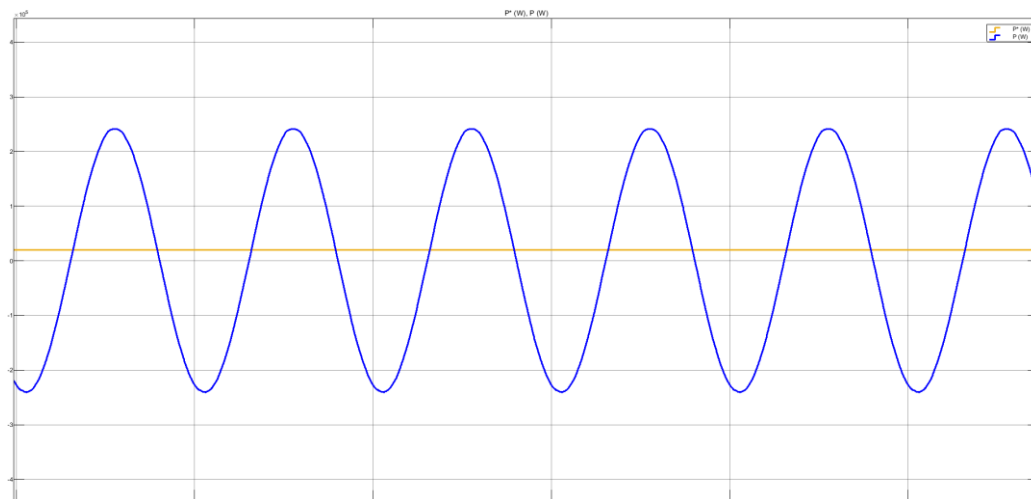


Figura 63. Vista ampliada del seguimiento de la potencia activa P respecto a su referencia P_{ref} (W) en el tiempo (s). Elaboración propia en Matlab Simulink [23].

Del mismo modo, en la Figura 64 se muestra el seguimiento de la potencia reactiva Q , donde se observa cómo sigue de forma adecuada la referencia Q_{ref} . Las ligeras oscilaciones observadas permanecen dentro de márgenes aceptables. Estos resultados confirman que el sistema diseñado es capaz de regular de forma simultánea y estable tanto la potencia activa como la reactiva.

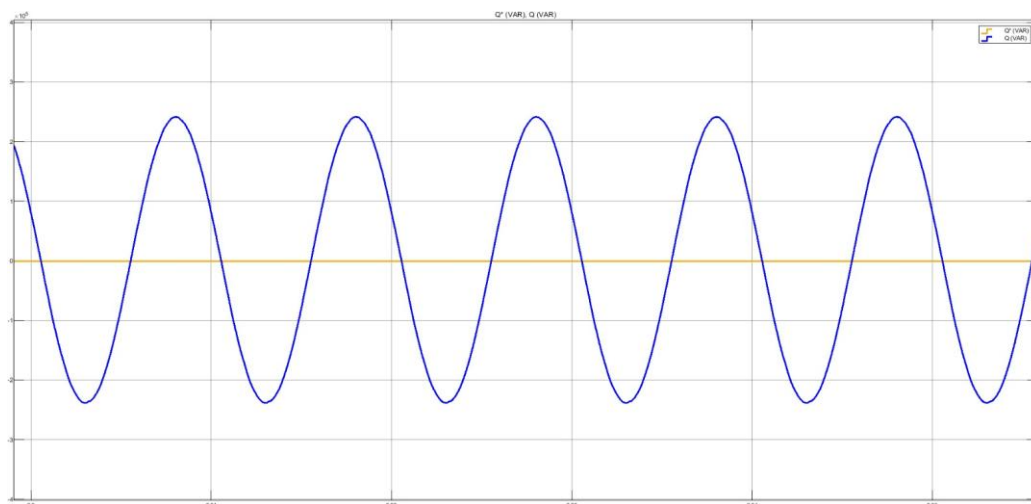


Figura 64. Vista ampliada de la potencia reactiva Q respecto a su referencia Q_{ref} (VAR) en el tiempo (s). Elaboración propia en Matlab Simulink [23].

Por otra parte, en la Figura 65 se representa la potencia generada por el sistema fotovoltaico. Se observa que, tras un breve transitorio, el valor se estabiliza en torno a los 21,3 kW, coincidiendo con la potencia máxima teórica del generador (100 paneles de 213,15 W). Esta respuesta indica que el algoritmo MPPT implementado realiza un seguimiento eficaz del punto de

máxima potencia, permitiendo al convertidor *boost* entregar al enlace de continua toda la energía captada por los paneles.

