



**UNIVERSIDAD DE PAMPLONA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS Y ARQUITECTURA  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA, SISTEMAS Y  
TELECOMUNICACIONES  
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**INVERSOR FOTOVOLTAICO MULTINIVEL CONECTADO A LA RED**

**AUTOR: JESÚS ANDRÉS CAMARGO PACHECO**

**DIRECTOR: M. Sc. LUIS DAVID PABÓN FERNÁNDEZ**

**UNIVERSIDAD DE PAMPLONA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS Y ARQUITECTURA  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA,  
SISTEMAS Y TELECOMUNICACIONES  
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**



**UNIVERSIDAD DE PAMPLONA  
PAMPLONA N. DE S. – COLOMBIA  
31 DE AGOSTO DE 2019**

**INVERSOR FOTOVOLTAICO MULTINIVEL CONECTADO A LA RED**

**AUTOR: JESÚS ANDRÉS CAMARGO PACHECO**

**TRABAJO DE GRADO PARA OPTAR POR EL TÍTULO DE INGENIERO  
ELÉCTRICO**

**DIRECTOR: M. Sc. LUIS DAVID PABÓN FERNÁNDEZ**

**UNIVERSIDAD DE PAMPLONA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS Y ARQUITECTURA  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA,  
SISTEMAS Y TELECOMUNICACIONES  
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA  
PAMPLONA N. DE S. – COLOMBIA  
31 DE AGOSTO DE 2019**

**UNIVERSIDAD DE PAMPLONA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS Y ARQUITECTURA  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA ELECTRÓNICA SISTEMAS Y  
TELECOMUNICACIONES  
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**TRABAJO PRESENTADO PARA OPTAR POR EL TITULO DE  
INGENIERO ELÉCTRICO**

**Titulo**

**INVERSOR FOTOVOLTAICO MULTINIVEL CONECTADO A LA RED**

**ACEPTACIÓN Y AUTORIZACIÓN PARA SUSTENTAR:**

**AUTOR: Camargo Pacheco Jesús Andrés \_\_\_\_\_**

**DIRECTOR: M. Sc. Pabón Fernández Luis David \_\_\_\_\_**

**DIRECCIÓN ADMINISTRATIVA: M. Sc. Santafe Ramon Yesid \_\_\_\_\_**

**PAMPLONA, COLOMBIA**

**31 DE AGOSTO DE 2019**

Pamplona, 11 de julio de 2019

Yo, **LUIS DAVID PABÓN FERNÁNDEZ**, certifico que **JESUS ANDRÉS CAMARGO PACHECO**, estudiante de Ingeniería Eléctrica, cumplió cabalmente con el 80% de los objetivos propuestos en su proyecto de investigación **“INVERSOR FOTOVOLTAICO MULTINIVEL CONECTADO A LA RED”**.

A handwritten signature in black ink, consisting of several overlapping loops and a long horizontal stroke at the bottom.

**LUIS DAVID PABÓN FERNÁNDEZ**

## **DEDICATORIA**

*A mis padres, quienes siempre me han  
brindado su amor y apoyo en todo  
momento de mi vida, quienes con  
sacrificio me brindaron los recursos  
necesarios para realizar mi carrera  
profesional y me inculcaron la pasión e  
importancia hacia el estudio.*

## **AGRADECIMIENTOS**

*Primeramente, agradecer a mis padres Jesús y Dalgie por haber sido la principal fuente de inspiración para la ejecución de los proyectos de mi vida.*

*A mis hermanas Diana, Jazmín y Barbara desde el lugar en el que se encuentren, por haberme aconsejado en las situaciones más escabrosas a lo largo de mi vida.*

*A Jennifert Nyanzie por su apoyo incondicional en las decisiones más profundas.*

*Al director de este proyecto M. Sc. Luis David Pabón quien me ayudó como guía para la realización del trabajo de investigación.*

## **RESUMEN DEL PROYECTO**

Este proyecto consiste en la simulación en Matlab/ Simulink de un inversor multinivel para un sistema fotovoltaico conectado a la red. Para esto, se determinarán las condiciones técnicas necesarias para conectar sistemas fotovoltaicos a la red mediante un inversor multinivel.

Se determinará la topología adecuada para el sistema fotovoltaico conectado a la red con un inversor multinivel en cascada puente H, el sistema se modelará mediante simulación en Matlab/ Simulink. Se analizarán las posibles opciones que den solución a los inconvenientes relacionados con la simulación del sistema y posteriormente se escogerá la solución más conveniente.

En el desarrollo de la simulación se escogerá la ley de control adecuada para la conexión a la red, se evaluará el sistema frente a diferentes escenarios, como variación de irradiancia, de temperatura y cambios de carga. Después de obtener los resultados finales del sistema, se plasmarán conclusiones referentes al desarrollo de este trabajo de investigación.

### **Palabras clave:**

Sistema fotovoltaico, conexión a la red, inversor multinivel, control de potencia.



## **ABSTRACT**

This project consists of the simulation in MATLAB / Simulink of a multilevel inverter for a photovoltaic system connected to the grid. For this, the technical conditions necessary to connect photovoltaic systems to the network through a DC / AC converter will be determined.

The appropriate topology will be determined for the photovoltaic system connected to the grid with a multilevel inverter in H bridge, the system will be modeled by simulation in MATLAB / Simulink. The possible options that give solution to the inconveniences related to the simulation of the system will be analyzed and then the most convenient solution will be chosen.

In the development of the simulation, the appropriate control law for the connection to the grid will be chosen, the system will be evaluated against different scenarios, such as irradiance, temperature variation and load changes. After obtaining the final results of the system, conclusions will be expressed regarding the development of this research work.

### **Keywords:**

Photovoltaic system, grid connection, multilevel inverter, power control.

## TABLA DE CONTENIDO

1.	INTRODUCCIÓN .....	13
2.	OBJETIVOS .....	14
2.1.	OBJETIVO GENERAL .....	14
2.2.	OBJETIVOS ESPECÍFICOS .....	14
3.	PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA .....	15
3.1.	DEFINICIÓN DEL PROBLEMA .....	15
3.2.	JUSTIFICACIÓN.....	15
4.	MARCO TEÓRICO .....	16
4.1.	SISTEMA FOTOVOLTAICO .....	16
4.2.	SISTEMAS FOTOVOLTAICOS AUTÓNOMOS.....	17
4.2.1.	<i>Sistemas fotovoltaicos directos</i> .....	17
4.2.2.	<i>Sistemas fotovoltaicos con acumulación</i> .....	18
4.3.	SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A LA RED .....	19
4.4.	GENERADOR FOTOVOLTAICO .....	20
4.4.1.	<i>Célula solar</i> .....	21
4.4.2.	<i>Característica corriente-voltaje de la célula solar</i> .....	22
4.4.3.	<i>Potencia máxima</i> .....	23
4.4.4.	<i>Eficiencia</i> .....	24
4.4.5.	<i>Efectos de irradiancia</i> .....	24
4.4.6.	<i>Efectos de temperatura</i> .....	25
4.4.7.	<i>Puntos calientes</i> .....	26
4.4.8.	<i>Módulos fotovoltaicos</i> .....	26
4.5.	SEGUIDOR DEL PUNTO DE MÁXIMA POTENCIA (MPPT).....	28
4.6.	INVERSOR .....	31
4.6.1.	<i>Rendimiento</i> .....	33
4.6.2.	<i>Distorsión armónica total (THD)</i> .....	34

4.6.3.	<i>Características de los inversores en sistemas fotovoltaicos autónomos</i>	34
4.6.4.	<i>Características de los inversores en sistemas fotovoltaicos conectados a la red</i>	35
4.6.5.	<i>Tipos de inversores para sistemas fotovoltaicos conectados a la red</i>	36
4.7.	<b>INVERSOR MULTINIVEL Y TOPOLOGÍAS</b>	39
4.7.1.	<i>Inversor multinivel con diodo anclado</i>	41
4.7.2.	<i>Inversor multinivel con capacitor flotante</i>	43
4.7.3.	<i>Inversor multinivel puente H en cascada</i>	45
5.	<b>SELECCIÓN DE LA TOPOLOGÍA DEL INVERSOR MULTINIVEL</b>	47
5.1.	<b>COMPARACIÓN ENTRE DIFERENTES TOPOLOGÍAS DE INVERSOR MULTINIVEL</b>	47
5.2.	<b>TOPOLOGÍA APLICADA AL INVERSOR MULTINIVEL PUENTE H EN CASCADA</b>	51
5.3.	<b>TÉCNICA DE MODULACIÓN</b>	54
5.3.1.	<i>Técnica de modulación escalar o PWM</i>	54
5.3.2.	<i>Técnica de modulación vectorial o SVM</i>	59
5.3.3.	<i>Selección de la técnica de modulación</i>	61
6.	<b>TÉCNICA DE SINCRONIZACIÓN Y CONEXIÓN A LA RED</b>	66
6.1.	<b>ESTRATEGIAS DE CONTROL PARA SISTEMAS CONECTADOS A LA RED</b>	66
6.2.	<b>CONTROL DE MARCO DE REFERENCIA SÍNCRONO</b>	67
6.3.	<b>CONTROL DE MARCO DE REFERENCIA ESTACIONARIO</b>	68
6.4.	<b>FILTRADO DE VOLTAJES DE RED</b>	69
6.5.	<b>TÉCNICA DE PLL MONOFÁSICA</b>	70
6.6.	<b>FUNCIONAMIENTO DEL PLL SIMULADO</b>	71
6.7.	<b>CONEXIÓN DEL PLL CON EL INVERSOR MULTINIVEL</b>	75
7.	<b>ESTRATEGIA DE CONTROL DEL INVERSOR MULTINIVEL CONECTADO A LA RED</b>	78
7.1.	<b>PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO</b>	78
7.2.	<b>VARIACIÓN EN LA AMPLITUD DE LA SEÑAL MODULADORA</b>	80
7.3.	<b>VARIACIÓN EN LA FASE DE LA SEÑAL MODULADORA</b>	82
7.4.	<b>CONTROL DE POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA DEL INVERSOR MULTINIVEL</b>	83

7.4.1.	<i>Control de potencia activa</i> .....	84
7.4.2.	<i>Control de potencia reactiva</i> .....	85
7.5.	CONTROL DEL INVERSOR MULTINIVEL CON PANEL FOTOVOLTAICO.....	90
7.5.1.	<i>Simulación del sistema con control de potencia activa y control de potencia reactiva</i> .....	95
7.6.	CONTROL DIRECTO DE FASE.....	101
7.6.1.	<i>Simulación del sistema con control directo de fase y control de potencia reactiva</i> .....	104
8.	SIMULACIÓN DEL SISTEMA FRENTE A DIFERENTES ESCENARIOS.....	108
8.1.	ESCENARIOS DE IRRADIANCIA .....	108
8.2.	ESCENARIOS DE TEMPERATURA .....	113
8.3.	ESCENARIOS DE CARGA .....	119
9.	CONCLUSIONES.....	126
10.	REFERENCIAS .....	129

## 1. INTRODUCCIÓN

La energía solar fotovoltaica es una fuente de energía renovable que es aprovechada de la radiación solar, al conjunto de dispositivos empleados para la generación de energía eléctrica mediante energía solar se le conoce como sistema fotovoltaico, este tiene la característica de transformar la energía en el mismo lugar donde es consumida.

Un sistema fotovoltaico dependiendo del estado de conexión con la red eléctrica puede ser autónomo o conectado a la red. Los sistemas fotovoltaicos autónomos suelen emplear acumuladores para almacenar la energía para luego ser consumida en las horas sin sol, y los sistemas fotovoltaicos conectados a la red si integran a esta para suministrar o consumir energía de la red eléctrica.

Los sistemas fotovoltaicos conectados a la red necesitan de una etapa inversora que transforme la energía en DC a AC, esta etapa consta de una técnica de modulación para convertir la señal continua proveniente de los paneles solares en una onda casi sinusoidal. Estas técnicas de modulación pueden ser escalares PWM (modulación por ancho de pulso) o vectoriales SVM (modulación espacio-vectorial).

La técnica de modulación PD-PWM compara varias señales triangulares de misma frecuencia (portadoras) con una señal sinusoidal (moduladora) cuya frecuencia y fase deben ser la misma de la red. Las señales portadoras están desplazadas en su nivel de continua, dependiendo del número de niveles.

La sincronización con la red es un proceso fundamental para los inversores conectados a la red, en los primeros ciclos de emparellamiento con la red se deben cumplir ciertas condiciones que deben coincidir con la red, estas condiciones son, voltaje de línea, frecuencia, secuencia de fase, ángulo de fase y forma de onda. Para obtener la misma frecuencia y fase de la red se puede emplear un bucle de bloqueo de fase (PLL), simplificado consta con detector de fase y un oscilador controlado por voltaje. El detector de fase del PLL compara la salida del oscilador controlado por voltaje con el voltaje de la red y ajusta la salida del oscilador para que coincida con la red mediante un control PID.

La frecuencia y fase obtenida por el PLL dictan los parámetros de la señal moduladora de la técnica de modulación, de esta forma a la salida del inversor se obtiene una onda casi sinusoidal sincronizada con la red.

El control de la amplitud y fase de la señal moduladora dicta el aporte o consumo de potencia reactiva y activa del convertidor respectivamente. Controlar el aporte o consumo de potencia mejora la red eléctrica en términos de calidad de la energía, como el mejoramiento del factor de potencia.

## 2. OBJETIVOS

### 2.1. OBJETIVO GENERAL

Determinar el comportamiento de un inversor fotovoltaico multinivel de puente H en cascada conectado a la red mediante simulación.

### 2.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Determinar las condiciones técnicas requeridas para conectar un inversor fotovoltaico a la red.
- Seleccionar la topología de convertidor multinivel de puente H en cascada más conveniente para un sistema fotovoltaico conectado a la red.
- Modelar el sistema fotovoltaico e inversor conectado a la red en Matlab/ Simulink.
- Desarrollar la estrategia de control para el inversor conectado a la red.
- Simular el sistema frente a diferentes escenarios.

### 3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

#### 3.1. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA

“Los estudios de fallas son importantes en sistemas de energía renovable conectados a la red” [2]. Algunos de los problemas presentados en sistemas fotovoltaicos con inversores conectados a la red son: sincronización de voltaje de red, corriente CA excesiva, voltaje de enlace DC excesivo. Los inversores deben desconectarse de la red al presentarse estos eventos. “Al ir conectados a la red eléctrica utilizan como referencia de control la corriente alterna de la red”. [1]

Los sistemas fotovoltaicos conectados a la red, se ven afectados por problemas de calidad de la energía, cómo medida de protección, el inversor desconecta el sistema de la red, evitando que energice inadvertidamente una línea eléctrica fuera de servicio y perjudicar a personas o equipos. Estas perturbaciones de la red generan desconexiones indebidas de los sistemas fotovoltaicos que pueden hacer que la red sea más inestable, llevando al deterioro repentino del voltaje y la frecuencia. [2]

La condición en la que una parte del SEP que contiene generación distribuida permanece energizada mientras está aislada del resto del SEP se denomina ‘Isla’, se da cuando la red eléctrica se desconecta y el inversor no se desconecta lo suficientemente rápido y continúa funcionando con la carga local. [2]

#### 3.2. JUSTIFICACIÓN

En el campo de las microgrids o sistemas de generación distribuida, un parámetro que debe ser cuidadosamente monitoreado para garantizar la estabilidad del sistema es el sincronismo. [3]

Los inversores para sistemas fotovoltaicos conectados a la red van conectados directamente al generador fotovoltaico y tienen que soportar los rangos de variación de la red proporcionada por dicho generador en todas las condiciones de trabajo [4]. El Desarrollo de soluciones a los problemas de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red aumentará el impacto y el uso de de las fuentes alternativas de energía. Debido al creciente número de personas que usan generación fotovoltaica, es necesario un método de control que opere durante perturbaciones de voltaje y condiciones desequilibradas. [1]. “Las redes eléctricas del futuro pueden necesitar inversores avanzados que no solo sigan lo que hace la red, sino que realmente ayuden a formar la red.” [5]

En las horas pico de demanda de energía donde hay mayores emisiones de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) a la atmósfera, son aquellas horas en las que hay luz solar y cuando más electricidad se demanda [6]. El uso de fuentes alternativas de energía como la fotovoltaica contribuye en la mitigación del impacto ambiental, con la capacidad de generar energía eléctrica para ser consumida en el mismo sitio de adquisición del activo a transformar en energía eléctrica.

Este proyecto de investigación servirá de apoyo para la línea de investigación de sistemas fotovoltaicos conectados a la red de la Universidad de Pamplona, promoviendo el desarrollo tecnológico y científico. La solución a determinar se podrá implementar como una alternativa de la topología de sistemas fotovoltaicos con inversor conectado a la red.

#### 4. MARCO TEÓRICO

##### 4.1. SISTEMA FOTOVOLTAICO

Un sistema fotovoltaico es el conjunto de equipos eléctricos y electrónicos que producen energía eléctrica a partir de la radiación solar, basándose en las propiedades de los materiales semiconductores que transforman la energía que irradia el sol en energía eléctrica, sin mediación de reacciones químicas, ciclos termodinámicos, o procesos mecánicos que requieran partes móviles[6]. El principal componente de este sistema es el módulo fotovoltaico, a su vez compuesto por células capaces de transformar la energía luminosa incidente en energía eléctrica de corriente continua. El resto de equipos incluidos en un sistema fotovoltaico depende en gran medida de la aplicación a la que está destinado.[7]

La generación eléctrica fotovoltaica es la única que puede transformar a partir de una fuente renovable en electricidad allí donde se consume, reduciendo la saturación de las redes y disminuyendo las pérdidas en el transporte de electricidad. [6] Debido a la naturaleza modular de la energía fotovoltaica, las aplicaciones pueden ir desde la alimentación de satélites en el espacio hasta el uso residencial y comercial hasta sistemas de megavatios múltiples.[8]

Las instalaciones fotovoltaicas se caracterizan por: [6]

- Su simplicidad y fácil instalación.
- Ser modulares.
- Tener una larga duración.
- No requerir apenas mantenimiento.
- Tener una elevada fiabilidad.
- No producir ningún tipo de contaminación ambiental.
- Tener un funcionamiento silencioso.

Hay dos formas de utilizar la energía eléctrica generada a partir del efecto fotovoltaico, en sistemas fotovoltaicos autónomos y en sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica.



## 4.2. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS AUTÓNOMOS

En sistemas fotovoltaicos autónomos o aislados del a red se almacena en acumuladores para así disponer de su uso cuando sea preciso debido a la capacidad de almacenar energía, funcionan con corriente directa, como los módulos fotovoltaicos, tienen la capacidad de proveer energía eléctrica en las horas sin sol. El mayor defecto es que tienen los acumuladores es su pobre capacidad de almacenar energía en relación a su peso, tamaño y precio[9]. Para sistemas conectados a la red no se usan acumuladores eléctricos ya que la red respalda la energía faltante para el funcionamiento del sistema.[10]

Los sistemas que suministran decenas de kilovatios, destinados a abastecer de energía eléctrica a poblaciones pequeñas alejadas de la red de distribución eléctrica, reciben el nombre de *centrales fotovoltaicas autónomas*. [4]. “Los sistemas fotovoltaicos autónomos son una alternativa, desde el punto de vista técnico y económico, a otros sistemas de generación eléctrica, en aquellos lugares donde no se dispone de suministro de la red de distribución eléctrica o es necesaria una gran inversión económica para alcanzarla”. [4]

Algunas aplicaciones de los sistemas fotovoltaicos autónomos son: [4]

- Navegación espacial.
- Suministro eléctrico de satélites y estaciones espaciales habitadas.
- Navegación marítima para el abastecimiento de balizas de señalización y equipos de localización.
- Mejora de la calidad de vida, permitiendo el uso de luz artificial, frigorífico, televisión, abastecimiento de agua por bombeo,
- Aumento de la seguridad por uso de estaciones repetidoras de señales de telecomunicación, radioteléfonos, alumbrado de vías públicas, señales indicadoras en carreteras.
- Transporte y almacenamiento refrigerado de vacunas y medicamentos en lugares remotos.

Los sistemas fotovoltaicos autónomos se pueden clasificar en sistemas directos y sistemas con acumulación.

### 4.2.1. Sistemas fotovoltaicos directos

En sistemas fotovoltaicos autónomos directos el generador fotovoltaico se conecta directamente al circuito de utilización y no se dispone de sistema de acumulación de energía eléctrica. Se utilizan en aplicaciones donde el consumo de energía eléctrica se limita a los momentos en los que hay radiación solar.[4]

Algunas de las aplicaciones son, dispositivos de pequeña potencia como calculadoras, juguetes, cargadores de baterías de dispositivos móviles. Esta configuración se representa por la figura 1 a). [4]

Un sistema de condicionamiento de la corriente aportada por el generador fotovoltaico para controlar la energía eléctrica entre los módulos fotovoltaicos y la carga cuando el circuito de utilización requiere una corriente continua regulada puede ser proporcionado por un convertidor CC/CC. Esta configuración se representa por la figura 1 b) [4]

Si el circuito de utilización requiere corriente alterna se utiliza un inversor como acondicionador de la corriente aportada por el generador fotovoltaico. Esta configuración se representa por la figura 1 c) [4]

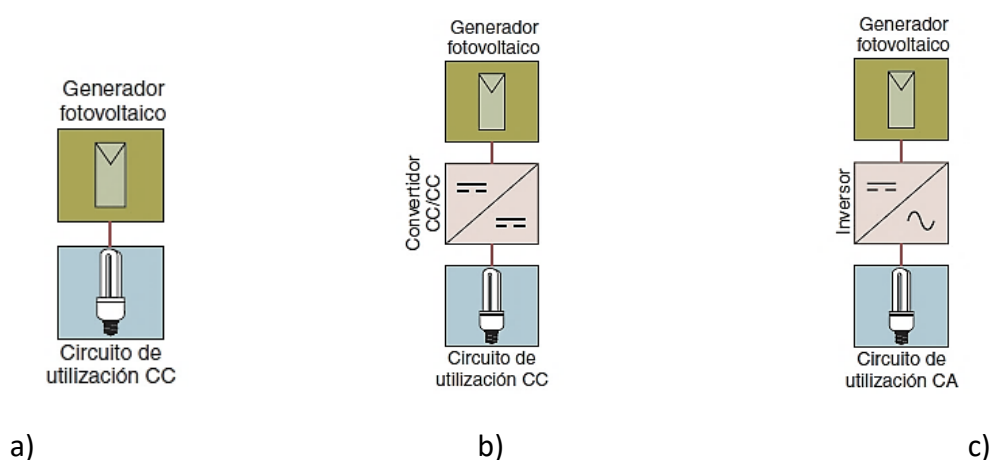


Figura. 1. Sistemas fotovoltaicos autónomos directos: a) Directo. b) Con convertidor CC/CC. c) Con inversor. [4]

#### 4.2.2. Sistemas fotovoltaicos con acumulación

Los sistemas fotovoltaicos autónomos con acumulación se emplean en aplicaciones que requieren suministro de energía eléctrica en cualquier momento. Consta de acumuladores eléctricos que almacena la energía eléctrica sobrante, producida durante el día, para usarla en horas de baja o nula radiación solar. [4]

Algunas de las aplicaciones son, electrificación de viviendas, alumbrado público, señalización en carreteras y autopistas, repetidores de telecomunicaciones, suministro eléctrico para vehículos, embarcaciones y satélites artificiales y cualquier aplicación que no disponga de una línea de distribución eléctrica cercana y requiera el uso nocturno de la electricidad. [4]

La utilización de acumuladores eléctricos requiere el uso de un regulador que controle el proceso de carga y descarga, con el fin de proteger la vida útil de los acumuladores. Esta configuración se representa por la figura 2 a).

En aquellos sistemas donde se requiera una corriente continua regulada y estable, o de un valor diferente del que puede proporcionar el conjunto generador fotovoltaico-batería se utiliza un convertidor CC/CC conectado a continuación del regulador de carga. Esta configuración se representa por la figura 2 b).

Si el circuito de utilización requiere corriente alterna para su funcionamiento, se incluye un inversor para alimentar a la carga en corriente alterna. Esta configuración se representa por la figura 2 c).

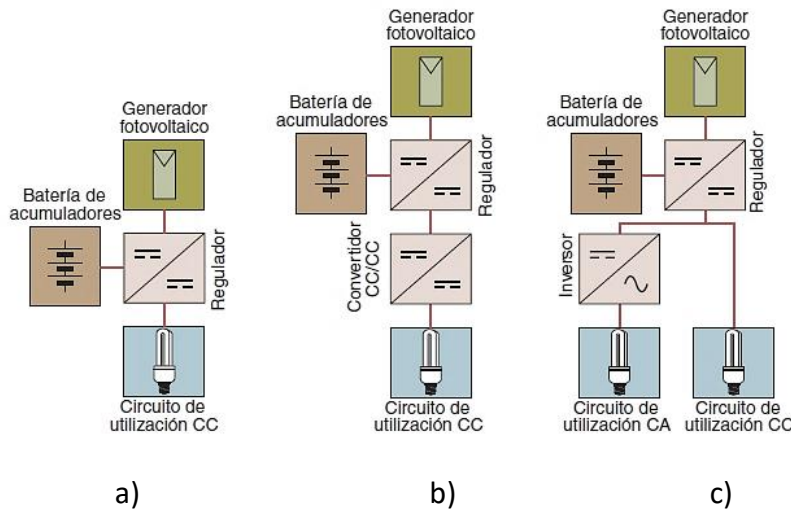


Figura. 2. Sistemas fotovoltaicos autónomos con acumulación: a) Con regulador. b) Con convertidor CC/CC. c) Con inversor [4]

### 4.3. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A LA RED

En instalaciones conectadas a red toda la energía eléctrica generada es inyectada íntegramente en la red convencional para su distribución donde sea demandada. Dado que no deben satisfacer ninguna demanda de consumo de forma directa ni garantizar el mismo, no necesitan incorporar equipos de acumulación de energía. Esta aplicación se ajusta muy bien a la curva de demanda de la energía eléctrica, ya que el momento en que más energía generan los paneles, cuando hay luz solar, es cuando más electricidad se demanda. Para permitir el correcto acoplamiento con la red eléctrica estos sistemas incorporan un equipo inversor que adecúa la potencia producida por el generador fotovoltaico a las condiciones de la red convencional. [10]

En función del lugar de instalación del generador fotovoltaico se pueden presentar tres tipos de sistemas conectados a la red eléctrica:[4]

- **Tejados de viviendas:** se utiliza la superficie de un tejado para instalar sobre ella los módulos fotovoltaicos del generador. Son sistemas sencillos de instalar por su

concepción modular y el peso de los módulos no suele ser una carga excesiva para la vivienda.

- **Plantas de generación:** Se suelen implementar en aplicaciones de carácter industrial que pueden instalarse en zonas rurales no aprovechadas para otros usos o sobrepuestas en grandes cubiertas de áreas urbanas (naves industriales, aparcamientos, zonas comerciales, áreas deportivas, etc.). Se pueden utilizar sistemas de seguimiento solar para aumentar la capacidad de producción.
- **Integración en edificios:** Su implementación sustituye a los elementos arquitectónicos convencionales por nuevos elementos arquitectónicos que incluyen el elemento fotovoltaico, y que por lo tanto son generadores de energía. A veces se sacrifica parte del rendimiento energético por mantener la estética del edificio.

Los elementos principales de una instalación fotovoltaica conectado a la red son, generador fotovoltaico constituido por módulos fotovoltaicos (que comúnmente pueden ser de silicio monocristalino, policristalino y amorfo, cobre-indio-selenio y hay estudios donde se implementan otros materiales reciclables como el plástico[11]), inversor que convierte la corriente continua del generador en corriente alterna con la tensión y la frecuencia requeridas para la red eléctrica, protecciones eléctricas, medios de desconexión, conductores y contadores que miden la energía producida (kW/h) que es enviada a la red eléctrica, para que pueda ser facturada a la compañía a los precios autorizados y contadores para medir la energía que es consumida de la red eléctrica.[12] [4]. En la figura 3 se muestra el esquema básico de un sistema fotovoltaico conectado a la red

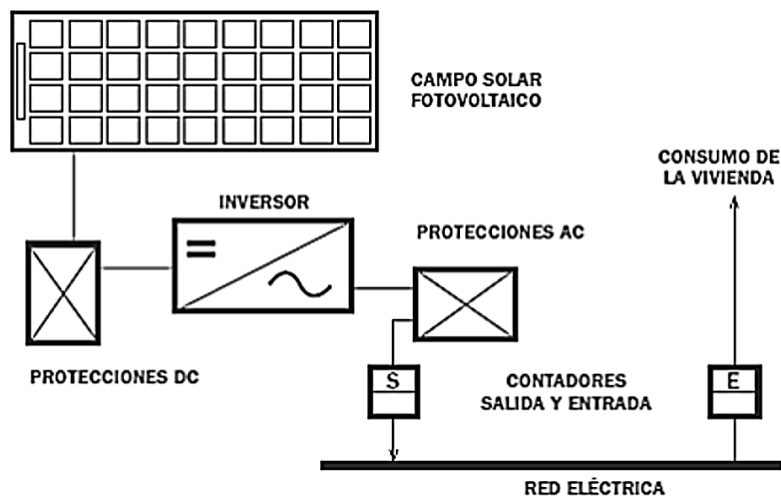


Figura. 3 Esquema simplificado de un sistema fotovoltaico conectado a la red. [6]

#### 4.4. GENERADOR FOTOVOLTAICO

Se denomina generador fotovoltaico al conjunto de todos los módulos de un sistema. Siempre que se agrupan módulos fotovoltaicos se debe cumplir la condición de que sean

iguales. Esta igualdad implica que tengan las mismas características y que además sean del mismo fabricante. [4]

Los parámetros eléctricos de un generador fotovoltaico dependen directamente de los parámetros de sus módulos. Si todos los módulos son iguales y trabajan en las mismas condiciones de irradiancia y temperatura, la tensión, intensidad y potencia que puede proporcionar un generador fotovoltaico se cumplen las características de sus módulos. [4]

#### 4.4.1. Célula solar

Una célula solar básica es una unión de semiconductores tipo P y tipo N con un contacto en la región P y otro en la región N para realizar la conexión eléctrica. Por la atracción entre cargas positivas y negativas, los electrones libres de la región N más próximos a la región P se difunden en esta, produciéndose la recombinación con los huecos más próximos a la región N. En la región N se crean iones positivos y en la región P se crean iones negativos, los iones no se pueden desplazar y por lo tanto no son libres para recombinarse. Esta distribución de cargas en la unión establece un campo eléctrico o barrera de potencial que impide el paso del resto de electrones de la región N a la región P, deteniendo la difusión y manteniendo separados a los portadores de carga de cada región. [4]

Al incidir luz en la célula, se acumulan huecos en la región P y electrones en la región N como se muestra en la figura 4. La acumulación de cargas produce una diferencia de potencial, que es proporcional a la luz incidente. La diferencia de potencial se opone a la diferencia de potencial generada por la barrera de potencial de la unión NP, empujando a los electrones hacia la región P y a los huecos hacia la región N, recombinando los pares electrón-hueco. La diferencia de potencial que se alcanza recibe el nombre de tensión de circuito abierto,  $U_{oc}$ . [4]

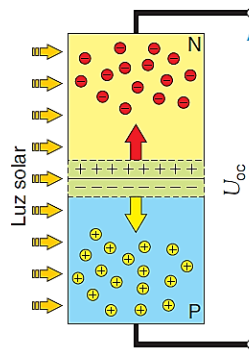


Figura. 4 Unión NP de una célula solar en circuito abierto. [4]

Al cortocircuitar una célula solar, uniendo las regiones P y N con un conductor con resistencia nula, los electrones de la región N se desplazan a través del conductor y se recombinan con los huecos de la zona P como se muestra en la figura 5. La corriente que circulará por el conductor se mantendrá mientras exista luz incidiendo en la célula solar,

esta corriente es proporcional a dicha iluminación. Esta corriente recibe el nombre de corriente de cortocircuito,  $I_{sc}$ . [4]

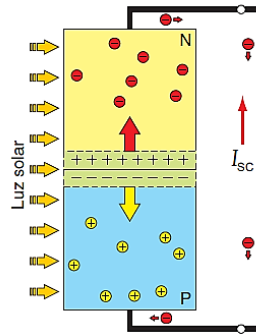


Figura. 5. Unión NP de una célula solar en circuito abierto[4]

#### 4.4.2. Característica corriente-voltaje de la célula solar

Sobre la característica  $I-U$  se sitúa el punto de trabajo de la célula, como se muestra en la figura 6. Para una carga resistiva conectada a los extremos de la célula solar, se cumple la ley de ohm,  $U_L = I_L \cdot R_L$ , donde la corriente aportada por la célula  $I_L$  (en amperios) y la resistencia de la carga  $R_L$  (en ohm), fijan el valor de la tensión en la carga conectada a la célula  $U_L$  (en voltios). [4]

El valor de la resistencia  $R_L$  y el valor de la corriente de la célula  $I_L$  son los parámetros que definen el punto de trabajo para la célula. La potencia  $P_L$  (en vatios) entregada por la célula se representa en la característica  $P-U$ , donde  $P_L = I_L \cdot U_L$ . [4]

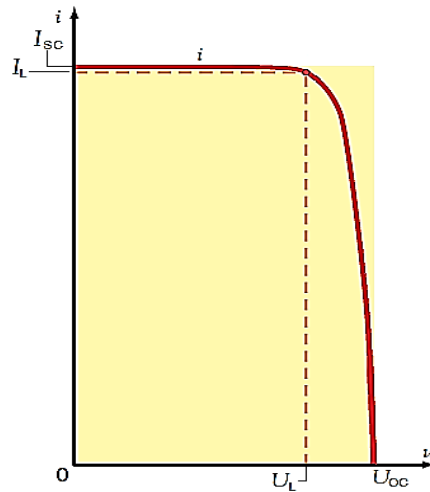


Figura. 6. Característica  $I-U$  de una célula solar. [4]

#### 4.4.3. Potencia máxima

La potencia máxima es el punto representado en la característica  $I-U$  en el que la potencia entregada por la célula es máxima. Este punto es representado por A en la figura 7, en la característica  $P-U$  de la célula tiene correspondencia al punto A'. [4]

Se cumple que,  $P_{\text{máx}} = I_{\text{mpp}} \cdot U_{\text{mpp}}$ , donde  $I_{\text{mpp}}$  es la corriente máxima entregada por la célula y  $U_{\text{mpp}}$  es la tensión máxima de la célula. [4]

En la figura 7 se muestra la característica  $I-U$  y la característica  $P-U$ , se grafican los puntos de corriente, voltaje y potencia en dos puntos de trabajo. Para una carga  $R_L$ , la corriente aportada por la célula  $I_L$  y la tensión  $U_L$ , se fijan en el punto B, representado por la característica  $I-U$ . La potencia  $P_L$  entregada por la célula se representa en la característica  $P-U$  por el punto B'. [4]

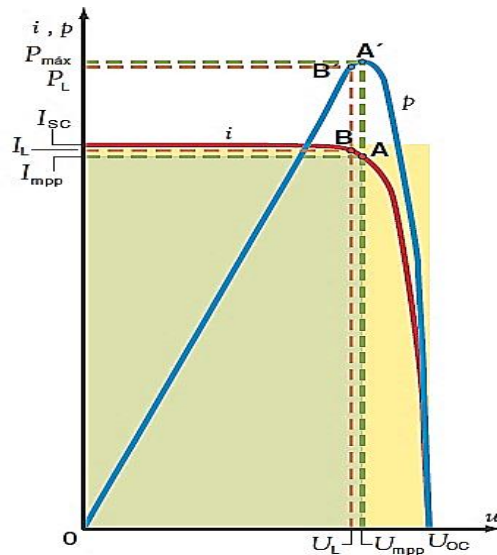


Figura. 7. Característica  $I-U$  y  $P-U$  de una célula solar con el punto de máxima potencia. [4]

La potencia máxima que la célula es capaz de suministrar a la carga, está representada en la figura 7 por el área del rectángulo sombreado con vértice en A y siempre es inferior al área del rectángulo representado por la corriente de cortocircuito  $I_{sc}$  y la tensión de circuito abierto  $U_{oc}$ . El cociente entre ambas áreas se denomina factor de forma (FF): [4]

$$FF = \frac{U_{\text{mpp}} \cdot I_{\text{mpp}}}{U_{\text{oc}} \cdot I_{\text{sc}}} = \frac{P_{\text{máx}}}{U_{\text{oc}} \cdot I_{\text{sc}}} \quad (1)$$

El factor de forma FF siempre es inferior a la unidad y no tiene unidades. Es un indicador de la calidad de la célula que será mejor cuanto más cerca esté FF de la unidad.

#### 4.4.4. Eficiencia

La eficiencia o rendimiento de conversión, indica el porcentaje de energía solar recibida sobre la superficie de la célula que se convierte en energía eléctrica. Se calcula con el cociente entre la potencia eléctrica máxima,  $P_{máx}$ , y el producto del área superficial de la célula,  $A_c$ , por la irradiancia incidente  $G$  en condiciones estándar de medida (CEM): [4]

$$\eta = \frac{P_{máx}}{G \cdot A_c} \cdot 100 \quad (2)$$

Donde:

$\eta$  : eficiencia o rendimiento de conversión (%)

$P_{máx}$  : potencia máxima (W)

$G$ : irradiancia en condiciones CEM ( $1.000 \text{ W}/\text{m}^2$ )

$A_c$ : área superficial de la célula ( $\text{m}^2$ )

La eficiencia también varía dependiendo del material y tipo de célula. Los más comunes son:[4]

- Silicio monocristalino: eficiencia de 12 a 20%.
- Silicio policristalino: eficiencia de 11 a 15%.
- Silicio amorfo: 5 a 9%.
- Cobre indio selenio (CIS) de película delgada 9 a 11%.

#### 4.4.5. Efectos de irradiancia

En aplicaciones terrestres las condiciones en las que puede trabajar una célula solar varían para valores de irradiancia que pueden ser desde 0 hasta  $1000 \text{ W}/\text{m}^2$  y pueden alcanzar temperaturas de hasta  $50^\circ \text{C}$  por encima de la temperatura ambiente. [4]

El efecto de la irradiancia se puede ilustrar en la característica I–U de una célula solar, la figura 8 muestra que el comportamiento de la corriente de cortocircuito  $I_{sc}$  varía linealmente con la irradiancia y la tensión de circuito abierto  $U_{oc}$  varía muy poco con la irradiancia, disminuyendo su valor al reducir el valor de irradiancia. Por lo tanto, la potencia eléctrica de la célula celular varía en función de la irradiancia, la potencia máxima será menor cuando la irradiancia tenga valores menores. [4]



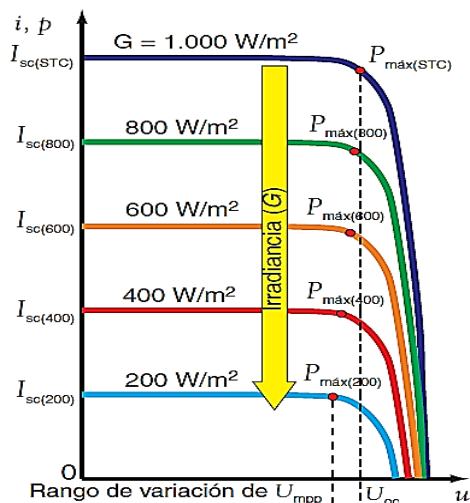


Figura. 8. Característica I-U de una célula solar en función de la irradiancia [4]

#### 4.4.6. Efectos de temperatura

El efecto de la temperatura en la característica I-U la tensión de circuito abierto disminuye cuando aumenta la temperatura. La corriente de cortocircuito aumenta cuando aumenta la temperatura, esta variación es muy pequeña. Si la tensión de la célula disminuye cuando aumenta la temperatura y la corriente varía muy poco, la potencia entregada por la célula, producto de la tensión por la intensidad, disminuirá cuando aumente la temperatura. [4]. En la figura 9 se muestra la característica I-U de una célula solar en función de la temperatura de la célula.

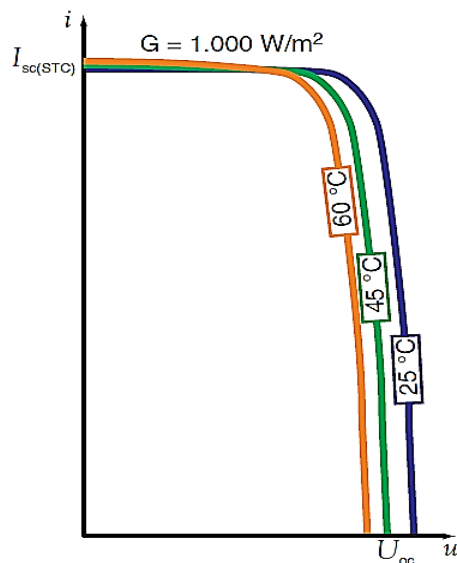


Figura. 9. Característica I-U de una célula solar en función de la temperatura de la célula. [4]

#### 4.4.7. Puntos calientes

En un sistema fotovoltaico con varias células en serie, cuando se produce un sombreado de una célula, esta tiende a funcionar como un receptor, disipando potencia. Este efecto se produce cuando la corriente de funcionamiento del módulo supera a la corriente de cortocircuito disminuida de la célula sombreada. En esas condiciones la célula sombreada se encuentra polarizada inversamente y tiene que disipar potencia provocando su sobrecalentamiento. El efecto recibe el nombre de punto caliente debido al calentamiento localizado en la célula o células sombreadas del sistema. Para evitar el riesgo de un daño irreversible en el módulo como consecuencia de este calentamiento localizado, se utilizan diodos de paso en paralelo con las células asociadas en serie. [4] Esta configuración se muestra en la figura 10.

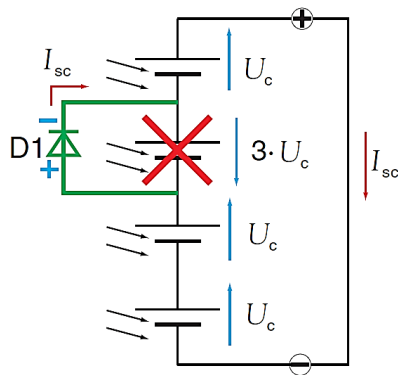


Figura. 10. Efecto del punto caliente con cuatro células en serie[4]

En la figura 10 hay un grupo de cuatro células solares iguales en serie, con la salida del grupo cortocircuitada, que es el caso más desfavorable, la corriente máxima por el conjunto es la corriente de cortocircuito  $I_{sc}$  de una célula. Si se sombrea una célula, pasa a comportarse como un receptor, sometida a la suma de las tensiones producidas por el resto de células y disipando la potencia producida por el grupo, que es igual a  $3 \cdot U_c \cdot I_{sc}$ . Al conectar el diodo D1 en paralelo con la célula sombreada, como esta no aporta tensión, queda polarizado en directo por la aplicación de la tensión  $3 \cdot U_c$ , cortocircuitando a la célula protegiéndola y desviando la corriente.

La mayoría de módulos fotovoltaicos incorporan diodos de paso por grupos de células en serie, a los grupos de células fotovoltaicas conectadas en serie se les conoce como rama. Se suele poner un diodo por grupos de células en serie en vez de un diodo por cada célula, ya que reduce los costos. En caso de sombreado, el diodo cortocircuita el grupo de células y el resto del módulo puede seguir generando electricidad.

#### 4.4.8. Módulos fotovoltaicos

Debido a que la célula solar por si sola suministra una potencia muy pobre con valores de corriente y tensión muy bajos es necesario hacer un arreglo de células solares conectadas

eléctricamente entre sí, este arreglo de células fotovoltaicas se denomina modulo fotovoltaico. [4]

En un generador fotovoltaico los parámetros eléctricos de los módulos pueden presentar variaciones. Estas variaciones se producen por las diferencias propias del proceso de fabricación que hace que los módulos no sean exactamente iguales y condiciones variables en las que operan como nubes que sombrean solo a una parte del generador. Como consecuencia, la potencia máxima que puede suministrar el generador es menor que la suma de las potencias máximas de los módulos que lo componen. Estas pérdidas de potencia se denominan pérdidas por dispersión y se pueden reducir utilizando módulos fotovoltaicos con tolerancias de producción iguales o inferiores a  $\pm 5\%$ . [4]

Un módulo puede comportarse como receptor y disipar la potencia generada. Los daños producidos por este efecto se limitan con diodos de paso. Cuando se agrupan módulos o ramas de módulos en paralelo, las diferencias de parámetros entre módulos provocan la aparición de ramas con diferentes tensiones de circuito abierto. Las ramas con menor tensión de circuito abierto pueden llegar a comportarse como un receptor, disipando potencia y aumentando su temperatura de operación por encima de valores peligrosos. [4]

Estos efectos se pueden evitar con diodos de bloqueo en serie con cada rama. Estos diodos tienen una caída de tensión de entre 0,5 y 0,7 V, produciendo pérdidas que, en generadores de pequeñas tensiones, por ejemplo 12 V suponen un 6 % de la potencia del generador. En la figura 11 se muestra el esquema fotovoltaico con células fotovoltaicas conectadas en serie y los diodos de paso correspondientes a cada rama. [4]

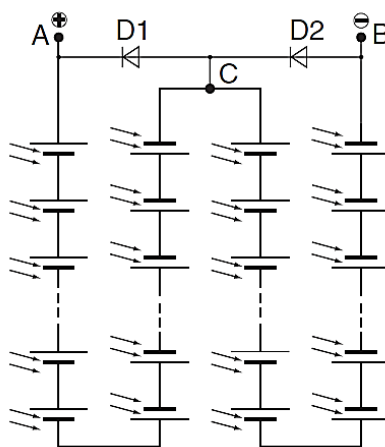


Figura. 11. Esquema eléctrico de un módulo fotovoltaico con sus células en serie [4]

Si todas las células solares son iguales y trabajan en las mismas condiciones de irradiación y temperatura, la tensión, intensidad y potencia que puede proporcionar un módulo fotovoltaico cumplen las siguientes relaciones: [4]

$$U_M = N_s \cdot U_C \quad (3)$$

Donde:

$U_M$ : tensión del módulo (V)

$N_s$ : tensión de una célula solar (V)

$U_C$ : número de células asociadas en serie

$$I_M = N_p \cdot I_C \quad (4)$$

Donde:

$I_M$ : corriente del módulo (A)

$N_p$ : corriente de una célula solar (A)

$I_C$ : número de células/ramas en paralelo

Por lo tanto la potencia del módulo será,  $P_M = N_s \cdot N_p \cdot P_C$ , donde  $P_C$  es la potencia de una célula solar.