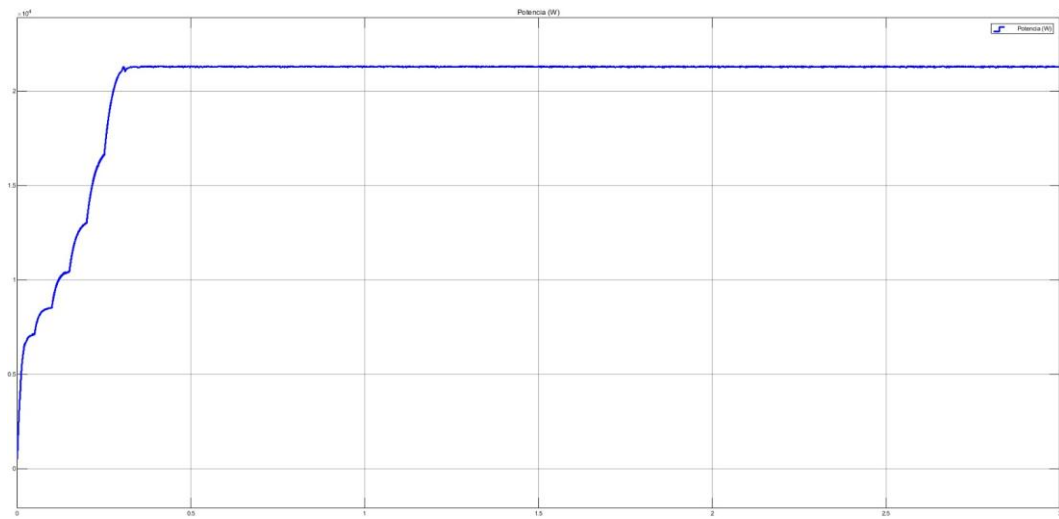


Figura 65. Evolución temporal (s) de la potencia (W) generada por el sistema fotovoltaico.
Elaboración propia en Matlab Simulink [23].

Los resultados obtenidos demuestran que el sistema de control desarrollado para el convertidor modular multinivel opera correctamente cuando se conecta a la red y es alimentado por un sistema fotovoltaico. Las formas de onda de tensión y corriente, así como la evolución de las potencias activa y reactiva, muestran un comportamiento estable, simétrico y ajustado a las referencias, lo que indica que tanto los lazos de control interno como externo responden de forma eficaz.

Además, se puede afirmar que el comportamiento del sistema con paneles solares es muy similar al observado con una fuente de corriente continua ideal. La integración del sistema fotovoltaico no afecta negativamente al control ni a la calidad de la energía inyectada a la red, lo que demuestra que la solución planteada es eficaz y fiable.

Capítulo 5. Conclusiones y Futuro Trabajo.

Este capítulo recoge los resultados más relevantes obtenidos a lo largo del proyecto, analizando el comportamiento del sistema simulado, su viabilidad económica, su impacto ambiental y las posibles mejoras futuras. A partir de los datos obtenidos en Matlab Simulink, se valida el uso del MMC en instalaciones fotovoltaicas conectadas a red, evaluando su rendimiento y eficiencia en una aplicación real. Finalmente, se proponen líneas de trabajo futuro que permiten seguir avanzando hacia soluciones más robustas y sostenibles.

5.1. Análisis de los resultados obtenidos.

Durante el desarrollo de este trabajo se ha implementado un modelo completo de un sistema fotovoltaico conectado a una red trifásica, empleando un Convertidor Modular Multinivel como elemento clave en la conversión de energía de corriente continua a corriente alterna. Todo el sistema ha sido modelado y simulado en la plataforma Matlab Simulink, lo que ha permitido analizar su comportamiento en detalle bajo distintas condiciones de operación, incluyendo variaciones en la irradiancia solar, fluctuaciones en la carga y ajustes estructurales en la arquitectura del convertidor.

El sistema de generación fotovoltaica que se ha utilizado en la simulación está constituido por 100 módulos fotovoltaicos de 213,15 W cada uno, organizados en una matriz de 10 paneles en serie por 10 ramas en paralelo, alcanzando una potencia pico total de aproximadamente 21,3 kW. Esta configuración proporciona un voltaje y una corriente adecuados para alimentar el convertidor y simular condiciones realistas de generación distribuida.

La energía que se produce en los paneles solares se introduce en el MMC trifásico formado por 24 submódulos, dispuestos de manera simétrica en 4 submódulos por brazo, 2 brazos por fase (positivo y negativo) y tres fases. Esta estructura modular permite generar una tensión de salida escalonada reduciendo significativamente la distorsión armónica y facilitando la integración con la red eléctrica sin necesidad de grandes elementos de filtrado.

Una vez implementado el modelo, se ha realizado un análisis de la forma de onda de salida, la calidad de señal, la eficiencia energética, y la capacidad del convertidor para inyectar potencia activa y controlar potencia reactiva hacia la red. Para ello, se aplicó la técnica de modulación *Phase-Shift Pulse Width Modulation*, ampliamente reconocida por su capacidad para reducir la distorsión armónica total en convertidores multinivel. En las simulaciones, se

observó que el MMC operando con PSPWM consigue una forma de onda de salida altamente sinusoidal, con un THD inferior al 2% de media, cumpliendo con los estándares internacionales como IEEE 519 [55].

Además, se integró un sistema de control para la conexión a red, mediante el uso de transformaciones Clarke y Park, junto con un *Phase-Locked Loop*. Esto permitió una sincronización adecuada con la red eléctrica, así como un control preciso de la potencia activa y potencia reactiva intercambiada, adaptándose a distintos escenarios de operación. Esta funcionalidad es clave no solo para cumplir con los requisitos de conexión a red, sino también para habilitar aplicaciones futuras relacionadas con el soporte de red y servicios auxiliares.

Los resultados de las simulaciones permiten validar técnicamente el uso del MMC en una instalación fotovoltaica conectada a red, confirmando su eficiencia, estabilidad, calidad de onda y adaptabilidad. La arquitectura modular implementada ha demostrado ser adecuada para soportar condiciones reales de operación, y se identifica como una solución tecnológica robusta y escalable para aplicaciones futuras.

5.2. Estudio económico.

La viabilidad económica de un sistema fotovoltaico conectado a red es un factor clave para su implementación real, más allá de su funcionalidad técnica. En este apartado se analiza el coste del sistema propuesto y su rentabilidad, considerando tanto los costes de inversión (CAPEX) como los costes de operación (OPEX), así como los ahorros económicos generados por la producción de energía limpia.