Las características I-U y P-U de un módulo son proporcionales a las de sus células solares y el comportamiento de la célula solar se cumple para un módulo solar.

La intensidad y la tensión de un módulo fotovoltaico no siempre satisfacen los requisitos de tensión e intensidad de un sistema. Al agrupar varios módulos se pueden conseguir valores adecuados, teniendo en cuenta que conectando módulos en serie se aumenta la tensión del sistema y conectando módulos en paralelo se aumenta la corriente del sistema. Por lo tanto, una conexión serie-paralelo eleva la tensión y corriente del sistema. [4]

#### 4.5. SEGUIDOR DEL PUNTO DE MÁXIMA POTENCIA (MPPT)

Un seguidor del punto de máxima potencia es un adaptador eléctrico que hace trabajar al generador fotovoltaico en la zona de su curva característica donde entrega la máxima potencia, independientemente de que carga esté conectada al generador. [4] En la figura 12 se muestra el esquema eléctrico básico de un seguidor del punto de máxima potencia.

La potencia entregada por un generador fotovoltaico depende del punto de trabajo sobre su curva característica, existiendo un punto en el que el generador entrega la máxima potencia. El punto de trabajo depende de la temperatura, la irradiancia y la resistencia eléctrica del circuito conectado al generador fotovoltaico. [4]

Las variaciones de temperatura e irradiancia son inevitables al estar a la intemperie, pero la carga que ve el generador fotovoltaico se puede variar a voluntad utilizando un convertidor CC/CC que va a funcionar como adaptador de impedancias entre el generador y el resto del circuito del sistema fotovoltaico. [4]

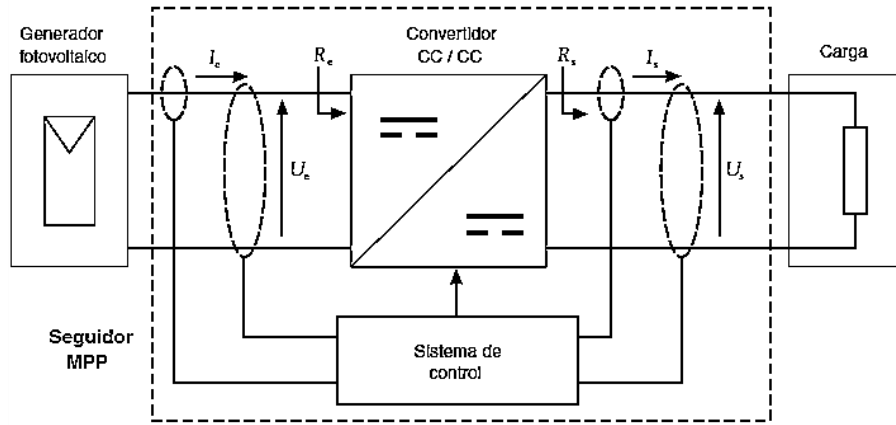


Figura. 12. Esquema funcional de un seguidor MPP. [4]

Un seguidor del punto de máxima potencia (MPPT) es un convertidor CC / CC que se sitúa entre la salida del generador fotovoltaico y el resto del sistema que actúa como carga. En un convertidor CC / se cumple que:

$$d = \frac{U_e}{U_s} = \frac{I_s}{I_e} \quad (5)$$

Donde  $d$  es la relación de conversión que el sistema de control del MPPT puede variar durante el funcionamiento, aumentando o disminuyendo el ciclo de trabajo del circuito de conmutación PWM que incorpora el convertidor CC / CC. En el seguidor MPP, la resistencia de entrada  $R_e$  del convertidor CC/CC es la resistencia que ve el generador fotovoltaico y por lo tanto la que fija el punto de funcionamiento en su curva característica. La resistencia  $R_s$  que ve el convertidor CC / CC es la resistencia de la carga, formada por el resto del sistema fotovoltaico. [4]

La resistencia de entrada del convertidor CC/CC es:

$$R_e = \frac{U_e}{I_e} \quad (6)$$

La resistencia de la carga que ve el convertidor CC / CC es:

$$R_s = \frac{U_s}{I_s} \quad (7)$$

De las expresiones anteriores se tiene que:

$$U_e = d \cdot U_s$$

$$I_e = \frac{I_s}{d}$$

$$\frac{U_e}{I_e} = \frac{d \cdot U_s}{\frac{I_s}{d}} = d^2 \cdot \frac{U_s}{I_s}$$

$$R_e = d^2 \cdot R_s \quad (8)$$

La expresión anterior demuestra que variando el valor de  $d$  se puede adaptar la resistencia  $R_e$  que ve el generador fotovoltaico para que coincida con la carga que extrae la máxima potencia de dicho generador.

El sistema de control del MPPT de la figura 12 mide continuamente la corriente de entrada  $I_e$ , la corriente de salida  $I_s$ , la tensión de entrada  $U_e$  y la tensión de salida  $U_s$ . A partir de esas medidas modifica la relación de conversión  $d$  para conseguir que la tensión  $U_e$  y la corriente  $I_e$  se aproximen a los valores de  $U_{mpp}$  e  $I_{mpp}$  del generador fotovoltaico.

El método más utilizado por el sistema de control del MPPT, para hacer el seguimiento del punto de máxima potencia, se basa en la detección de los aumentos y disminuciones de la tensión del generador fotovoltaico al variar en el convertidor la relación de conversión  $d$ . En la figura 13 se representa la curva característica I-U y P-U de un generador fotovoltaico, donde al aproximarse al punto de máxima potencia A por la izquierda, los aumentos de tensión producen un aumento de la potencia, y al alejarse del punto de máxima potencia A por la derecha, los aumentos de tensión producen una disminución de la potencia. [4]

Los seguidores MPP se incluyen como parte integrante de los inversores para sistemas fotovoltaicos conectados a la red. En los sistemas fotovoltaicos autónomos no es frecuente el uso de reguladores de carga con MPPT, porque el precio del regulador se eleva sin aportar ventajas significativas en el funcionamiento del sistema. Sin embargo, en aquellos casos donde se desee utilizar módulos fotovoltaicos con tensiones no adaptadas para la carga de baterías o se quiera diseñar el generador fotovoltaico con una tensión más elevada, que permita la reducción de la sección de los conductores, el MPPT permite la adaptación del nivel de tensión del generador al nivel de tensión necesario en la regulación de carga de la batería. [4]

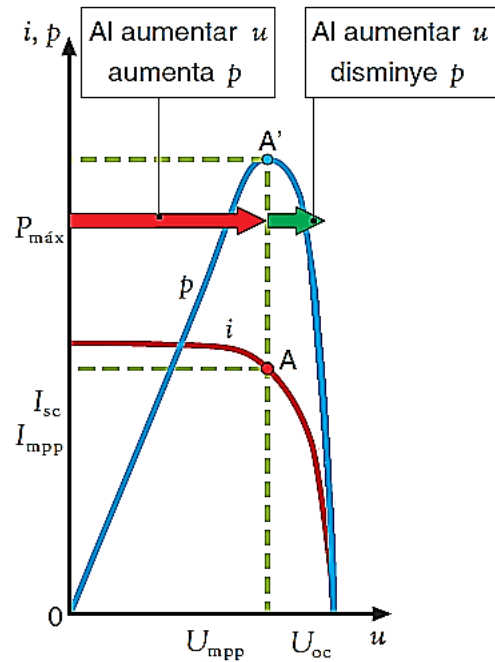


Figura. 13. Curva característica  $I-U$  y  $P-U$  de un generador fotovoltaico. [4]

#### 4.6. INVERSOR

El equipo que realiza la conversión DC/AC se denomina inversor, es un dispositivo capaz de convertir la corriente continua producida por el generador fotovoltaico en corriente alterna con los parámetros adecuados de tensión y frecuencia. Algunos de los parámetros que debe cumplir son, tensión eficaz, frecuencia, distorsión armónica de las ondas de tensión y corriente, rendimiento, seguridad eléctrica. Generalmente el inversor funciona como fuente de corriente auto conmutada y sincronizada a la red. [7]

El convertidor DC/AC básico tiene dispositivos de conmutación que mantienen la polaridad del voltaje  $V_{cc}$  por medio periodo, en el otro medio periodo los dispositivos de conmutación invierten la polaridad del Voltaje  $V_{cc}$ , el resultado es una onda cuadrada con valores de  $(-V_{cc}, V_{cc})$  con alta distorsión armónica en comparación con una onda sinusoidal. En la figura 14 se muestra el esquema eléctrico y forma de onda de un inversor monofásico básico de dos niveles.

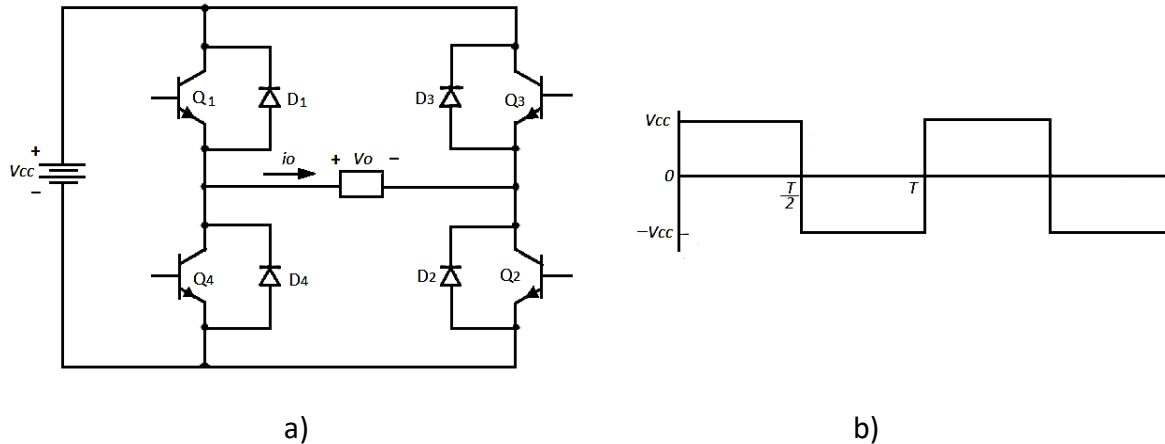


Figura. 14. Convertidor DC/AC monofásico de puente H. a) Esquema eléctrico. b) Forma de onda en los terminales de  $V_o$ .

Los inversores para sistemas fotovoltaicos autónomos pueden ir conectados a la salida de del regulador de carga o en bornes del acumulador. Si el inversor está conectado en los bornes del acumulador tienen que tolerar el rango de variación de la tensión de entrada proporcionado por la batería de acumuladores. La mayoría son inversores con salida monofásica de baja potencia pueden tener funciones de regulación de carga de la batería.

Los inversores para sistemas fotovoltaicos conectados a la red van conectados directamente al generador fotovoltaico y tienen que soportar el rango de variación de la tensión proporcionada por dicho generador en todas las condiciones de trabajo. Son inversores con salida monofásica o trifásica. Al ir conectados a la red eléctrica utilizan como referencia de control la corriente alterna de la red. Es necesario que dispongan de MPPT, sistema de vigilancia y desconexión de la red, protecciones contra cortocircuitos, perturbaciones de la red.[4]

Un inversor fotovoltaico conectado a red tiene las siguientes características:[13]

- Extraer la máxima potencia de los generadores fotovoltaicos, haciendo que el generador fotovoltaico trabaje en su punto de máxima potencia y garantizando el seguimiento del punto de máxima potencia.
- Reducir las pérdidas de conversión. El sistema debe ser de alto rendimiento utilizando convertidores de potencia conmutados y reduciendo el número de etapas de conversión.
- Transferir la potencia a la red. Se realiza mediante la inyección de corriente alterna a la red. La corriente inyectada debe estar en fase con la tensión, con factor de potencia unitario.



Un inversor tiene que proporcionar una potencia superior a la nominal durante un intervalo de tiempo que permita la conexión de cargas que necesitan una corriente de arranque mayor que la nominal para poder funcionar, como los motores.

#### 4.6.1. Rendimiento

La característica más importante de un inversor eléctrico es su rendimiento que se define como la relación entre la potencia de salida y la potencia de entrada del inversor, en muchas hojas de características se denomina eficiencia al rendimiento. El rendimiento es un indicador de las pérdidas que se producen en un inversor. Depende del régimen de carga ya que hay pérdidas constantes, que son las pérdidas en vacío, a las que hay que sumar las pérdidas producidas al circular la corriente que produce caídas de tensión en los semiconductores y pérdidas por efecto Joule, debidas a la resistencia eléctrica de los componentes del inversor.

La figura 15 muestra el rendimiento de un inversor para diferentes regímenes de carga. Se puede ver que el rendimiento del inversor disminuye cuando trabaja con baja potencia de carga. El trabajo de un inversor, desde el punto de vista de la potencia que tiene que convertir, es distinto según se use como autónomo o conectado a la red. En los inversores para sistemas autónomos la potencia variable está en la salida y depende de los receptores que se conectan, disponiendo en la entrada de la potencia máxima proporcionada por el conjunto batería de acumuladores y generador fotovoltaico. En los inversores para sistemas conectados a la red, la potencia de salida tiene que ser siempre la máxima posible y es la potencia de entrada la magnitud variable que depende de la irradiancia recibida en el generador fotovoltaico.

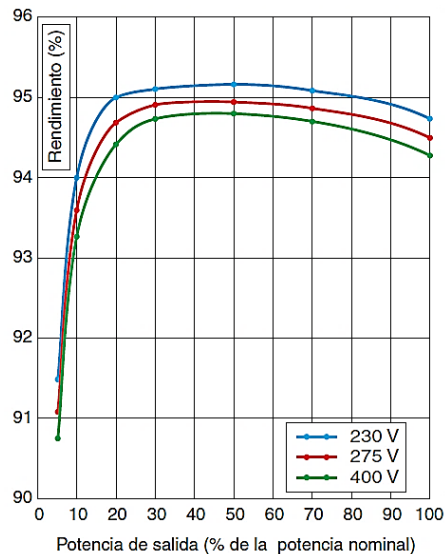


Figura. 15. Curvas de rendimiento de un inversor y variación con la tensión de entrada (inversor con rango de 200 a 500 V). [4]

El rendimiento depende de diferentes factores como la tensión de entrada del inversor. Al adaptar la tensión de entrada a la tensión de salida del inversor el rendimiento varía y depende de su configuración. Según la configuración utilizada en la adaptación (transformador AF, transformador BF o convertidor CC/CC) el rendimiento aumenta o disminuye al aumentar la tensión de entrada. La figura 15 muestra el rendimiento de un inversor con transformador AF, donde el rendimiento es menor para las tensiones superiores del rango y mayor para las tensiones inferiores. También depende de la temperatura de trabajo, disminuyendo cuando aumenta dicha temperatura, por lo tanto, las condiciones de instalación del inversor deben favorecer a la disipación de calor.

Para permitir la comparación entre diferentes fabricantes, que tienen en cuenta que el generador fotovoltaico trabaja la mayor parte del tiempo con irradiancias que van de 200 a 800 W/m<sup>2</sup> y que el inversor recibirá una potencia de entrada variable que lo va a hacer trabajar con diferentes regímenes de carga. Se designa un rendimiento normalizado, llamado rendimiento europeo:

$$\eta_{EUR} = 0.03 \cdot \eta_5 + 0.06 \cdot \eta_{10} + 0.13 \cdot \eta_{20} + 0.01 \cdot \eta_{30} + 0.48 \cdot \eta_{50} + 0.2 \cdot \eta_{100} \quad (9)$$

Donde el subíndice de  $\eta$  representa la potencia en porcentaje.

#### 4.6.2. Distorsión armónica total (THD)

Para especificar el grado de desviación de la forma de onda producida por el inversor respecto de una onda senoidal pura se especifica la distorsión armónica total. Se define como la razón del valor RMS del contenido armónico de una onda periódica al valor RMS de la cantidad fundamental de la onda, expresada como porcentaje de la fundamental. [14] Se calcula con la expresión:

$$THD = \frac{\sqrt{\text{Suma de los cuadrados de las amplitudes de todas las armónicas}}}{\text{amplitud de la componente fundamental}} \cdot 100\%$$

$$THD = \frac{\sqrt{\sum_{h>1}^{h_{max}} M_h^2}}{M_1} \cdot 100\% \quad (10)$$

Donde h es el número del armónico y M la magnitud del voltaje o la corriente.

#### 4.6.3. Características de los inversores en sistemas fotovoltaicos autónomos

Los inversores conectados en sistemas fotovoltaicos autónomos deben tener las siguientes funciones y características: [4]

- Entregar la potencia nominal de forma continua, en el rango de temperatura ambiente especificado por el fabricante, arrancar y operar con todas las cargas de

la instalación, incluidas aquellas que tengan corriente de arranque, sin interferir en su correcta operación ni en el resto de cargas.

- El autoconsumo del inversor sin carga debe ser menor o igual al 2 % de la potencia nominal de salida. Es recomendable que tenga un sistema de espera (stand-by) para reducir las pérdidas en vacío (sin carga).
- Estar protegidos frente a las siguientes situaciones:
  - a. Tensión de entrada fuera del margen de operación.
  - b. Desconexión del acumulador.
  - c. Cortocircuito en la salida de corriente alterna.
  - d. Sobrecargas que excedan la duración y límites permitidos.
- Si el inversor está conectado directamente a los acumuladores tiene que asegurar la protección frente a sobrecargas y sobredescargas.

#### 4.6.4. Características de los inversores en sistemas fotovoltaicos conectados a la red

Los inversores conectados en sistemas fotovoltaicos conectados a la red deben tener las siguientes funciones y características:[4]

- Seguimiento del punto de máxima potencia del generador fotovoltaico.
- Sistema de vigilancia y desconexión de la red. Si la red eléctrica a la que está conectado el inversor queda fuera de servicio, el inversor debe desconectarse automáticamente de la red para evitar el funcionamiento en modo isla.
- Estarán protegidos frente a las siguientes situaciones:
  - a. Cortocircuitos en alterna.
  - b. Tensión de red fuera de rango.
  - c. Frecuencia de red fuera de rango.
  - d. Sobretensiones, mediante varistores o dispositivos similares.
  - e. Perturbaciones presentes en la red como microcortes, pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de la red, etc.
- El autoconsumo del inversor en modo nocturno debe ser inferior al 0,5 % de su potencia nominal.

- Cuando la potencia proporcionada por el generador fotovoltaico sea menor que la necesaria para el autoconsumo del inversor, este se debe poner en modo de espera (stand-by).
- El inversor debe entregar potencia a la red de forma continua en condiciones de irradiación solar superiores al 10% en condiciones CEM. Debe soportar picos de irradiación de un 30% superiores a las condiciones CEM durante períodos de hasta 10 segundos.

#### 4.6.5. Tipos de inversores para sistemas fotovoltaicos conectados a la red

Según el tipo de conexión de los módulos fotovoltaicos existirán valores de tensión e intensidad que van a condicionar la selección del inversor más apropiado para el generador, en función del tipo de conexión se utilizan la configuración más adecuada del inversor.

##### 4.6.5.1. Inversor central

El generador fotovoltaico está conectado a un único inversor que permite la generación de potencias elevadas con buen rendimiento y costes reducidos como se muestra en la figura 16. Limita la fiabilidad del sistema fotovoltaico al depender de un único inversor, es necesario disponer de diodos de bloqueo en cada rama para evitar los efectos de las corrientes inversas.[4]

Para que un inversor central tenga un funcionamiento óptimo son necesarias ciertas condiciones, en función del conexionado del generador fotovoltaico: [4]

1. Si el generador está formado por ramas o cadenas de varios módulos fotovoltaicos en serie, las condiciones de insolación para todo el generador deben ser muy homogéneas, sin sombras en las ramas. Es necesario que los módulos fotovoltaicos tengan tolerancias de producción muy bajas. Estas condiciones son necesarias para que el MPPT del inversor encuentre una curva característica de funcionamiento del generador que corresponda con la de cada rama. Si hay ramas con curvas características diferentes, el MPPT no puede detectarlas y hacer los ajustes para el seguimiento.
2. Si el generador fotovoltaico va a tener sombreados parciales o está formado por módulos con elevadas tolerancias de producción es necesario conectar el generador formando ramas o cadenas con pocos módulos fotovoltaicos en serie. En estos casos el inversor tiene que estar preparado para trabajar con bajas tensiones de entrada.

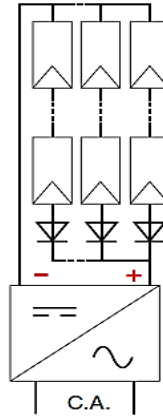


Figura. 16. Conexión de módulos fotovoltaicos a un inversor central. [4]

#### 4.6.5.2. Inversor de cadena

En su entrada solo tienen una rama o cadena de módulos fotovoltaicos conectados en serie como se muestra en la figura 17. Tienen un rendimiento mayor que los inversores centrales, puesto que el MPPT de cada inversor sigue la característica de una única rama de módulos (todos los módulos de la rama deben tener las mismas condiciones) y eliminan la necesidad de instalar diodos de bloqueo. [4]

Permiten que diferentes ramas puedan tener condiciones de insolación distintas, como ocurre cuando se instalan módulos fotovoltaicos en fachadas que tienen diferentes orientaciones. Se puede descentralizar la instalación de los inversores para situarlos junto a los módulos y reducir el cableado en corriente continua, siempre que se elijan con la protección adecuada (IP 65) para trabajar a la intemperie. La composición modular permite aislar una rama en caso de avería, dejando al resto de ramas funcionando. [4]

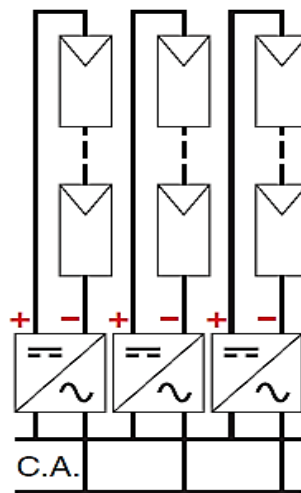


Figura. 17. Conexión de módulos fotovoltaicos a inversores en cadena. [4]

#### 4.6.5.3. Inversor multicadena

Permiten la conexión de varias ramas de módulos, cada una con su propio MPPT, disponen de una única etapa inversora como se muestra en la figura 18. Se suelen emplear para potencias en el rango de 3 a 10 kW. Son una solución económica que se utiliza para instalaciones en las que hay ramas de módulos con diferentes condiciones de trabajo, por ejemplo, distinta orientación, diferentes tolerancias de producción, sombreados, diferentes cantidades de módulos por rama. La mayoría de estos inversores dispone de conexión para dos o tres ramas con su propio MPPT [4]

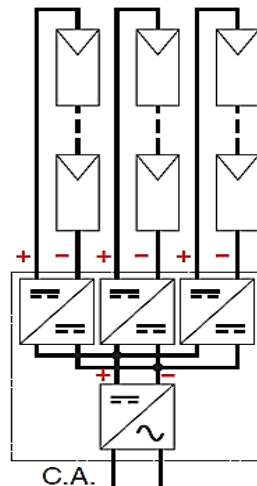


Figura. 18. Conexión de módulos fotovoltaicos a un inversor multicadena. [4]

#### 4.6.5.4. Inversor integrado en el módulo fotovoltaico

Van directamente instalados en el módulo fotovoltaico, se suelen emplear en sistemas de poca potencia de 50 a 500 W. Su rendimiento es inferior al de los inversores de cadena y el hecho de tener que conectar cada módulo a la red, la cantidad de cableado hace que se utilicen en sistemas de poca potencia. Al realizarse la conversión de corriente continua en corriente alterna en el mismo módulo, toda la instalación se realiza en corriente alterna y no hay cableado en corriente continua.[4]

En sistemas fotovoltaicos con varios módulos, los sombreados sobre un módulo no afectan al resto de módulos y si se produce una avería en el inversor, el resto de módulos puede continuar con su producción de energía. El inversor se adapta a las características de potencia y tensión del propio módulo y va integrado en la caja de conexiones del mismo, al producirse una avería en el inversor, solo puede cambiarse junto con el módulo. [4]. En la figura 19 se muestra el esquema de inversor integrado en módulos fotovoltaicos.

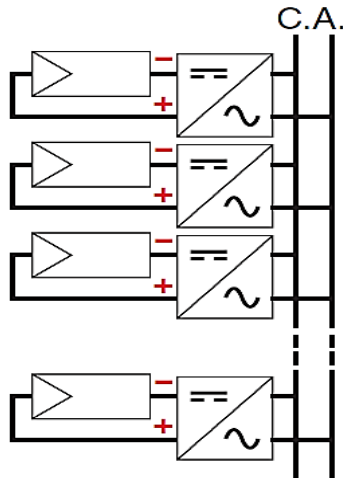


Figura. 19. Inversor integrado en el módulo fotovoltaico[4]

#### 4.7. INVERSOR MULTINIVEL Y TOPOLOGÍAS

El concepto de conversión multinivel existe antes de los trabajos de Nabae, Takahashi y Akagi, pero a partir de ese trabajo, con el inversor de tres niveles a principios de la década de los 80 se considera el punto de partida de los inversores multinivel.[15][16]

Los convertidores DC-AC multinivel funcionan con un conjunto de semiconductores de electrónica de potencia y fuentes de tensión basadas en condensadores. Con un adecuado control de la conmutación de interruptores, estos elementos permiten generar tensiones de salida elevadas con formas de onda escalonadas, los semiconductores soportan los niveles de tensión de entrada.[17] Aumentado el número de niveles en el inversor, aumenta el rango de valores en la tensión de salida, generándose una forma de onda con una menor distorsión armónica total. [17]

El objetivo general del convertidor multinivel es sintetizar un voltaje casi sinusoidal a partir de varios niveles de voltajes de DC, que en forma típica se obtienen con fuentes de voltaje con capacitores, considerando que los interruptores se cierran y se abren en tiempos determinados[15]. A medida que aumenta la cantidad de niveles, la forma de onda de salida del voltaje sintetizada tiene más escalones, que producen una onda en escalera que tiende a una forma de onda sinusoidal. También, al añadir más escalones a la forma de onda, disminuye la distorsión armónica de la onda de salida, y esta distorsión armónica tiende a cero a medida que aumenta la cantidad de niveles. A medida que aumenta la cantidad de niveles, también aumenta el voltaje que puede suministrarse sumando múltiples niveles de voltaje, mientras que los interruptores de potencia soportan voltajes reducidos.[18]

En la figura 20 se observan tres diagramas esquemáticos de una rama de fase en inversores con diferentes niveles de tensión, donde los semiconductores están representados por interruptores ideales con diversas posiciones.[17]

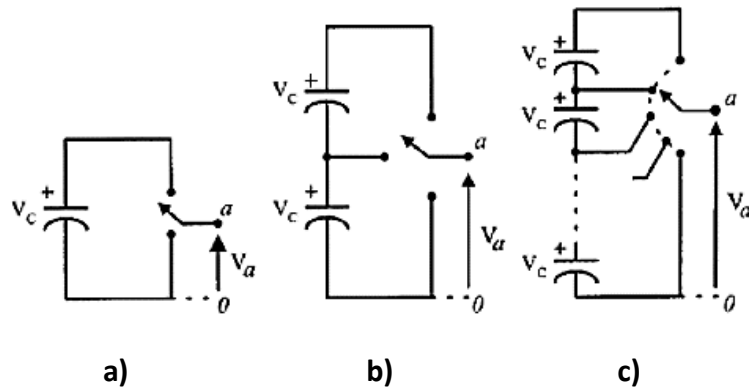


Figura. 20. Rama de fase de un inversor de a. 2 niveles, b. 3 niveles, c. n niveles. [17]

Un inversor de dos niveles convencional genera una tensión de salida con dos valores respecto al terminal negativo del condensador de entrada, mientras que el inversor de tres niveles genera tres valores, y así para  $n$  niveles. [17]

Algunas características de los Inversores Multinivel son:[19]

- Pueden generar voltajes de salida con muy poca distorsión y bajo  $dV/dt$ .
- Las corrientes de entrada son de muy baja distorsión.
- Generan pequeños voltajes de modo común, protegiendo los motores. Más aún, utilizando sofisticados métodos de modulación, el voltaje de modo común puede ser eliminado.
- Pueden operar con baja frecuencia de conmutación, provocando menores pérdidas.

Las principales ventajas de los inversores multinivel frente a los inversores de dos niveles convencionales son: [17]

- Generan tensiones de salida con menor distorsión y pocas variaciones de tensión  $dV/dt$ .
- Conducen corrientes con poca distorsión.
- Pueden operar a frecuencias de conmutación más pequeñas.
- Generan tensiones en modo común menores, reduciendo así el estrés de los dispositivos y permitiendo trabajar a mayores potencias.
- La respuesta dinámica del convertidor es más rápida, por tener más niveles de tensión de salida y emplear filtros de menor tamaño.

Las principales limitaciones que presentan los inversores multinivel son: [17]



- Un elevado número de niveles incrementa la complejidad del control.
- Introducen problemas de desequilibrio en las tensiones de los condensadores.

Los inversores multinivel se pueden clasificar en tres tipos [18][20].

1. Inversor multinivel con diodos anclados o de enclavamiento.
2. Inversor multinivel con capacitores volantes o flotantes.
3. Inversor multinivel puente H en cascada.

todas las topologías de inversores multinivel producen una forma de onda de salida similar, la cual está formada por escalones de tensión, proporcionando así una tensión de mejor calidad y lo más parecido posible a la forma de onda que se pretende recrear (sinusoidal) [20]. La figura 21 presenta una forma de onda de salida típica de un inversor multinivel, en donde se puede observar que está formada por escalones de tensión.

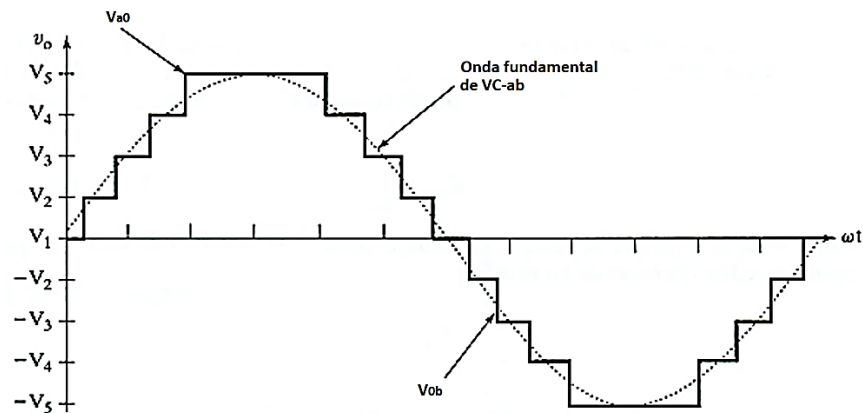


Figura. 21. Voltaje de salida de un inversor multinivel de cinco niveles [18]

#### 4.7.1. Inversor multinivel con diodo anclado

La función principal de un inversor multinivel con diodos anclados es sintetizar una onda sinusoidal a partir de varios niveles de tensión, normalmente obtenida de condensadores que funcionan como fuentes de DC. Los condensadores utilizados se conectan en serie para dividir la tensión y de esta manera, los dispositivos de potencia operan con una tensión menor entre terminales. [20]

En esta topología con diodo anclado,  $n$  es el número de niveles, se define en función del número de capacitores  $c$ , en el canal de DC y se define: [18]

$$c = (n - 1) \quad (11)$$

La figura 22 muestra un inversor con diodos anclados de tres niveles monofásico y es la primera topología multinivel práctica que se utilizó, esta estructura fue presentada por

Nabae en 1980. En este circuito, la tensión del bus de DC se divide en tres niveles debido a la presencia de dos condensadores en serie,  $C_1$  y  $C_2$ , en el bus de continua (neutral point). El punto medio entre los dos condensadores "o" se define como el neutro del bus de continua. La tensión de salida va puede adquirir tres valores, ( $V_{dc}/2$ , 0,  $-V_{dc}/2$ ). Cuando los interruptores  $S_1$  y  $S_2$  están conduciendo, el nivel de tensión es  $V_{dc}/2$ ; cuando los interruptores  $S_1'$  y  $S_2'$  están conduciendo el nivel de tensión es  $-V_{dc}/2$ ; cuando los interruptores  $S_1'$  y  $S_2$  o  $S_1$  y  $S_2'$  están conduciendo, el nivel de tensión es 0.[17]

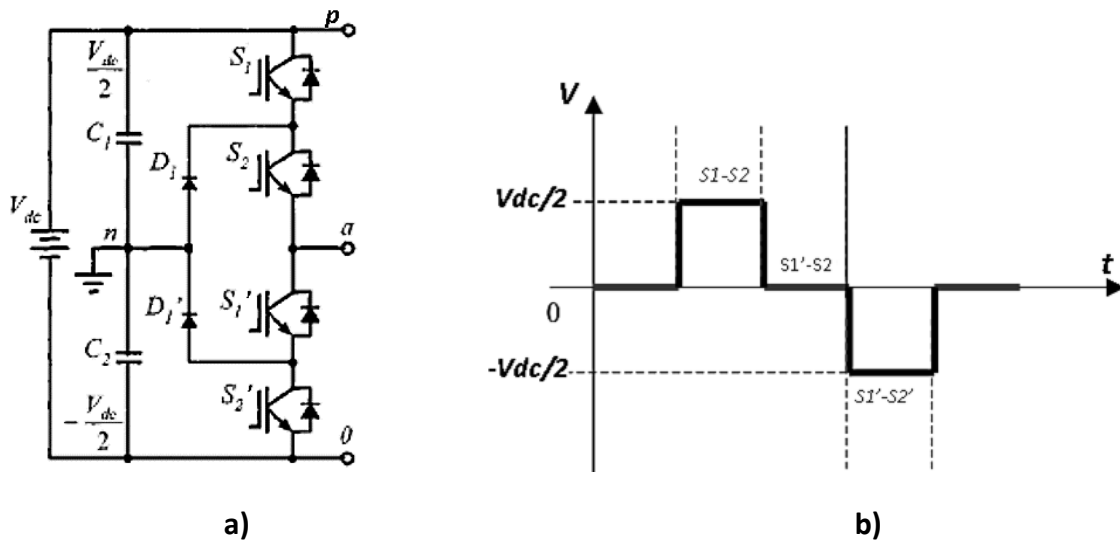


Figura. 22. Inversor de diodos anclados de tres niveles: a. Rama de fase de un inversor con diodos anclados. b. Forma de onda escalonada del voltaje de salida. [17][15]

Los principales componentes que distinguen este circuito de un inversor convencional de dos niveles son los diodos  $D_1$  y  $D_1'$ . Estos dos diodos bloquean la tensión en los interruptores a una fracción de la tensión del bus de DC. Cuando  $S_1$  y  $S_2$  conducen, la tensión entre p y o es  $V_{dc}$  ( $V_{po}=V_{dc}$ ). En este caso,  $D_1'$  equilibra el reparto de tensión entre  $S_1'$  y  $S_2'$ , con  $S_1'$  bloqueando la tensión en bornes de  $C_1$ .

A medida que aumenta el número de niveles de tensión, aumenta el número de componentes. Un inversor de  $n$  niveles de tensión presenta  $(n-1)$  condensadores en el bus de continua, cada uno de ellos bloqueando una tensión  $V_{dc}/(n-1)$ . Pese a que cada interruptor sólo debe soportar  $V_{dc}/(n-1)$ , los diodos han de soportar diferentes rangos de tensión inversa, ya que deben poder bloquear la tensión de más de un condensador, en función del estado de conmutación. Asumiendo que el rango de tensión que debe bloquear cada diodo es igual al rango de tensión máximo en cada rama, el número de diodos necesarios en cada fase es  $(n-1) \cdot (n-2)$ . Este número aumenta cuadráticamente con  $n$ , por lo que esta topología es inviable para un número muy elevado de niveles. La recuperación inversa de los diodos y las limitaciones que conllevan es el principal inconveniente de esta topología. [17]

Las características más significativas y que describen a la estructura son las siguientes: [20]

- a) El esfuerzo en tensión de los dispositivos se balancea con el número de niveles, ya que la tensión que debe manejar cada dispositivo es menor.
- b) Debido a su principio de operación los diodos de enclavamiento de ésta pueden llegar a manejar la tensión de más de un nivel, aunque los interruptores principales sólo manejen la tensión de un solo nivel. Lo anterior provoca que se tenga que utilizar la conexión en serie de diodos para repartir las tensiones.
- c) Esta topología utiliza, en su versión trifásica, un mismo banco de condensadores para alimentar a las tres fases, lo cual hace que los condensadores deban ser de gran capacidad.
- d) Los diodos de enclavamiento permiten fijar los niveles de tensión en la salida.

De acuerdo con lo anterior, esta topología de inversor multinivel es más óptima cuando se implementan tres niveles.

#### 4.7.2. Inversor multinivel con capacitor flotante

La topología de inversor multinivel con capacitor flotante propuesta por primera vez en 1992 es considerada como la alternativa más cercana a la topología de diodo anclado. Las posibles combinaciones de condensadores tienen la función de fijar la tensión de salida a un determinado nivel.[20]

En esta topología, el número de capacitores  $c$ , se define en función del número de niveles  $n$ , de la siguiente forma: [18]

$$c = ((n - 1) \cdot ( \quad ) )$$

La figura 23 muestra un inversor con capacitor flotante de tres niveles monofásico. Para lograr generar una tensión alterna de tres niveles a la salida ( $V_{dc}/2$ ,  $0$ ,  $-V_{dc}/2$ ), los interruptores deben seguir una secuencia de conmutación. Cuando los interruptores  $S1$  y  $S2$  están conduciendo el nivel de tensión es  $V_{dc}/2$ ; Cuando los interruptores  $S1'$  y  $S2'$  están conduciendo el nivel de tensión es  $-V_{dc}/2$ ; para obtener un nivel de tensión de  $0$ , deben conducir  $S1'- S1$  o  $S2'- S2$ . El condensador  $C1$  se carga cuando  $S1'$  y  $S1$  conducen, y se descarga cuando lo hacen  $S2'$  y  $S2$ . La carga de  $C1$  puede equilibrarse con una adecuada sincronización en la conmutación de los interruptores.[17]

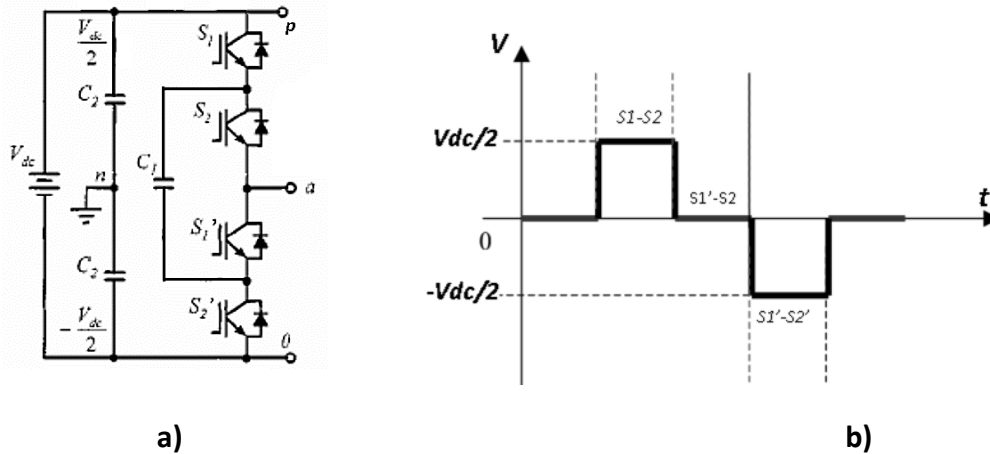


Figura. 23. Inversor con capacitor flotante de tres niveles: a. Rama de fase de un inversor con capacitor flotante. b. Forma de onda escalonada del voltaje de salida [17][15]

A medida que aumenta el número de niveles, la topología con capacitor flotante se presenta como una mejor solución que la topología de diodo anclado, ya que necesita la mitad de condensadores que diodos en la topología de diodo anclado (en un inversor de  $n$  niveles, se emplean  $(n-1) \cdot (n-2)/2$  condensadores por fase) y además estos condensadores no presentan las limitaciones de los semiconductores. [17]

A diferencia del inversor con diodo anclado, la topología de inversor con condensador flotante tiene redundancia en sus niveles internos de voltaje. Un nivel de voltaje es redundante si puede sintetizarse con dos o más combinaciones válidas de interruptor. La redundancia de voltaje permite controlar los voltajes individuales de capacitor. Para producir el mismo voltaje de salida, el inversor puede utilizar distintas combinaciones de capacitores, permitiendo la carga o descarga de los capacitores individuales. Esta flexibilidad facilita la manipulación de los voltajes del capacitor, y mantenerlo en su valor correcto. Es posible emplear dos o más combinaciones de interruptor para niveles intermedios de voltajes en uno o varios ciclos de salida, para balancear la carga y la descarga de los capacitores. Así, con una selección adecuada de combinaciones de interruptores, se puede usar el inversor multinivel con capacitor flotante para conversiones de potencia real. Sin embargo, cuando se trata de conversiones de potencia real, la selección de una combinación de interruptores se hace muy complicada, y la frecuencia de conmutación debe ser mayor que la frecuencia fundamental. [18]

Las principales características que presenta la topología de inversor multinivel con capacitor flotante son: [18]

- a) Los condensadores ven un rizo de corriente a la frecuencia fundamental o a una frecuencia mayor, dependiendo de la estrategia de modulación.