5.2.1. Coste de inversión inicial (CAPEX).

El sistema planteado cuenta con 100 módulos fotovoltaicos de 213,15 W, alcanzando una potencia pico total de 21,3 kW. Se consideran los siguientes elementos como parte de la inversión [56]:

Concepto	Cantidad / Unidad	Coste estimado (€)
Paneles solares (100 x 213,15 W)	100 unidades	6.000 €
Convertidor MMC (24 submódulos, materiales + montaje)	1 sistema	4.000 €



Concepto	Cantidad / Unidad	Coste estimado (€)
Estructura metálica de soporte	1 instalación completa	1.500 €
Cableado, conectores y protecciones eléctricas	1 instalación completa	700 €
Inversor, MPPT y sistema de control digital	1 instalación completa	1.000 €
Mano de obra técnica e instalación	–	1.800 €
Estudios, permisos y legalización	–	500 €
Total aproximado de inversión	–	15.500 €

Tabla X. Costes CAPEX. Elaboración propia.

Estos precios son estimaciones medias basadas en precios de mercado para instalaciones similares en 2025. El uso de un MMC implica un coste algo superior al de un inversor convencional, pero esto se compensa con su mayor durabilidad, eficiencia energética y la posibilidad de operar con múltiples niveles de tensión, lo que reduce pérdidas y mejora la compatibilidad con la red.

5.2.2. Costes operativos (OPEX).

Los costes operativos anuales de este tipo de instalación suelen ser bajos, y en este caso pueden dividirse en:

- Mantenimiento preventivo (limpieza de paneles, revisión de submódulos): ~100 €/año.
- Reemplazo de componentes menores a medio-largo plazo (fusibles, conectores): ~50 €/año (promedio).
- Gestión y monitorización remota, seguros, otros: ~50 €/año.
- Coste OPEX anual total estimado: ~200 €

El MMC, al ser modular, facilita el mantenimiento, ya que el fallo de un submódulo no implica la parada total del sistema. Además, permite intervenciones localizadas que reducen tanto los costes como el tiempo de inactividad.

5.2.3. Producción anual, beneficios y retorno de inversión.

La producción energética de un sistema fotovoltaico está directamente relacionada con la radiación solar disponible en la ubicación de la instalación. En muchas regiones de España, la radiación media anual se sitúa entre 1.500 y 1.800 kWh/kWp, dependiendo de la orientación, inclinación y calidad de los componentes [57].

Para el sistema diseñado en este trabajo, con una potencia pico de 21,3 kW, se puede considerar una producción conservadora de:

Producción media anual estimada: $21,3 \text{ kW} \times 1.500 \text{ kWh/kWp} = 31.950 \text{ kWh/año}$.

Tomando un precio medio de electricidad de 0,15 €/kWh (valor razonable para autoconsumo en 2025 [58]), se obtiene un beneficio económico directo asociado a la energía generada:

Ahorro o ingreso económico anual: $31.950 \text{ kWh} \times 0,15 \text{ €/kWh} = 4.792,5 \text{ € / año}$.

Este valor puede verse incrementado si se aprovecha la producción en horas de mayor coste (tarifas horarias dinámicas) o se combina con sistemas de vertido a red con compensación de excedentes. También hay que tener en cuenta que el precio de la electricidad tiende a aumentar en el tiempo, lo que incrementa aún más el valor del ahorro.

Considerando la inversión inicial estimada en 15.500 €, y un ahorro anual de 4.792,5 €, se obtiene un retorno de inversión muy favorable:

Retorno de inversión (ROI): $15.500 \text{ €} / 4.792,5 \text{ €} \approx 3,2 \text{ años}$.

Esto significa que, sin contar ayudas públicas o incentivos, el sistema se amortiza completamente en poco más de tres años. A partir del cuarto año, toda la energía generada representa beneficio neto, lo que convierte al sistema en una opción no solo sostenible, sino también económicamente ventajosa a medio y largo plazo.



5.3. Análisis ambiental.

La implementación de sistemas de generación eléctrica basados en energía solar fotovoltaica representa una de las estrategias más efectivas y sostenibles para reducir el impacto ambiental del sector energético. A diferencia de las fuentes de generación convencionales, como las centrales térmicas o de ciclo combinado, los sistemas fotovoltaicos no emiten gases contaminantes durante su funcionamiento, lo que contribuye directamente a mitigar el cambio climático y a promover un modelo energético más limpio.

Uno de los principales impactos positivos del sistema propuesto es la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, principalmente dióxido de carbono (CO_2), pero también de compuestos como óxidos de nitrógeno (NO_x) y óxidos de azufre (SO_x).

En condiciones estándar, se estima que por cada kilovatio-hora (kWh) producido mediante energía solar se evita la emisión de aproximadamente 0,4 kg de CO_2 . Aplicando este factor de conversión a la producción esperada de 31.950 kWh/año del sistema diseñado, se obtiene:

Reducción estimada de emisiones [59]: $31.950 \times 0,4 = 12.780 \text{ kg CO}_2/\text{año}$, es decir, 13 toneladas de CO_2 evitadas cada año.

Este ahorro de emisiones equivale a [60]:

- Evitar el consumo de más de 5.000 litros de gasóleo al año, considerando una equivalencia de 2,55 kg CO_2 /litro de diésel.
- Plantar alrededor de 600 árboles al año, en función de su capacidad media de absorción de CO_2 (unos 22 kg/año por árbol).

Aunque los sistemas fotovoltaicos son generalmente respetuosos con el medio ambiente, no están exentos de impactos ambientales, especialmente en las etapas de instalación, fabricación de componentes y eventual desmantelamiento. Es esencial, por tanto, identificar estos posibles efectos negativos y establecer medidas que los mitiguen [61].

- Ocupación de terreno útil: cuando la instalación se realiza sobre suelo, puede producirse una competencia por el uso del espacio con actividades agrícolas, forestales o paisajísticas, afectando potencialmente a ecosistemas locales.

- Posible solución: priorizar el uso de cubiertas de edificios o parkings, tejados industriales, o espacios degradados; en caso de uso de suelo, seleccionar áreas no productivas o promover instalaciones agrovoltáicas.
- Efectos sobre la biodiversidad local (en instalaciones en suelo): la pérdida de hábitat, el sombreado y la alteración del microclima pueden afectar a la flora y fauna de la zona.
- Posible solución: evitar zonas sensibles o protegidas, emplear vallado ecológico que permita el paso de pequeños animales, y aprovechar el entorno para usos complementarios sostenibles por ejemplo, apicultura solar o cubiertas verdes.
- Impacto visual y paisajístico: aunque la infraestructura es generalmente discreta, puede generar rechazo social en entornos naturales o de valor cultural si no se integra correctamente.

Posible solución: aplicar diseños compactos y de bajo perfil, utilizar colores y materiales que se integren con el entorno, y crear barreras vegetales naturales para ocultamiento parcial.

- Producción y reciclaje de componentes electrónicos y paneles: la fabricación de módulos fotovoltaicos, submódulos electrónicos y estructuras metálicas conlleva un impacto energético inicial (energía gris) y puede generar residuos al final de su vida útil.

Posible solución: utilizar paneles con certificación ecológica (ISO 14001 [62]), apostar por materiales reciclables.

A pesar de estos inconvenientes, el sistema propuesto ofrece una importante reducción de emisiones contaminantes, lo que refuerza su contribución a la sostenibilidad. Estos pueden mitigarse eficazmente mediante un diseño adecuado y prácticas responsables. Se trata de una solución limpia, eficiente y alineada con los objetivos climáticos y energéticos actuales.

5.4. Trabajo futuro.

El modelo desarrollado en este Trabajo Fin de Grado ha demostrado la viabilidad técnica de integrar un sistema fotovoltaico con un MMC en una red trifásica. No obstante, existen diversas líneas de mejora que pueden abordarse

en trabajos futuros para profundizar en la implementación realista del sistema y aumentar su eficiencia, robustez y adaptabilidad.

1. **Modelado e implementación del balanceo de condensadores:** aunque en este proyecto no se ha incorporado el modelado de los condensadores internos de los submódulos, su presencia es fundamental en la topología MMC. Como trabajo futuro, se propone integrar estos elementos en el modelo y desarrollar estrategias de balanceo activo del voltaje de los condensadores para garantizar un reparto uniforme de carga entre submódulos. Este tipo de control es esencial para evitar sobrecargas localizadas, mejorar la estabilidad del sistema en dinámico y prolongar la vida útil de los componentes [24].
2. **Distribución fotovoltaica por submódulo:** una línea innovadora consiste en alimentar cada submódulo del MMC desde su propio pequeño panel o grupo de paneles solares. Esto permitiría una mayor independencia energética entre ramas del convertidor, de modo que, si una unidad falla o queda parcialmente sombreada, su efecto no comprometa al resto del sistema. Este enfoque mejoraría la tolerancia a fallos, la modularidad energética y la continuidad de operación [24].
3. **Implementación de control predictivo o inteligencia artificial (IA):** como paso evolutivo del sistema de control vectorial empleado, se sugiere explorar técnicas avanzadas de control predictivo (MPC) o control adaptativo basado en algoritmos de IA. Estas estrategias permitirían anticipar variaciones rápidas de irradiancia, carga o condiciones de red, y adaptar la respuesta del convertidor en tiempo real, optimizando tanto el rendimiento energético como la estabilidad del sistema [28].
4. **Validación experimental mediante prototipado o hardware-in-the-loop (HIL):** dado que el desarrollo se ha realizado completamente en entorno de simulación, una evolución lógica sería la construcción de un prototipo a pequeña escala o el uso de plataformas HIL para validar la lógica de control y el comportamiento dinámico del sistema en condiciones reales, incluyendo la respuesta del MMC ante perturbaciones o fallos.

5.5. Conclusiones finales.

Este Trabajo Fin de Grado ha permitido explorar y validar la viabilidad de aplicar un Convertidor Modular Multinivel (MMC) en un sistema fotovoltaico conectado a red trifásica, abordando no solo su implementación técnica mediante

simulación, sino también su viabilidad económica, ambiental y su potencial como solución escalable en el contexto energético actual.

Más allá de los resultados numéricos obtenidos, el desarrollo del modelo ha permitido comprender en profundidad la flexibilidad y ventajas del MMC frente a otras topologías de conversión. Su estructura distribuida y escalonada ofrece una plataforma versátil y eficiente para el tratamiento de energía renovable, reduciendo la complejidad del filtrado, mejorando la calidad de la señal, y facilitando la modularidad en el diseño de futuras instalaciones solares a pequeña o gran escala.

La propuesta ha evidenciado que es posible construir un sistema con buena integración entre la generación fotovoltaica y la red eléctrica, manteniendo una operación estable, sincronizada y eficiente. Además, se ha puesto en valor el papel del control digital y de las técnicas de modulación en la mejora del rendimiento general, lo cual es un factor clave para la viabilidad de este tipo de soluciones en entornos reales.

Desde una perspectiva económica, se ha comprobado que el sistema es altamente competitivo, logrando un periodo de amortización inferior a cuatro años sin necesidad de subvenciones, lo que refuerza su aplicabilidad en el mercado energético actual. Al mismo tiempo, el estudio ambiental respalda esta tecnología como una herramienta efectiva para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y avanzar hacia los objetivos climáticos europeos y globales.