- b) El arranque del inversor es más complejo que la topología de diodo anclado. Debido a su estructura, esta topología presenta el inconveniente de necesitar cargar previamente los condensadores antes de empezar a operar como inversor, lo anterior implica una posible secuencia de arranque o utilizar algún sistema externo para monitorear la carga de los condensadores y mantenerlos a la tensión deseada.
- c) El esfuerzo de la tensión de los dispositivos se balancea con el número de niveles. Al aumentar el número de niveles la tensión que debe manejar cada dispositivo es menor.
- d) Proporciona diferentes combinaciones de conmutación en los dispositivos para una misma tensión de salida, permitiendo tener flexibilidad para mantener la carga en los condensadores

#### 4.7.3. Inversor multinivel puente H en cascada.

La topología multinivel puente H en cascada se realiza con la conexión en serie de inversores monofásicos con fuentes de alimentación independientes [17]. La función general de este inversor multinivel es sintetizar una onda de voltaje AC a partir de varias fuentes de voltaje DC (SDCS, several separate DC sources), cada SDCS está conectado a un inversor. Los voltajes de AC del terminal de los inversores en distintos niveles se conectan en serie. A diferencia del inversor con diodo fijador, o de capacitores volantes, el inversor en cascada no requiere diodos fijadores de voltaje, ni capacitores de balanceo de voltaje.[18]

La modularidad de esta topología permite que el mantenimiento sea más sencillo y proporciona alta fiabilidad del sistema. Una de las principales ventajas de esta topología es que se puede incrementar el número de salidas sin tener que añadir componentes adicionales, simplemente usando fuentes de alimentación con tensiones diferentes.[17]

En esta topología el número de niveles,  $n$ , se define en función del número de fuentes de DC,  $s$ , de la siguiente manera.

$$n = 2s + 1 \quad (13)$$

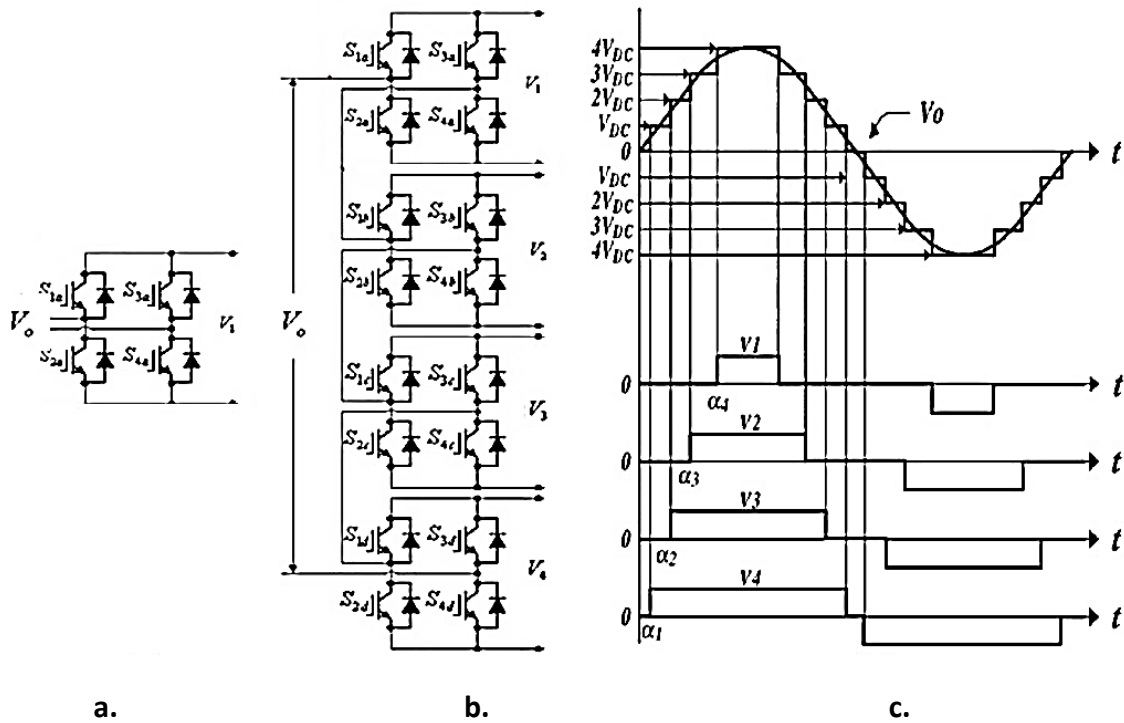


Figura. 24. Inversor multinivel puente H en cascada: a. Inversor puente H de dos niveles. b. Inversor multinivel de puentes H en cascada. c. Formas de onda de salida del voltaje de los puentes y del inversor multinivel.[21]

La figura 24 muestra el circuito de un inversor de nueve niveles con cuatro módulos en cada fase (siguiendo la ecuación 1, donde  $s=4$ ). Cada inversor monofásico genera tres tensiones a su salida,  $V_{DC}$ ,  $0$ ,  $-V_{DC}$ , mediante combinaciones diferentes de los cuatro interruptores  $S_1$ ,  $S_2$ ,  $S_3$  y  $S_4$ . Tomando como ejemplo el inversor puente H del primer arreglo, al activar  $S_1$  y  $S_4$  se obtiene que  $V_1 = +V_{DC}$ . Al activar  $S_2$  y  $S_3$  se obtiene  $V_1 = -V_{DC}$ . Al desactivar todos los interruptores se obtiene  $V_1 = 0$ . Al conectar los módulos en serie se obtiene una tensión alterna que oscila entre  $-4V_{DC}$  y  $4V_{DC}$  con nueve niveles de tensión y la forma de onda es casi sinusoidal.

Las características principales del inversor puente H en cascada son:[18][20]

- La tensión de fase es la suma de las tensiones de salida de los inversores individuales.
- Conforme aumenta el número de niveles, la tensión que soportan los dispositivos semiconductores disminuye, debido a que cada inversor maneja solo la tensión presente en su fuente de alimentación.
- No es posible conectar las fuentes de DC una a continuación de otra entre dos convertidores, porque puede introducirse un cortocircuito cuando dos convertidores seguidos no conmutan en forma sincrónica.

- d) Es posible balancear, las pérdidas por conmutación, ya que dependiendo del número de niveles es posible, que. diferentes conexiones de inversores puente completo proporcionen la misma tensión en la salida del inversor multinivel.
- e) Para conversiones de potencia real, de AC a DC y después de DC a AC, los inversores en cascada necesitan fuentes separadas de DC. La estructura de las fuentes separadas de DC es adecuada para diversas fuentes de energía renovable, como celdas de combustible, energías renovables y biomasa.

## 5. SELECCIÓN DE LA TOPOLOGÍA DEL INVERSOR MULTINIVEL

### 5.1. COMPARACIÓN ENTRE DIFERENTES TOPOLOGÍAS DE INVERSOR MULTINIVEL

Se han analizado las diferentes topologías de inversor multinivel (diodos anclados, capacitores flotantes, puente H en cascada), considerándose principalmente sus ventajas y desventajas.

Las principales ventajas y desventajas de la topología de inversor multinivel con diodos anclados se presentan a continuación. [17][20]

Ventajas:

- El flujo de potencia reactiva puede ser controlado. Utilizando la energía reactiva para cargar y descargar los condensadores del bus de DC permitiendo controlar la tensión.
- El número de capacitores utilizados es menor en comparación con otras topologías, siendo estos elementos reactivos los de mayor costo en el convertidor.
- La tensión que deben soportar los interruptores es sólo la mitad de la tensión del bus de continua, por lo que pueden soportar mayores niveles de potencia.
- No se requieren transformadores adicionales.

Desventajas:

- Esta topología requiere diodos de alta velocidad que deben ser capaces de soportar corrientes máximas y están sometidos a un gran estrés de recuperación inversa.
- En las topologías con más de tres niveles, los diodos soportan tensiones cada vez mayores, de modo que deben ir conectándose en serie. Este hecho complica el diseño y eleva los requisitos de fiabilidad y costes.

- La metodología de control es complicada, ya que debe regularse el equilibrio de tensiones en los condensadores del bus de continua. Para topologías de más de tres niveles, la regulación de este equilibrio es muy complejo.
- Es difícil controlar el flujo de la potencia real del convertidor individual, en sistemas con varios convertidores.
- Las tensiones de los capacitores se deben mantener equilibradas en cualquier punto de trabajo, mantener el equilibrio de los capacitores aumenta con el número de niveles, complicando el control del convertidor.

Las principales ventajas y desventajas de la topología de inversor multinivel con capacitores flotantes se presentan a continuación. [18][20][17]

Ventajas:

- Elimina los problemas generados por los diodos en la topología de diodo anclado. La topología con capacitor flotante limita los  $dV/dt$  y el estrés provocado por las variaciones de tensión en los dispositivos.
- Proporciona combinaciones extra de conmutación para mantener el equilibrio de la tensión en los condensadores del bus de DC. Esto también es utilizado para balancear las pérdidas por conmutación o por conducción de los dispositivos semiconductores.
- Tanto como la potencia real y la potencia reactiva pueden ser controladas.
- Grandes cantidades de capacitores de almacenamiento pueden proporcionar operación durante cortes de energía.

Desventajas:

- El control de la tensión en los condensadores del bus de DC añade complejidad al control global del circuito.
- El control del inversor es complejo, ya que se necesita controlar la tensión de los condensadores y además realizar la función de inversor como tal. Debido a lo anterior la frecuencia de conmutación y las pérdidas por conmutación son altas para la transmisión de potencia real.
- Se requiere un mayor número de condensadores que en la topología de diodo anclado. Además, la corriente eficaz que circula por estas capacidades es bastante elevada.



- Existe la posibilidad de que se genere una resonancia parásita entre los condensadores de desacople.
- Se necesita un número excesivo de condensadores cuando el número de niveles es alto, son difíciles de implementar y más caros cuando requieren condensadores voluminosos.
- Se requiere una gran cantidad de capacitores de almacenamiento cuando la cantidad de niveles es grande. Los inversores con varios niveles son más difíciles de encapsular por los voluminosos capacitores de potencia, que también son más costosos.

Las principales ventajas y desventajas de la topología de inversor multinivel de puente H en cascada se presentan a continuación. [18][20][17]

Ventajas:

- En comparación con los inversores con diodo anclado y con capacitores flotantes, requiere menor cantidad de componentes para obtener la misma cantidad de niveles de voltaje.
- Gran flexibilidad para poder incrementar el número de niveles, ya que sólo se necesita agregar inversores sin tener que rediseñar la etapa de potencia.
- Se pueden usar técnicas de conmutación suave para reducir las pérdidas por conmutación y los esfuerzos en los dispositivos.
- Proporciona la mayor cantidad de niveles de tensión en relación con los dispositivos semiconductores requeridos para su implementación.
- No presenta problemas de balanceo de tensión en los condensadores.
- Tiene variedad de estados de conmutación para una misma tensión en la salida.
- Utiliza una técnica de modulación tal que permite elevar la frecuencia del rizo en la salida del inversor a una mayor que la frecuencia de conmutación.

Desventajas:

- La principal desventaja del inversor puente H en cascada es que necesita fuentes de DC separadas para conversiones de potencia real, y con ello limita sus aplicaciones.
- No es posible conectar las fuentes de DC una a continuación de otra entre dos convertidores, porque puede introducirse un cortocircuito cuando dos convertidores seguidos no conmutan en forma sincrónica.

La tabla 1 ilustra la comparación de las diferentes topologías de inversor multinivel.

Parámetro	Diodos anclados	Condensador flotante	Puente H en cascada
Interruptores	$(n-1) \cdot 2$	$(n-1) \cdot 2$	$(n-1) \cdot 2$
Diodos	$(n-1) \cdot 2$	$(n-1) \cdot 2$	$(n-1) \cdot 2$
Diodos de enclavamiento	$(n-1) \cdot (n-2)$	0	0
Condensadores del bus de DC	$(n-1)$	$(n-1)$	$(n-1)/2$
Condensadores de balanceo	0	$(n-1) \cdot (n-2)/2$	0
EMI (Interferencia electromagnética)	Baja	Baja	Baja
dV/dt	Baja	Baja	Baja
Tensión que bloquean los diodos	$\geq 1$ Nivel	1 nivel	1 nivel
Apropiado para manejar Energía Reactiva	Si	si	si
Apropiado para manejar Energía Activa	No	si	si
Flexibilidad para proporcionar un nivel de tensión	Baja	Alta	Media
Modularización	Complicada	Complicada	Sencilla
Transformador de salida	Si	si	Se puede evitar

Tabla 1. Comparación entre las topologías mostradas de inversor multinivel. [20]

Se selecciona la topología de inversor puente H en cascada, siendo esta la más conveniente para el desarrollo de simulación de un inversor fotovoltaico multinivel conectado a la red, requiere la cantidad mínima de componentes, y tiene el potencial para aplicaciones de interconexión con el servicio eléctrico, por sus posibilidades de aplicar técnicas de modulación y de conmutación suave.[18]

Respecto al número de niveles de tensión del convertidor, se selecciona la configuración multinivel, con 4 niveles de tensión, las principales ventajas de los inversores multinivel frente a los inversores de dos niveles convencionales son: [17]

- Generan tensiones de salida con menor distorsión y pocas variaciones de tensión dV/dt.

- Conducen corrientes con poca distorsión.
- Pueden operar a frecuencias de conmutación más pequeñas.
- Generan tensiones en modo común menores, reduciendo así el estrés de los dispositivos y permitiendo trabajar a mayores potencias.
- La respuesta dinámica del convertidor es más rápida, por tener más niveles de tensión de salida y emplear filtros de menor tamaño.

## 5.2. TOPOLOGÍA APLICADA AL INVERSOR MULTINIVEL PUENTE H EN CASCADA

El inversor multinivel puente H en cascada puede tener diferentes topologías. Con respecto a la relación del voltaje de cada puente, la topología puede ser asimétrica o simétrica. La topología asimétrica se caracteriza porque los voltajes de cada puente son diferentes y en la topología simétrica los voltajes de cada puente son iguales, dependiendo del número de fuentes, puede ser fuente común o fuente independiente. La topología de fuente común tiene una sola fuente en una etapa de puente H, con transformador a la salida de cada puente conectados entre sí para obtener los diferentes niveles de tensión, la topología de fuente independiente presenta una fuente para cada etapa de puente H. [21][22]

En las figuras 25 y 26 se muestran las configuraciones y forma de onda del voltaje de los inversores multinivel puente H en cascada simétrico y asimétrico con relación 1:2 respectivamente.

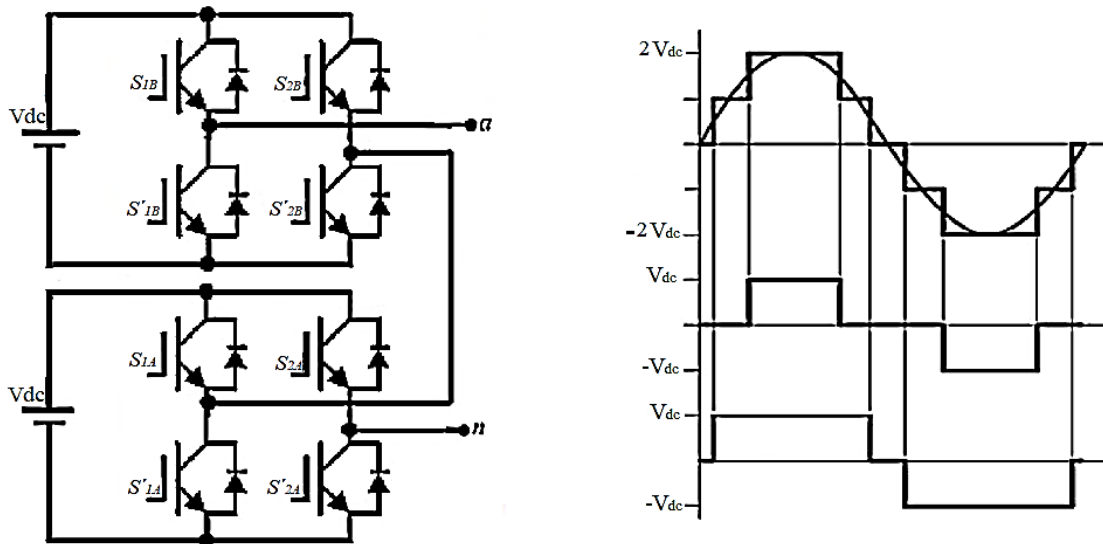


Figura. 25. Esquema eléctrico y forma de onda de voltaje del Inversor multinivel puente H en cascada simétrico[21]

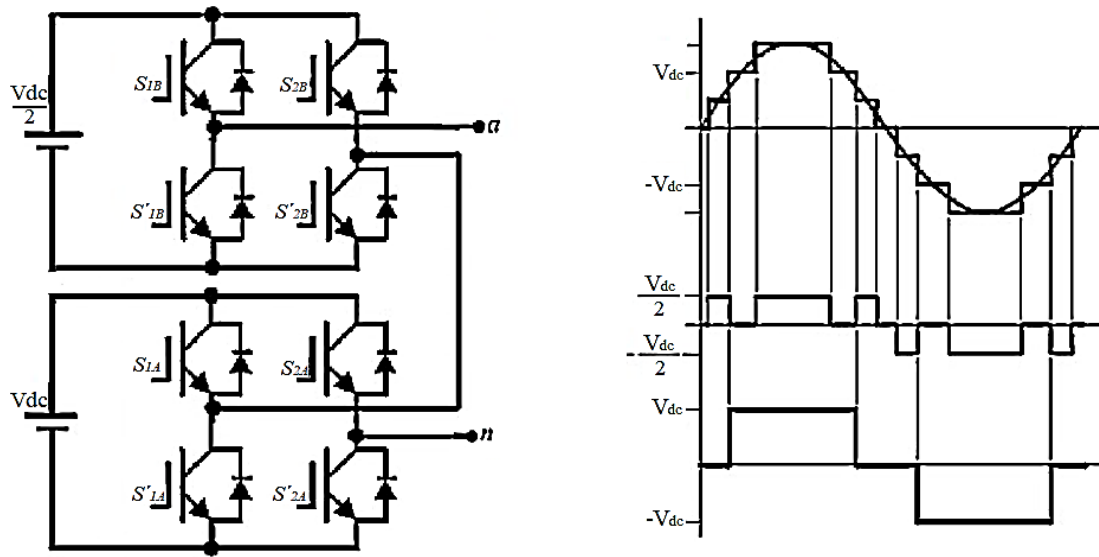


Figura. 26. Esquema eléctrico y forma de onda de voltaje del Inversor multinivel puente H en cascada asimétrico con relación 1:2. [21]

De acuerdo a la forma de obtener los voltajes en cada puente, de igual forma las topologías se pueden describir dos formas: fuente común o fuente independiente. En la topología fuente común, todos los puentes se alimentan de una sola fuente, la diferencia de voltajes y el aislamiento galvánico se obtiene por medio de transformadores. En la topología fuente independiente todos los puentes se alimentan de forma independiente. [21]

En las figuras 27 y 28 se muestran las configuraciones y forma de onda del voltaje de los inversores multinivel puente H en cascada fuente común y fuente independiente.

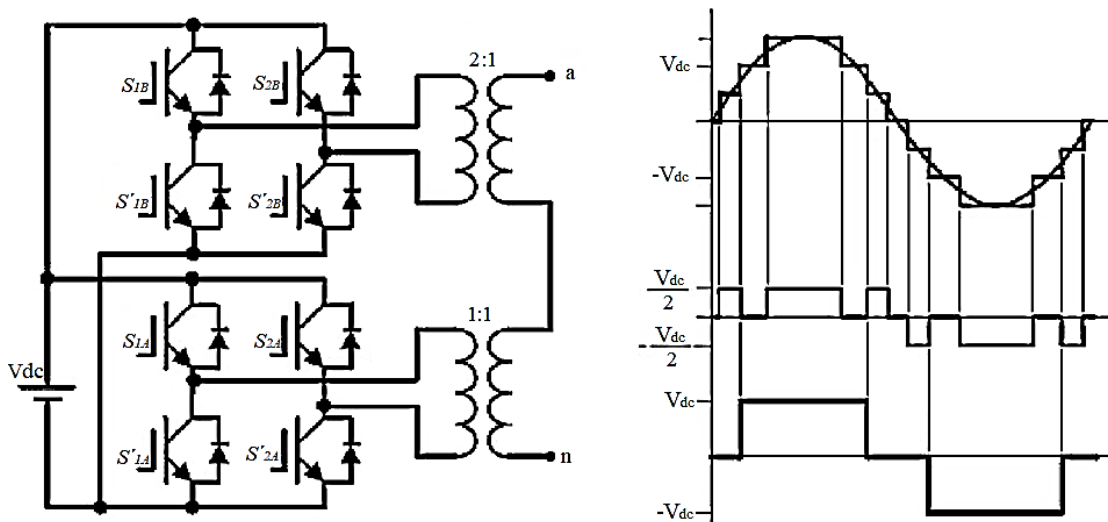


Figura. 27. Esquema eléctrico y forma de onda de voltaje del Inversor multinivel puente H en cascada fuente común. [21]

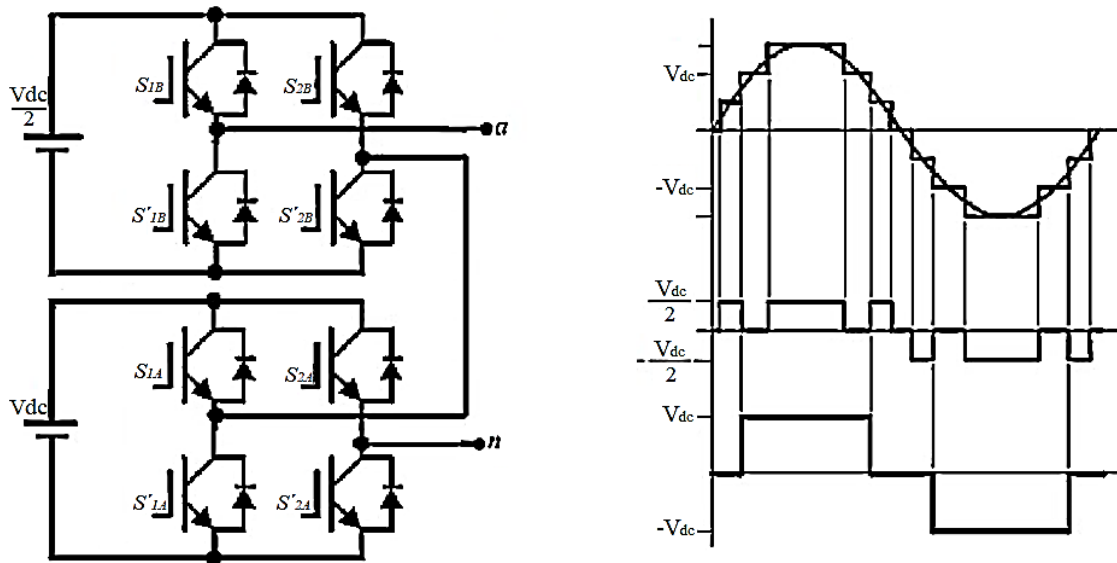


Figura. 28 Esquema eléctrico y forma de onda de voltaje del Inversor multinivel puente H en cascada fuente independiente. [21]

Se selecciona la topología de fuente común con asimetría 3:1, con dos etapas de puentes en cascada para el desarrollo de la simulación del inversor multinivel, ya que presenta grandes ventajas sobre las otras topologías al necesitar sólo con una fuente de alimentación y realizar el escalonado mediante transformadores en la salida y el aislamiento galvánico se consigue mediante los transformadores. [21]. Sin embargo, esta topología presenta dificultades a la hora de incluir los transformadores, debido a la presencia de comportamientos que perturban las modulaciones.

Debido a la asimetría seleccionada para el inversor en cascada puente H se consigue mayor número de niveles, en este caso la asimetría es de 3:1 con 4 niveles de tensión a la salida del convertidor [21]. La figura 29, se muestra la topología empleada.

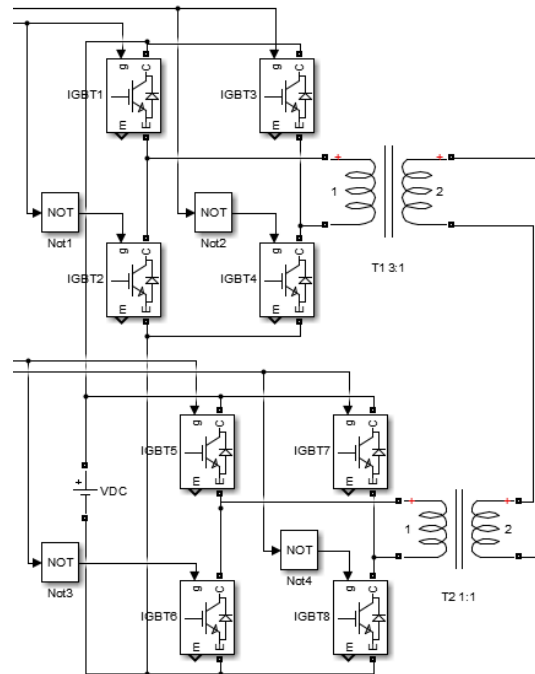


Figura. 29. Esquema del inversor puente H en cascada fuente común

En la práctica la negación de las señales hacia los dispositivos de conmutación permite que no haya periodos de tiempo sin flujo de corriente por el convertidor, garantizando la continuidad de la corriente hacia la carga. Para que los transformadores puedan soportar las tensiones cuadradas, producto de las conmutaciones, estos se sobredimensionan.

### 5.3. TÉCNICA DE MODULACIÓN

Las técnicas de modulación se pueden clasificar en escalares o PWM (Pulse Width Modulation) y vectoriales o SVM (Space Vector Modulation). Entre las técnicas escalares se encuentran la técnica de modulación de onda cuadrada (six-step), técnica de modulación sinusoidal, técnica de modulación sinusoidal con tercer armónico, entre otras; divisibles a la vez en técnicas de modulación basadas en portadora triangular (carrier based) y técnicas programadas. La técnica de modulación SVM se presenta en los años ochenta, la cual maneja el puente inversor trifásico como una unidad, se basa en la representación vectorial del voltaje trifásico para el manejo del puente inversor, disminuye las pérdidas por conmutación en el mismo y minimiza el contenido armónico de la señal de salida. [23]

#### 5.3.1. Técnica de modulación escalar o PWM

La técnica de modulación por ancho de pulso (PWM) se usa en convertidores DC/AC monofásicos y trifásicos. Se basa en la comparación de una señal de referencia modular y una señal portadora de forma triangular o diente de sierra, la comparación genera un tren de pulsos de ancho específico que se utilizan en la conmutación del puente inversor. La relación entre la amplitud de la señal portadora y la amplitud de la señal de referencia

modular se llama índice de modulación, este índice de modulación permite obtener una tensión variable a la salida del inversor. El índice de modulación se describe como. [23]

$$ma = \frac{Ar}{Ac} \quad (14)$$

Donde:

- $ma$  es el índice de modulación.
- $Ar$  es la amplitud de la señal de referencia modular.
- $Ac$  es la amplitud de la señal portadora.

La relación entre la frecuencia de la señal portadora y la frecuencia de la señal referencia modular se denomina índice frecuencia, el índice de frecuencia determina la distorsión armónica de la señal de salida, la cual es una medida de su contenido armónico. La variación de la señal de referencia modular y la secuencia de conmutación dan como resultado diferentes técnicas de modulación PWM, cada una modifica la eficiencia de la conversión, las pérdidas por conmutación en el puente inversor y la pureza de la señal de salida. El índice de frecuencia se describe como. [23]

$$mf = \frac{Fr}{Fc} \quad (15)$$

Donde:

- $mf$  es el índice de frecuencia.
- $Fr$  es la frecuencia de la señal de referencia modular.
- $Fc$  es la frecuencia de la señal portadora.

Idealmente el índice de frecuencia debe ser mayor a 21 y la frecuencia de la portadora múltiplo de la frecuencia de la señal de referencia modular. En la figura 30 se muestra el esquema de la técnica de modulación escalar PWM con una señal portadora triangular. [23]

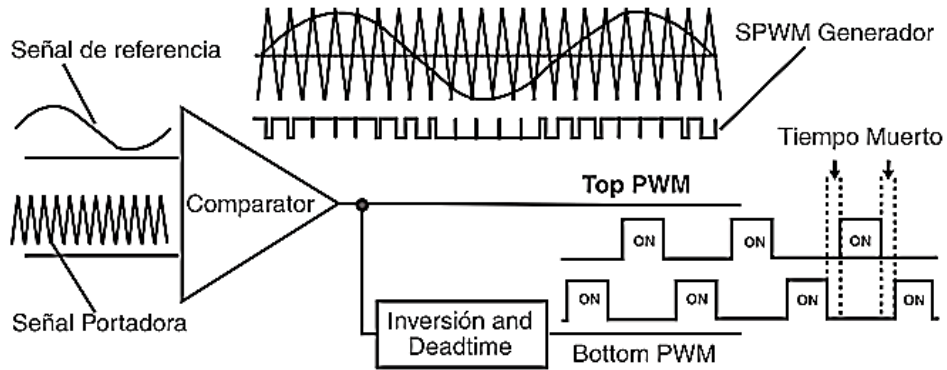


Figura. 30. Esquema de la técnica de modulación escalar PWM con una señal portadora triangular[23]

### 5.3.1.1. Técnica Modulación SPWM

La técnica de modulación por ancho de pulso sinusoidal (SPWM) genera la inversión de voltaje utilizando un tren de pulsos cuyo ancho depende del tiempo y del nivel de tensión deseado en la salida. La integración en el tiempo de este tren de pulsos representa una señal sinusoidal. Esta técnica de modulación por ancho de pulso sinusoidal se conoce también como, triangular carrier-based sinusoidal PWM (CB-SPWM) o método de sub-oscilación. Fue propuesto en la década de los años sesenta. El tren de pulsos se forma por la comparación de una portadora triangular a una frecuencia específica con tres señales de referencia sinusoidales desfasadas  $120^\circ$  entre sí. La tensión de salida en AC contendrá armónicos a múltiplos de la frecuencia de la señal portadora. El máximo valor de tensión, alcanzado por la componente fundamental en la técnica de modulación CB-SPWM, es del orden de  $\pi/4$  o 0.785 para un índice de modulación igual a uno. Cuando el índice de modulación de amplitud sobrepasa la unidad, el inversor trabaja en la zona no lineal y gradualmente alcanzará la amplitud máxima (operación six-step). En la figura 31 se muestra es esquema de la técnica de modulación CB-PWM con una señal portadora triangular. [23]

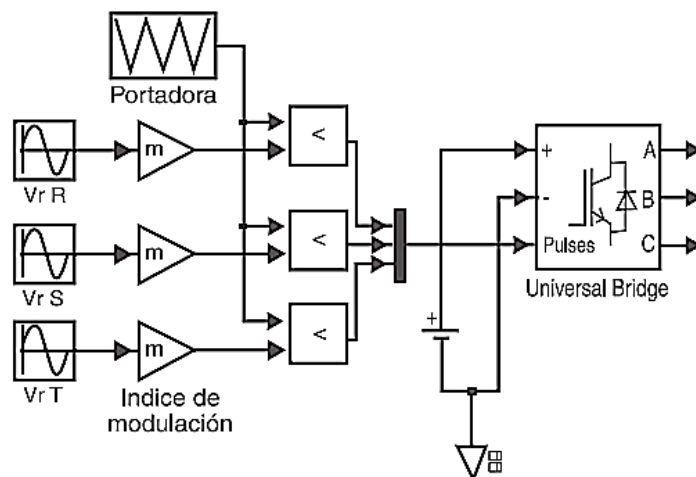


Figura. 31. Esquema de la técnica de modulación CB-PWM con una señal portadora triangular [23]



### 5.3.1.2. Técnica Modulación SPWM con tercera armónica

La técnica modulación SPWM con tercera armónica se aplica a inversores trifásicos con neutro de carga flotante (figura 32) donde la corriente de la carga depende de la tensión de línea y es posible sumar a la señal de referencia señales de secuencia cero. Cuando a la señal sinusoidal se suma su tercer armónico, esta no produce distorsión de su voltaje de fase y tampoco se afecta la corriente promedio de la carga, pero se puede obtener un mayor nivel de tensión con índices de modulación menores mejorando la eficiencia en la conversión DC/AC. [23]

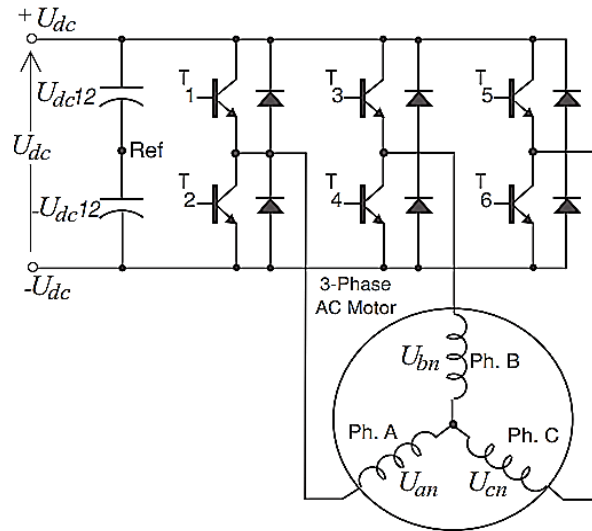


Figura. 32. Sistema inversor trifásico con carga en estrella y punto neutro flotante. [23]

La adición del tercer armónico de la señal sinusoidal aumenta en 15.5% la eficiencia de conversión. La técnica de modulación sinusoidal con tercer armónico se implementa de forma similar a la CD-SPWM. En general, es posible la adición de cualquier señal de secuencia cero siempre que su frecuencia sea múltiplos triples de la frecuencia a generar. El máximo valor de tensión alcanzado por esta técnica de modulación corresponde a 0.907 del valor fundamental. La forma de onda resultante de la suma de la señal de secuencia cero se aproxima de acuerdo a la ecuación 3 y su magnitud no debe sobrepasar la unidad. [23]

$$Ur(x)_{3 \text{ armónico}} = \frac{2}{\sqrt{3}} \sin(x) + \frac{1}{3\sqrt{3}} \sin(3x) \quad (16)$$

En la Figura 33 se muestran las formas de onda de salida de la modulación SPWM con tercera armónica.

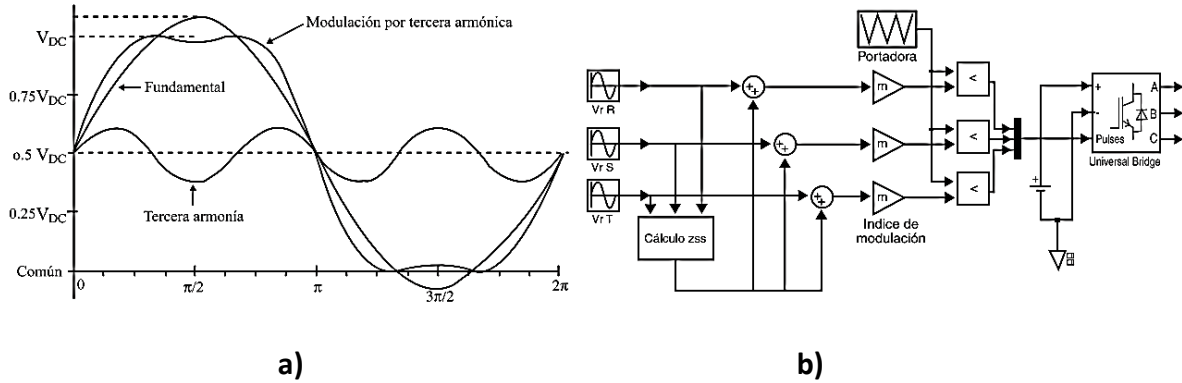


Figura. 33. Técnica de modulación SPWM con tercera armónica. a) formas de onda de salida del puente inversor. b) Esquema con señal portadora triangular[23]

### 5.3.1.3. Técnica de modulación PWM a 60°

La técnica de modulación PWM a 60° se basa en la adición de una señal de secuencia cero. El objetivo es recortar la forma de onda de voltaje de salida desde los 60° hasta los 120° y desde 240° a 300°. Los dispositivos del puente inversor se mantienen encendidos durante un tercio de ciclo, se presentan menos pérdidas por conmutación. La técnica de modulación PWM a 60° aprovecha mejor la tensión del bus de DC, alcanzando una tensión de fase igual a  $0.57735 V_{dc}$ . La componente de secuencia cero añadida a la señal sinusoidal de referencia se puede aproximar por la ecuación 4 de la siguiente forma. [23]

$$U_r(x)_{60^\circ} = \frac{2}{\sqrt{3}} \sin(x) + \frac{1}{2\pi} \sin(3x) + \frac{1}{60\pi} \sin(9x) + \frac{1}{280\pi} \sin(15x) \quad (17)$$

Otra técnica de modulación escalar o PWM es la técnica de modulación por eliminación de armónicas, se realiza por la generación de pulsos estratégica para la eliminación de algunos armónicos, es similar a la técnica de modulación PWM a 60° y disminuye las pérdidas por conmutación. Pertenece al grupo de técnicas de modulación programada. [23]

### 5.3.1.4. Técnica de modulación PD-PWM

La técnica PD-PWM (Phase disposition pulse width modulation o en español, disposición de fase de modulación de ancho de pulso.) mediante señales portadoras triangulares, con amplitud de cada portadora de  $1/n$ , siendo  $n$  el nivel, se genera la señal de control de los diferentes puentes H. [13]

La modulación PD-PWM (Disposición de fase de modulación de ancho de pulso). se caracteriza por la obtención de la secuencia de conmutación de los diversos puentes en H a partir de la comparación entre la señal moduladora y  $n$  portadoras de frecuencia fija uniformemente desplazadas en su nivel de continua. Se genera un pulso cuando la onda moduladora es mayor que la onda portadora. [24]

Cada portadora está asignada a un puente en H y se compone de dos señales triangulares complementarias, una positiva y otra negativa. [13]. En la figura 34 se muestra la comparación entre las señales portadoras y moduladora.

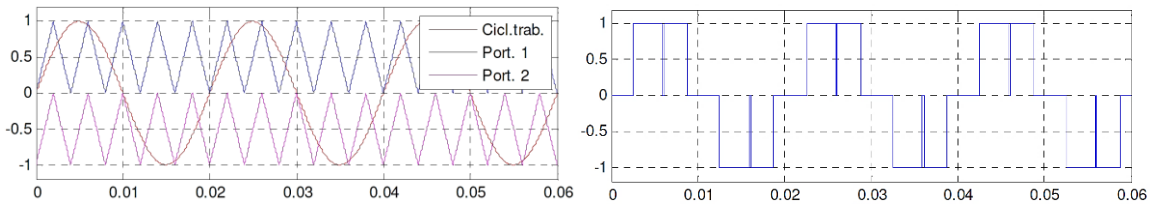


Figura. 34. Modulación PD-PWM con portadoras simétricas respecto al eje central.

### 5.3.2. Técnica de modulación vectorial o SVM

la técnica de modulación espacio-vectorial (SVM) presenta ocho estados de conmutación para el puente inversor. Se considera la mejor alternativa de modulación para inversores ya que maximiza el uso de la tensión DC, su contenido armónico es bajo y minimiza pérdidas por conmutación. La técnica SVM se propone en 1982 por Pfaff, Weschta y Wick y se desarrolla en 1988 por Broeck, Skudelny y Stanke gracias a los sistemas microprocesadores. La generación de voltaje con la técnica SVM se logra seleccionando adecuadamente por un tiempo determinado los estados de los interruptores del puente inversor en cada período de conmutación. [23]

En un sistema trifásico los voltajes de fase  $U_a$ ,  $U_b$  y  $U_c$  se representan por un vector rotatorio de amplitud constante que gira en el plano complejo con frecuencia angular. Cada uno de los vectores del voltaje se puede obtener de la transformación de Clarke, donde se permite pasar de un sistema trifásico a uno bifásico ortogonal. Descrito por las siguientes ecuaciones. [23]

$$\begin{bmatrix} U_\alpha \\ U_\beta \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(\omega t) & -\sin(\omega t) \\ \sin(\omega t) & \cos(\omega t) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} U_x \\ U_y \end{bmatrix} \quad \text{Donde:} \quad \begin{bmatrix} U_x \\ U_y \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} 1 & -1/2 & -1/2 \\ 0 & \sqrt{3}/2 & -\sqrt{3}/2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} U_a \\ U_b \\ U_c \end{bmatrix} \quad (18)$$

#### 5.3.2.1. Hexágono de Tensiones

En un convertidor DC/AC trifásico, dependiendo del estado de conducción de los dispositivos de conmutación se generan los vectores  $U_0$ ,  $U_1$ ,  $U_2$ ,  $U_3$ ,  $U_4$ ,  $U_5$ ,  $U_6$ , estos vectores se encuentran espaciados  $60^\circ$  ( $\pi/3$ ) entre sí, como lo muestra la figura 35. El vector  $U_1$  se obtiene al hacer conducir  $Sw_1$ ,  $Sw_4$  y  $Sw_6$ , de esta forma la fase  $a$  se conecta a potencial positivo (+ $U_{dc}$ ) y las fases  $b$  y  $c$  al potencial negativo. El hexágono que forman estos vectores en el plano complejo ( $\alpha\beta$ ), representa la región máxima alcanzable usando un bus de DC a un voltaje  $U_{dc}$  determinado. La circunferencia dentro del hexágono corresponde a una operación sinusoidal lineal, y como resultado los voltajes en la carga son voltajes sinusoidales, el sentido de rotación del vector de voltaje determina la secuencia de fase en la salida del inversor. [23]

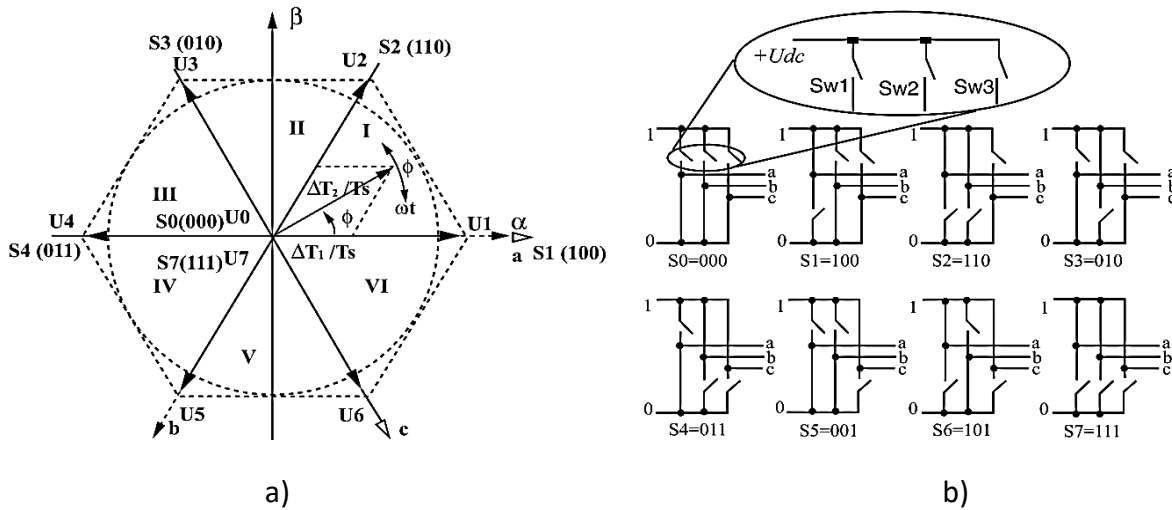


Figura. 35. Técnica de modulación SVM a) Hexágono de tensiones o campo de estados. b) Combinaciones de conmutación del puente inversor. [23]

Para un voltaje determinado a la salida del inversor se tendrá un vector de magnitud  $U$  y ángulo  $\phi$  en el hexágono de tensiones, el cual se desplazará por cada uno de los sectores en que se divide el hexágono. La generación del vector de referencia  $U$  se obtiene mediante la aplicación sucesiva de dos vectores adyacentes y un vector nulo durante un período  $T_s$ , en este intervalo se considera que el vector de referencia se encuentra constante y estacionario,  $\phi$  es el ángulo entre  $U$  y  $U_n$ , donde  $n$  será el sector activo. El máximo voltaje de fase-neutro sinusoidal se obtiene con la modulación vectorial cuando  $\phi$  es igual a  $30^\circ$ , el cual corresponde a una tensión 15.5% mayor al máximo obtenible con técnicas PWM convencionales. La ecuación que relaciona los voltajes de fase-neutro con  $T_s$ , está dada por: [23]

$$U = \frac{(U_1 \Delta_1 + U_2 \Delta_2 + U_0 \Delta_0)}{T_s} \quad \text{donde: } T_s = \Delta T_1 + \Delta T_2 + \Delta T_0 \quad (19)$$

En la Tabla 2 se muestran las combinaciones para los vectores de tensión. El vector  $U_1$  se representa mediante (+-), las combinaciones (+++) y (---) no producen tensión resultante sobre la carga, por lo que se denominan vectores nulos.

Conmutación	Vector de voltaje	Conmutación	Vector de voltaje
(---)	$U_0 = 0$	(-++)	$U_4 = -\frac{2}{3} U_{cd}$
(+--)	$U_1 = \frac{2}{3} U_{cd}$	(--+) )	$U_5 = -\frac{1}{3} U_{cd} - j\frac{\sqrt{3}}{3} U_{cd}$
(+-)	$U_2 = \frac{1}{3} U_{cd} + j\frac{\sqrt{3}}{3} U_{cd}$	(+ - +)	$U_6 = \frac{1}{3} U_{cd} - j\frac{\sqrt{3}}{3} U_{cd}$
(-+-)	$U_3 = -\frac{1}{3} U_{cd} + j\frac{\sqrt{3}}{3} U_{cd}$	(+++)	$U_7 = 0$

Tabla 2. Valores de los vectores de voltaje que forman el hexágono de tensiones. [23]

Es posible pasar de un vector a otro conmutando una rama del inversor, con el fin de minimizar el número de conmutaciones y las pérdidas en los semiconductores. La secuencia de conmutación debe asegurar que los voltajes fase-neutro tengan simetría de cuarto de onda para reducir las armónicas impares. La secuencia de conmutación más popular es, *Alternating zero vector sequence*, que prioriza la reducción en las pérdidas por conmutación seleccionando el vector nulo apropiado, estas pérdidas se minimizan si el vector nulo es el último en cada intervalo y entre dos intervalos consecutivos se alternan U7 a U0.[23]

### 5.3.3. Selección de la técnica de modulación

Se selecciona la técnica de modulación PD-PWM (Phase disposition pulse width modulation), que se caracteriza por la obtención de la secuencia de conmutación de los diversos puentes en H a partir de la comparación entre la señal moduladora y n portadoras de frecuencia fija uniformemente desplazadas en su nivel de continua. Se genera un pulso cuando la onda moduladora es mayor que la onda portadora. [24].

la figura 36 muestra el esquema del convertidor con la señal moduladora y las señales portadoras empleadas para la obtención de las señales que dictan los tiempos de conmutación de cada dispositivo de conmutación. Como resultado de las comparaciones entre las señales portadoras y moduladoras se obtienen 4 señales que representan los estados de conmutación de cada dispositivo de conmutación.