Finalmente, se han identificado áreas clave de mejora que podrán abordarse en futuras investigaciones, como el modelado de los condensadores de los submódulos, la implementación de mecanismos activos de balanceo de tensión, la alimentación individualizada de cada rama del MMC o la aplicación de inteligencia artificial para mejorar el control adaptativo y predictivo del sistema. Estas propuestas constituyen el siguiente paso natural para llevar esta tecnología desde el entorno de simulación hacia aplicaciones reales, más autónomas, resilientes y sostenibles.

Se puede afirmar que el sistema diseñado no solo cumple con los requisitos técnicos y energéticos planteados, sino que además ofrece una solución flexible, escalable y alineada con las necesidades de la transición energética en curso.



Bibliografía.

- [1] “ODS Objetivos de Desarrollo Sostenible | Pacto Mundial ONU · Pacto Mundial.” Accessed: Jun. 16, 2025. [Online]. Available: https://www.pactomundial.org/que-puedes-hacer-tu/ods/?gad_source=1&gad_campaignid=21296951996&gbraid=0AAAAA9e9AzjFGDfme9Ik-_KCZRlie7Xka&gclid=CjwKCAjwgb_CBhBMEiwA0p3oOJMUoNLN47GfT3obOUun0O5nAQzqNY1VV77Qh6z_WtsfSiH8pGt_3hoCwHQQAvD_BwE
- [2] “Escuela de Ingenierías Industriales - UVa.” Accessed: Jun. 16, 2025. [Online]. Available: <https://www.eii.uva.es/titulaciones/grado.php?id=452&tema=comp>
- [3] K. Calvin et al., “IPCC, 2023: Climate Change 2023: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Core Writing Team, H. Lee, and J. Romero (eds.)]. IPCC, Geneva, Switzerland.,” Jul. 2023. doi: 10.59327/IPCC/AR6-9789291691647.
- [4] UNITED NATIONS CLIMATE CHANGE ANNUAL REPORT 2021. 2022.
- [5] I. - International Energy Agency, “World Energy Outlook 2023,” 2023. [Online]. Available: www.iea.org/terms
- [6] “Rápido aumento del nivel global del mar en 2023 se debió a El Niño - NASA Ciencia.” Accessed: Mar. 17, 2025. [Online]. Available: <https://ciencia.nasa.gov/ciencias-terrestres/rapido-aumento-del-nivel-global-del-mar-en-2023-se-debio-a-el-nino/>
- [7] “Biodiversidad: nuestra defensa natural más fuerte contra el cambio climático | Naciones Unidas.” Accessed: Mar. 17, 2025. [Online]. Available: <https://www.un.org/es/climatechange/science/climate-issues/biodiversity>



- [8] S. R. Bull, “Renewable Energy Today and Tomorrow.”
- [9] K. MOUDENE and E. RIDOUANE, “Renewable Energies and Sustainable Development,” *International Journal of Economics, Business and Management Research*, vol. 08, no. 08, pp. 96–116, 2024, doi: 10.51505/ijebmr.2024.8806.
- [10] “Energía solar: qué es, características y ventajas principales | Repsol.” Accessed: May 19, 2025. [Online]. Available: <https://www.repsol.com/es/energia-futuro/futuro-planeta/energia-solar/index.cshtml>
- [11] V. Ares Berciano, “Diseño de una Instalación Fotovoltaica de Autoconsumo Conectada a Red.,” Nov. 2023.
- [12] I. Renewable Energy Agency, RENEWABLE CAPACITY STATISTICS 2022 STATISTIQUES DE CAPACITÉ RENOUVELABLE 2022 ESTADÍSTICAS DE CAPACIDAD RENOVABLE 2022. 2022. [Online]. Available: www.irena.org
- [13] Lillo Gómez, “RELEVANCIA DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN LA ECONOMÍA ESPAÑOLA,” 2024.
- [14] F. Adler, M. Berardi, M. García Pedrosa, F. Monticelli, and M. Morquecho, “Energía solar fotovoltaica Instalaciones Industriales.”
- [15] “Diferencia entre efecto fotoeléctrico y efecto fotovoltaico - HelioEsfera.” Accessed: May 19, 2025. [Online]. Available: <https://www.helioesfera.com/diferencia-entre-efecto-fotoelectrico-y-efecto-fotovoltaico/>
- [16] “Qué es el efecto fotoeléctrico resumen.” Accessed: Jun. 05, 2025. [Online]. Available: <https://www.resueltoos.com/blog/fisica-y-quimica/efecto-fotoelectrico>
- [17] “¿Qué es el efecto fotovoltaico?” Accessed: May 19, 2025. [Online]. Available: <https://www.sunhero.com/blog/que-es-el-efecto-fotovoltaico/>



- [18] “¿Qué es el Efecto Fotovoltaico? - Insolac Renovables.” Accessed: Jun. 05, 2025. [Online]. Available: <https://insolacrenovables.com/el-efecto-fotovoltaico/>
- [19] “Diferencias entre efecto fotoeléctrico y efecto fotovoltaico.” Accessed: May 19, 2025. [Online]. Available: <https://suncore.com.mx/paneles-solares/diferencias-entre-efecto-fotoelectrico-y-efecto-fotovoltaico/>
- [20] “Circuito equivalente de una célula solar real | Download Scientific Diagram.” Accessed: Jun. 05, 2025. [Online]. Available: https://www.researchgate.net/figure/Figura-2-Circuito-equivalente-de-una-celula-solar-real_fig91_323334750
- [21] “Conoce las partes del panel solar fotovoltaico - Energy DC/AC.” Accessed: Jun. 05, 2025. [Online]. Available: <https://energydcac.com/conoce-las-partes-del-panel-solar-fotovoltaico/>
- [22] D. M. Cruz-Monsalve, L. D. Pabón-Femández, E. A. Caicedo-Peñaranda, A. Pardo-García, and J. L. Díaz-Rodríguez, “Low-cost prototype of maximum power point tracking (MPPT),” *Aibi, Revista de Investigacion Administracion e Ingenierías*, vol. 8, no. 2, pp. 98–106, May 2020, doi: 10.15649/2346030X.882.
- [23] “Simulink - MATLAB.” Accessed: Mar. 09, 2025. [Online]. Available: <https://es.mathworks.com/products/simulink.html>
- [24] J. Arroyo, Tutores:, F. Martínez, and L. C. Herrero, “NUEVO CONVERTIDOR BASADO EN MMC PARA APLICACIONES FOTOVOLTAICAS,” Jul. 2019.
- [25] “Implement Maximum Power Point Tracking Algorithms Using MATLAB and Simulink - MATLAB & Simulink.” Accessed: May 09, 2024. [Online]. Available: <https://es.mathworks.com/videos/implement-maximum-power-point-tracking-algorithms-using-matlab-and-simulink-108209.html>



- [26] “Algoritmo MPPT - MATLAB & Simulink.” Accessed: Jul. 12, 2024. [Online]. Available: <https://es.mathworks.com/discovery/mppt-algorithm.html>
- [27] H. A. Sher, A. F. Murtaza, A. Noman, K. E. Addoweesh, K. Al-Haddad, and M. Chiaberge, “A New Sensorless Hybrid MPPT Algorithm Based on Fractional Short-Circuit Current Measurement and P&O MPPT,” *IEEE Trans Sustain Energy*, vol. 6, no. 4, pp. 1426–1434, Oct. 2015, doi: 10.1109/TSTE.2015.2438781.
- [28] “TFG_Guillermo_Illana”.
- [29] “Cómo funciona un regulador mppt - Albasolar.” Accessed: Dec. 09, 2024. [Online]. Available: <https://albasolar.es/como-funciona-un-regulador-mppt/>
- [30] “¿Qué es un regulador MPPT? | Solarcos.” Accessed: Dec. 09, 2024. [Online]. Available: <https://solarcos.com/regulador-mppt/>
- [31] S. Choudhury, M. Bajaj, T. Dash, S. Kamel, and F. Jurado, “Multilevel inverter: A survey on classical and advanced topologies, control schemes, applications to power system and future prospects,” *Energies (Basel)*, vol. 14, no. 18, Sep. 2021, doi: 10.3390/en14185773.
- [32] D. Zhiwei, Gao, and K. Sun, “Electric Renewable Energy Systems DC-AC inverters,” 2016. doi: 10.1016/B978-0-12-804448-3/00016-5.
- [33] S. U. Franco Fischer, “Diseño e implementación de un inversor tipo string para inyección a red en sistemas renovables”.
- [34] Trinidad Sofía Gutiérrez, “Análisis comparativo entre inversores y microinversores para la generación de energía solar fotovoltaica.”
- [35] A. Abdel-Aziz, M. A. Elgenedy, and B. Williams, “A Comparative Review of Three Different Power Inverters for DC-AC Applications,” Nov. 01, 2023, Multidisciplinary



Digital Publishing Institute (MDPI). doi: 10.3390/en16217254.

- [36] “ANÁLISIS, DISEÑO Y CONTROL DE CONVERTIDORES MULTINIVEL”, Accessed: Jul. 09, 2024. [Online]. Available: <https://docplayer.es/51259828-Analisis-diseno-y-control-de-convertidores-multinivel.html>
- [37] Z. Ahmed Al-jawary, “Study and Evaluation of Distributed Power Electronic Converters in Photovoltaic Generation Applications,” Valladolid, Mar. 2022.
- [38] J. W. G. H. A. C. I. A. I. G. J. L. Sebastián Hoyos, “TECNOLOGÍA MODULAR MULTILEVEL CONVERTER (MMC) EN SISTEMAS HVDC,” 2013.
- [39] M. Moranchel, F. Huerta, I. Sanz, E. Bueno, and F. J. Rodríguez, “A comparison of modulation techniques for modular multilevel converters,” *Energies (Basel)*, vol. 9, no. 12, Dec. 2016, doi: 10.3390/en9121091.
- [40] Sandra. Cebrián Illana, “Diseño y control de un convertidor modular multinivel para transmisión de energía eléctrica en corriente continua de alta tensión desde un parque eólico marino,” Mar. 2018.
- [41] Sixing Du; Apparao Dekka; Bin Wu; Navid Zagari, “Modular Multilevel Converters Analysis, Control, and Applications,” 2018.
- [42] F. Martinez-Rodrigo, D. Ramirez, A. B. Rey-Boue, S. De Pablo, and L. C. Herrero-De Lucas, “Modular multilevel converters: Control and applications,” Nov. 01, 2017, MDPI AG. doi: 10.3390/en10111709.
- [43] H. Chaudhari and P. Darji, “A Modified Clamp-Double Submodule Based Modular Multilevel Converter with Reduced Component Count for HVDC Application,” *Journal of Operation and Automation in Power Engineering*, vol. 13, no. 2, pp. 149–156, 2025, doi: 10.22098/joape.2023.12917.1982.