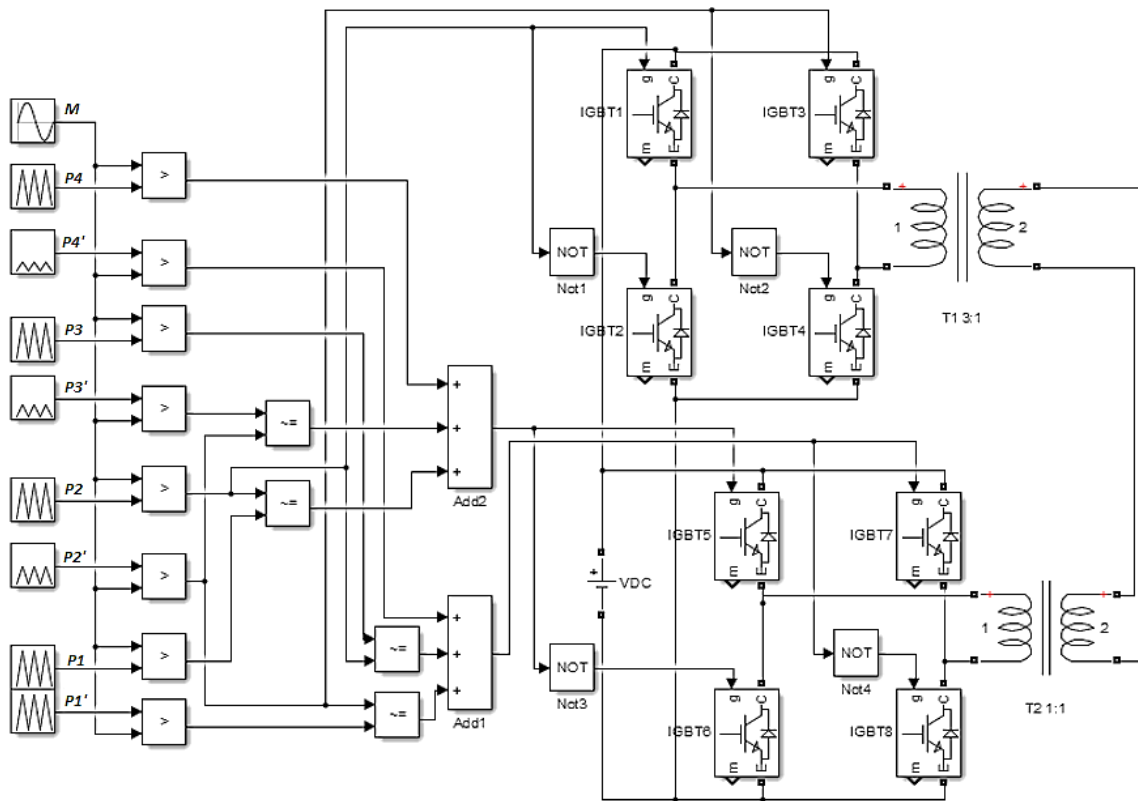


Figura. 36. Esquema de la técnica de modulación PD-PWM para lo obtención de 4 niveles de tensión con dos inversores puente H en cascada fuente común con asimetría 3:1.

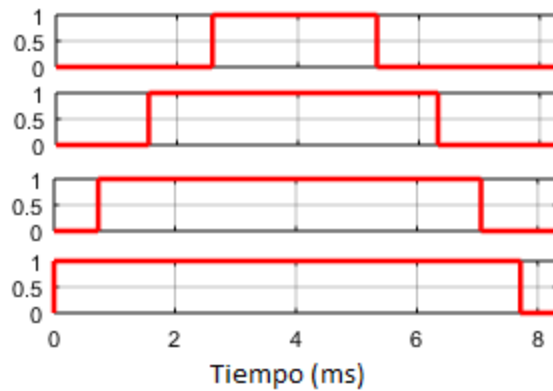
A continuación, se describen los estados de cada dispositivo para la obtención de cada nivel.

- Para la obtención del nivel de tensión 1, solo opera el puente H cuya salida tiene el transformador con relación 1:1, los dispositivos 'IGBT 5' e 'IGBT 8' estarán encendidos y los dispositivos 'IGBT 6' e 'IGBT 7' estarán apagados.
- Para la obtención del nivel tensión 2, operan los dos puentes H cuyas salidas tienen lo transformadores con relación 1:1 y 3:1 respectivamente. Para el puente H cuya salida tiene el transformador con relación 3:1, los dispositivos 'IGBT 1' e 'IGBT 4' estarán encendidos y los dispositivos 'IGBT 2' e 'IGBT 3' estarán apagados. Para el puente H cuya salida tiene el transformador con relación 1:1, los dispositivos 'IGBT 6' e 'IGBT 7' estarán encendidos y los dispositivos 'IGBT 5' e 'IGBT 8' estarán apagados. De esta forma se logra restar un nivel de tensión al puente H con relación 3:1.
- Para la obtención del nivel de tensión 3, solo opera el puente H cuya salida tiene el transformador con relación 3:1, los dispositivos 'IGBT 1' e 'IGBT 4' estarán encendidos y los dispositivos 'IGBT 2' e 'IGBT 3' estarán apagados.

- Para la obtención del nivel tensión 4, operan los dos puentes H cuyas salidas tienen los transformadores con relación 1:1 y 3:1 respectivamente. Para el puente H cuya salida tiene el transformador con relación 3:1, los dispositivos 'IGBT 1' e 'IGBT 4' estarán encendidos y los dispositivos 'IGBT 2' e 'IGBT 3' estarán apagados. Para el puente H cuya salida tiene el transformador con relación 1:1, los dispositivos 'IGBT 5' e 'IGBT 8' estarán encendidos y los dispositivos 'IGBT 6' e 'IGBT 7' estarán apagados. De esta forma se logra sumar un nivel de tensión al puente H con relación 3:1.

Las figuras 38 y 39 explican mediante un diagrama de flujo el procedimiento lógico para obtener las señales que indican los estados de conmutación de los puentes H con relación 1:1 y relación 3:1 respectivamente. Donde  $P_n$  es la señal portadora positiva del nivel  $n$ ,  $P_n'$  es la señal portadora negativa del nivel  $n$  y  $M$  es la señal moduladora. Tanto las señales portadoras como la moduladora tienen una frecuencia de 60 Hz.

Cuando la señal portadora es mayor a la señal moduladora, la señal resultante estará en estado alto. El resultado de la comparación de las señales para cada nivel en medio ciclo se muestra en la figura 37.



*Figura. 37. Resultado de la comparación entre las señales portadoras de cada nivel y la señal moduladora para medio ciclo.*

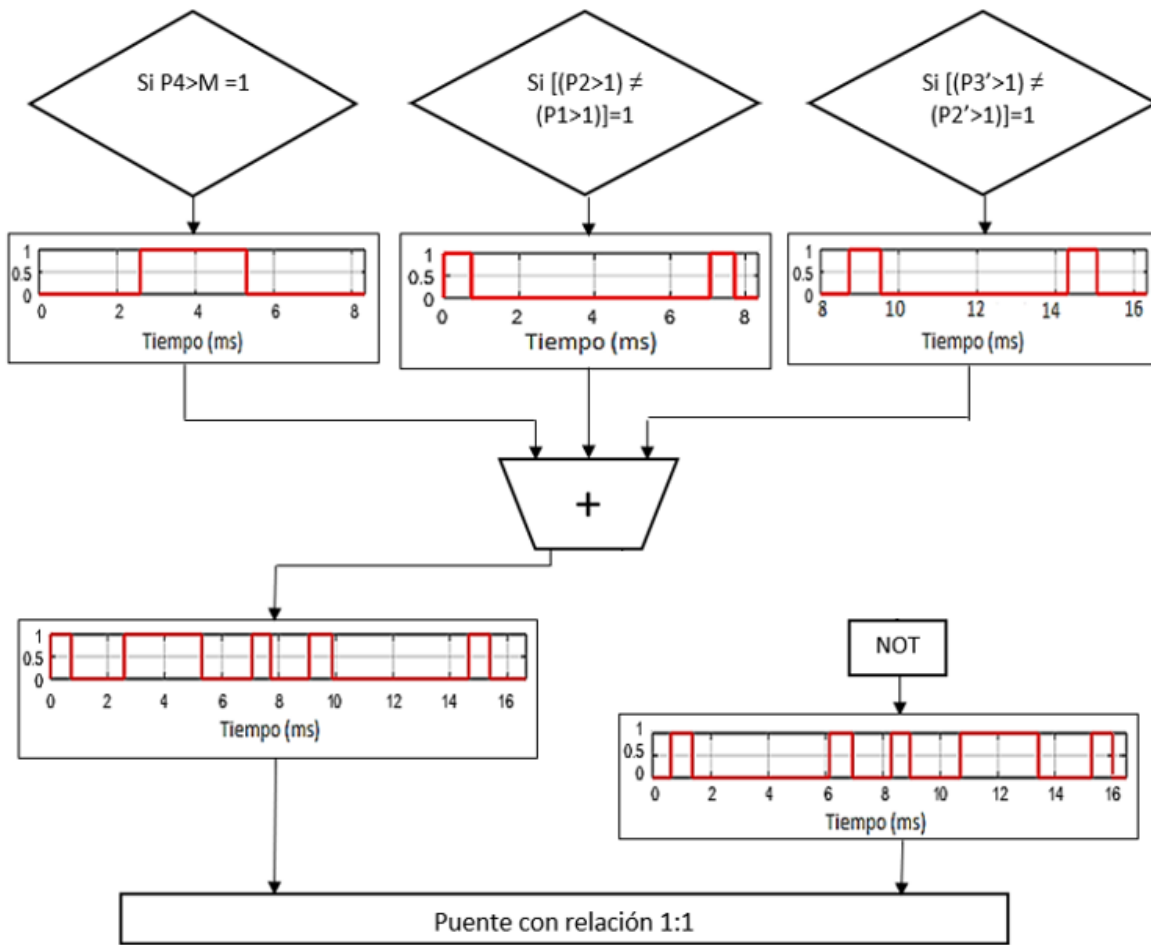


Figura. 38. Operaciones lógicas para obtener las señales de entrada del puente H con relación de transformación 1:1

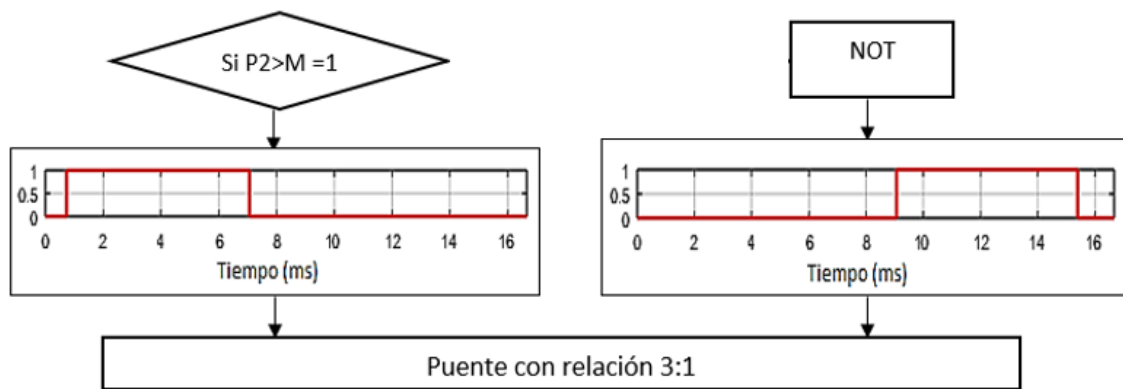


Figura. 39. Operaciones lógicas para obtener las señales de entrada del puente H con relación de transformación 3:1



Se simula la técnica de modulación PD-PWM para la obtención de una onda alterna con frecuencia de 60 Hz casi sinusoidal con 4 niveles de tensión a la salida del inversor multinivel, se comparan 8 señales portadoras (una señal negativa y otra señal positiva para cada nivel), cada señal con valor pico de 1/4 (respecto a la señal moduladora) y frecuencia de 42 kHz, con una señal de referencia moduladora de valor pico de 1 y frecuencia de 60 Hz. La figura 40 muestra la comparación entre las señales portadoras y la señal moduladora en un cuarto de ciclo.

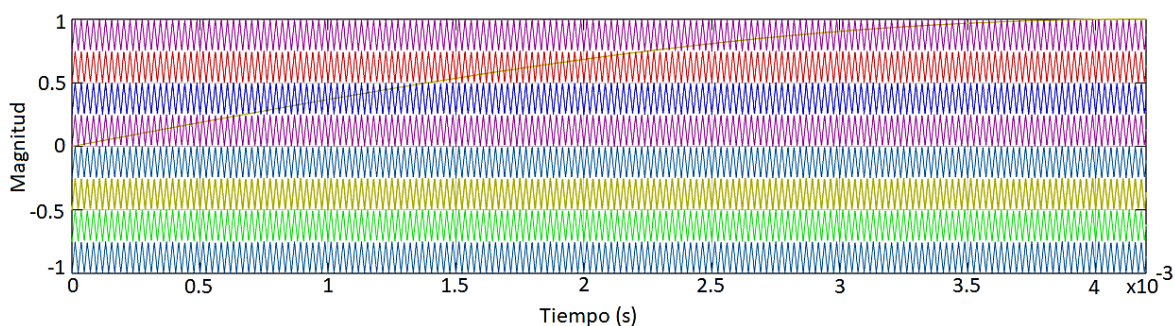


Figura. 40. Comparación entre las señales portadoras de cada nivel y la señal de referencia moduladora.

La forma de onda a la salida del convertidor, con la técnica de modulación descrita anteriormente y un valor de tensión en el bus de DC de 150 V se muestran a continuación.

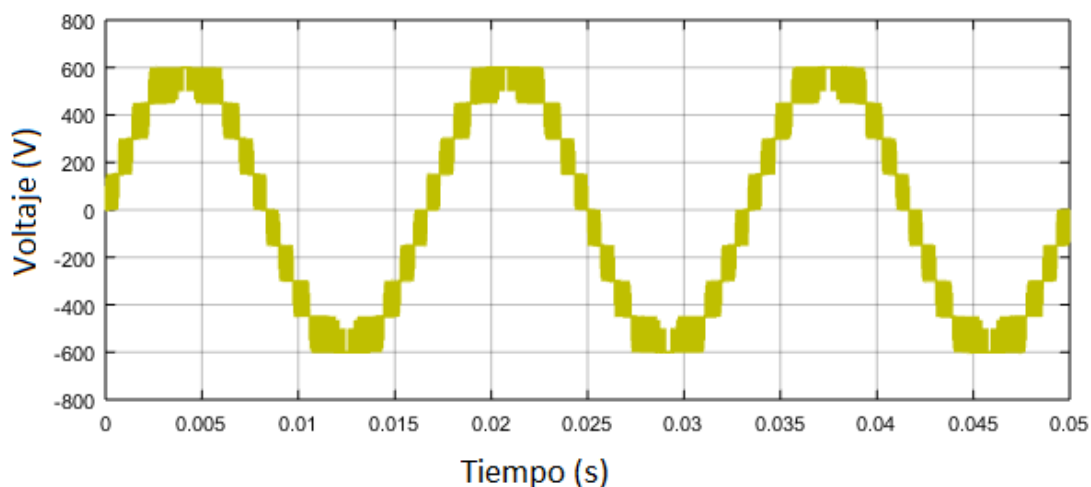
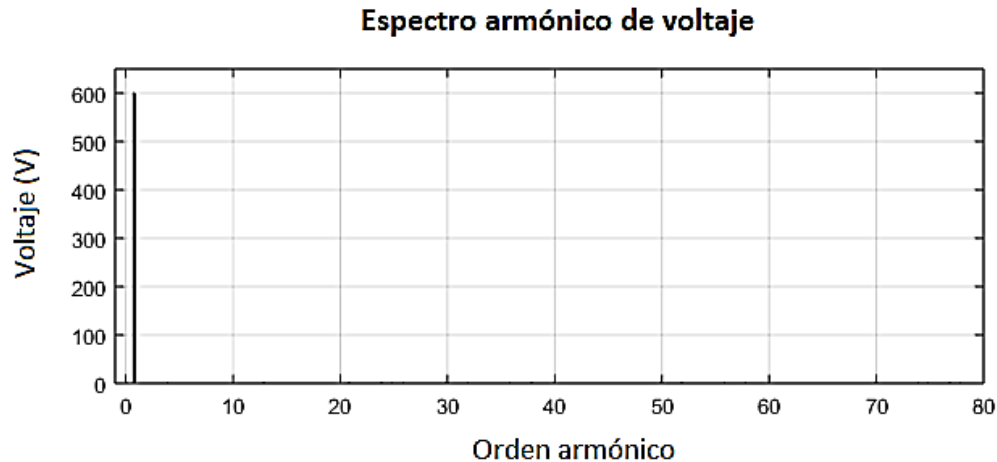


Figura. 41. Forma de onda a la salida del convertidor multinivel con PD-PWM.

La figura 42 muestra el espectro armónico de voltaje del convertidor con un THD igual a 12.89%.



*Figura. 42. Espectro armónico de voltaje del convertidor*

## 6. TÉCNICA DE SINCRONIZACIÓN Y CONEXIÓN A LA RED

Al conducir la energía a la red, los inversores conectados a la red deben proporcionar una forma de onda de AC sinusoidal estable que coincida con la tensión y la frecuencia de la red de acuerdo con los estándares de la red pública. La mala sincronización puede provocar desequilibrios en la carga, daños en los equipos conectados, inestabilidad en la red e incluso cortes de energía en la red misma. En sistemas de generación de energía convencional, la sincronización de la red se basa en el control de la velocidad de las turbinas y las máquinas generadoras utilizadas para transformar la energía mecánica en energía eléctrica. Sin embargo, en un sistema de recolección de energía, la sincronización de la red se basa en el control de la etapa de salida de puente completo del inversor utilizada para producir la forma de onda de AC requerida.[25]

Son cinco condiciones que deben cumplirse para que el proceso de sincronización con la red sea posible entre la fuente de generación fotovoltaica y la red. Estas son: [26]

- Voltaje de línea.
- Frecuencia.
- Secuencia de fase.
- Angulo de fase.
- Forma de onda con la que se sincroniza el sistema.

### 6.1. ESTRATEGIAS DE CONTROL PARA SISTEMAS CONECTADOS A LA RED

La estrategia de control aplicada al convertidor del lado de la red suele constituirse principalmente en dos bucles en cascada. Por lo general, hay un bucle de corriente interno rápido, que regula la corriente de la red, y un bucle de voltaje externo, que controla la

tensión del enlace de CC. El bucle de corriente es responsable de los problemas de calidad de la energía y las protecciones. El controlador de voltaje de enlace CC está diseñado para equilibrar el flujo de energía en el sistema. Normalmente, el diseño de este controlador apunta a la estabilidad del sistema con una dinámica lenta. [27]

En algunos trabajos, el control del controlador del lado de la red se basa en un bucle de voltaje de enlace de CC en cascada con un bucle de alimentación interno en lugar de un bucle de corriente. De esta manera, la corriente inyectada en la red se controla indirectamente. [27]

A continuación, se proporcionan las estrategias de control con respecto al marco de referencia en el que se implementan, y se resaltan las propiedades principales de cada estructura. [27]

## 6.2. CONTROL DE MARCO DE REFERENCIA SÍNCRONO

Control de marco de referencia síncrono, también llamado control dq, utiliza un módulo de transformación de marco de referencia, por ejemplo, abc  $\rightarrow$  dq, para transformar las formas de onda de voltaje y corriente de la red en un cuadro de referencia que gira de manera sincrónica con el voltaje de la red. Por medio de esto, las variables de control se convierten en valores CC, así, el filtrado y el control se pueden lograr más fácilmente. En la figura 43 se representa un esquema del control dq. En esta estructura, la tensión del enlace CC se controla de acuerdo con la potencia de salida necesaria. Su salida es la referencia para el controlador de corriente activa, mientras que la referencia para la corriente reactiva generalmente se establece en cero, si el control de potencia reactiva no está permitido. [27] En el caso de que la potencia reactiva deba controlarse, se debe imponer una referencia de potencia reactiva al sistema. La estructura de control dq se asocia normalmente con los controladores proporcional-integrales (PI), ya que tienen un comportamiento satisfactorio al regular las variables DC. La función de transferencia de la matriz del controlador en coordenadas dq se puede escribir como: [27]

$$G_{PI}^{(dq)}(s) = \begin{bmatrix} K_p + \frac{K_i}{s} & 0 \\ 0 & K_p + \frac{K_i}{s} \end{bmatrix} \quad (20)$$

Donde  $K_p$  es la ganancia proporcional y  $K_i$  es la ganancia integral del controlador. Dado que la corriente controlada debe estar en fase con el voltaje de la red, el ángulo de fase utilizado por el módulo de transformación abc  $\rightarrow$  dq debe extraerse de los voltajes de la red. Como solución, el filtrado de los voltajes de la red y el uso de la función arcotangente para extraer el ángulo de fase puede ser una posibilidad. La técnica de bucle de bloqueo de fase (PLL) se convirtió en un estado de la técnica en la extracción del ángulo de fase de los voltajes de la red en el caso de los sistemas de generación distribuida. La capacidad de compensación de

los armónicos de bajo orden en el caso de los controladores PI es muy pobre, lo que representa un gran inconveniente cuando se utiliza en sistemas conectados a la red. [27]

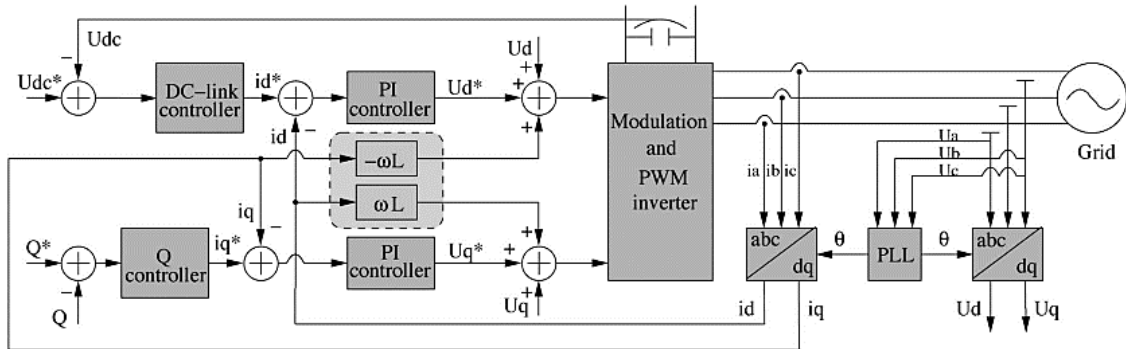


Figura. 43. Esquema general para estructura de control del cuadro giratorio síncrono. [27]

### 6.3. CONTROL DE MARCO DE REFERENCIA ESTACIONARIO

Otra forma posible de estructurar los bucles de control es usar la implementación en el marco de referencia estacionario, como se muestra en la figura 44. En este caso, las corrientes de la red se transforman en un marco de referencia estacionario utilizando el módulo  $abc \rightarrow \alpha\beta$ . Dado que las variables de control son sinusoidales en esta situación y debido al inconveniente conocido del controlador PI al no eliminar el error de estado estable al controlar las formas de onda sinusoidales, es necesario el empleo de otros tipos de controladores, como el controlador proporcional resonante (PR), la matriz del controlador en el marco de referencia estacionario está dada por: [27]

$$G_{PR}^{(\alpha\beta)}(s) = \begin{bmatrix} K_p + \frac{K_i s}{s^2 + \omega^2} & 0 \\ 0 & K_p + \frac{K_i s}{s^2 + \omega^2} \end{bmatrix} \quad (21)$$

donde  $\omega$  es la frecuencia de resonancia del controlador,  $K_p$  es la ganancia proporcional y  $K_i$  es la ganancia integral del controlador. Una característica de este controlador es el hecho de que logra una ganancia muy alta en torno a la frecuencia de resonancia, por lo que es capaz de eliminar el error de estado estable entre la señal controlada y su referencia. El ancho de la banda de frecuencia alrededor del punto de resonancia depende de la constante de tiempo integral  $K_i$ . Un  $K_i$  bajo conduce a una banda muy estrecha, mientras que un  $K_i$  alto conduce a una banda más ancha. [27]



## 6.5. TÉCNICA DE PLL MONOFÁSICA

En su forma más simple, una estructura PLL se basa en un detector de cruce por cero en la forma de onda de la red y un contador para medir el tiempo entre los cruces por cero, ajustando la salida del inversor según sea necesario para que coincida con los cruces por cero del voltaje de la red. Sin embargo, en la práctica, las implementaciones de PLL simples pueden fallar en rastrear el voltaje de la red durante el inicio, fallas de la red y otras condiciones de operación adversas. [25]

Se puede obtener un sistema ficticio de dos fases introduciendo un retardo de fase de  $\pi/2$  (rad) en el voltaje monofásico ( $V_a$ ) y en la corriente ( $i_a$ ). Se obtiene un nuevo sistema de dos fases y se puede estudiar en el marco de referencia estacionario de dos fases (coordenadas  $\alpha\beta$ ). La teoría de la potencia reactiva instantánea trifásica se puede utilizar para realizar el análisis del sistema, de la potencia activa ficticia instantánea  $p'$  y la potencia reactiva ficticia instantánea  $q'$  utilizando los filtros apropiados, las partes de DC ( $\bar{q}', \bar{p}'$ ) y las partes de ac ( $\tilde{q}', \tilde{p}'$ ) se pueden extraer. La estructura de PLL monofásica se muestra en la figura 46.[28]

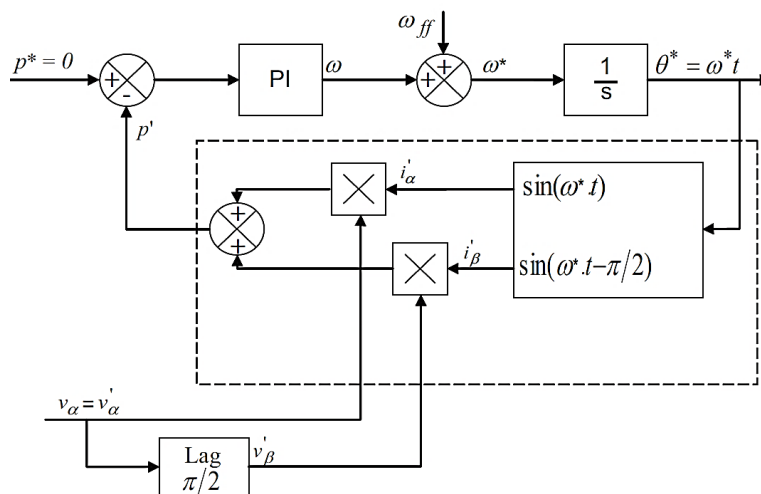


Figura. 46. Estructura del PLL monofásico. [28]

La señal de entrada del sistema de PLL es el voltaje monofásico ( $V_a$ ) medido, que es igual a la coordenada ' $\alpha$ ' ( $V_{\alpha}'$ ) del marco de referencia estacionario de dos fases (coordenadas  $\alpha\beta$ ). La coordenada ' $\beta$ ' ( $V_{\beta}'$ ) se obtiene al introducir un retardo de fase de  $\pi/2$  (rad) en el voltaje  $V_{\alpha}$ . El principio de funcionamiento de la estructura PLL monofásica es cancelar la componente de DC de la potencia instantánea ficticia  $p'$ . La dinámica del sistema del PLL establecerá la salida del controlador PID a la referencia de frecuencia angular  $\omega^* = 2\pi \cdot F$  donde  $F$  es la frecuencia nominal de la red. El ángulo  $\theta^* = \omega^* t$ , que se obtiene mediante la integración de la frecuencia angular  $\omega^*$ , que será idéntica a la frecuencia de la red. Por lo tanto, el ángulo  $\theta^*$  se utiliza para calcular las corrientes ficticias de retroalimentación  $i_{\alpha}'$  e  $i_{\beta}'$ . [28]

Para cancelar el componente DC de  $p'$  ( $\bar{p}'$ ) las corrientes ficticias  $i\alpha'$  e  $i\beta'$  deben ser ortogonales a los voltajes  $V\alpha'$  y  $V\beta'$  respectivamente. Una frecuencia de avance  $\omega_{ff}$  se usa para mejorar el rendimiento dinámico inicial del PLL. [28]

En la tabla 3 se muestra un resumen de las normas más importantes relacionadas con la conexión de los sistemas fotovoltaicos a la red eléctrica.

Parámetro	Norma		
	IEC61727	IEEE1547	EN61000-3-2
Potencia Nominal	10 kW	30 kW	16 A x 230 V = 3,7 kW
Corriente armónica Límites (Orden h)	(3-9) 4%	(2-10) 4%	(3) 2,3 A
	(11-15) 2%	(11-16) 2%	(5) 1,14 A
	(17-21) 1,5%	(17-22) 1,5%	(7) 0,77 A
	(23-33) 0,6%	(23-34) 0,6%	(9) 0,4 A
		(> 35) 0,3%	(11) 0,33 A
			(13) 0,21 A
			(15-39) 2,25 A/h
	los armónicos pares en estos rangos deben ser inferiores al 25% de los límites armónicos impares enumerados		Aproximadamente el 30% de los armónicos impares.
Máximo THD	5%		-
Factor de potencia al 50% de la potencia nominal.	0,9	-	
Inyección de corriente en DC	Menos del 1% de la corriente nominal de salida	Menos del 0,5% de la corriente nominal de salida	< 0,22 A. Corresponde a un rectificador de media onda de 50 W.
Rango de voltaje para operar normalmente	85% - 110% (196 V - 253 V)	88% - 110% (97 V - 121 V)	-
Rango de frecuencia para operar normalmente	50 ± 1 Hz	59,3 Hz a 60,5 Hz	-

Tabla 3. Resumen de las normas más importantes relacionadas con la interconexión de los sistemas fotovoltaicos a la red. [29]

## 6.6. FUNCIONAMIENTO DEL PLL SIMULADO

El bucle de bloqueo de fase (PLL), rastrea la frecuencia y la fase de una señal sinusoidal mediante el uso de un oscilador de frecuencia interno. El sistema de control ajusta la frecuencia del oscilador interno para mantener la diferencia de fases en cero.[30] En la figura 47 se muestra el bucle de bloqueo de fase (PLL) empleado.

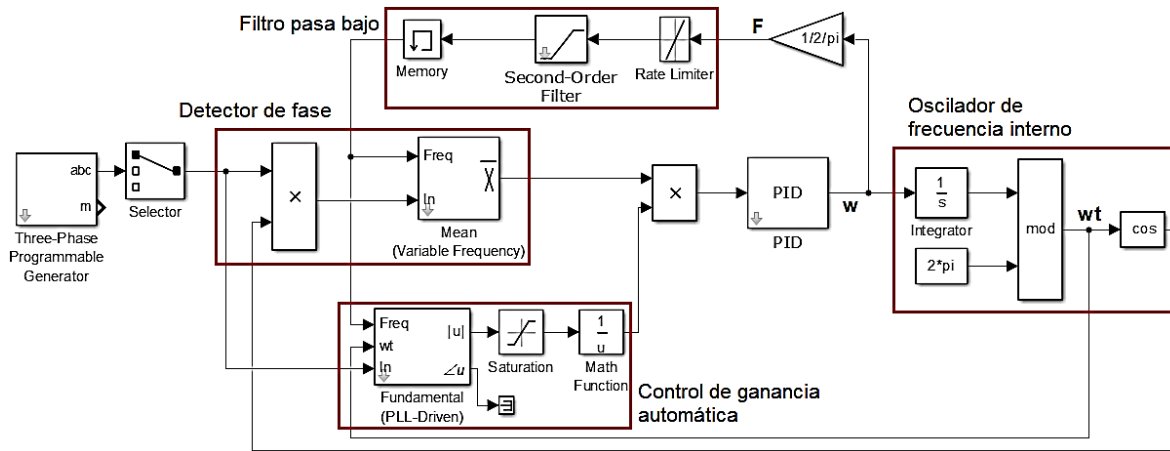


Figura. 47. Esquema del PLL monofásico.

La señal de entrada (red eléctrica) se multiplica con la señal del ‘Oscilador de frecuencia interno’, el resultado es una señal mixta sinusoidal, cuando la fase de las dos señales es igual, la señal tendrá un valor promedio igual a cero, al existir diferencia entre las fases de estas dos señales el producto será una señal desplazada (offset-DC), cuyo desplazamiento es proporcional a la diferencia de fase de las dos señales. [30]

La componente de DC (valor promedio) de la señal mixta (proporcional a la diferencia de fase entre estas dos señales) se extrae con un bloque de valor promedio de frecuencia variable. El bloque ‘Mean (Variable Frequency)’ calcula el valor promedio de la señal conectada a la segunda entrada del bloque. Este bloque usa un tiempo igual a un ciclo de frecuencia (frecuencia de la señal conectada a la primera entrada) para realizar la operación. Por lo tanto, un ciclo de simulación debe completarse antes de que el bloque genere el valor promedio calculado. Para el primer ciclo de simulación, la salida se mantiene constante al valor inicial especificado. La ecuación 22 se usa para hallar el promedio de una función  $f(t)$  con promedio  $T$ . [31]

$$\text{Promedio}(f(t)) = \frac{1}{T} \int_{(t-T)}^t f(t). dt \quad (22)$$

La etapa ‘Detector de fase’ compara la fase y la frecuencia entre la señal de referencia y la señal generada por la etapa ‘Oscilador de frecuencia interno’ y determina el error de fase. Un controlador proporcional-integral-derivativo (PID) junto con con el ‘Control de ganancia automática’ mantiene la diferencia de fase igual a cero al actuar sobre un oscilador controlado. La salida del PID, correspondiente a la velocidad angular, se filtra y se convierte a la frecuencia, en hercios, que es utilizada por el bloque ‘Mean (Variable Frequency)’ para calcular el valor promedio de la señal mixta. [30]

La etapa ‘Oscilador de frecuencia interno’ integra el valor de la frecuencia angular ( $w$ ) y este valor se reinicia cuando el valor sea igual a  $2\pi$  para obtener la fase cuya forma de onda es



diente de sierra, al aplicarle la operación coseno a dicha frecuencia se obtiene una señal que oscila y posteriormente se opera junto con la señal de la red en la etapa 'Detector de fase'. [30]

La etapa 'Control de ganancia automática' calcula la magnitud de la señal de entrada en función del análisis de Fourier de una señal periódica y calcula su valor inverso, al dividir el valor promedio obtenido por la etapa 'Detector de fase' entre la magnitud del voltaje de la red, se obtiene el valor en p.u de la señal promedio, el controlador PID se ajusta para que el control se realice con el valor en p.u del valor promedio, el valor promedio representa la diferencia entre las fases. El valor fundamental de una señal  $f(t)$  se puede expresar como:[32]

$$\text{Fundamental}(f(t)) = a\cos(\omega_0 t) + b\sin(\omega_0 t) \quad (23)$$

$$a = \frac{2}{T} \int_{(t-T)}^t f(t)\cos(\omega_0 t). dt \quad (24)$$

$$b = \frac{2}{T} \int_{(t-T)}^t f(t)\sin(\omega_0 t). dt \quad (25)$$

La magnitud de la fundamental se puede expresar como: [32]

$$|u| = \sqrt{a^2 + b^2} \quad (26)$$

La etapa 'Filtro pasa bajo' filtra la frecuencia en Hercios para eliminar los armónicos de menor orden.

El controlador PID se ajusta para que opere con el valor en p.u del valor promedio, los valores de las constantes correspondientes al controlador PID son,  $K_p=180$ ,  $K_i=3200$ ,  $K_d=1$ .

Para comprobar el funcionamiento del PLL mostrado anteriormente, se simula una fuente cuya frecuencia de 60 Hz t varia en 5 Hz de forma sinusoidal por 0.2 segundos como se muestra en la figura 48.

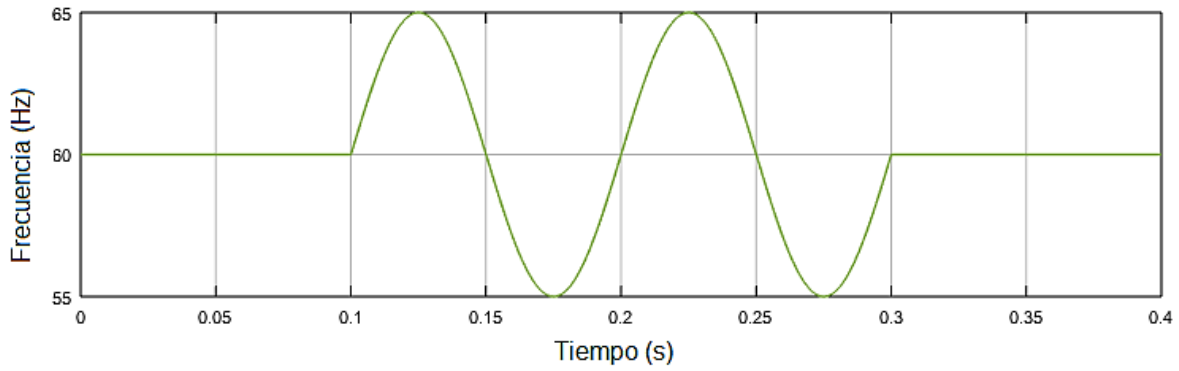


Figura. 48. Variación en la frecuencia de la red simulada.

Al multiplicar la señal de la red con la señal del oscilador de frecuencia interno, se obtiene una señal cuyo desplazamiento es proporcional a la diferencia entre las fases de estas dos señales, como se muestra en la figura 49, la gráfica superior es la señal mixta y la gráfica inferior es la fase de la la señal de la red con la señal del oscilador de frecuencia interna respectivamente.

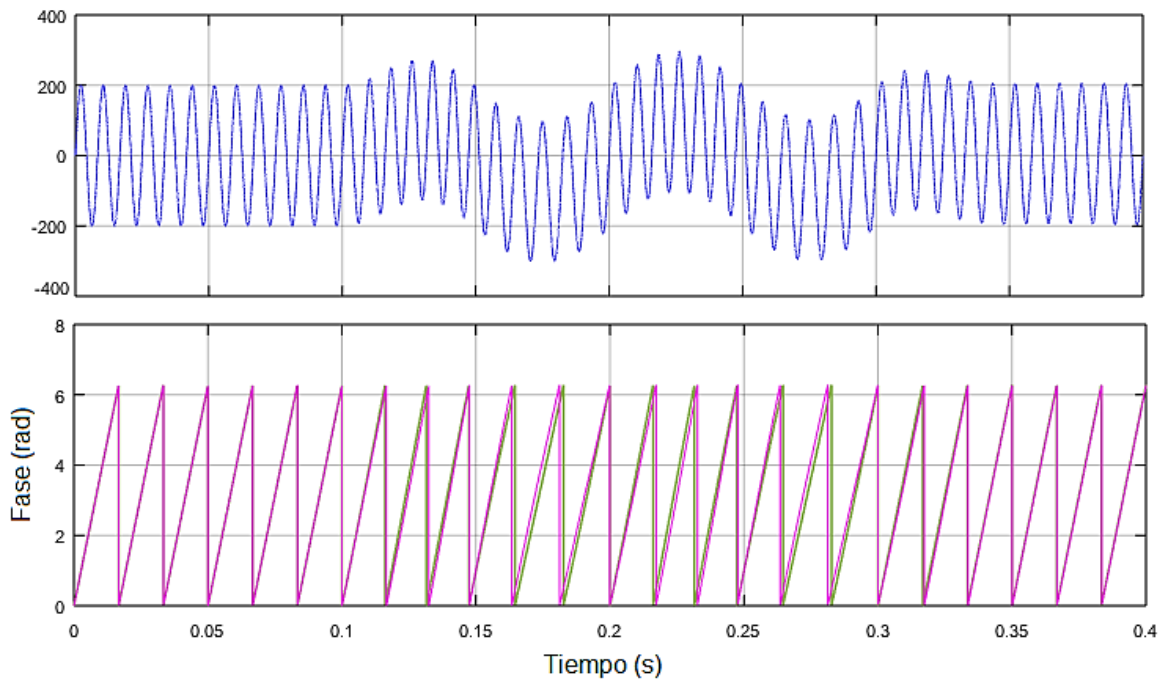
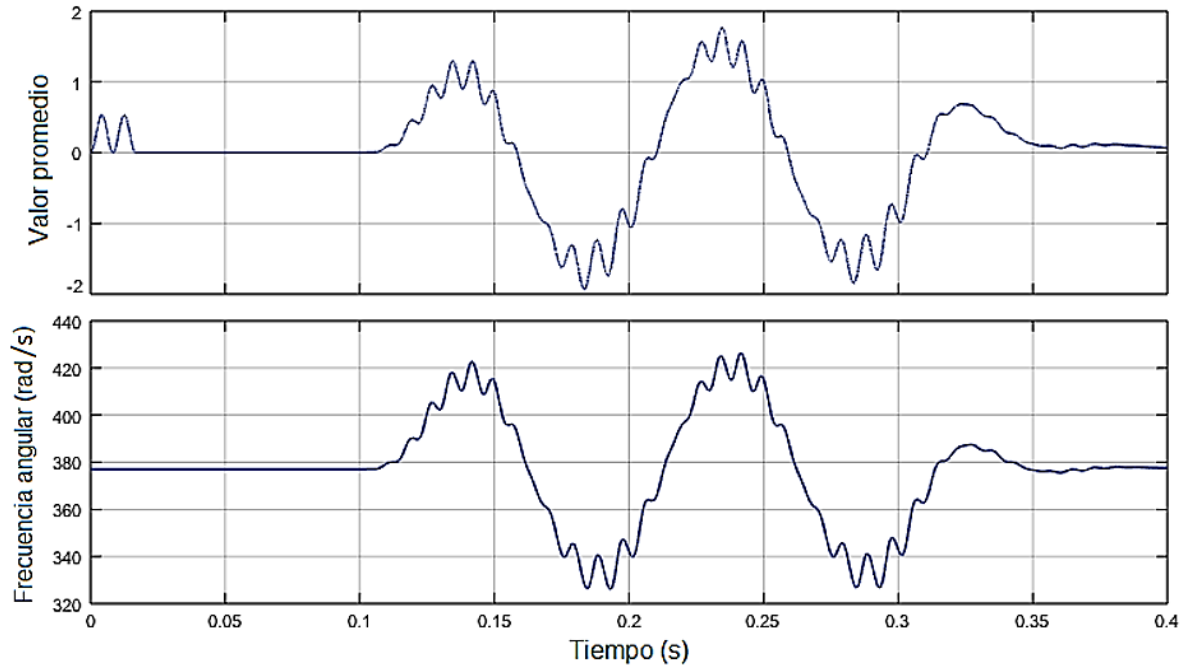


Figura. 49. Variación de la señal mixta debido a la diferencia de fase entre la señal de la red y la señal del oscilador de frecuencia interna.

La diferencia de fases es proporcional al valor promedio de la señal mixta, la gráfica superior de la figura 50 muestra el valor promedio de la señal mixta después de un ciclo (60 Hz), este valor promedio se divide entre la magnitud de la señal de la red, obteniendo el valor en p.u

del valor promedio. La grafica inferior de la figura 50 muestra la señal a la salida del controlador PID que corresponde a la frecuencia angular.



*Figura. 50. Señales de valor promedio y frecuencia angular a la salida del controlador PID.*

La señal de la frecuencia angular se integra para obtener la fase y posteriormente se le aplica coseno para la etapa de oscilador interno. La frecuencia angular se divide entre  $2\pi$  para obtener el valor de la frecuencia en Hz, esta señal de frecuencia se usa como referencia para las etapas de detección de fase y ganancia automática después de ser filtrada mediante un filtro pasa bajo para eliminar los armónicos de bajo orden.

### 6.7. CONEXIÓN DEL PLL CON EL INVERSOR MULTINIVEL

Para completar el sincronismo del inversor multinivel, este debe recibir la información de frecuencia y fase obtenida de la red mediante el bucle de bloqueo de fase (PLL), estos parámetros dictan el comportamiento del convertidor mediante la señal moduladora. La figura 51 muestra la conexión del convertidor a la red mediante el PLL.