- [44] A. António-Ferreira, C. Collados-Rodríguez, and O. Gomis-Bellmunt, “Modulation techniques applied to medium voltage modular multilevel converters for renewable energy integration: A review,” Feb. 01, 2018, Elsevier Ltd. doi: 10.1016/j.epsr.2017.08.015.
- [45] N. S. Hasan, N. Rosmin, D. A. A. Osman, and A. H. Musta’amal@Jamal, “Reviews on multilevel converter and modulation techniques,” 2017, Elsevier Ltd. doi: 10.1016/j.rser.2017.05.163.
- [46] F. E. A. O. A. A. M. V. Mehmet Kurtoğlu, Modular Multilevel Converters: A Study on Topology, Control and Applications. IEEE, 2018.
- [47] “Relational Operator.” Accessed: Feb. 02, 2025. [Online]. Available: <https://es.mathworks.com/help/simulink/slref/relationaloperator.html>
- [48] “Switch.” Accessed: Feb. 02, 2025. [Online]. Available: <https://es.mathworks.com/help/simulink/slref/switch.html>
- [49] S. Ponente and I. Eugenio Téllez Ramírez, “Programa de Ahorro de Energía, Distorsión Armónica.”
- [50] “power_fftscope.” Accessed: Feb. 19, 2025. [Online]. Available: https://es.mathworks.com/help/releases/R2024b/sps/powersys/ref/power_fftscope.html
- [51] L. G. Franquelo, J. Rodríguez, J. I. Leon, S. Kouro, and R. Portillo, “The Age of Multilevel Converters Arrives.”
- [52] S. Milovanovic and D. Dujic, “Comprehensive Comparison of Modular Multilevel Converter Internal Energy Balancing Methods,” IEEE Trans Power Electron, vol. 36, no. 8, pp. 8962–8977, Aug. 2021, doi: 10.1109/TPEL.2021.3052607.



- [53] “Clarke Transform.” Accessed: Mar. 03, 2025. [Online]. Available:
<https://es.mathworks.com/help/mcb/ref/clarketransform.html>
- [54] “Park Transform.” Accessed: Mar. 03, 2025. [Online]. Available:
<https://es.mathworks.com/help/mcb/ref/parktransform.html>
- [55] “Comprar paneles solares | El mejor precio placas solares fotovoltaicas.” Accessed: Jun. 16, 2025. [Online]. Available:
<https://autosolar.es/paneles-solares>
- [56] “Revisión IEEE-519 2014 Resumen de cambios clave para la mitigación de armónicos | Corporación MTE.” Accessed: Jun. 16, 2025. [Online]. Available:
<https://mtecorp.com/es/ieee-519-2014-revision-summary-key-changes-harmonic-mitigation/>
- [57] A. Pablo, I. Belmonte, and M. Vázquez Vázquez, “Evaluación de la energía solar global, difusa y directa en España: atlas de radiación solar,” Mar. 2011, Accessed: Jun. 16, 2025. [Online]. Available:
<https://www.investigacion.biblioteca.uvigo.es/xmlui/handle/11093/317>
- [58] “Precio de la tarifa de luz por horas HOY | 16 Junio 2025” Accessed: Jun. 16, 2025. [Online]. Available:
<https://tarifaluzhora.es/>
- [59] “Instalación fotovoltaica para autoconsumo - Akiter.” Accessed: Jun. 16, 2025. [Online]. Available:
<https://www.akiter.com/instalacion-fotovoltaica-para-autoconsumo/>
- [60] “Cómo reducir la huella de carbono en el transporte.” Accessed: Jun. 16, 2025. [Online]. Available:
<https://www.ontruck.com/es/blog/reducir-huella-carbono-transporte>



- [61] “¿Cuál es el Impacto Medioambiental de los Paneles Fotovoltaicos?” Accessed: Jun. 16, 2025. [Online]. Available: <https://novaluz.es/energia-limpia-para-empresas/impacto-ambiental-de-los-paneles-fotovoltaicos/>

- [62] “Certificaciones para paneles solares para un rendimiento óptimo.” Accessed: Jun. 16, 2025. [Online]. Available: <https://suncore.com.mx/paneles-solares/que-certificaciones-deben-tener-tus-paneles-solares-para-un-rendimiento-optimo/>



Anexo.

1. Algoritmo de perturbación y observación utilizado en el MPPT.

```
function D = PERTyOBS (P, V)
% Calcula el ciclo de servicio óptimo para maximizar la potencia
% del panel fotovoltaico.
%
% Entradas:
%   P: Potencia del panel fotovoltaico (en vatios).
%   V: Tensión del panel fotovoltaico (en voltios).
%
% Salida:
%   D: Ciclo de servicio.

% Definir variables persistentes para mantener su valor en cada
% iteración.
persistent D_prev; % Ciclo de servicio previo
persistent P_prev; % Potencia previa
persistent V_prev; % Tensión previa

% Inicializar variables persistentes en la primera llamada.
if isempty(D_prev)
    D_prev = 0.5;
end
if isempty(P_prev)
    P_prev = 125;
end
if isempty(V_prev)
    V_prev = 30;
end

% Definir el incremento del ciclo de servicio para la perturbación.
deltaD = 0.00001;

% Determinar el nuevo ciclo de servicio basado en las condiciones
% actuales.
if (P > P_prev)
    if (V > V_prev)
        % Si la potencia y la tensión han aumentado reducir el ciclo
        % de servicio.
        D = D_prev - deltaD;
    else
        % Si la potencia ha aumentado pero la tensión ha disminuido
        % aumentar el ciclo de servicio.
```



```
D = D_prev + deltaD;

end
else
    if (V > V_prev)
        % Si la potencia ha disminuido pero la tensión ha aumentado
        aumentar el ciclo de servicio.
        D = D_prev + deltaD;

    else
        % Si tanto la potencia como la tensión han disminuido
        reducir el ciclo de servicio.
        D = D_prev - deltaD;

    end
end

% Actualizar los valores anteriores para la próxima iteración.
D_prev = D;
V_prev = V;
P_prev = P;
end
```