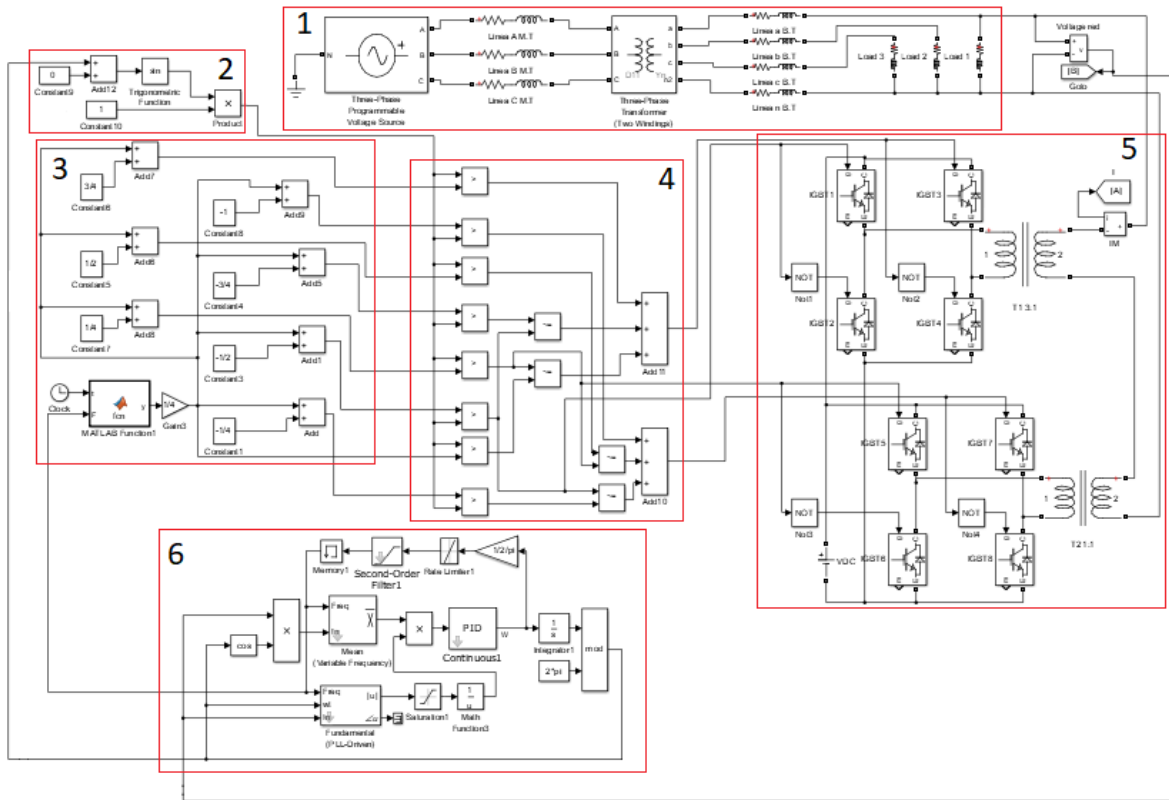


Figura. 51. Sistema del inversor multinivel conectado a la red con la técnica de sincronización PLL.

En la figura 51 se muestra el sistema, formado por el inversor multinivel conectado a la red mediante la técnica de sincronización PLL. Con el fin de diferenciar cada etapa se enumeraron los esquemas.

- El esquema 1 corresponde a la red.
- El esquema 2 a la señal moduladora.
- El esquema 3 a las señales portadoras.
- El esquema 4 a la lógica de modulación PD-PWM.
- El esquema 5 al inversor multinivel en cascada puente H con relación 3:2.
- El esquema 6 es la técnica de sincronización PLL.

La figura 52 muestra el sistema juntando los esquemas 2, 3, 4, 5 que forman el inversor multinivel.

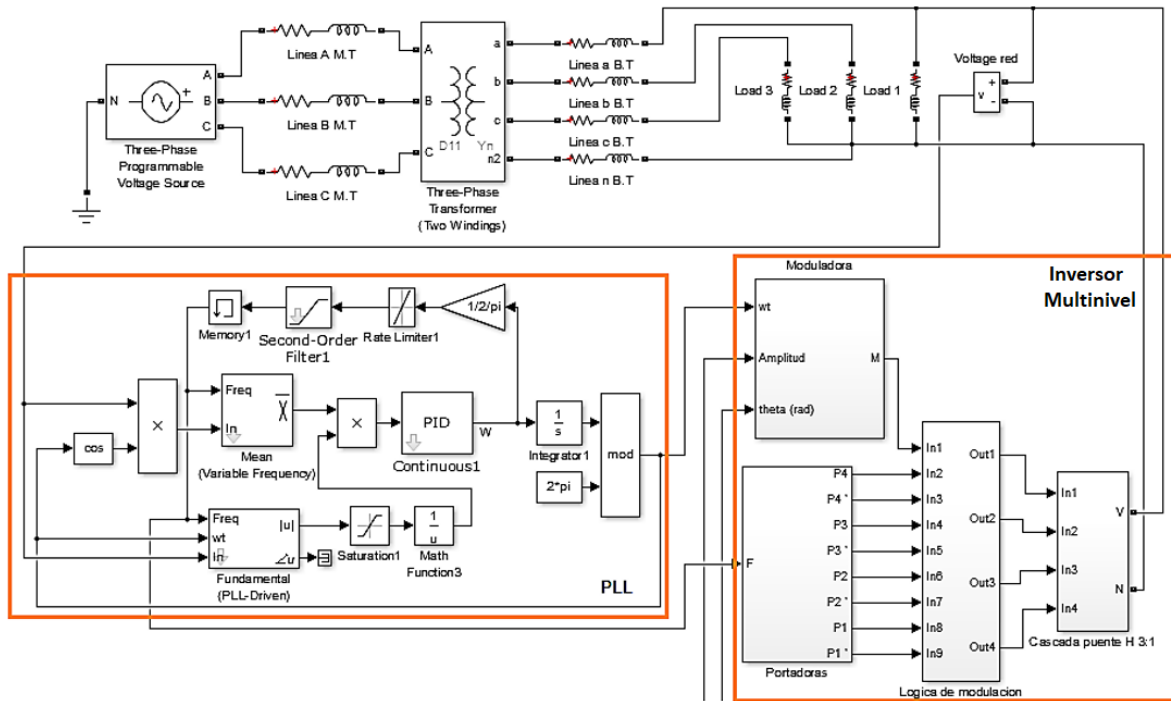


Figura. 52. Inversor multinivel conectado a la red con la técnica de sincronización PLL.

El subsistema de la señal moduladora se muestra en la figura 53, en donde recibe la fase medida por el PLL de la red, los parámetros de theta y amplitud se explican en el capítulo 7 con el control de P y Q respectivamente.

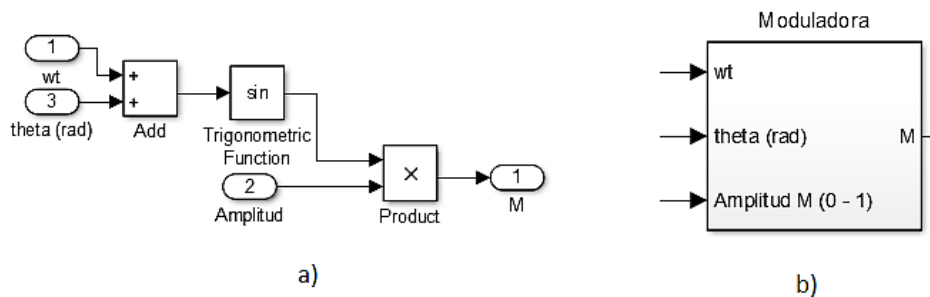


Figura. 53. a) Diagrama para la obtención de la señal moduladora. b) Subsistema de la señal moduladora

El subsistema de las señales portadoras se muestra en la figura 54, en donde recibe la frecuencia medida por el PLL de la red y consta de un bloque 'MATLAB function' que contiene el código para generar la señal triangular de las señales portadoras. Estas señales ingresan al bloque que realiza las operaciones lógicas para la técnica de modulación PD-PWM que dictan el funcionamiento del inversor multinivel puente H en cascada (como se describe en el capítulo 5.3.3).

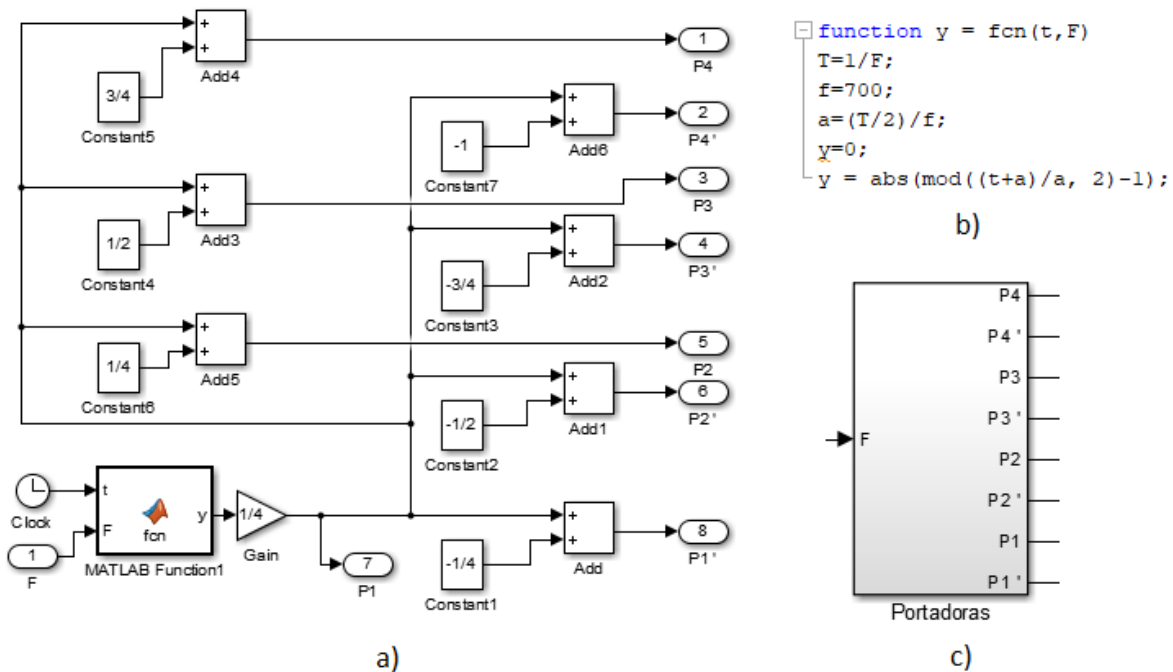


Figura. 54. a) Diagrama para la obtención de las señales portadoras. b) Código para la obtención de la señal triangular. c) Subsistema de las señales portadoras

## 7. ESTRATEGIA DE CONTROL DEL INVERSOR MULTINIVEL CONECTADO A LA RED

Ya realizada la sincronización del inversor multinivel con la red (voltaje RMS de 127 V y frecuencia de 60 Hz), se conecta una carga que consume aproximadamente 250 W y 50 VAR inductivos. La fuente de DC del convertidor es una batería de 150 V, la frecuencia de conmutación de las señales portadoras es de 42 kHz.

Para analizar el comportamiento de la potencia activa (P) y potencia reactiva (Q), se conectaron medidores de tal forma que la representación gráfica de P y Q negativa, significa que el dispositivo o elemento está suministrando potencia activa y reactiva respectivamente, de tal forma que, el consumo de potencia se representa con P y Q positiva.

A continuación, se presenta una alternativa de seguidor del punto de máxima potencia (MPPT) del panel fotovoltaico, evitando el uso de un convertidor DC/DC. Para ello se realizan variaciones en la fase y la amplitud de la señal moduladora del inversor multinivel. Se analizará el comportamiento de la potencia activa y potencia reactiva del convertidor ante estas variaciones.

### 7.1. PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO

Mediante el diagrama fasorial del inversor multinivel mostrado en la figura 55 se explica el control de la potencia activa y reactiva del convertidor. Donde E es la tensión generada por

el convertidor,  $R$  es la resistencia del convertidor,  $X$  la reactancia del convertidor,  $V$  es el voltaje de emparalelamiento con la red,  $I$  es la corriente del convertidor,  $\theta$  es el ángulo entre la tensión generada por el convertidor y el voltaje de emparalelamiento.

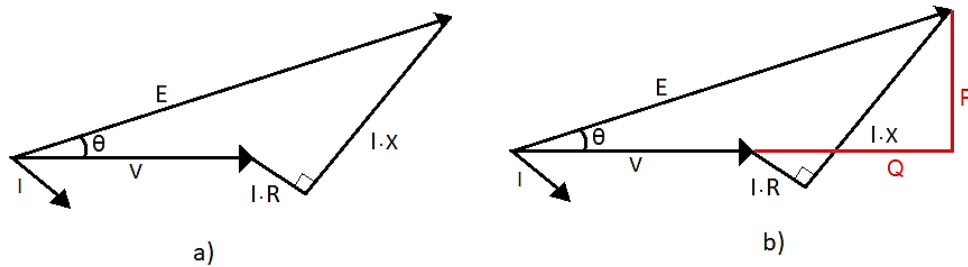


Figura. 55. a) Diagrama fasorial del inversor multinivel b) Representación de  $P$  y  $Q$  en el diagrama fasorial del inversor multinivel.

El diagrama fasorial mostrado anteriormente representa el aporte de potencia activa y reactiva, como se muestra en la figura 55 b). Al variar el ángulo  $\theta$ , varía la potencia activa y la potencia reactiva, siendo la potencia activa la que presenta mayor variación, al variar la amplitud de la tensión generada por el convertidor, de igual forma se presenta variación en la potencia activa y reactiva, siendo la potencia reactiva la que presenta mayor variación. La figura 56 representa la variación de la potencia activa y la potencia reactiva al variar la fase y la amplitud respectivamente, donde  $\theta'$  y  $E'$  son los nuevos valores de fase y amplitud al controlar  $P$  y  $Q$ .

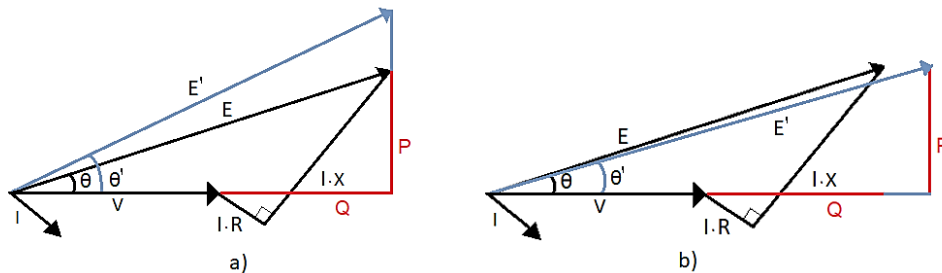


Figura. 56. Diagrama fasorial del inversor multinivel. a) Variación de  $P$ . b) Variación de  $Q$ .

Como se mencionó anteriormente, para que exista una variación en potencia activa o en la potencia reactiva, debe variar tanto  $\theta$  como la amplitud de la señal moduladora. Los controladores a diseñar deberán recibir un valor de  $P$  y un valor de  $Q$ , el convertidor debe estabilizarse en un  $\theta$  y amplitud específico.

La figura 57 muestra la señal de voltaje a la salida del inversor multinivel en vacío, y sin conectar a la red, al variar la amplitud de la señal moduladora desde 0.8 hasta 1.4, con pasos de 0.2 en tiempos iguales a un periodo ( $1/60$  segundos), se observa que los valores picos del voltaje permanecen iguales, pero su valor rms varía, siendo mayor al aumentar la amplitud de la señal moduladora.

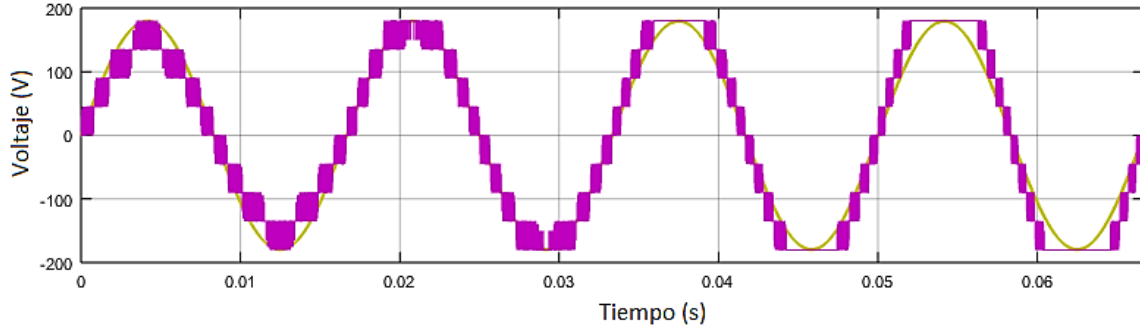


Figura. 57. Onda de voltaje a la salida del inversor multinivel (morado) y la red (amarillo) al variar la amplitud de la señal moduladora.

La figura 58 muestra la señal de voltaje a la salida del inversor multinivel en vacío, y sin conectar a la red, al variar la fase de la señal moduladora desde  $0^\circ$  hasta  $90^\circ$ , con pasos de  $30^\circ$  en tiempos iguales a un periodo ( $1/60$  segundos), se observa que la onda de voltaje del inversor multinivel se adelanta al voltaje de la red.

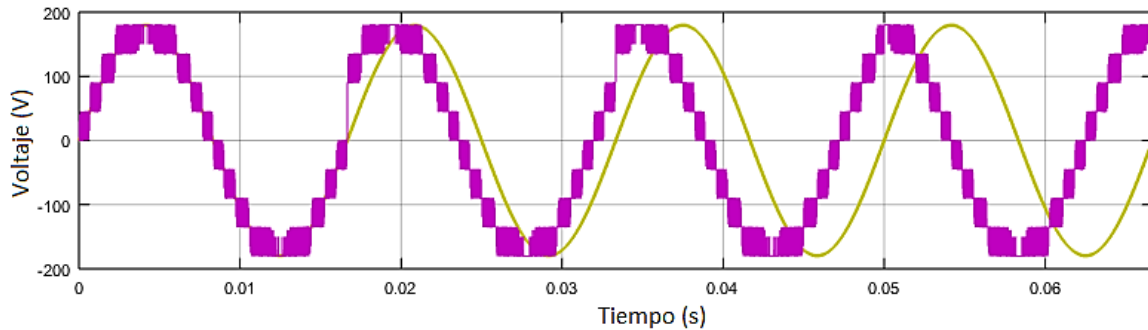


Figura. 58. Onda de voltaje a la salida del inversor multinivel (morado) y la red (amarillo) al variar la fase de la señal moduladora.

## 7.2. VARIACIÓN EN LA AMPLITUD DE LA SEÑAL MODULADORA

Se realiza una variación en la amplitud de la señal moduladora desde 0.4 hasta 1.6, con pasos de 0.1 cada 0.1 segundos. Cuando el tiempo es igual 0.6 segundos la amplitud de la señal tendrá un valor igual a la unidad. La figura 59 y 60 muestra los valores de la potencia activa y reactiva a la salida del inversor multinivel y de la red respectivamente, teniendo una carga conectada de 250 W y 50 VAR inductivos.



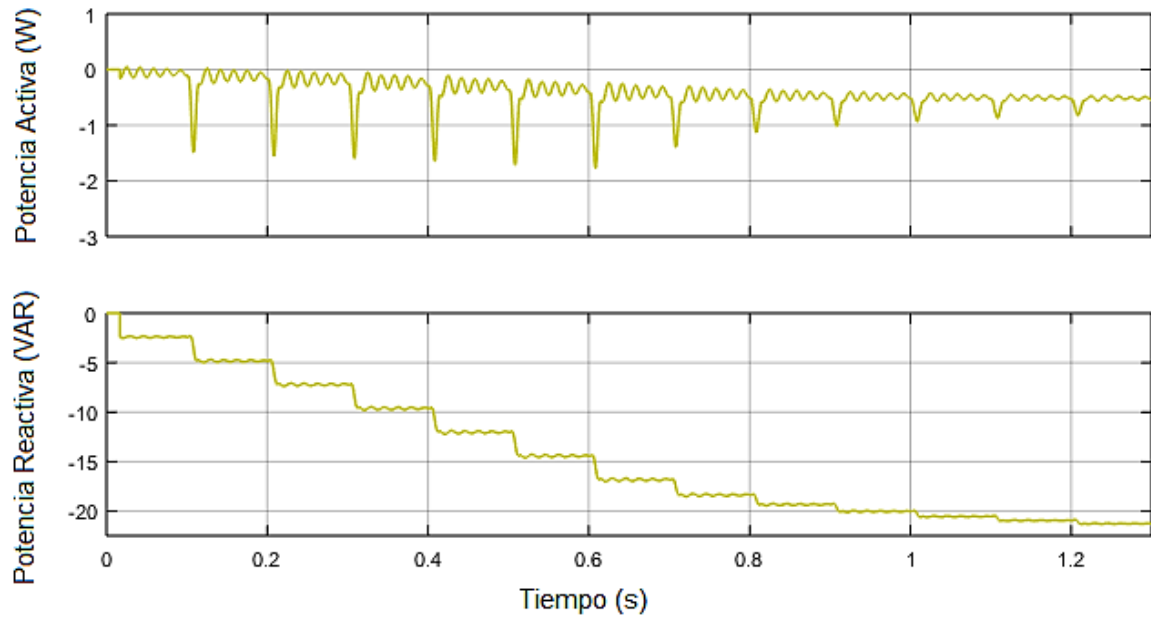


Figura. 59. Representación de la potencia activa y reactiva a la salida del inversor multinivel con la variación de la amplitud de la señal moduladora.

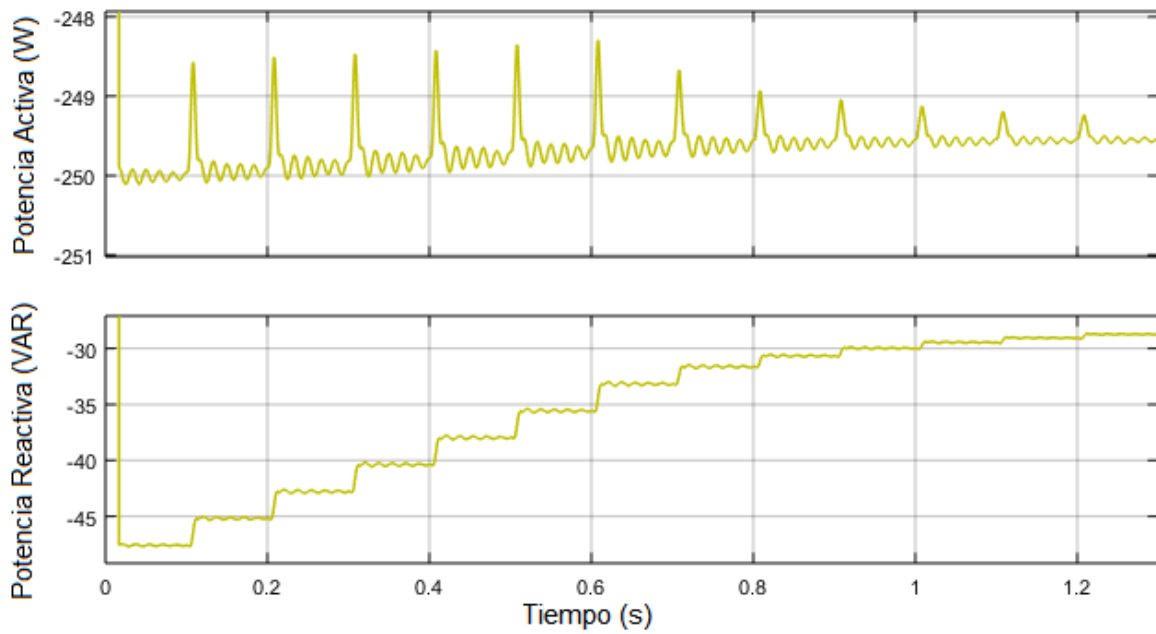


Figura. 60. Representación de la potencia activa y reactiva de la red con la variación de la amplitud de la señal moduladora.

Al variar la amplitud, se modifica el aporte de potencia reactiva del inversor multinivel y de la red significativamente, la potencia activa refleja los cambios en la amplitud con un transitorio.

De acuerdo a lo anterior, se observa de la amplitud que:

- Cuando es menor a 1, el inversor multinivel consume reactivos y la red suministra dichos reactivos.
- Cuando es mayor a 1, el inversor multinivel suministra reactivos a la red, respaldando a la red con el consumo de reactivos de la carga.

### 7.3. VARIACIÓN EN LA FASE DE LA SEÑAL MODULADORA

Se realiza una variación en la fase de la señal moduladora desde adicionando desde -60 hasta 60 grados, con pasos de 10 grados cada 0.1 segundos. Cuando el tiempo es igual 0.6 segundos, la fase de la señal tendrá un valor igual a la fase medida por el PLL, o sea, la misma de la red. La figura 61 y 62 muestra los valores de la potencia activa y reactiva a la salida del inversor multinivel y la red respectivamente, teniendo una carga conectada de 250 W y 50 VAR inductivos.

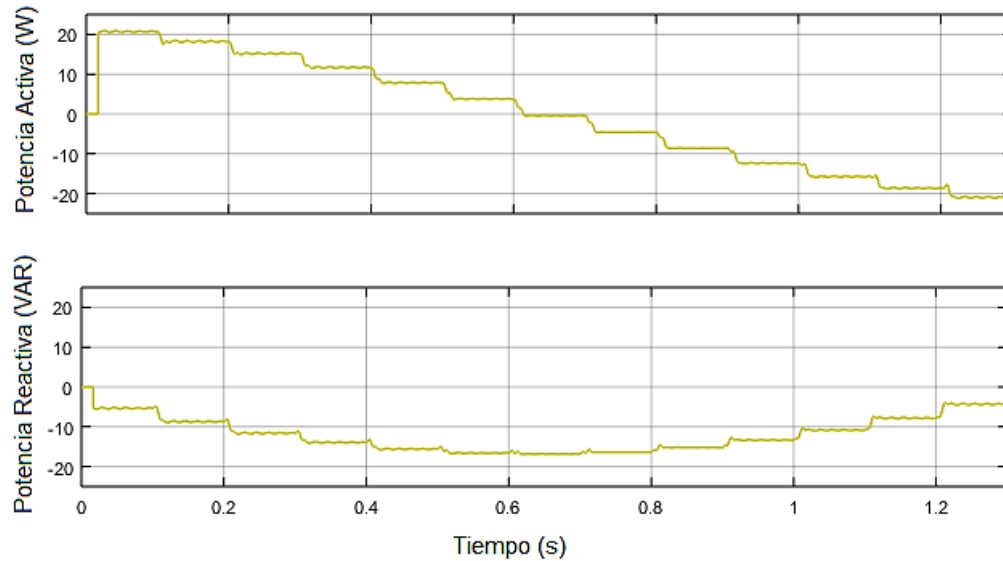


Figura. 61. Representación de la potencia activa y reactiva a la salida del inversor multinivel con la variación de la fase de la señal moduladora

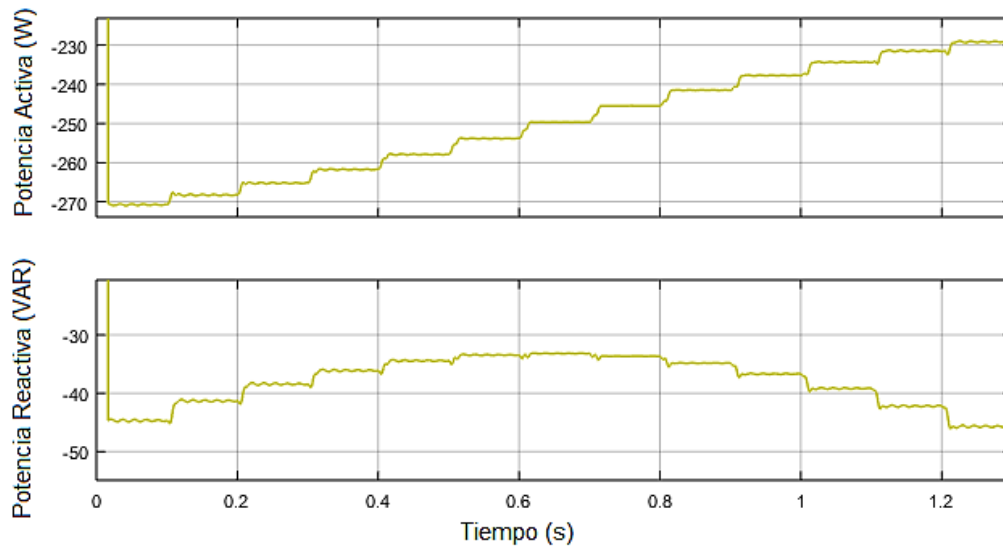


Figura. 62. Representación de la potencia activa y reactiva de la red con la variación de la fase de la señal moduladora

Al variar la fase, se modifica el aporte de potencia activa del inversor multinivel y de la red significativamente, la potencia reactiva refleja los cambios en la fase con pequeñas variaciones, después de suministrar cierta potencia activa, el convertidor empieza a consumir reactivos, esto se debe a que el convertidor debe mantener el valor de tensión igual al de la red.

De acuerdo a lo anterior, se observa de la amplitud que:

- Cuando se adiciona un ángulo negativo a la fase, el inversor multinivel consume potencia activa y la red suministra dichos reactivos.
- Cuando se adiciona un ángulo positivo a la fase, el inversor multinivel suministra potencia activa a la red, respaldando a la red con el consumo de activos de la carga.

#### 7.4. CONTROL DE POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA DEL INVERSOR MULTINIVEL

Para establecer el suministro o consumo de potencia se realiza un control para la potencia activa y reactiva respectivamente. Este control se realiza de tal forma que a la entrada del inversor multinivel se ingresen los valores de potencia activa y potencia reactiva que se desea suministrar o consumir por el convertidor.

Se deben tener en cuenta los rangos de operación de los parámetros de la señal moduladora del convertidor para el control de potencia. La fase puede tener valores entre  $-90^\circ$  y  $90^\circ$ , y la amplitud valores cercanos a cero y mayores a 1, se escoge un valor conservador máximo de 2 para reducir el THD en el control de potencia reactiva.

### 7.4.1. Control de potencia activa

Para establecer el control de la potencia activa del inversor multinivel, se determina el comportamiento de la planta (inversor multinivel) ante una variación en la fase y observando la respuesta de la potencia activa. Mediante una función de transferencia se caracteriza la planta, para esto se debe obtener una señal de entrada y otra señal de salida que representen la potencia activa que se desea obtener del sistema y la potencia activa a la salida del convertidor respectivamente.

La señal de entrada está dada por un 'step' y su valor representa la potencia activa que se desea obtener del convertidor, para que en la entrada de la fase del convertidor no exista un valor que no este en el rango de  $-90^\circ$  y  $90^\circ$  se coloca un bloque de 'ganancia'. Para este caso el 'step' tendrá un valor de 0 a 300 en un tiempo de 0.1 segundos y la 'ganancia' un valor de  $(\pi/180) \cdot (1/10)$ . De esta forma, la fase se varia de 0 a  $30^\circ$  en un tiempo de 0.1 segundos. La figura 63 representa la variación descrita anteriormente en la fase de la señal moduladora.

La señal de salida es la respuesta de la potencia activa ante la variación de 0 a  $30^\circ$  de la fase del convertidor. La figura 64 muestra la señal de salida y la señal de entrada para hallar la función de transferencia que representa al convertidor.

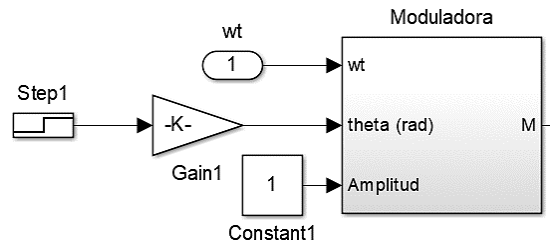


Figura. 63. Variación en la fase de la señal moduladora.

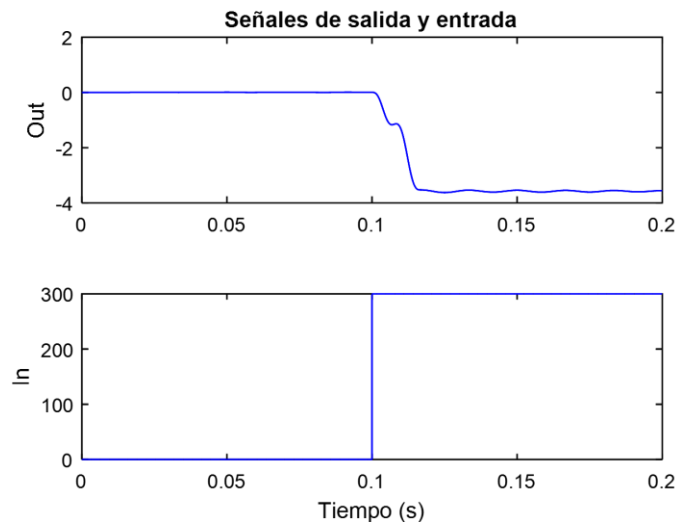


Figura. 64. Señal de salida y de entrada para la caracterización de la planta.

Mediante la herramienta de Matlab, 'Ident' se halla la función de transferencia, en la ecuación 27 se muestra la función de transferencia con 1 polo y 0 ceros que representa a la planta con una aproximación de 88.53%, como se muestra en la figura 65.

$$\frac{-1.147}{s + 94.34} \quad (27)$$

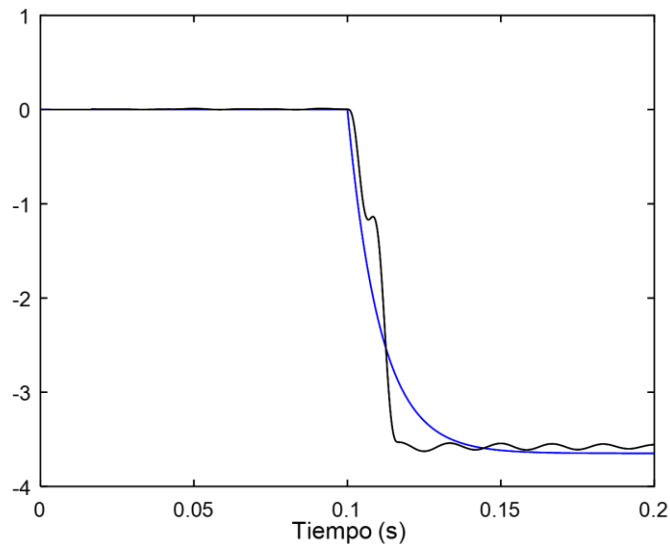


Figura. 65. Función de transferencia para el control de P del inversor multinivel.

Para realizar el control se usa un controlador PID, este controlador se sintoniza con la herramienta de Matlab 'PID Tuner'. Las constantes obtenidas para el controlador PID son, P= -28.21, I= -4786.38, D= 0.

#### 7.4.2. Control de potencia reactiva

Para establecer el control de la potencia activa del inversor multinivel, se determina el comportamiento de la planta (inversor multinivel) ante una variación en la amplitud y observando la respuesta de la potencia reactiva. Para la caracterización de la planta, la señal de entrada representa la potencia reactiva que se desea obtener del sistema y la señal de salida representa la potencia reactiva a la salida del convertidor.

La señal de entrada está dada por un 'step' y su valor representa la potencia reactiva que se desea obtener del convertidor, para que en la entrada de la amplitud del convertidor no exista un valor que no este en el rango de 0 hasta 3 se coloca un bloque de 'ganancia'. Para este caso el 'step' tendrá un valor de 0 a 300 en un tiempo de 0.1 segundos y la 'ganancia' un valor de 1/1000. De esta forma, la amplitud se varia de 0 a 1.3 en un tiempo de 0.1 segundos, la constante de 1 que se adiciona a la unidad permite establecer la referencia de potencia reactiva en cero cuando el step tenga un valor de cero. La figura 66 representa la variación descrita anteriormente en la fase de la señal moduladora.

La señal de salida es la respuesta de la potencia reactiva ante la variación de 0 a 1.3° de la amplitud del convertidor. La figura 67 muestra la señal de salida y la señal de entrada para hallar la función de transferencia que representa al convertidor.

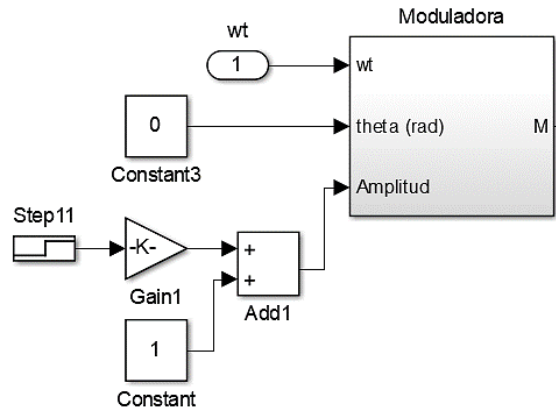


Figura. 66. Variación de la amplitud de la señal moduladora.

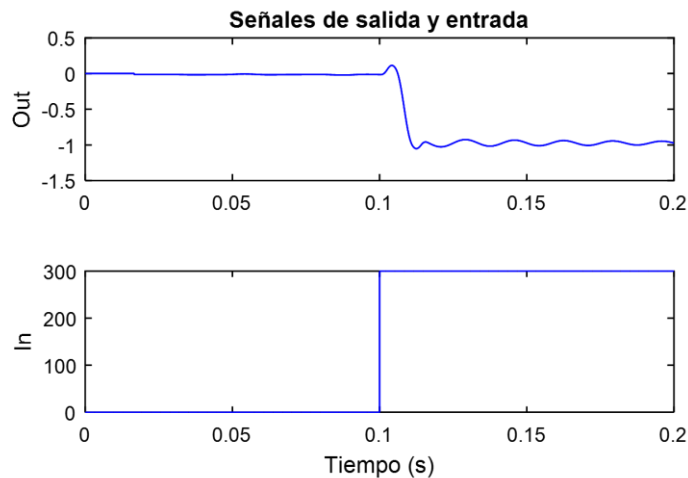
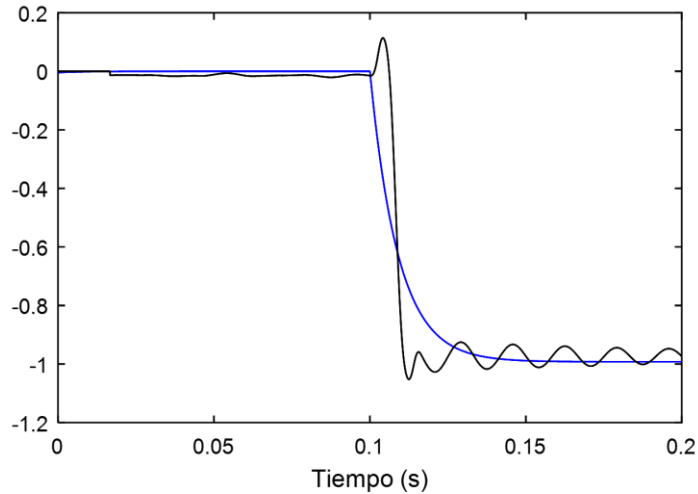


Figura. 67. Señal de salida y de entrada para la caracterización de la planta.

Mediante la herramienta de Matlab, 'Ident' se halla la función de transferencia, en la ecuación 28 se muestra la función de transferencia con 1 polo y 0 ceros que representa a la planta con una aproximación de 80.58%, como se muestra en la figura 68.

$$\frac{-3.651}{s + 110.4} \quad (28)$$



*Figura. 68. Función de transferencia para el control de P del inversor multinivel.*

Para realizar el control se usa un controlador PID, este controlador se sintoniza con la herramienta de Matlab 'PID Tuner'. Las constantes obtenidas para el controlador PID son,  $P = -12.14$ ,  $I = -1701.32$ ,  $D = 0$ .

Después de sintonizar los controladores PID se integran en el sistema como se muestra en la figura 69. Para evitar que los parámetros a controlar del convertidor (fase y amplitud) experimenten valores fuera de los rangos deseados se coloca un bloque de saturación que limita los valores mínimos y máximos de dichos parámetros. Los rangos del ángulo que se adiciona a la fase se establecen desde  $-75^\circ$  hasta  $75^\circ$ , para la amplitud los rangos se establecen desde 0.01 hasta 2.

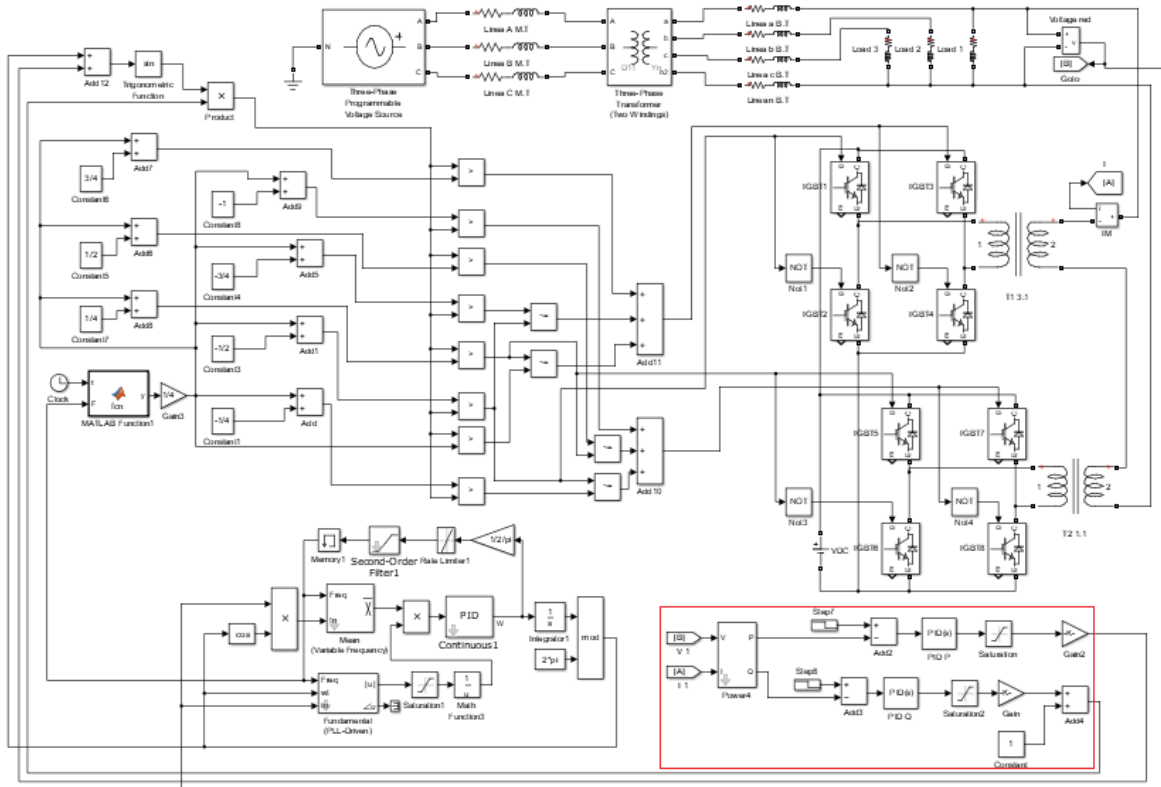


Figura. 69. Controladores de P y Q del inversor multinivel monofásico conectados al sistema.

El esquema del control de la potencia activa y reactiva mediante controladores PID se muestra en la figura 70. La salida del control de potencia activa se conecta a la fase de la señal moduladora y la salida del control de potencia reactiva a la amplitud de la señal moduladora.

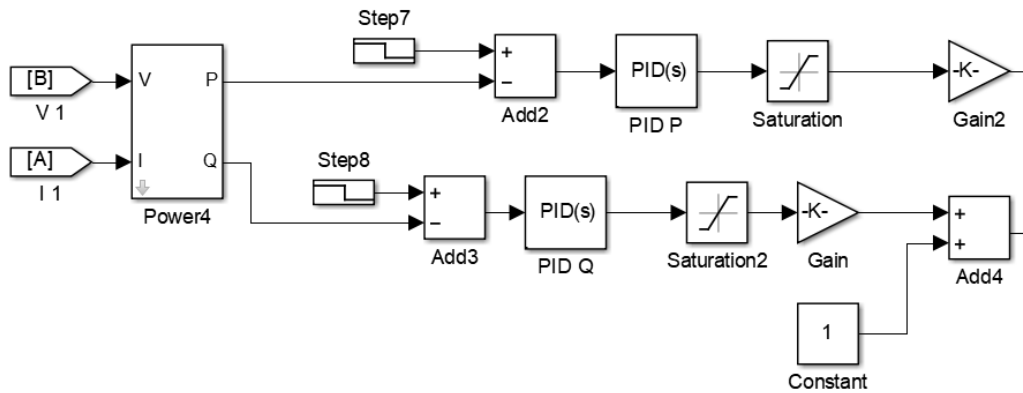


Figura. 70. Controladores de P y Q del inversor multinivel monofásico.



En la figura 71 se muestra el aporte de potencia activa y reactiva deseado por el convertidor, en un tiempo igual a 0.3 segundos el convertidor aporta 15 VAR y en 0.6 aporta 15 W. El valor inicial de la potencia activa y potencia reactiva es igual a cero.

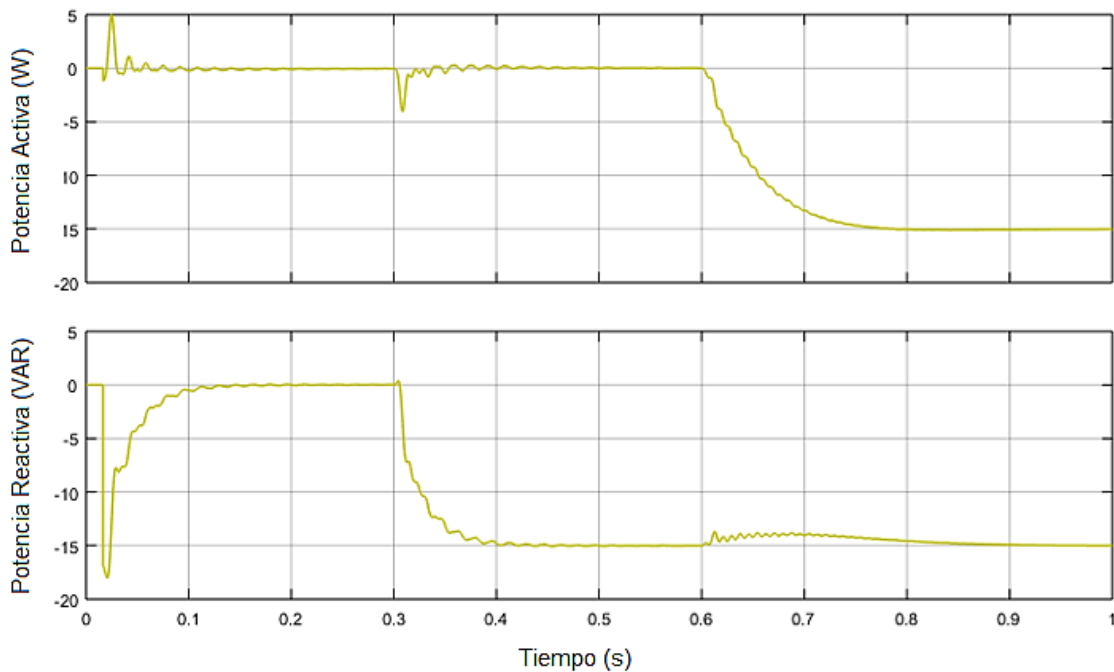


Figura. 71. Aporte de potencia activa y reactiva del inversor multinivel.

De la figura 71 se observa que, hay transitorios en la potencia activa del inversor multinivel al ocurrir el control y variación de la potencia reactiva en un tiempo determinado igual a 0.3 segundos, de igual forma al ocurrir el control y variación de la potencia activa en un tiempo determinado igual a 0.6 segundos, la potencia reactiva que ya está en estado estacionario presenta transitorios.

La variación en la fase y amplitud que experimentó el convertidor mientras se hacia el control de potencia activa y reactiva respectivamente se muestra en la figura 72.

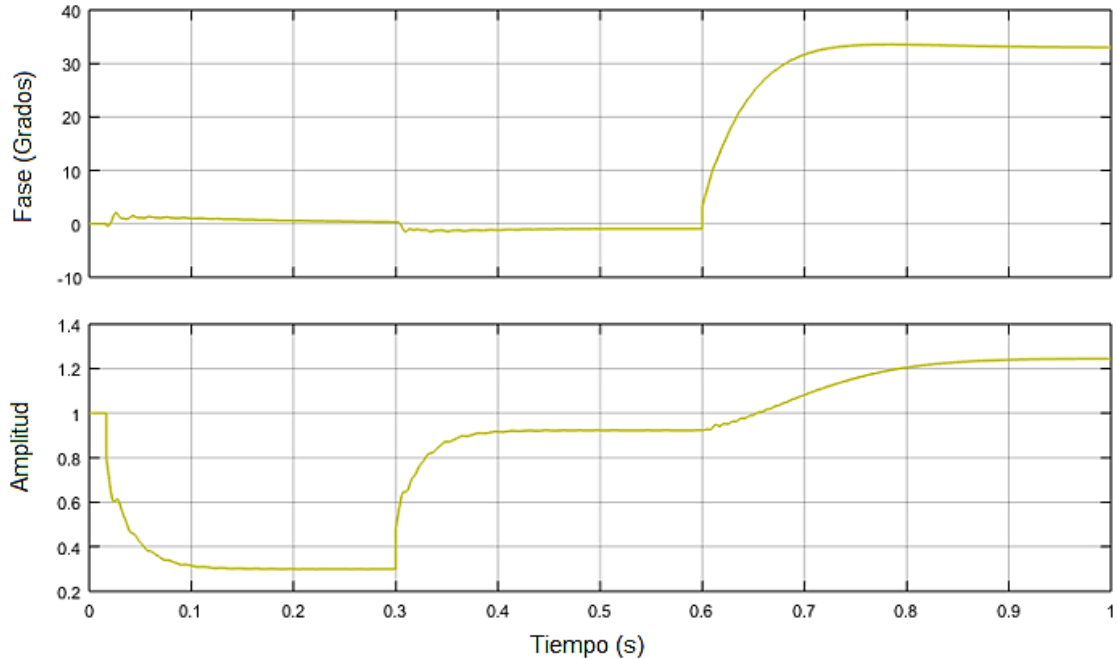


Figura. 72. Variación en la fase y amplitud del inversor multinivel en el control de P y Q.

De la figura 72 se observa que mientras se modifica la amplitud de la señal moduladora del inversor multinivel, para el control de potencia reactiva, en un tiempo igual a 0.3 segundos, hay una variación en la fase de la señal moduladora, de igual forma al variar la fase para el control de la potencia activa, hay una pequeña variación en la amplitud mientras los controladores ajustan el convertidor y lo llevan a un estado estable. La primera variación de la fase y la amplitud es debido a la ventana de funcionamiento igual a un periodo de los medidores de potencia.

El convertidor experimenta variación en la fase y la amplitud en tiempo igual a un periodo (para una frecuencia igual 60 Hz) debido a que los medidores de potencia tienen una ventana de operación igual a un periodo.

## 7.5. CONTROL DEL INVERSOR MULTINIVEL CON PANEL FOTOVOLTAICO

Después de describir la estrategia de control del inversor multinivel, se reemplaza el bus de DC por un panel fotovoltaico como se muestra en la figura 73, las características del panel fotovoltaico en condiciones estándar de medida son:

- Voltaje en vacío ( $V_{oc}$ ): 46.3 [V]
- Corriente de cortocircuito ( $I_{sc}$ ): 8.87 [A]
- Voltaje en el punto de máxima potencia ( $V_{mpp}$ ): 37 [V]
- Corriente en el punto de máxima potencia ( $I_{mpp}$ ): 8.25 [A]

- Potencia máxima (Pmpp): 305.25 [W]
- Coeficiente de temperatura de Voc: -0.36799 [%/deg.C]
- Coeficiente de temperatura de Isc: 0.047001 [%/deg.C]

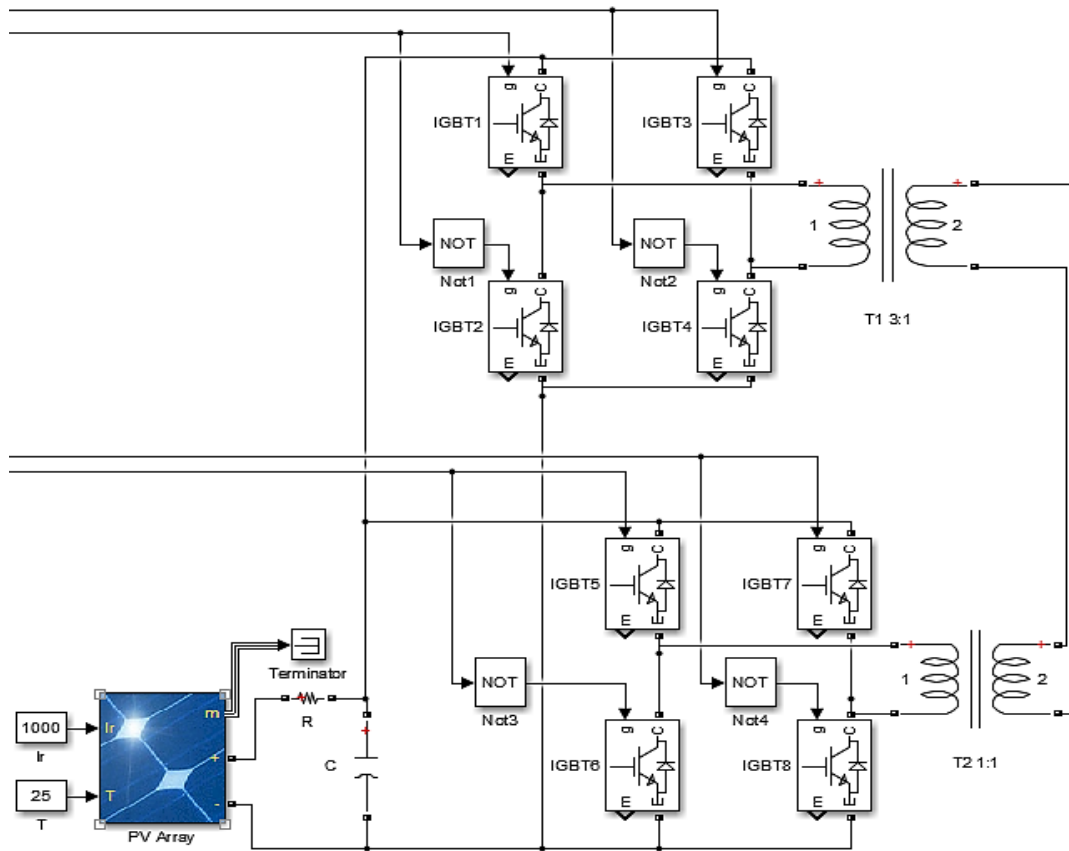


Figura. 73. Puente H multinivel 3:1 con panel fotovoltaico.

De la figura 73 se observa que, a la salida del panel hay un capacitor en paralelo con el inversor multinivel, el capacitor tiene un valor igual a  $2700e-6$  F, su función es filtrar el voltaje y así tener un comportamiento más estable. La resistencia a la salida del panel es necesaria para realizar la simulación, con un valor en el orden de  $1e-5 \Omega$ .

Basándose en “control de potencia activa” descrito anteriormente se realiza la caracterización del sistema con el panel fotovoltaico como bus de DC. Se varía la fase desde un valor de  $0^\circ$  hasta  $30^\circ$  en un tiempo igual a 0.25 segundos, la respuesta de la potencia activa se muestra en la figura 74.

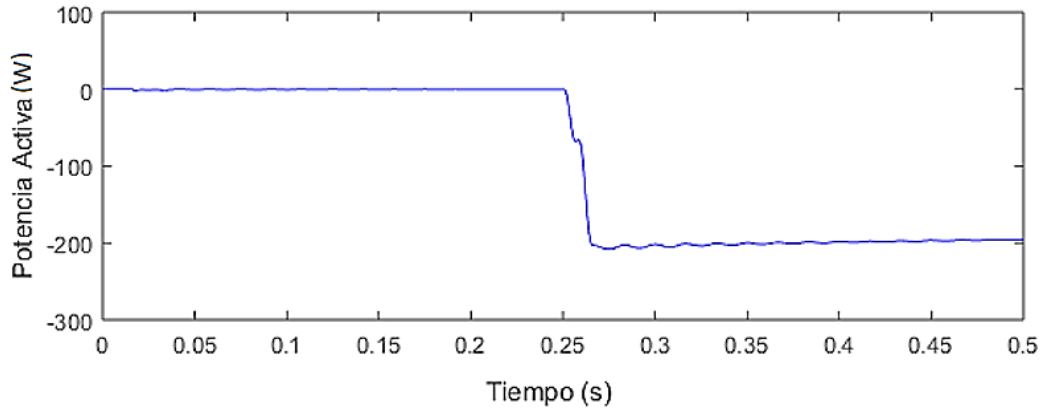


Figura. 74. Potencia activa del inversor fotovoltaico multinivel con una variación en la fase de 0° a 30°.

La función de transferencia con 1 polo y 0 ceros que describe el comportamiento del sistema con una aproximación del 92% está dado por la ecuación 29 y se muestra en la figura 75.

$$\frac{-69.91}{s + 104.4} \quad (29)$$

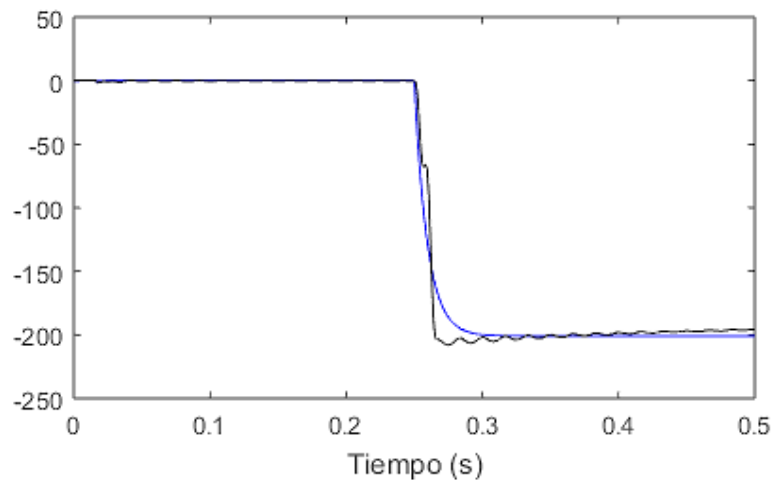


Figura. 75. Función de transferencia para el control de P del inversor fotovoltaico multinivel.

El controlador PID encargado del control de la potencia activa del inversor fotovoltaico multinivel se sintoniza con la herramienta de Matlab/Simulink y sus constantes son: P= 0, I= -65.8727, D= 0. El esquema de control de la planta, los valores de saturación y ganancia permanecen iguales a como se mostró anteriormente en el control del inversor fotovoltaico multinivel con una batería como bus de DC.

Para corroborar el funcionamiento del controlador, se coloca un step con una variación desde 0 hasta -200 (el signo negativo significa que el inversor fotovoltaico multinivel aporta potencia) en un tiempo igual a 0.25 segundos. La figura 76 muestra el control de potencia activa del sistema manteniendo la amplitud constante con un valor igual a 1.

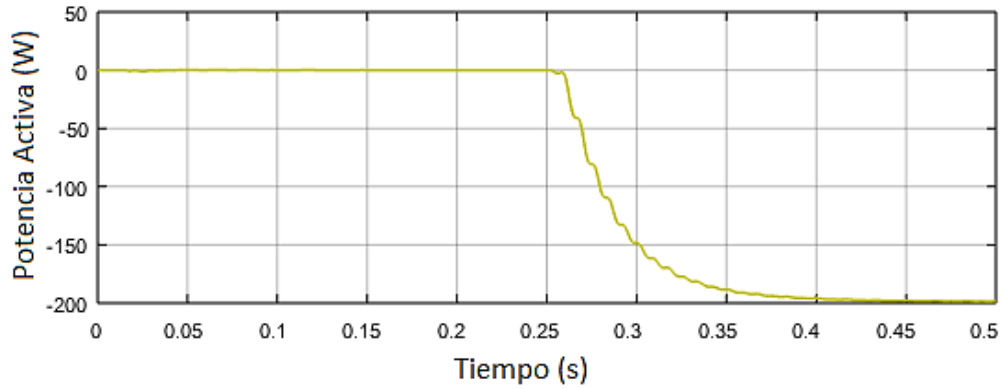


Figura. 76. Control de potencia activa del inversor fotovoltaico multinivel.

La figura 77 muestra la variación de la fase en grados de la señal moduladora al realizar el control de potencia activa.

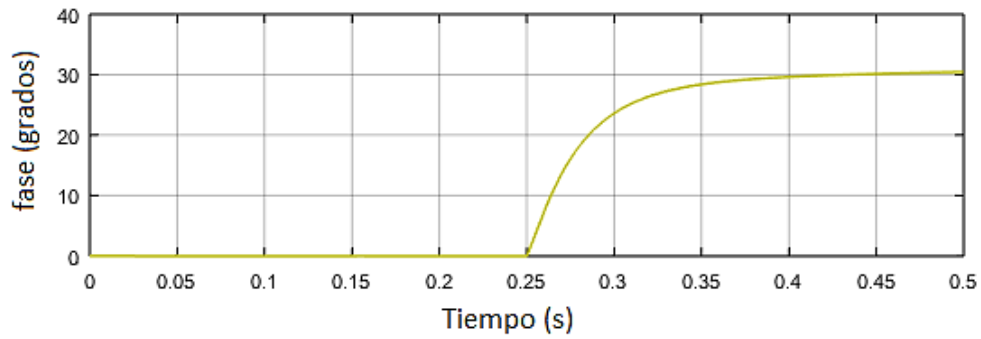


Figura. 77. Variación de la fase al realizar el control de P.

Basándose en “control de potencia reactiva” descrito anteriormente se realiza la caracterización del sistema. Se varia la amplitud desde un valor de 0.965 hasta 1.3 en un tiempo igual a 0.25 segundos, la respuesta de la potencia reactiva se muestra en la figura 77.

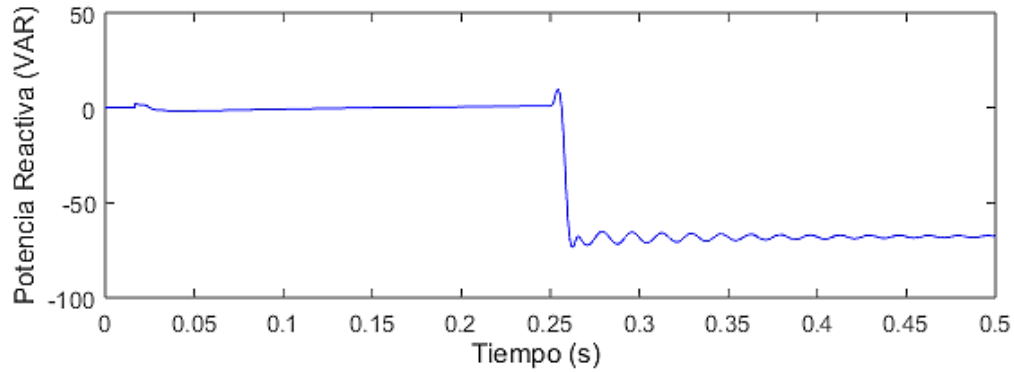


Figura. 78. Potencia reactiva del inversor fotovoltaico multinivel con una variación en la amplitud de 0.965 a 1.3.

La función de transferencia con 1 polo y 0 ceros que describe el comportamiento del sistema con una aproximación del 81.69% está dado por la ecuación 30 y se muestra en la figura 79.

$$\frac{-27.16}{s + 120.4} \quad (30)$$

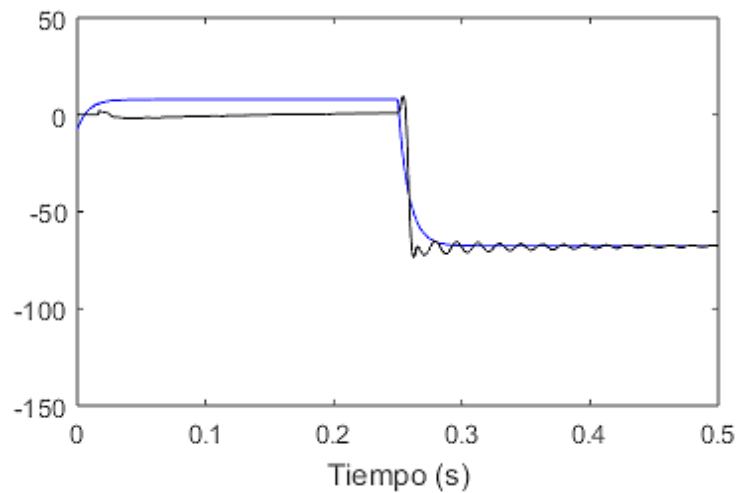


Figura. 79. Función de transferencia para el control de Q del inversor fotovoltaico multinivel.

El controlador PID encargado del control de potencia reactiva del inversor fotovoltaico multinivel se sintoniza con la herramienta de Matlab/Simulink. y sus constantes son,  $P= 0$ ,  $I= -149.0127$ ,  $D= 0$ . El esquema de control de la planta, los valores de saturación y ganancia permanecen iguales a como se mostró anteriormente en el control del inversor fotovoltaico con una batería como bus de DC.

Para corroborar el funcionamiento del controlador, se coloca un step con una variación desde 0 hasta -100 en un tiempo igual a 0.25 segundos. La figura 80 muestra el control de potencia reactiva del sistema manteniendo la fase constante con un valor igual  $0^\circ$ .

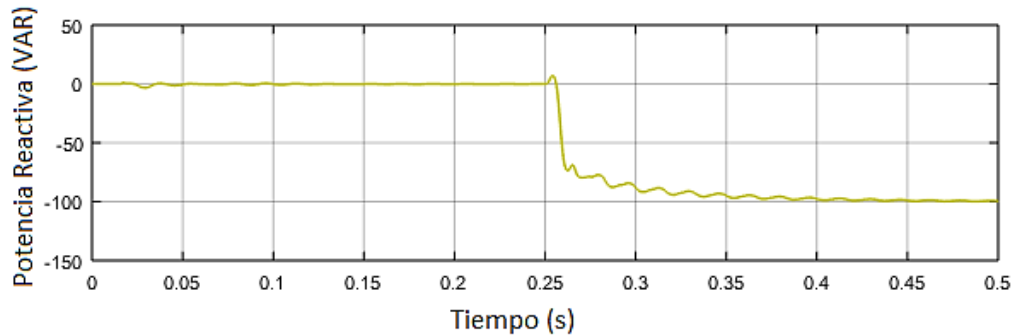


Figura. 80. Control de potencia reactiva del inversor fotovoltaico multinivel.

Para efectos de simulación, y mejorar el comportamiento del inversor fotovoltaico multinivel, se fija un voltaje inicial en el capacitor, de tal forma que en los primeros instantes (justo después de la ventana de operación), la potencia reactiva del inversor fotovoltaico va ser cercana a 0. Las primeras oscilaciones después de la ventana de operación (ventana de operación igual a un periodo) son producto de la carga del capacitor.

La figura 81 muestra la variación de la amplitud de la señal moduladora al realizar el control de potencia reactiva.

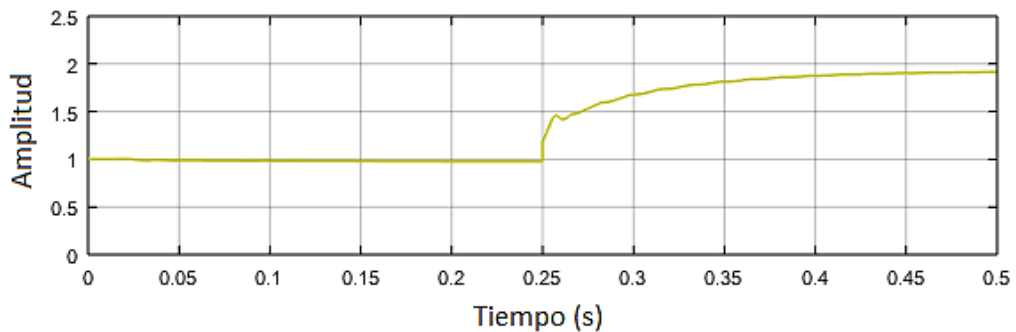
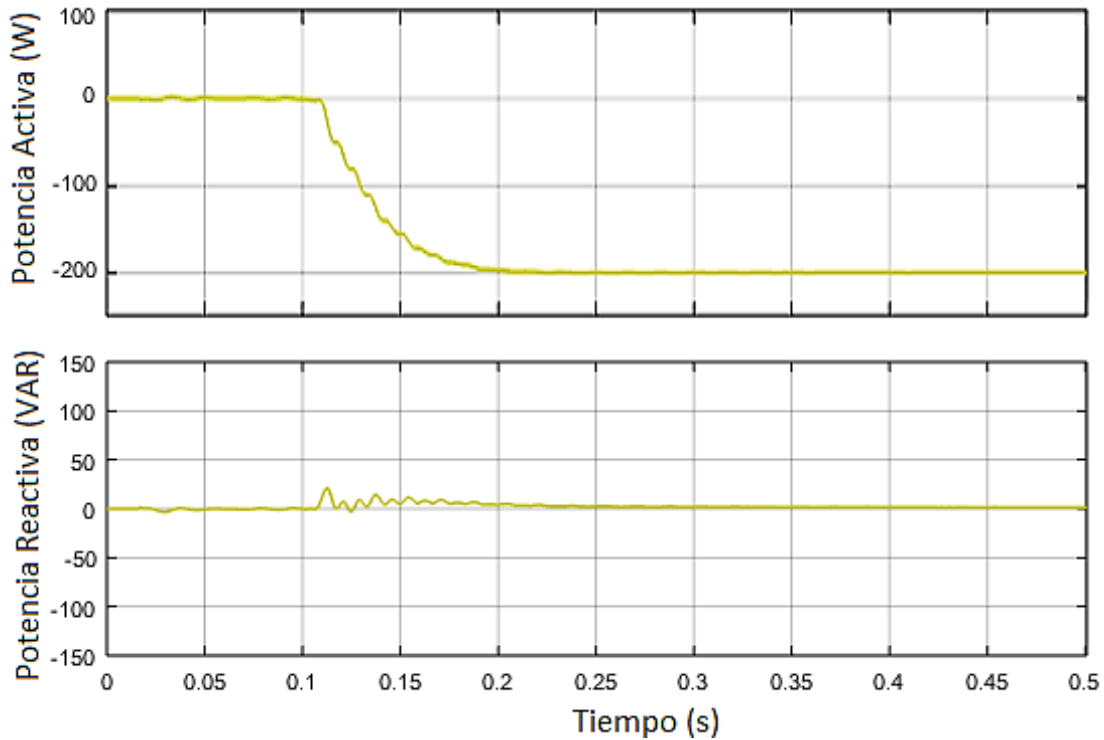


Figura. 81. Variación de la amplitud al realizar el control de Q.

#### 7.5.1. Simulación del sistema con control de potencia activa y control de potencia reactiva

A continuación, se conectan los dos controladores PID, de potencia activa y potencia reactiva al inversor fotovoltaico multinivel conectado a la red y sin carga, se desea mantener la potencia reactiva en un valor igual a 0 y la potencia activa va variar desde 0 hasta -200 en un tiempo igual a 0.1 segundos. La figura 82 muestra el control de la potencia activa y reactiva respectivamente.

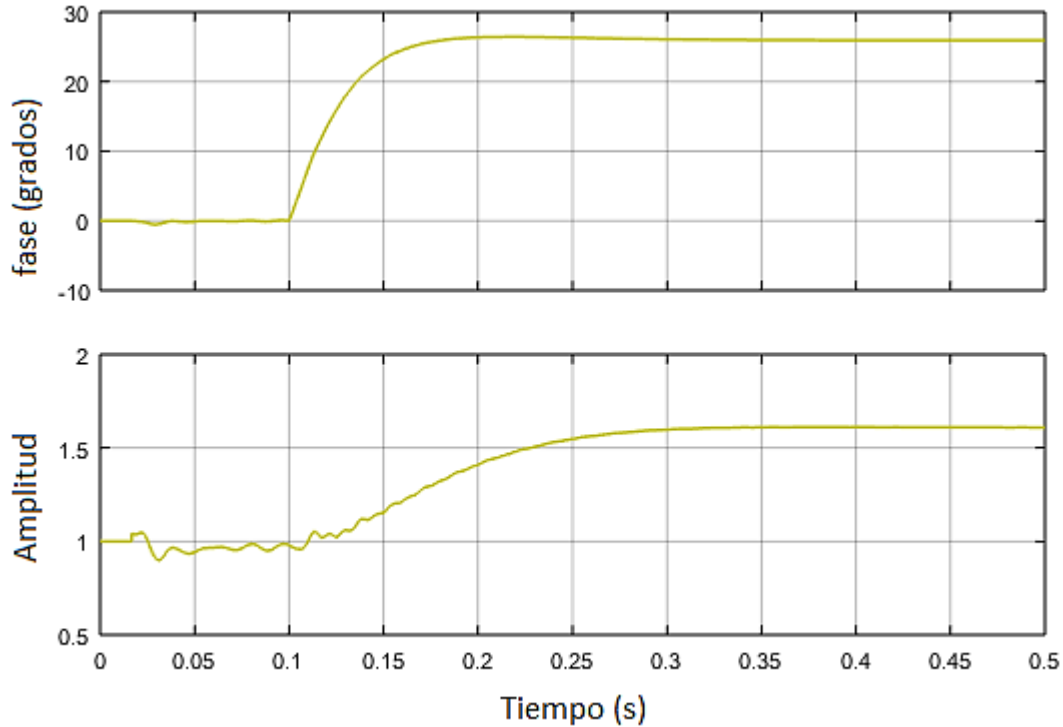


*Figura. 82. Control de potencia activa y potencia reactiva del inversor fotovoltaico multinivel.*

De la figura 82 se observa que, en el estado transitorio del control, mientras la potencia activa se estabiliza en su valor final, el comportamiento de la potencia reactiva presenta oscilaciones. Como se había mencionado antes, en la variación de la fase (control de potencia activa), el aporte de potencia reactiva también varía, pero en menor proporción, causando oscilaciones en el control de potencia reactiva. Los valores finales de potencia activa y potencia relativa son, -200 W y 0 VAR respectivamente

La variación de fase y amplitud que experimentó la señal moduladora del inversor fotovoltaico multinivel durante el control de la potencia activa y potencia reactiva respectivamente se muestra en la figura 83.

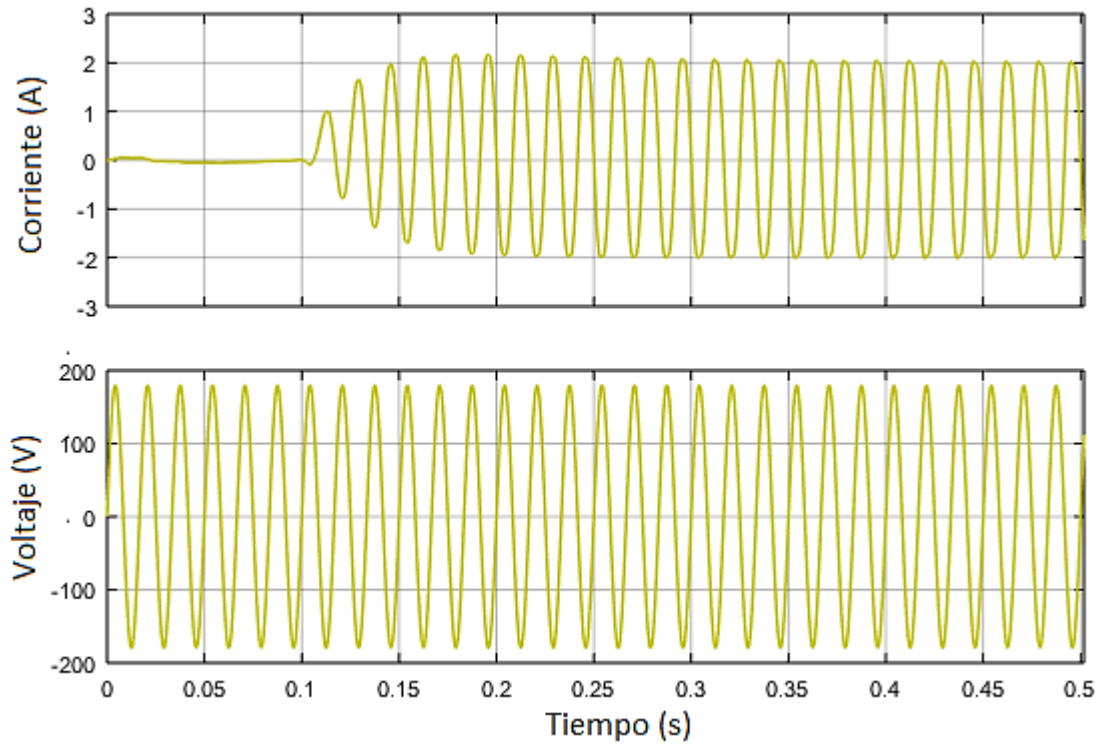




*Figura. 83. Variación de la fase y amplitud de la señal moduladora en el control de P y Q del inversor fotovoltaico multinivel.*

De la figura 83 se observa que la amplitud de la señal moduladora del inversor multinivel fotovoltaico tiene un tiempo de estabilización considerable en relación al tiempo de estabilización de la fase de la señal moduladora, la aplicación de capacitores hace que la dinámica de la señal moduladora sea más lenta. En los primeros instantes después de la ventana de operación, la amplitud oscila, debido a la carga del capacitor mientras el PID busca estabilizar la misma amplitud. Los valores finales de fase y amplitud de la señal moduladora son,  $25.94^\circ$  y 1.61 respectivamente.

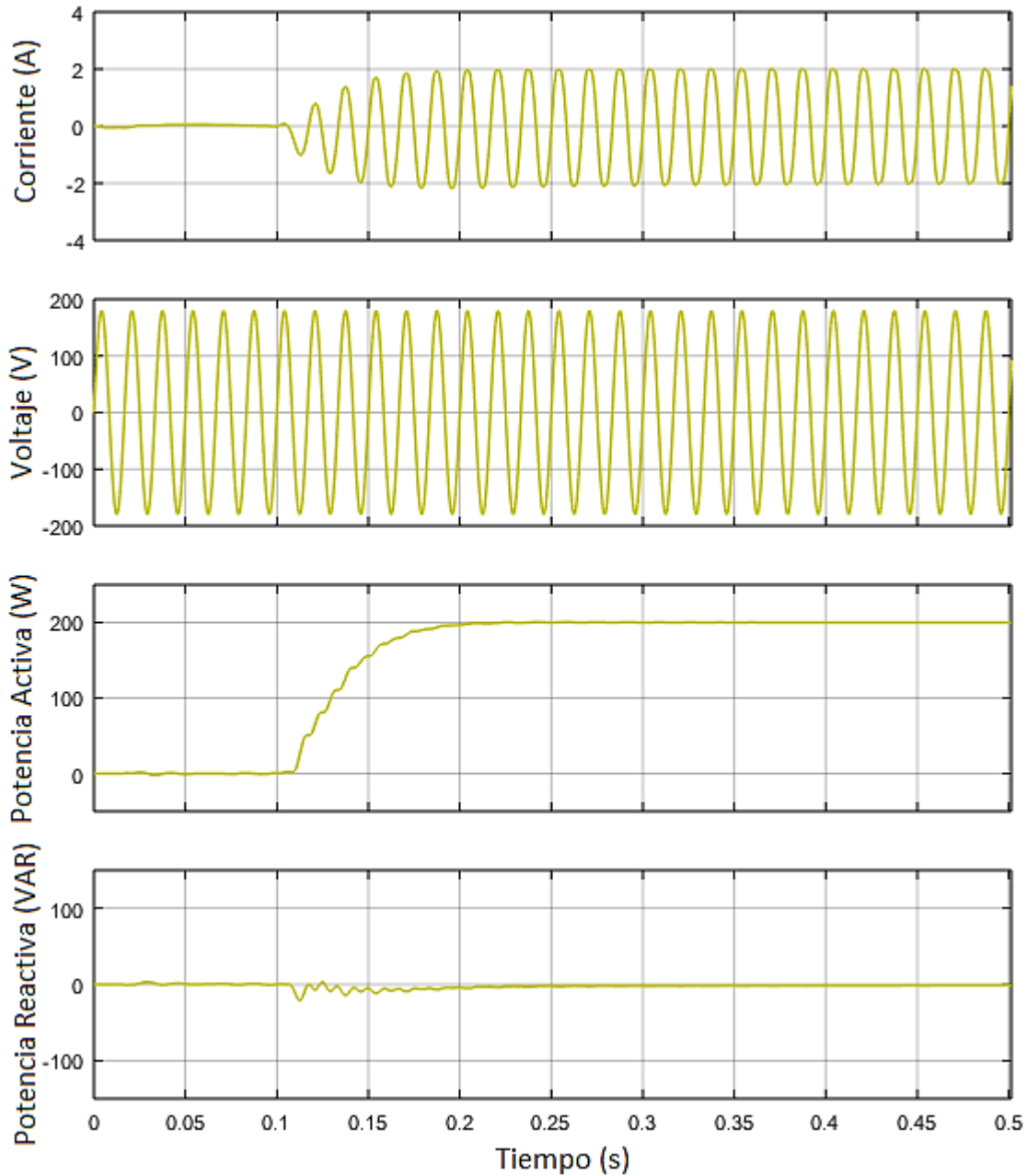
El comportamiento de la corriente y voltaje a la salida del inversor fotovoltaico multinivel durante el control de la potencia activa y potencia reactiva se muestra en la figura 84.



*Figura. 84. Corriente y voltaje a la salida del inversor fotovoltaico multinivel en el control de P y Q.*

De la figura 84 se observa que el valor de la corriente aumenta a medida que el inversor fotovoltaico multinivel empieza a suministrar potencia activa, el voltaje se mantiene constante con un valor igual a 127 V RMS (voltaje RMS de la red). Tanto la corriente como el voltaje presentan poca distorsión armónica.

Las medidas de corriente, voltaje, potencia activa, potencia reactiva de la red se muestran en la figura 85.



*Figura. 85. Medidas de corriente, voltaje, potencia activa, potencia reactiva de la red al realizar el control de potencia del inversor fotovoltaico multinivel.*

Como se puede observar de la figura 85, las medidas de la red reflejan el funcionamiento del inversor fotovoltaico multinivel, presentando poca distorsión armónica en las ondas de corriente y voltaje. Se presenta el suministro de potencia por parte del inversor multinivel hacia la red (la convención de potencia indica que la potencia es positiva cuando se consume). Los valores finales de potencia activa y potencia relativa son, 200 W y 0 VAR respectivamente

Las mediciones de corriente, voltaje y potencia a la salida del panel fotovoltaico se muestran en la figura 86.

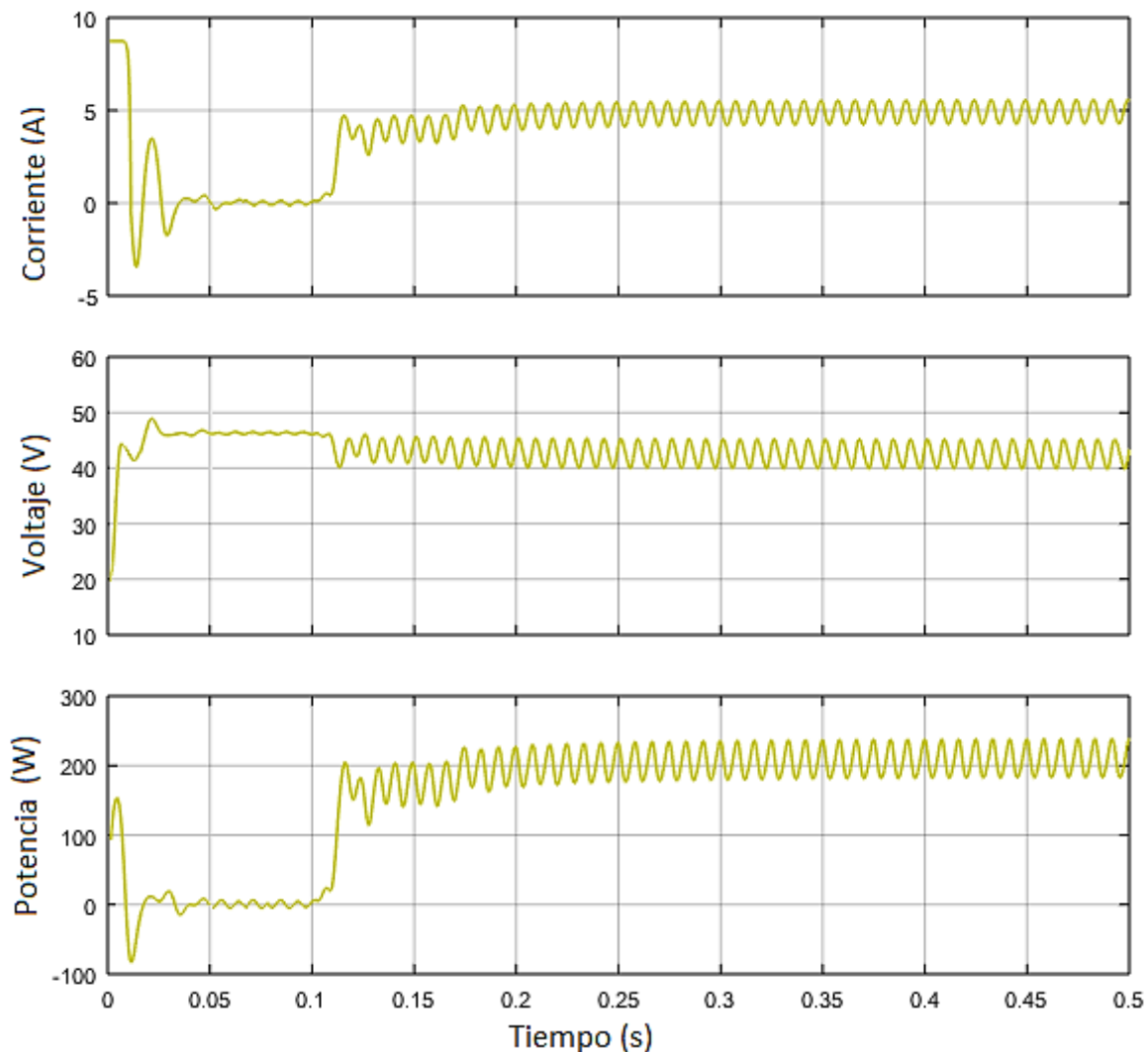


Figura. 86. Medidas de corriente, voltaje y potencia del panel fotovoltaico conectado al inversor multinivel.

De la figura 86 se muestra que, en el estado inicial del panel fotovoltaico, su corriente es la corriente cortocircuito (8.87 A) y el voltaje inicial, es el voltaje inicial de capacitor (20 V), el cual está conectado en paralelo con el panel fotovoltaico. Después de la ventana de operación, los valores de corriente y voltaje del panel se ajustan para que el valor de la potencia sea 0 W, antes de que el step varié hasta -200 en un tiempo igual a 0.1 segundos. A medida que se carga el capacitor, el voltaje de este aumenta y la corriente del panel disminuye. En el proceso de control, la corriente del panel tiende a llegar al valor de la corriente del punto de máxima potencia ( $I_{mpp}$ ) y el voltaje tiende a ir al voltaje del punto de máxima potencia ( $V_{mpp}$ ).

La corriente del capacitor hacia el inversor multinivel se muestra en la figura 87.

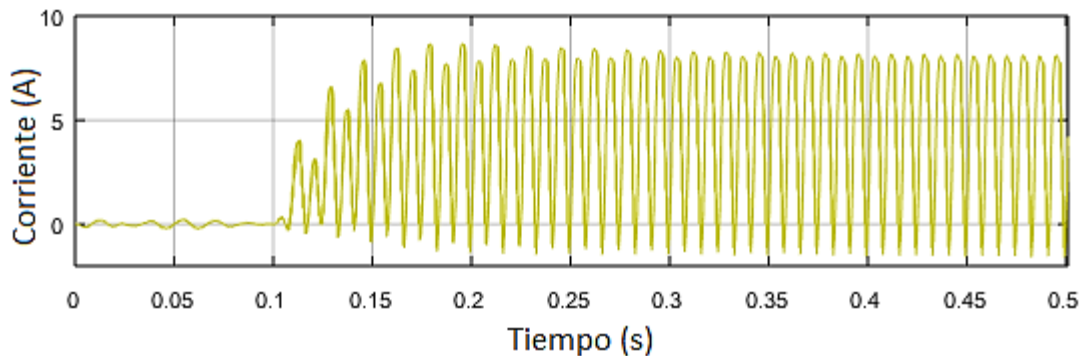


Figura. 87. Corriente del capacitor del inversor fotovoltaico multinivel.

De igual forma que con la batería como bus de DC del inversor multinivel, del capacitor sale y entra corriente, fenómeno que se debe presentar para que el aporte de potencia reactiva sea posible. Para una frecuencia de 60 Hz en capacitor se carga y se descarga 120 veces en un segundo, La forma de onda está caracterizada por la conmutación de la señal portadora (42 kHz) del inversor.

#### 7.6. CONTROL DIRECTO DE FASE

Después de corroborar el correcto funcionamiento de los controladores PID, para el control de potencia activa y potencia reactiva, se procede a realizar el control final de potencia.

El suministro de potencia activa del inversor fotovoltaico multinivel está limitado por el panel fotovoltaico, si en el lazo de control, la potencia activa que se desea obtener del inversor fotovoltaico es superior al límite de potencia, el controlador aumentará la fase de la señal moduladora y el inversor fotovoltaico empezará a consumir potencia reactiva para mantener la tensión del inversor multinivel igual a la tensión de la red, a la fase establecida por el controlador PID en el control de potencia activa. Después de que el convertidor suministre la máxima potencia posible, el aumento de la fase, producto del controlador PID, hará que el inversor fotovoltaico pase de suministrar la máxima potencia potencia activa a suministrar un valor inferior de potencia activa y consumir más reactivos, a este efecto se lo conoce como “windup”. Una solución a este efecto es limitar la constante de integración a un valor de fase en el cual el convertidor puede dar la máxima potencia posible, a esta técnica se le conoce como “anti-windup” [33].

Al disminuir la irradiancia, el valor de la fase a la cual el inversor fotovoltaico entrega la máxima potencia posible es menor, por esta razón, establecer un valor constante en el límite de saturación de la fase va provocar el efecto windup descrito anteriormente.