2. Algoritmo de conductancia incremental utilizado en el MPPT.

```
function D = COND_INC(I, V)
%
%*****
% Entradas:
%   I - Corriente del panel fotovoltaico
%   V - Tensión del panel fotovoltaico
% Salida:
%   D - Ciclo de servicio para el convertidor DC/DC
%
%*****

% Variables persistentes para mantener valores previos
persistent D_prev;
persistent I_prev;
persistent V_prev;

% Inicialización de variables en la primera iteración
if isempty(D_prev)
    D_prev = 0.5;
end
if isempty(I_prev)
```



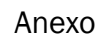

```
I_prev = 4;
end
if isempty(V_prev)
    V_prev = 30;
end

% Incremento del ciclo de servicio
deltaD = 0.001;

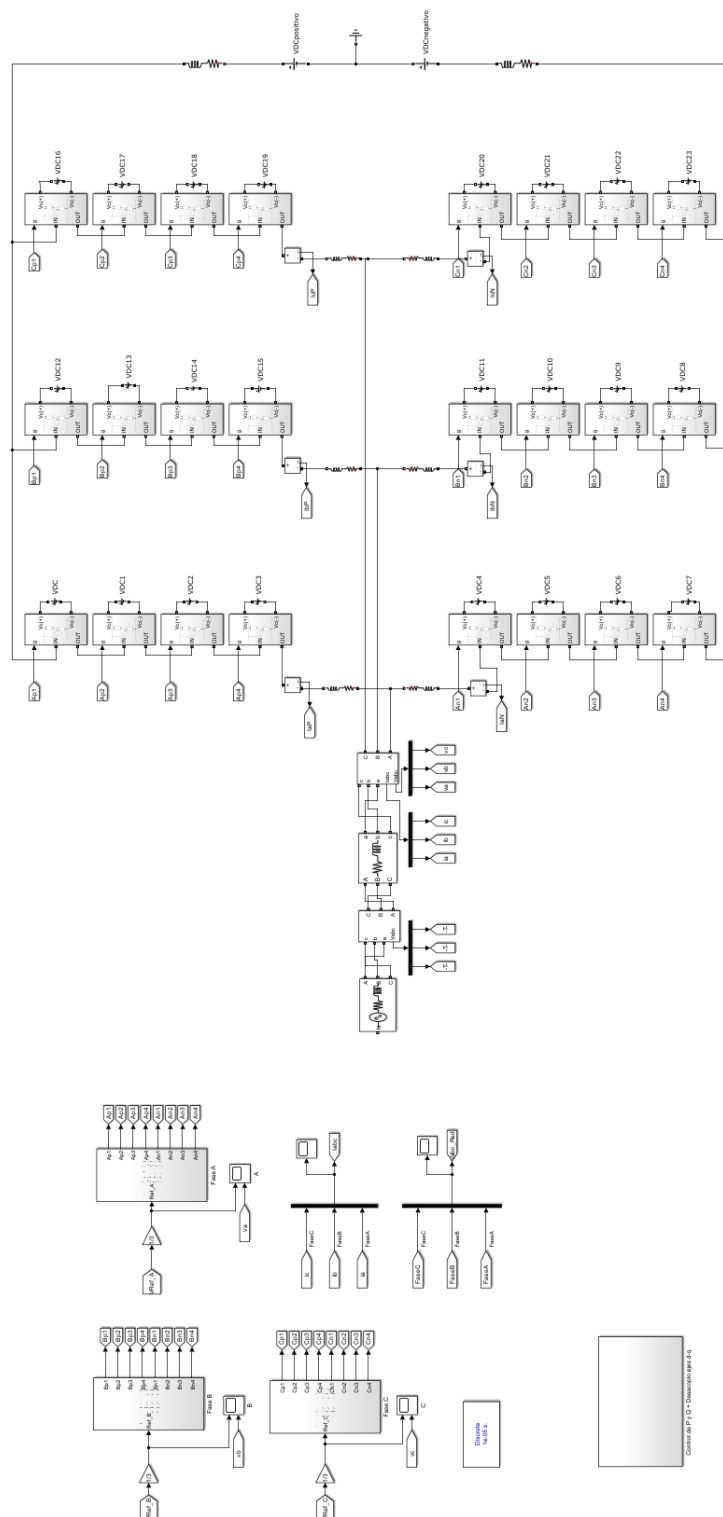
% Cálculo de incrementos de corriente y tensión
INC_I = I - I_prev;
INC_V = V - V_prev;

% Lógica de control del ciclo de servicio
if INC_V == 0
    if INC_I == 0
        % En el MPP, mantener ciclo de servicio
        D = D_prev;
    else
        if INC_I > 0
            % Aumentar tensión de trabajo del panel
            D = D_prev - deltaD;
        else
            % Disminuir tensión de trabajo del panel
            D = D_prev + deltaD;
        end
    end
else
    if (INC_I / INC_V) == - (I / V)
        % En el MPP, mantener ciclo de servicio
        D = D_prev;
    else
        if (INC_I / INC_V) > - (I / V)
            % A la izquierda del MPP, aumentar tensión
            D = D_prev - deltaD;
        else
            % A la derecha del MPP, disminuir tensión
            D = D_prev + deltaD;
        end
    end
end

% Actualizar valores previos
D_prev = D;
V_prev = V;
I_prev = I;
end
```



4. Esquema utilizado del MMC con fuentes continuas conectado a red.



5. Esquema utilizado del MMC con paneles fotovoltaicos conectado a red.