Para solucionar este efecto se emplea una estrategia de control directa de fase, y así evitar que el aumento de fase por parte del controlador PID de la potencia activa. Se reemplaza el controlador PID de potencia activa descrito anteriormente, por un controlador PID de la

fase de la señal moduladora del inversor fotovoltaico, este controlador ayuda a que la dinámica del control de fase sea más suave. Las constantes del controlador PID de la fase son,  $P=0$ ,  $I=101.7421$ ,  $D=0$ . La constante de integración tiene una saturación para un valor de fase igual a  $47^\circ$ , valor cercano a la máxima fase en el cual el inversor fotovoltaico entrega la máxima potencia posible en condiciones estándar de medida. La saturación de la amplitud se establece en 2, evitando que el THD (distorsión armónica total) del inversor fotovoltaico sea muy alto.

El esquema de la estrategia de control del sistema se muestra en la figura 88.

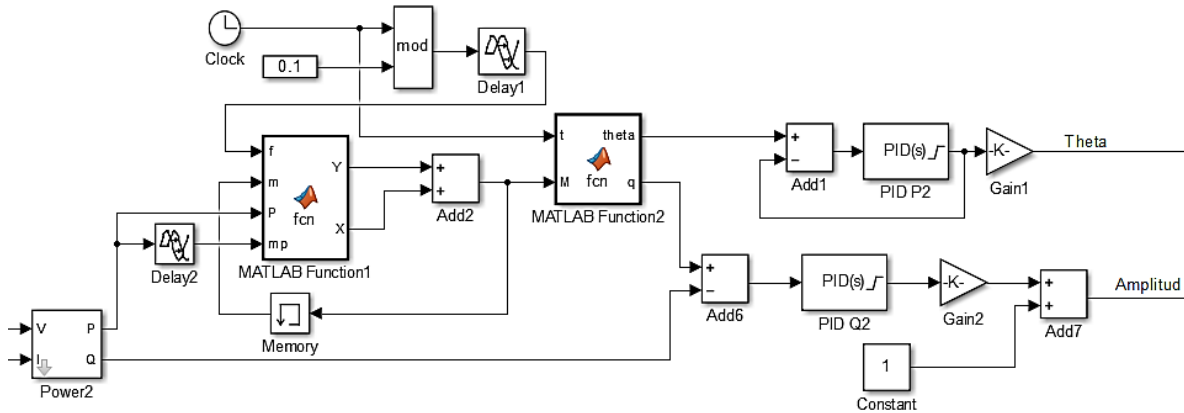


Figura. 88. Esquema de control final

Para realizar el control final de potencia activa se establecen dos funciones, donde los parámetros de entrada son, potencia activa (P), el valor de la potencia activa con delay de 0.1 segundos (mp), tiempo de muestreo (t), una memoria (m) que guarda el valor de la fase de la señal moduladora del inversor fotovoltaico cada 0.1 y una función diente de sierra (f) con un periodo de 0.1 segundos y valor pico de 0.1.

La memoria (m) guarda el valor de la fase de la señal moduladora a la que opera el inversor fotovoltaico más un valor que está dado por la condición que define el comportamiento de la potencia activa, esta condición establece cuando el convertidor ha dejado de suministrar potencia la potencia máxima posible por el aumento de fase.

La primera función, llamada función P&O, tiene como datos de entrada m, f, P y mp. La salida de la función (X) es asignada a la memoria del valor de la fase. La función detecta el pico de la función diente de sierra (cada 0.1 segundos), verifica si la medición de potencia es mayor al valor de potencia 0.1 segundos antes (mp), si es así, entonces el inversor fotovoltaico ha dejado de suministrar la máxima potencia posible y adiciona  $-2$  grados al valor de memoria de la fase (m), entonces el controlador deja de aumentar la fase y de esta forma vuelve a un valor de fase anterior para suministrar la potencia máxima posible; si la potencia medida no cumple la condición, entonces adiciona a la fase  $+1$  grado para que suministre más potencia. Para los instantes en que no se evalúen las condiciones (que la

función diente de sierra no tenga un valor igual a 0.1) el valor de la variable (Y), que es el valor que se adiciona a la fase, va ser igual 0, de esta forma solo se adiciona un valor (1 grados o -2 grados) cada 0.1 segundos. A este algoritmo se le conoce como perturbar y observar.

Se selecciona la relación de variación en la fase de la señal moduladora de -2 grados y +1 grados, ya que al entrar en saturación la fase por variaciones de potencia, la potencia buscará estabilizarse en un valor de fase cercano, al valor en su estado anterior. Si la relación es simétrica, a partir de ese valor de fase el control hará la técnica de perturbar y observar, estabilizando a la potencia en un punto en el cual no entrega la máxima potencia posible.

La segunda función, llamada función de asignación, tiene como datos de entrada el tiempo de muestreo (t) y la memoria (M) que es la suma de las salidas de la primera función, (X) y (Y). Los datos de salida son los valores de fase y potencia reactiva que van a los controladores (theta) y (q) respectivamente. La función establece el valor inicial de la fase en un tiempo menor a 0.5 segundos, con un valor inicial de 42 grados (valor dentro del rango lógico de operación de la fase de la señal moduladora y por debajo del nivel de saturación). En 0.5 segundos el valor de la fase va ser igual a la memoria (M). El valor de la potencia reactiva se va mantener en 0 para que consuma los mínimos reactivos posibles.

El código de las funciones para realizar el control directo de fase se muestra en la figura 89.

<pre>function [Y,X]= fcn(f,m,P,mp) X=m; Y=0; if (f==1)     if (P&gt;mp)         Y=-2;     else         Y=+1;     end end</pre> <p style="text-align: center;">a)</p>	<pre>function [theta,q] = fcn(t,M) theta=0; q=0; if (t&lt;0.5)     theta=42; end if (t&gt;=5)     theta=M; end</pre> <p style="text-align: center;">b)</p>
--	--

Figura. 89. Funciones del control directo de fase a) función P&O. b) función de asignación.

La salida de la función diente de sierra tiene un delay de 0.4, de esta forma el primer pico de la función será en 0.5 segundos (tiempo de estabilización del sistema).

El sistema con el esquema de control completo del inversor fotovoltaico multinivel conectado a la red se muestra en la figura 90.

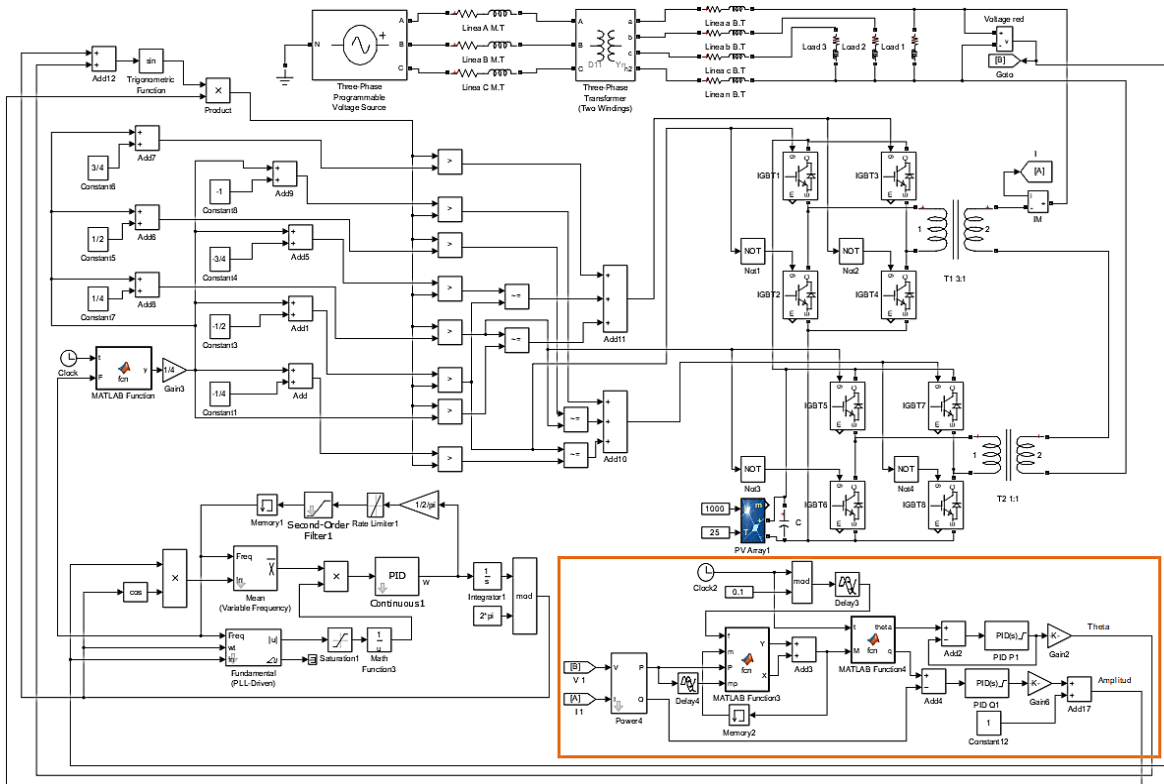


Figura. 90. Esquema del inversor fotovoltaico multinivel conectado a la red con la estrategia de control.

### 7.6.1. Simulación del sistema con control directo de fase y control de potencia reactiva

A continuación, se simula todo el sistema con la estrategia de control descrita anteriormente, el sistema está sin carga. El valor de irradiancia es de  $1000 \text{ W/m}^2$ , la temperatura del panel fotovoltaico es de  $25^\circ \text{ C}$ . La fase inicial de la señal moduladora del inversor fotovoltaico multinivel hasta 0.5 segundos es de  $42^\circ$ .

El comportamiento de la potencia activa y potencia reactiva del inversor fotovoltaico con el control final en un tiempo de 1.5 segundos se muestra en la figura 91. No hay carga conectada en el sistema.



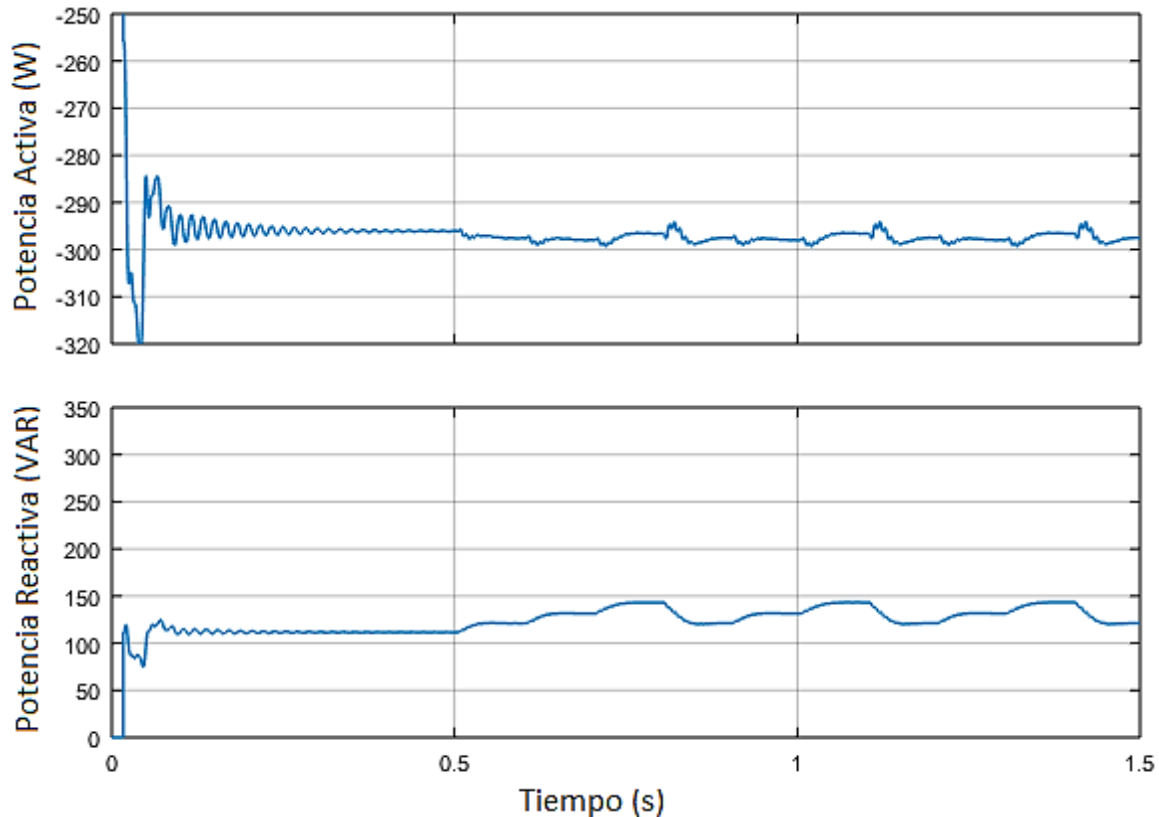


Figura. 91. Potencia activa y potencia reactiva del inversor fotovoltaico con el control final.

De la figura 91 se observa que después de 0.5 segundos (tiempo en que se estabiliza la potencia) la potencia activa oscila cada 0.1 segundos entre -295 W y -285 W. La potencia reactiva también presenta oscilaciones. La potencia activa en un tiempo igual a 0.5 segundos, al no ser mayor a su valor 0.1 segundos antes, se aumenta la fase en 1 grado, el suministro de potencia es mayor hasta la tercera operación en 0.8 segundos, que para esa fase el convertidor ya deja de suministrar la máxima potencia posible y la potencia activa aumenta, ahora su valor es mayor que 0.1 segundos antes, entonces se disminuye la fase en 2 grados.

Cada vez que la fase varia, la potencia activa presenta un transitorio, el transitorio en la disminución de fase es de mayor magnitud en comparación que el transitorio al aumentar la fase, debido a que la fase disminuye en 2 grados y aumenta en 1 grado.

El factor de potencia del inversor fotovoltaico multinivel en estado estado estable es de aproximadamente 0.87.

El comportamiento de la fase y la amplitud de la señal moduladora del inversor fotovoltaico con el control directo de fase en un tiempo de 1.5 segundos se muestra en la figura 92.

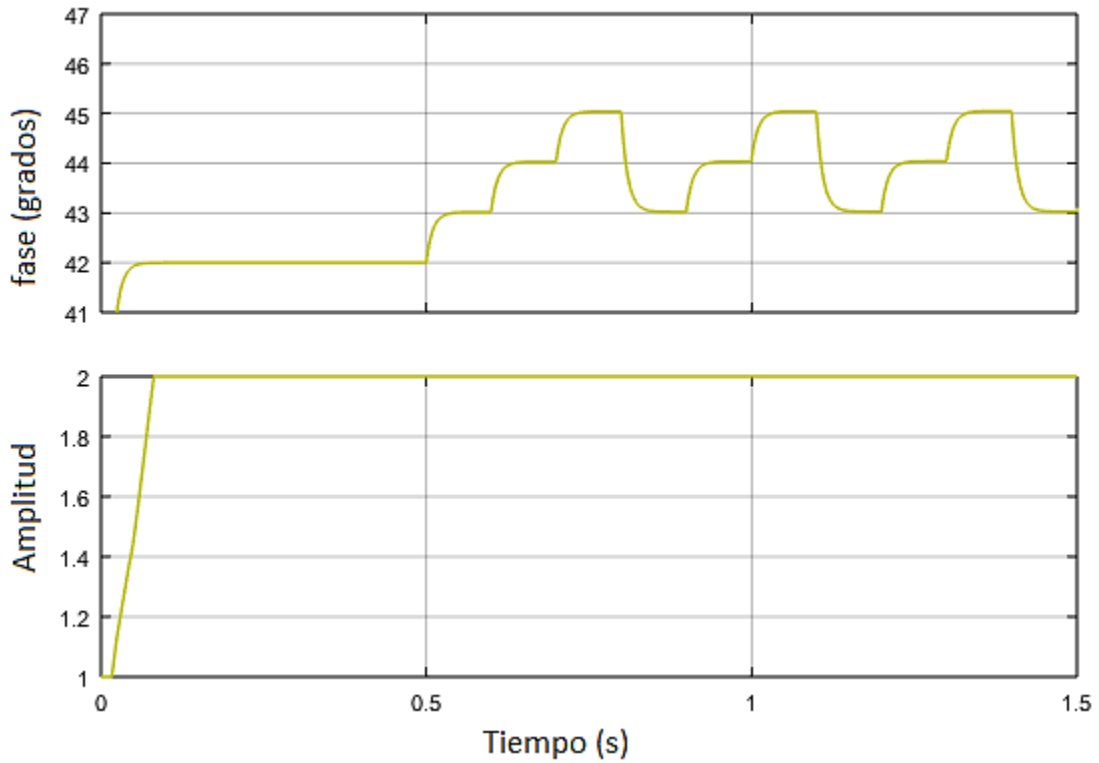


Figura. 92. Fase y amplitud de la señal moduladora del inversor fotovoltaico con el control directo de fase.

De la figura 92 se observa la variación de la fase con una dinámica suave, la fase oscila entre  $43^\circ$  y  $45^\circ$  en estado estable. El controlador de potencia reactiva ha llevado la amplitud hasta su nivel de saturación máximo, establecido en 2, con el fin de consumir la menor potencia reactiva sin causar alta distorsión armónica.

El comportamiento de la corriente RMS que se inyecta a la red en un tiempo de 1.5 segundos se muestra en la figura 93.

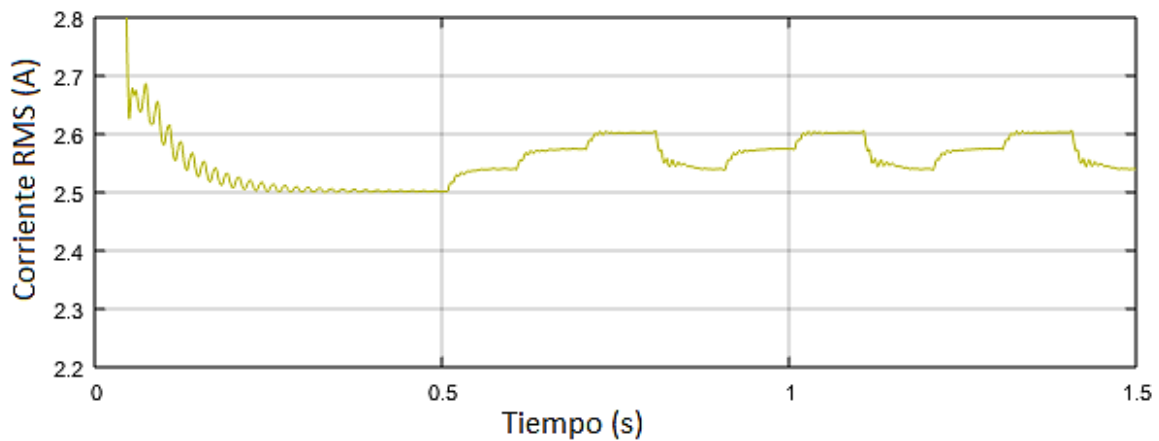
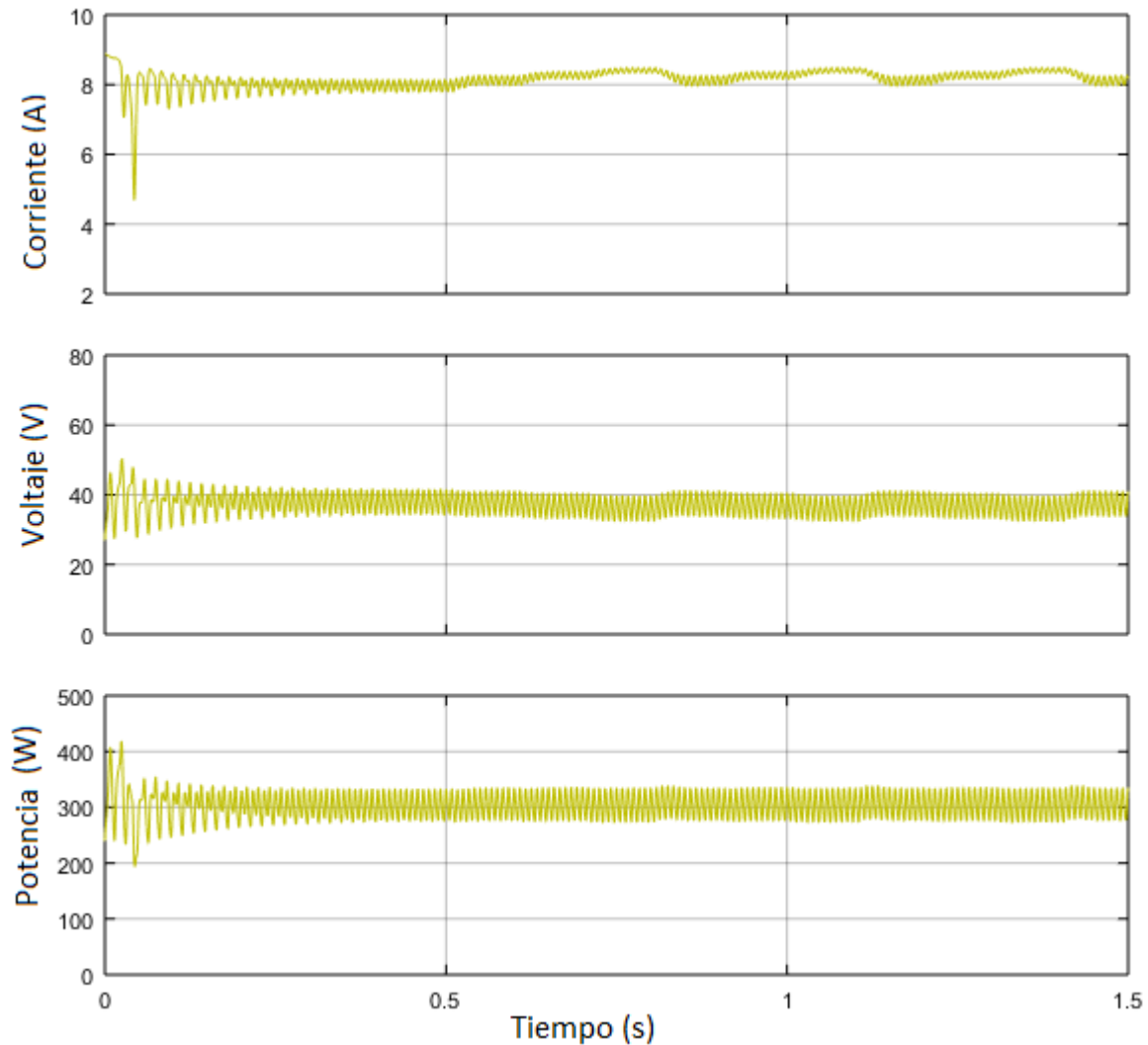


Figura. 93. Corriente RMS del inversor fotovoltaico multinivel.

De la figura 93 se puede observar que la corriente oscila entre 2.54 A y 2.6 A en estado estable. Al no haber carga conectada al sistema, la corriente de la red es la misma corriente del inversor fotovoltaico, como el inversor fotovoltaico está generando potencia activa, esta corriente está siendo inyecta hacia la red.

El THD de la corriente del inversor fotovoltaico multinivel es de 8.66% aproximadamente.

El comportamiento de la corriente, voltaje y potencia a la salida del panel fotovoltaico con el control directo de fase en un tiempo de 1.5 segundos se muestra en la figura 94.



*Figura. 94. Corriente, voltaje y potencia a la salida del panel fotovoltaico con el control final de potencia del inversor fotovoltaico.*

De la figura 94 se observa que, en el control, las variaciones de fase y amplitud de la señal moduladora, provocan variaciones en el voltaje y en la corriente del panel fotovoltaico. Los valores de corriente, voltaje y potencia del panel fotovoltaico oscilan entre los valores del

punto de máxima potencia, 8.25 A, 37 V y 305,23 W respectivamente. La oscilación el voltaje del panel fotovoltaico produce que la potencia del panel también sea oscilante, la oscilación de voltaje se debe al valor del capacitor, para un valor mayor de capacitancia, las oscilaciones del voltaje se suavizan, pero la dinámica del sistema es más lenta.

## 8. SIMULACIÓN DEL SISTEMA FRENTE A DIFERENTES ESCENARIOS

A continuación, se presenta la simulación del sistema frente a diferentes escenarios de, irradiancia, temperatura y carga; analizando el comportamiento del inversor fotovoltaico multinivel, de la red y de la carga.

### 8.1. ESCENARIOS DE IRRADIANCIA

A continuación, se simula el sistema ante variaciones de irradiancia, sin carga conectada al sistema, para verificar el funcionamiento del inversor fotovoltaico multinivel y la red. El sistema se simula con la estrategia de control planteada. La fase inicial de la señal moduladora del inversor fotovoltaico es de 42 grados y la temperatura del panel fotovoltaico es de 25° C.

Las variaciones de irradiancia se realizan desde  $1000 \text{ W/m}^2$  hasta  $900 \text{ W/m}^2$ , la primera variación, desde  $1000 \text{ W/m}^2$  hasta  $950 \text{ W/m}^2$  se realiza después de que el sistema se estabiliza en un tiempo igual a 0.8 segundos, la siguiente variación hasta  $900 \text{ W/m}^2$  se realiza en un tiempo igual a 2 segundos. La variación de la irradiancia se muestra en la figura 95.

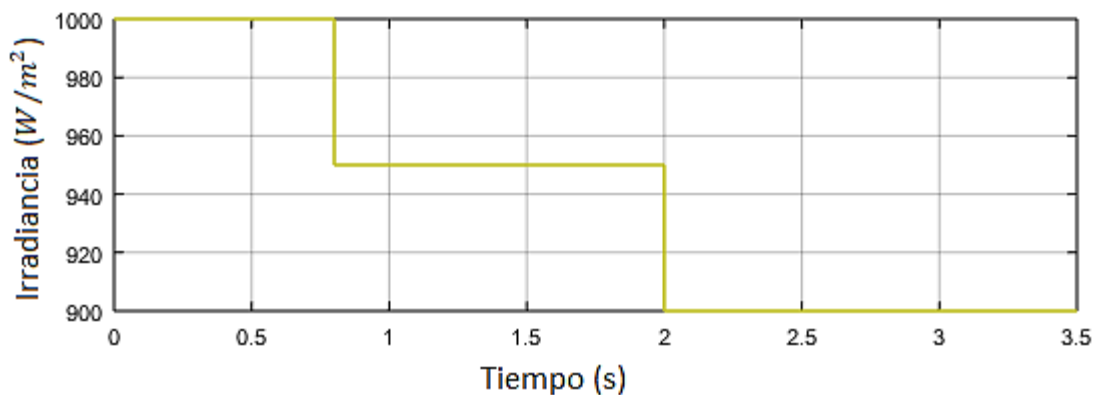


Figura. 95. variación de irradiancia.

El comportamiento de la potencia activa y la potencia reactiva del inversor fotovoltaico multinivel con el control directo de fase y variaciones de irradiancia se muestra en la figura 96.

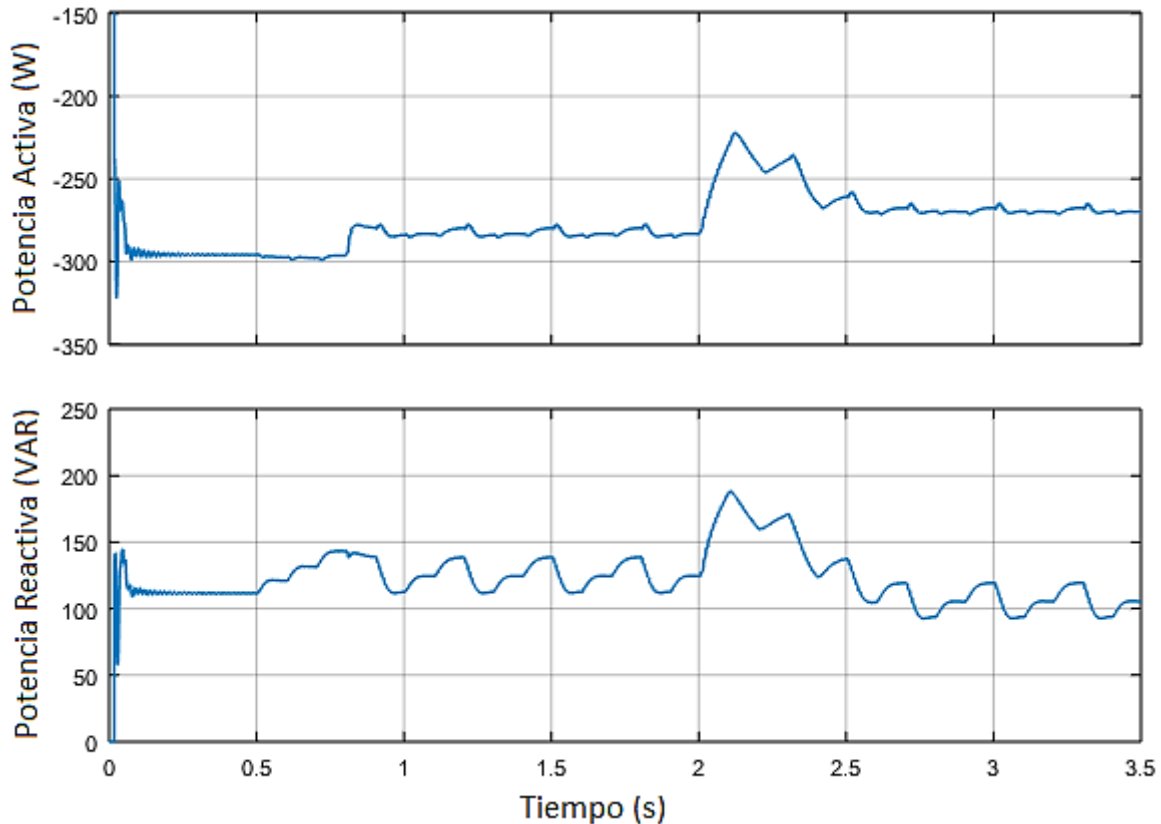


Figura. 96. Potencia activa y reactiva del inversor fotovoltaico multinivel ante variaciones de irradiancia.

De la figura 96 se puede observar que, las variaciones de irradiancia generan variaciones de potencia, al disminuir la irradiancia, disminuye la potencia activa, variando de forma directamente proporcional.

Para variaciones de  $50 \text{ W/m}^2$ , la variación de la potencia es rápida, la potencia activa busca estabilizarse en un valor inferior al valor en el cual el inversor fotovoltaico multinivel suministra la máxima potencia activa posible, debido al valor saturado de la fase de la señal moduladora en el que se encuentra al variar la irradiancia.

El control directo de fase permite que la potencia activa del inversor fotovoltaico se estabilice en aproximadamente 0.5 segundos. La potencia reactiva varia en relación a las variaciones de fase, disminuyendo al disminuir la fase, en el estado transitorio de las variaciones de irradiancia presenta grandes variaciones de magnitud.

El comportamiento de la fase y la amplitud de la señal moduladora del inversor fotovoltaico multinivel con el control directo de fase y variaciones de irradiancia se muestra en la figura 97.

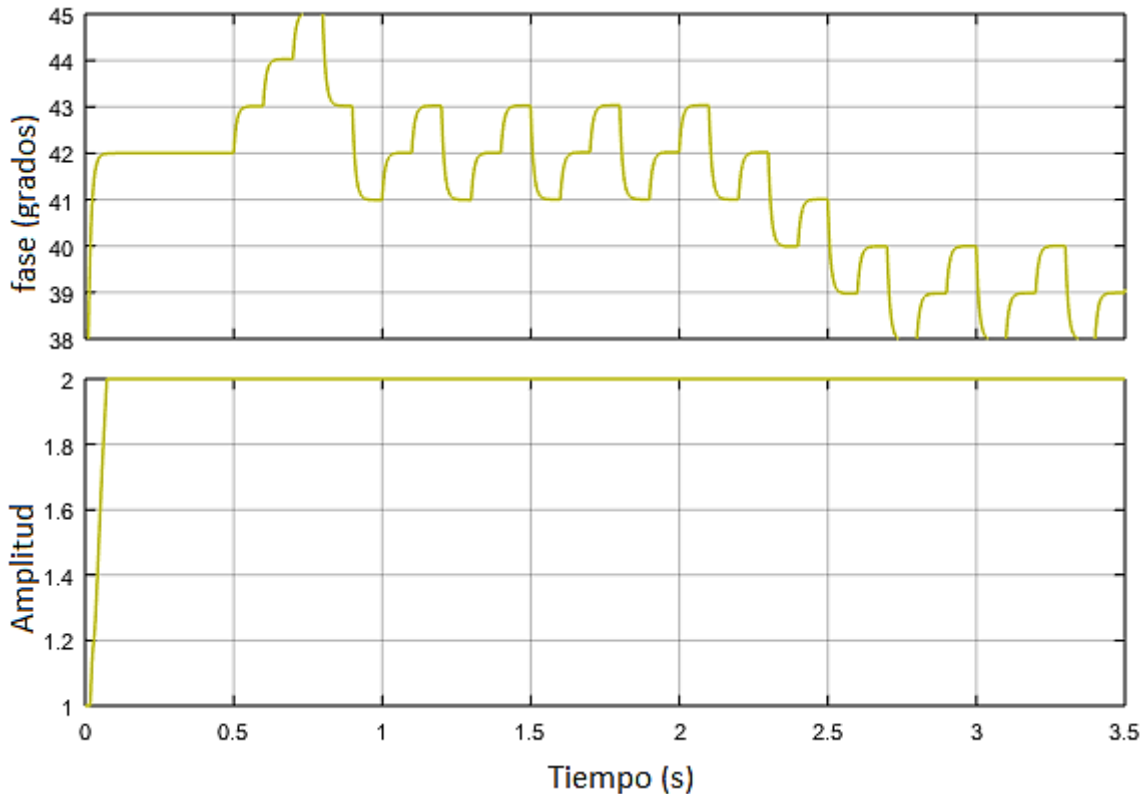


Figura. 97. Fase y amplitud de la señal moduladora del inversor fotovoltaico multinivel ante variaciones de irradiancia.

De la figura 97 se observa el control directo de fase, aumentando la fase hasta suministrar la máxima potencia posible y disminuyendo la fase cuando la fase ha superado el valor en el que el convertidor suministra la máxima potencia posible. Debido a que el controlador PID de potencia reactiva intenta llevar el valor a cero, la amplitud se satura en su valor máximo de 2 en aproximadamente 0.1 segundos. La potencia reactiva varía de forma directamente proporcional a las variaciones de fase de la señal moduladora.

De la figura 96 y 97 se observa que, para la primera variación de irradiancia, el transitorio de la potencia activa no es de gran magnitud, a diferencia de la segunda variación, esto se debe a que para la primera variación la fase estaba disminuyendo, para la segunda variación la fase estaba aumentando, saturando la fase, este sería el peor caso para la variación de irradiancia.

Para un valor inferior de irradiancia, la fase a la cual el inversor fotovoltaico puede entregar la máxima potencia posible es menor.

El comportamiento de la potencia activa y la potencia reactiva de la red con el control directo de fase y variaciones de irradiancia se muestra en la figura 98.

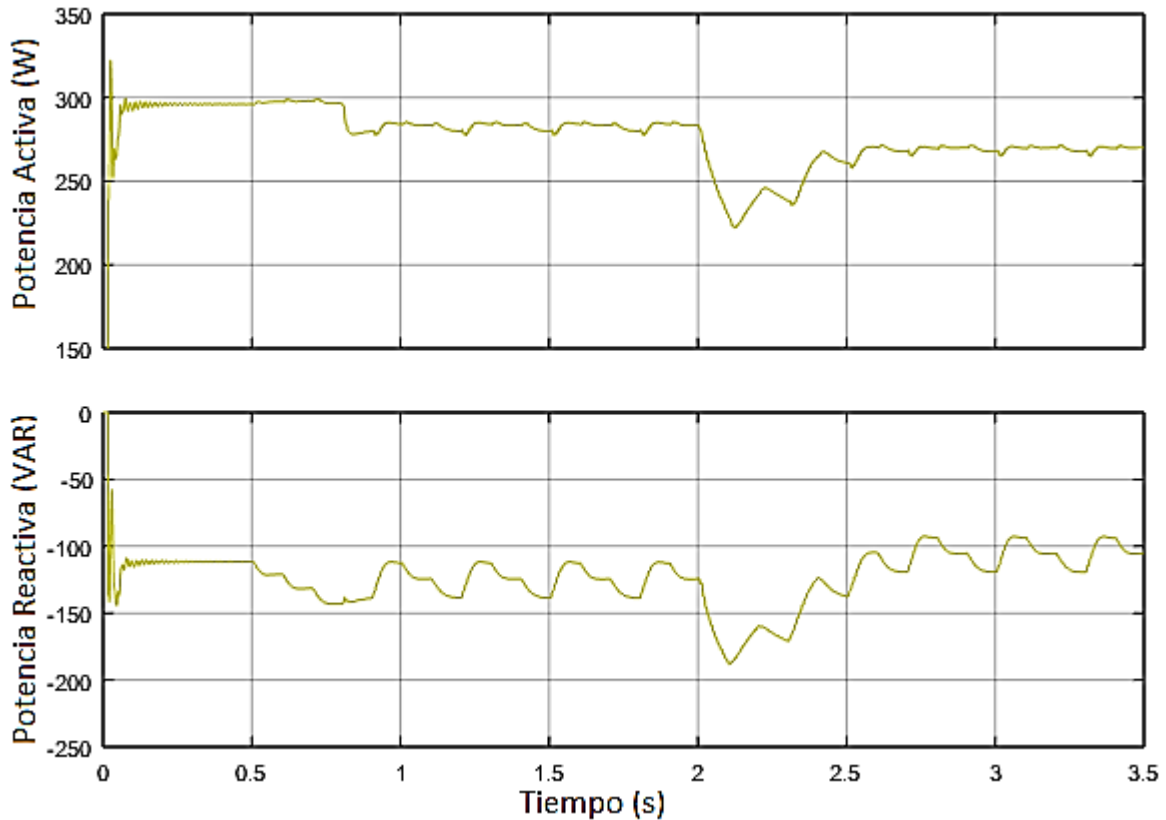


Figura. 98. Potencia activa y reactiva de la red ante variaciones de irradiancia.

Debido a que no hay carga conectada al sistema, la potencia de la red presenta el mismo comportamiento de la potencia del inversor fotovoltaico multinivel, pero con signo contrario, debido a la convención que se estableció, para el signo positivo es una potencia que se consume a se inyecta desde otra fuente, y para un signo negativo es una potencia que se está suministrando.

Los valores de potencia activa de la red a diferentes niveles de irradiancia se muestran en la tabla 4. Debido al método de perturbar y observar los valores de potencia activa oscilan.

Irradiancia ( $W/m^2$ )	Potencia activa (W)
1000	299 - 296
950	285 - 282
900	271 - 267

Tabla 4. Potencia activa de la red a diferentes niveles de irradiancia, sin carga.

El comportamiento de la corriente RMS inyectada a la red por el inversor fotovoltaico multinivel con el control directo de fase y variaciones de irradiancia se muestra en la figura 99.

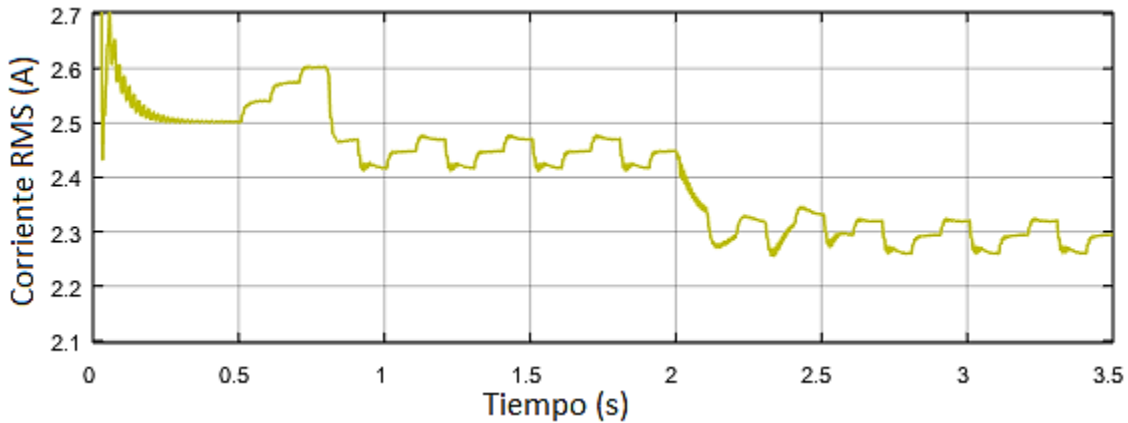


Figura. 99. Corriente RMS inyectada a la red por el inversor fotovoltaico multinivel ante variaciones de irradiancia.

Debido a que no hay carga conectada al sistema, la corriente inyectada a la red es igual a la corriente suministrada por el inversor fotovoltaico multinivel. La variación de la corriente con respecto a la irradiancia es directamente proporcional, la corriente en estado estable para un valor de irradiancia específico oscila debido al método de perturbar y observar.

Los valores de potencia activa de la red a diferentes niveles de irradiancia se muestran en la tabla 5.

Irradiancia ( $W/m^2$ )	Corriente RMS (A)
1000	2.6 - 2.5
950	2.48 - 2.41
900	2.32 - 2.28

Tabla 5. Corriente RMS inyectada a la red por el inversor fotovoltaico multinivel a diferentes niveles de irradiancia, sin carga.

El comportamiento de la corriente, voltaje y potencia del panel fotovoltaico con el control directo de fase y variaciones de irradiancia se muestra en la figura 100.



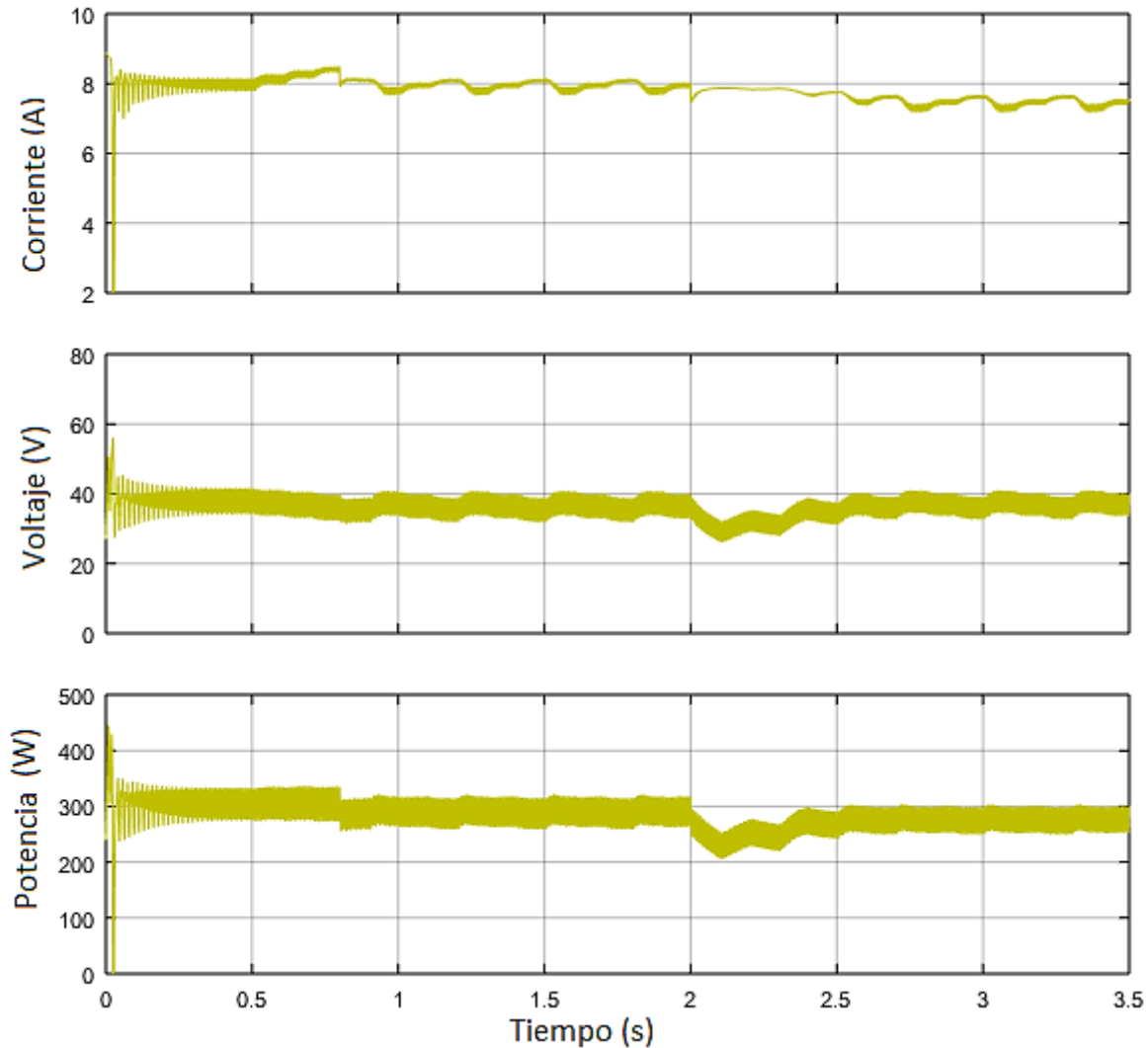


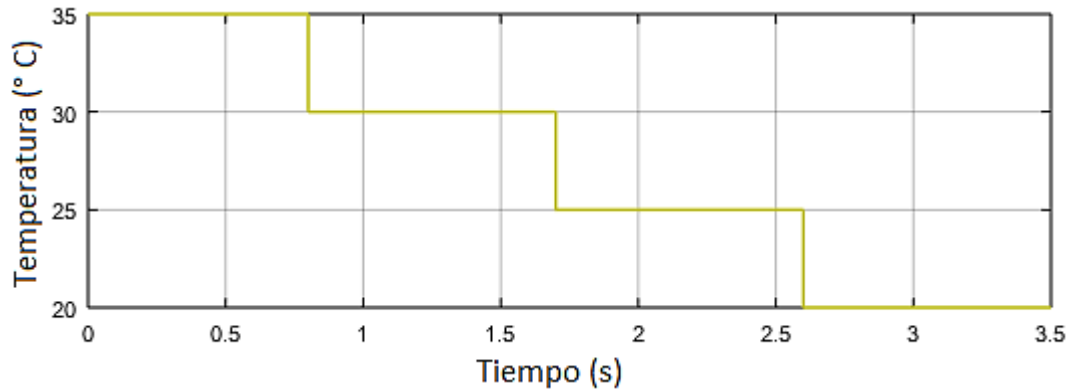
Figura. 100. Corriente, voltaje y potencia del panel fotovoltaico ante variaciones de irradiancia.

De la figura 100 se observa que, la variación de la corriente del panel fotovoltaico ante variaciones de irradiancia es directamente proporcional. El estado transitorio de las variaciones de irradiancia, genera variaciones en el voltaje del panel fotovoltaico, causando que el valor de la potencia del panel fotovoltaico presente grandes variaciones en el estado transitorio.

## 8.2. ESCENARIOS DE TEMPERATURA

A continuación, se simula el sistema ante variaciones de temperatura, sin carga conectada al sistema, para verificar el funcionamiento del inversor fotovoltaico multinivel y la red. El sistema se simula con la estrategia de control planteada. La fase inicial de la señal moduladora del inversor fotovoltaico es de 42 grados y la irradiancia del panel fotovoltaico es de  $1000 \text{ W/m}^2$ .

Las variaciones de temperatura se realizan desde 35° C hasta 20° C, la primera variación, desde 35° C hasta 30° C se realiza después de que el sistema se estabiliza en un tiempo igual a 0.8 segundos, la siguiente variación hasta 25° C se realiza en un tiempo igual a 1.7 segundos, la última variación hasta 20° C se realiza con un tiempo igual a 2.6 segundos. La variación de temperatura del panel fotovoltaico se muestra en la figura 101.



*Figura. 101. Variación de temperatura del panel fotovoltaico*

El comportamiento de la potencia activa y la potencia reactiva del inversor fotovoltaico multinivel con el control directo de fase ante variaciones temperatura del panel fotovoltaico se muestra en la figura 102.

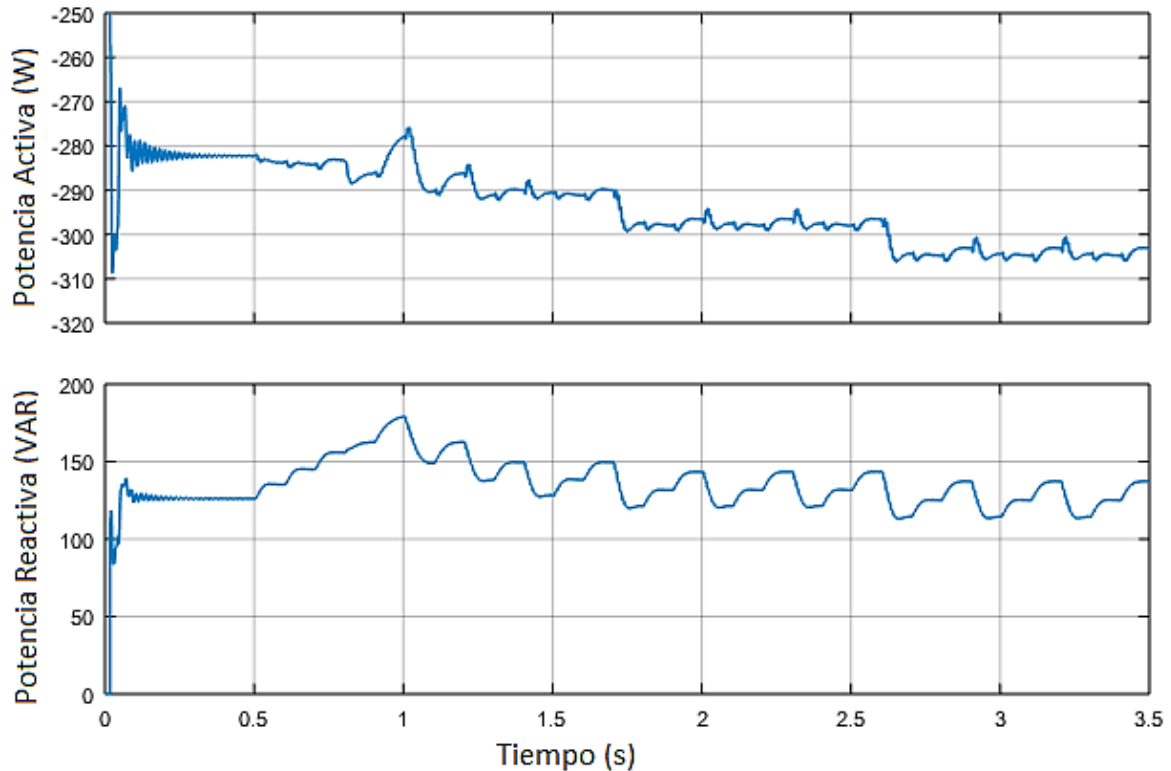
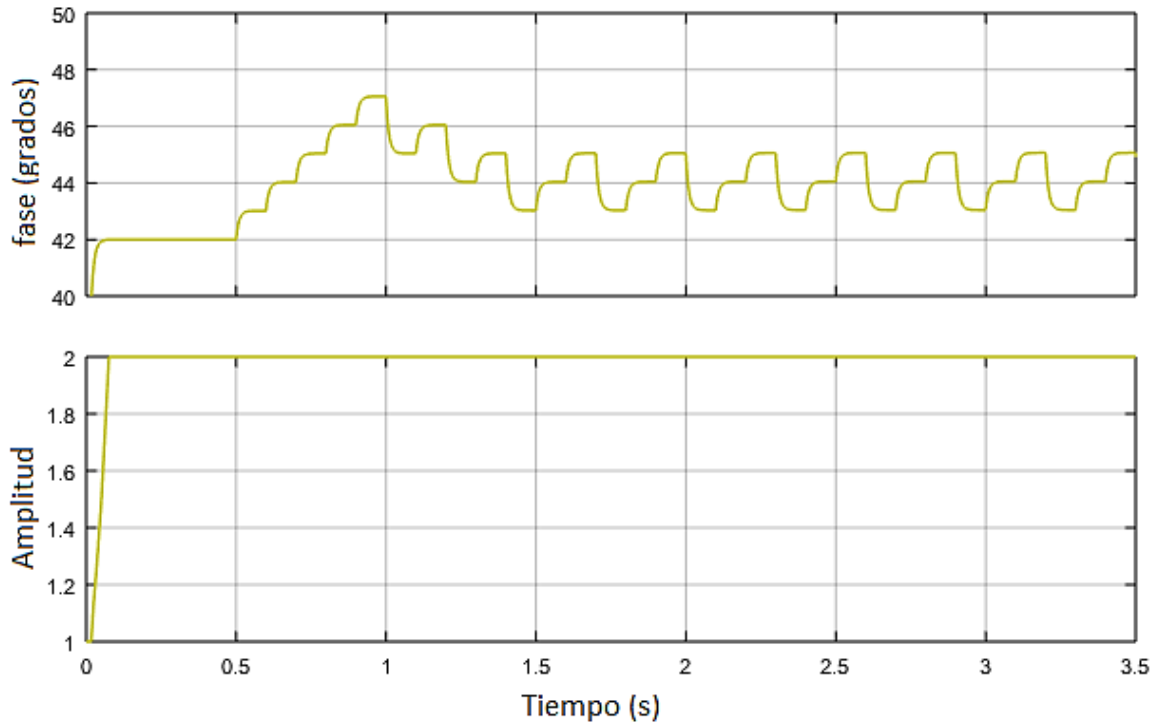


Figura. 102. Potencia activa y reactiva del inversor fotovoltaico multinivel ante variaciones en la temperatura del panel fotovoltaico.

De la figura 102 se puede observar que, las variaciones en la temperatura del panel fotovoltaico generan variaciones de potencia, al disminuir la temperatura, aumenta la potencia activa y la potencia reactiva varía de forma proporcional a las variaciones de fase y temperatura del panel fotovoltaico.

Para variaciones de  $5^{\circ}\text{C}$ , la variación de la potencia activa es de aproximadamente 8 W. El control directo de fase en las variaciones de temperatura del panel fotovoltaico, permite que la potencia activa del inversor fotovoltaico oscile entre la máxima potencia posible casi inmediatamente.

El comportamiento de la fase y la amplitud de la señal moduladora del inversor fotovoltaico multinivel con el control directo de fase y variaciones de temperatura del panel fotovoltaico se muestra en la figura 103.



*Figura. 103. Fase y amplitud de la señal moduladora del inversor fotovoltaico multinivel ante variaciones en la temperatura del panel fotovoltaico.*

De la figura 103 se observa el control directo de fase, oscilando la fase para suministrar la máxima potencia posible. Debido a que el controlador PID de potencia reactiva intenta llevar el valor a cero, la amplitud se satura en su valor máximo de 2 en aproximadamente 0.1 segundos. La potencia reactiva varía de forma directamente proporcional a la variación de la fase de la señal moduladora.

El rango de las oscilaciones en la fase de la señal moduladora a la cual el inversor fotovoltaico puede entregar la máxima potencia se mantiene en las variaciones de temperatura.

El comportamiento de la potencia activa y la potencia reactiva de la red con el control directo de fase y variaciones de temperatura del panel fotovoltaico se muestra en la figura 104

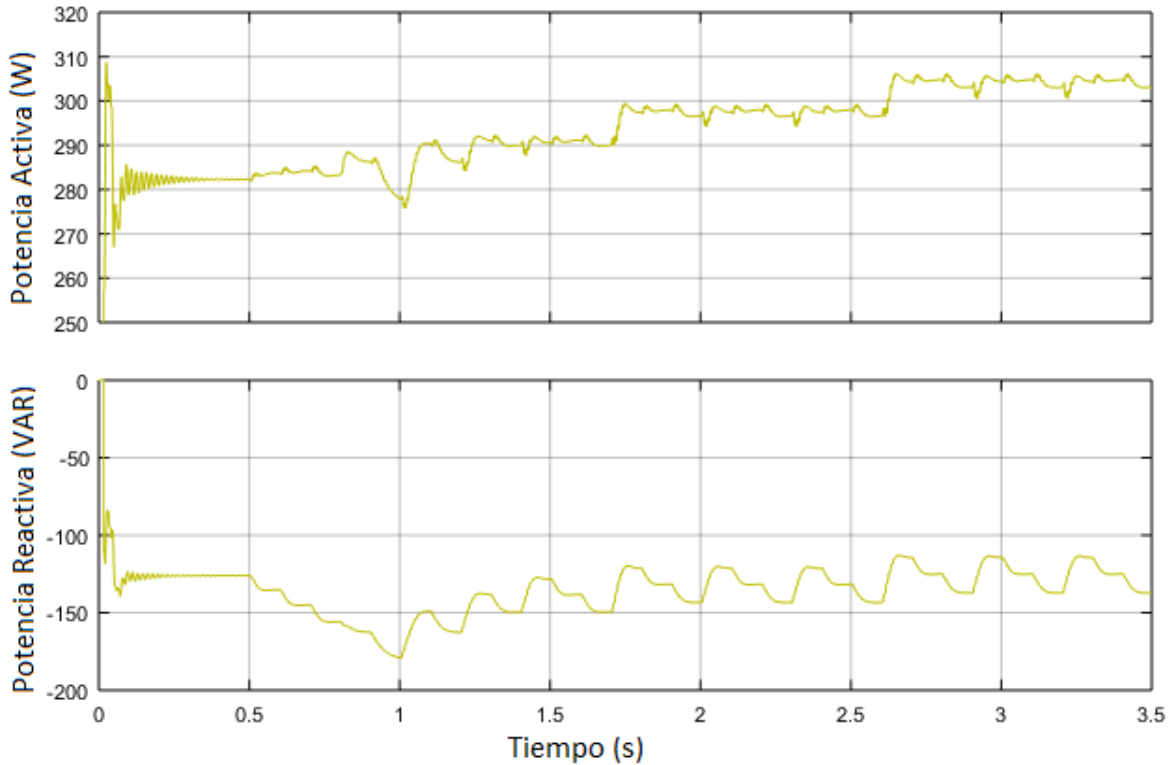


Figura. 104. Potencia activa y reactiva de la red ante variaciones en la temperatura del panel fotovoltaico.

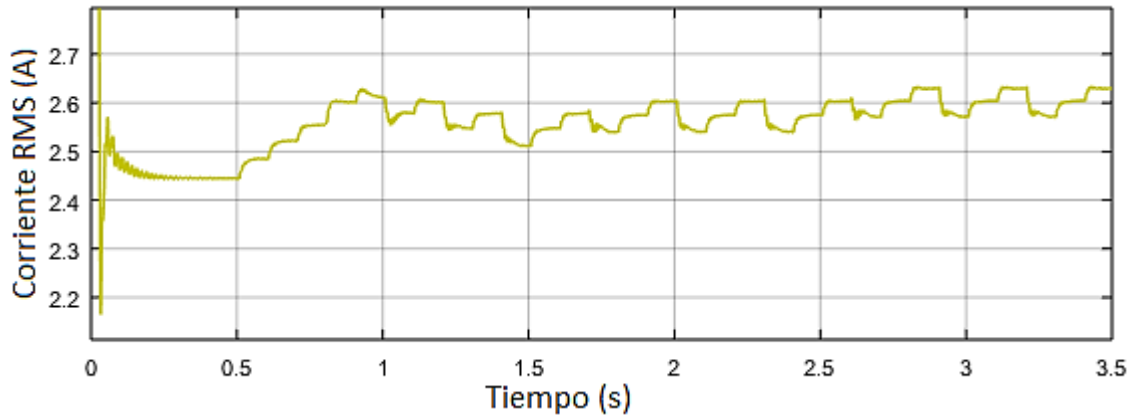
De igual forma que en el escenario de variación de irradiancia, cómo no hay carga conectada al sistema, la potencia de la red presenta el mismo comportamiento de la potencia del inversor fotovoltaico multinivel.

Los valores de potencia activa de la red a diferentes niveles de temperatura del panel fotovoltaico se muestran en la tabla 6. Debido al método de perturbar y observar los valores de potencia activa oscilan.

Temperatura (° C)	Potencia activa (W)
35	287 - 284
30	292 - 290
25	299 - 297
20	306 - 303

Tabla 6. Potencia activa de la red a diferentes niveles de temperatura del panel fotovoltaico, sin carga.

El comportamiento de la corriente RMS inyectada a la red por el inversor fotovoltaico multinivel con el control directo de fase y variaciones de temperatura del panel fotovoltaico se muestra en la figura 105.

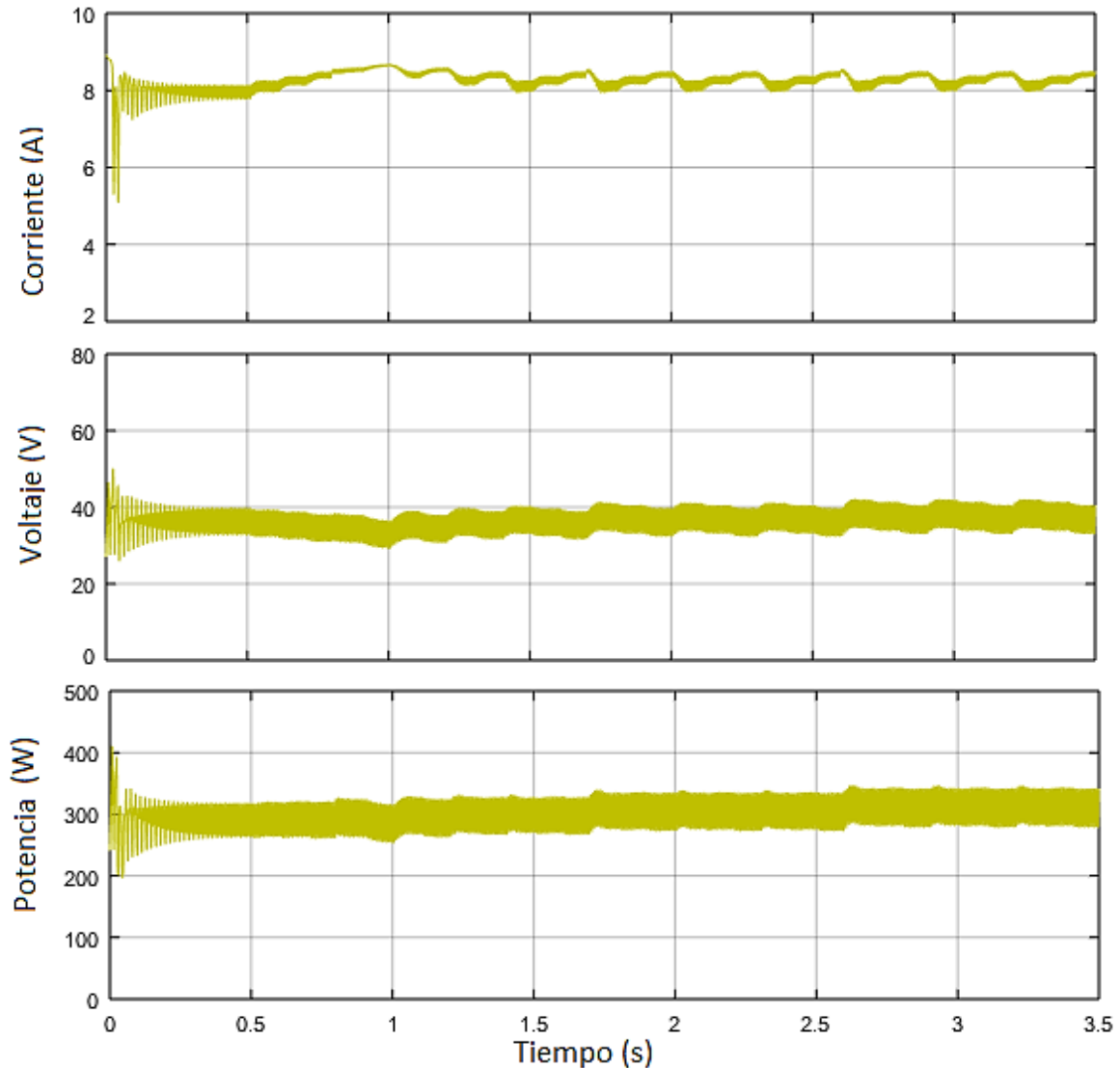


*Figura. 105. Corriente RMS inyectada a la red por el inversor fotovoltaico multinivel ante variaciones en la temperatura del panel fotovoltaico.*

Debido a que no hay carga conectada al sistema, la corriente inyectada a la red es igual a la corriente suministrada por el inversor fotovoltaico multinivel. Para variaciones de temperatura, la corriente casi no presenta variaciones, debido a que la irradiancia es constante, la corriente tiende a permanecer constante.

El valor de la corriente en estado estable oscila entre 2.5 A y 2.64 A aproximadamente.

El comportamiento de la corriente, voltaje y potencia del panel fotovoltaico con el control directo de fase y variaciones de temperatura se muestra en la figura 106.



*Figura. 106. Corriente, voltaje y potencia del panel fotovoltaico ante variaciones en la temperatura del panel fotovoltaico.*

De la figura 106 se observa que, la variación del voltaje del panel fotovoltaico ante variaciones de temperatura es inversamente proporcional. Debido a que la irradiancia es constante, la corriente no presenta variaciones dentro del rango de oscilación.

### 8.3. ESCENARIOS DE CARGA

Se conecta en paralelo al inversor multinivel y a la red, cargas de potencia constante, estas cargas entran en operación cada 0.7 segundos, la primera carga en entrar es una carga resistiva cuya potencia es igual a 250 W y conmuta en 0.7 segundos, posteriormente se conmuta otra carga resistiva cuya potencia es de 500 W, posteriormente se adiciona una carga inductiva de 200 VAR y finalmente se conmuta una carga capacitiva cuya potencia es

de 200 VAR. El valor inicial de la fase en el control directo de fase del inversor fotovoltaico es  $42^\circ$ , el valor de irradiancia es de  $1000 \text{ W/m}^2$  y la temperatura del panel fotovoltaico es de  $25^\circ \text{ C}$ .

La conmutación de las cargas se muestra en la figura 107.

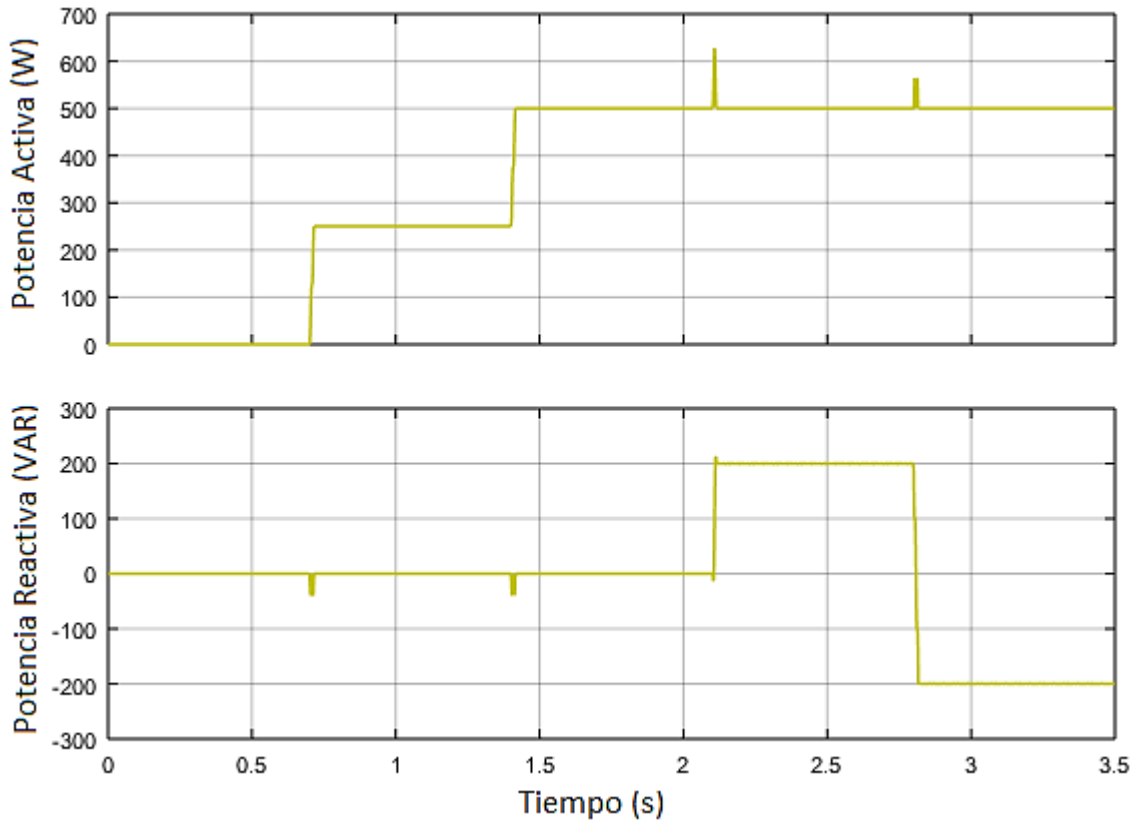


Figura. 107. Conmutación de cargas resistivas, inductiva y capacitiva.

La conmutación de cargas genera transitorios en la potencia activa y reactiva. La conmutación de cargas resistivas genera transitorios en la potencia reactiva y su magnitud es casi igual. La conmutación de cargas inductivas genera transitorios de mayor magnitud que la conmutación de cargas capacitivas, para valores de  $+j200 \text{ VAR}$  y  $-j200 \text{ VAR}$  respectivamente.

El comportamiento de la potencia activa y la potencia reactiva del inversor fotovoltaico ante variaciones de carga se muestra en la figura 108.



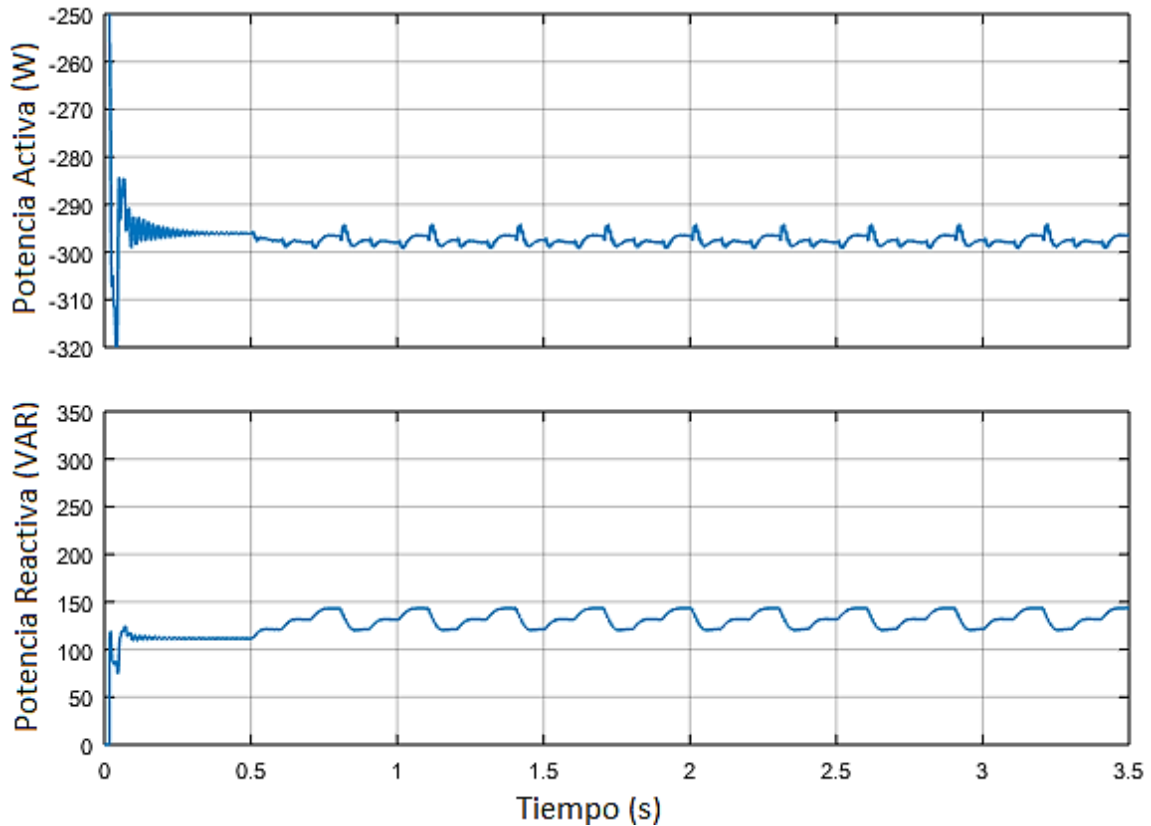
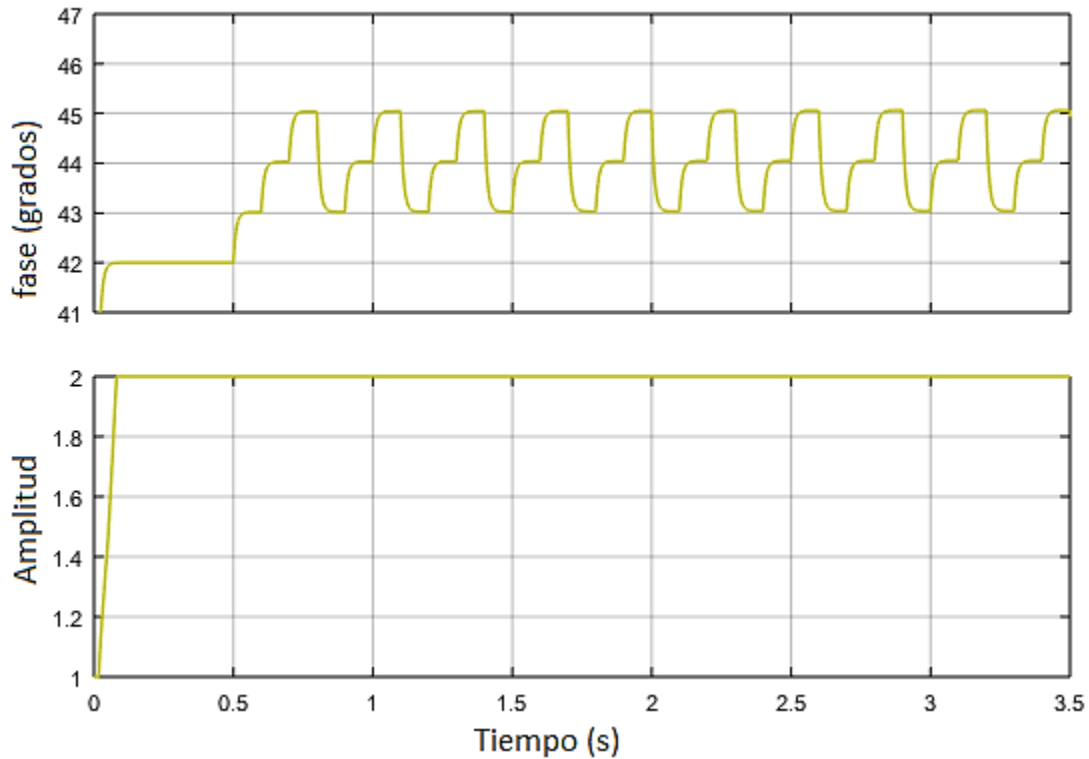


Figura. 108. Potencia activa y potencia reactiva del inversor fotovoltaico ante variaciones de carga.

De la figura 108 se observa que, las variaciones de carga en el sistema no perturban el comportamiento del inversor multinivel. El convertidor se estabiliza cuando la potencia activa oscila entre -299 W y -296 W y la potencia reactiva entre 145 VAR y 120 VAR.

La estrategia de control del sistema permite que el inversor fotovoltaico suministre la máxima potencia posible sin sobrepasar el límite superior de saturación establecido para 47 grados en la fase de la señal moduladora del inversor fotovoltaico. La saturación de la amplitud de la señal moduladora, evita que el inversor fotovoltaico consuma la mínima potencia reactiva.

El comportamiento de la fase y la amplitud del inversor fotovoltaico ante variaciones de carga se muestra en la figura 109.



*Figura. 109. Fase y amplitud del inversor fotovoltaico ante variaciones de carga*

De la figura 109 se observa que, la fase oscila entre 43 y 45 en estado estable, debido al método de perturbar y observar, la amplitud ha llegado a su nivel máximo de saturación, la saturación de la fase evita que el controlador PID de la potencia activa siga aumentando la fase de la señal moduladora del inversor fotovoltaico para llegar a una potencia que el convertidor no puede suministrar.

El comportamiento de la potencia activa y la potencia reactiva de la red ante variaciones de carga se muestra en la figura 110.

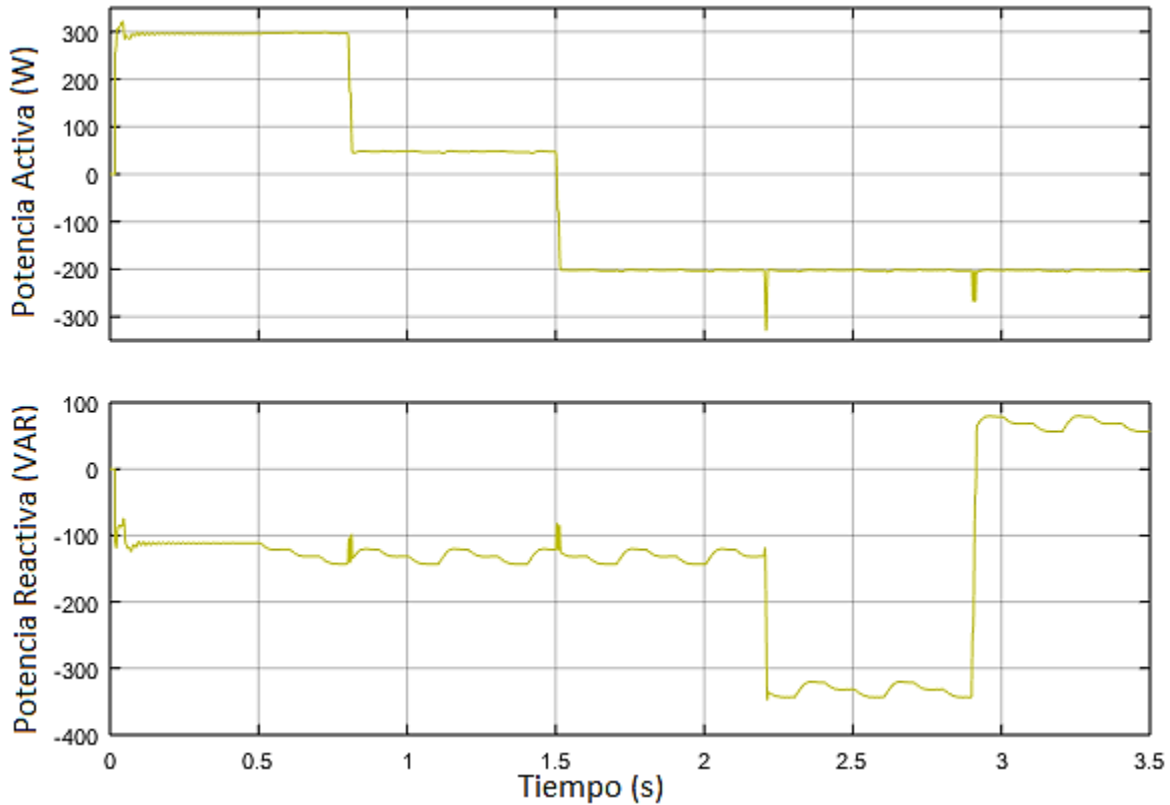


Figura. 110. Potencia activa y potencia reactiva de la red ante variaciones de carga.

De la figura 110 se observa que, se está inyectando potencia activa proveniente del inversor fotovoltaico multinivel a la red, la red a su vez le aporta la potencia reactiva necesaria para mantener el voltaje de fase. Al conectarse las diferentes cargas, la red supe la potencia necesaria para el balance de potencias del sistema. La conmutación de cargas produce problemas de calidad de la energía, como disturbios transitorios.

Los valores de potencia activa de la red ante variaciones de carga se muestran en la tabla 7. Los valores de potencia oscilan en estado estable debido al método de perturbar y observar.

Carga	Potencia activa (W)
250 W	249 – 246
500 W	-206 – -201
500 W + j200 VAR	-206 – -201
500 W - j200 VAR	-206 – -201

Tabla 7. Valores de potencia activa ante variaciones de carga.

La corriente RMS de la red ante variaciones de carga se muestra en la figura 112.

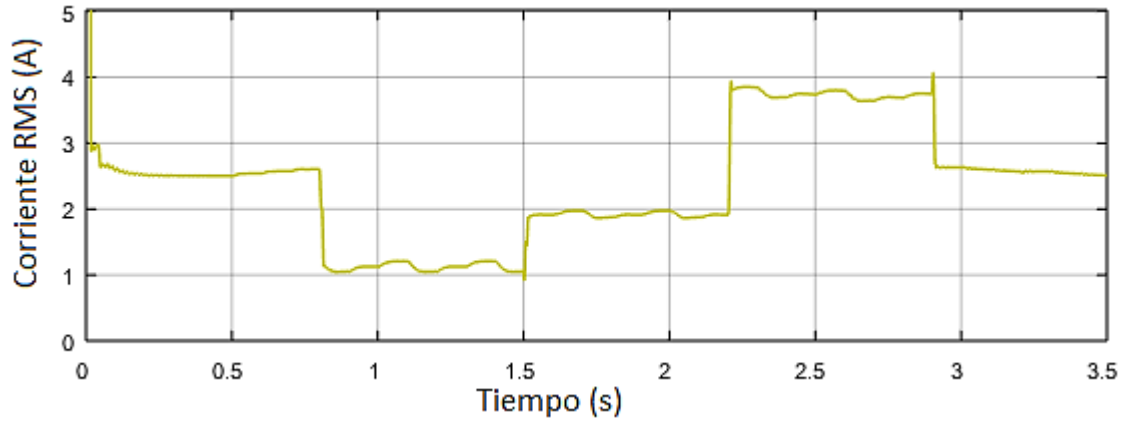


Figura. 111. Corriente RMS de la red ante variaciones de carga

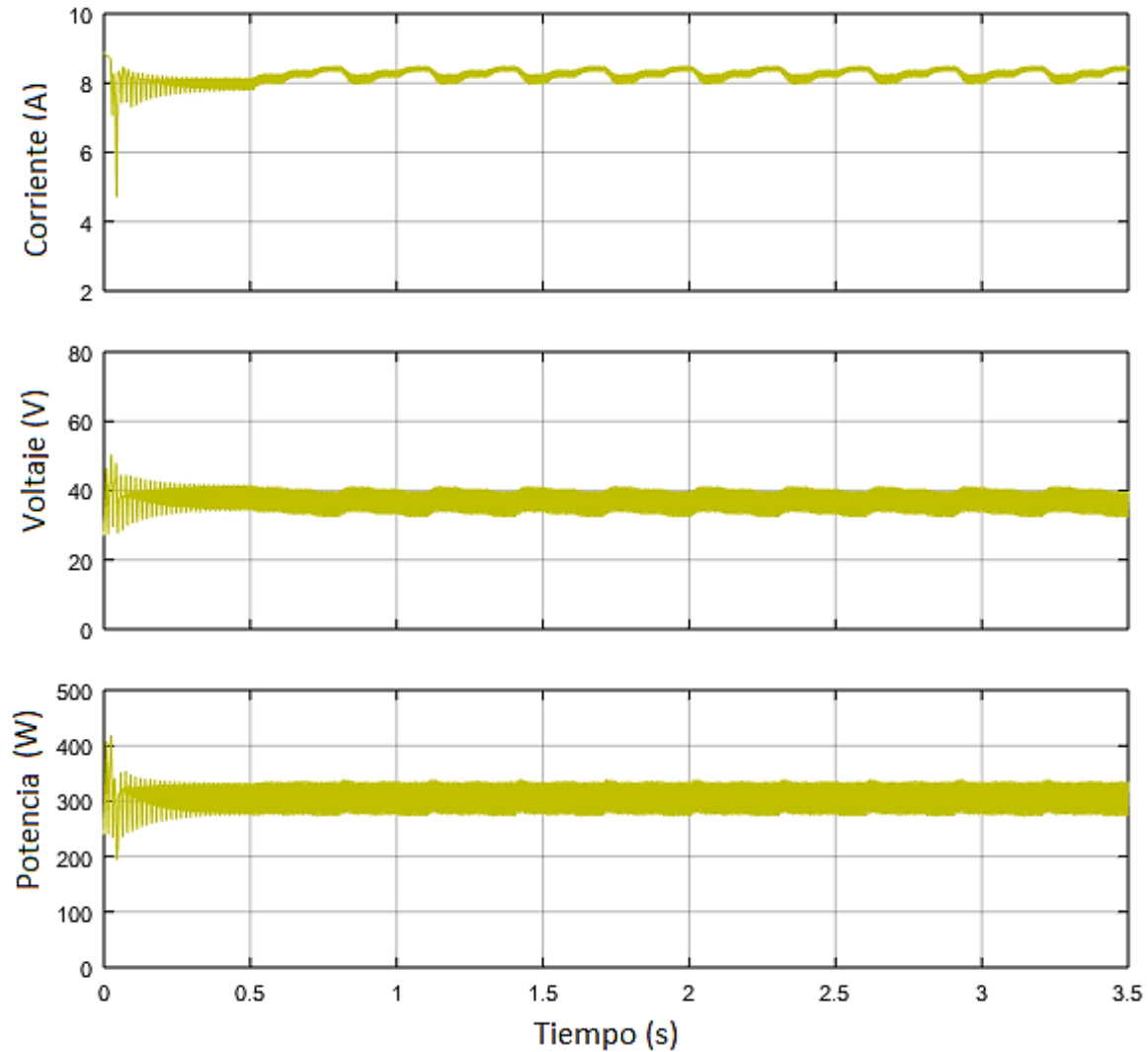
De la figura 112 se observa que, en el estado inicial antes de que se conmute la primera carga (antes de 0.8 segundos), la corriente de la red es la corriente que se inyecta del inversor fotovoltaico. Las oscilaciones en la corriente se deben al método de perturbar y observar, ya que la potencia inyectada por el inversor fotovoltaico oscila en estado estable.

La tabla 8 muestra los valores de corriente RMS de la red, del inversor fotovoltaico multinivel y la carga ante variaciones de carga. Los valores de corriente oscilan en estado estable debido al método de perturbar y observar

		CARGA			
		250 W	500 W	500 W + j200 VAR	500 W - j200 VAR
RED ELÉCTRICA	Corriente RMS (A)	1.2 - 1.05	1.97 - 1.86	3.75 - 6.65	2.62 - 2.5
INVERSOR FOTOVOLTAICO	Corriente RMS (A)	2.6 - 2.54 en estado estable			
CARGA	Corriente RMS (A)	1.97	3.94	4.75	4.65

Tabla 8. Corriente RMS del inversor fotovoltaico, de la red y la carga.

El comportamiento de la corriente, voltaje y potencia del panel fotovoltaico en el control del inversor fotovoltaico ante variaciones de carga se muestra en la figura 113.



*Figura. 112. Corriente, voltaje y potencia del panel fotovoltaico.*

Los valores de corriente y voltaje se van ajustando a valores tales que el panel pueda entregar un valor cercano a la máxima potencia, estos valores de corriente y voltaje oscilan en los valores del punto de máxima potencia. Los valores de corriente, voltaje y potencia del panel fotovoltaico en en el punto de máxima potencia son 8.53 A, 35.6 V y 303.6 W respectivamente.

## 9. CONCLUSIONES

- El uso de transformadores a la salida del inversor multinivel modifica la forma de onda del voltaje generado por la técnica de modulación PD-PWM, esto es debido a que, en el diseño del transformador, las condiciones nominales de operación son con onda sinusoidales. Estos transformadores se deben sobredimensionar para evitar la saturación de la máquina, producto de la forma de onda cuadrada que es modulada a 42 kHz por los dispositivos semiconductores.
- Para evitar una alta distorsión armónica del inversor multinivel, las ondas portadoras deben ser múltiplo entero de la onda moduladora. La operación normal de la red y la tolerancia en la frecuencia del sistema, presenta algunas variación en la frecuencia, por lo tanto, un inversor conectado a la red, mediante la señal moduladora, con una técnica de sincronización como el bucle de bloque de fase (PLL), seguirá a la frecuencia de la red y con esta sus variaciones, crear un algoritmo en función de la frecuencia de la señal moduladora para la generación de las señales portadoras disminuye el THD en las variaciones de frecuencia de la red.
- Los controladores PID (de potencia activa y potencia reactiva) están caracterizados bajo la variación de un solo parámetro, theta (fase de la señal moduladora del inversor multinivel) para la potencia activa y amplitud de la señal moduladora para la potencia reactiva. Al realizar el control de potencia, a pesar de que uno de los parámetros de la señal moduladora mencionados anteriormente dicta el control de potencia activa o reactiva, hay una pequeña variación en el otro parámetro, esto es debido a que el controlador modifica el diagrama fasorial del inversor multinivel.
- En el control de potencia activa, al variar la fase de la señal moduladora, el aporte de potencia reactiva también varía, pero en menor proporción, causando oscilaciones en el control de potencia reactiva. En el control de Potencia reactiva, la amplitud de la señal moduladora del inversor multinivel fotovoltaico tiene un tiempo de estabilización mayor en relación al tiempo de estabilización de la fase de la señal moduladora en el control de potencia activa, el uso de capacitores hace que la dinámica del control de potencia reactiva sea más lenta.
- En el estado transitorio del proceso de control de la potencia activa y reactiva, para una variación y control de potencia activa, se presenta variación en la potencia reactiva, de igual forma al realizar el control de la potencia reactiva, en el estado transitorio del control se presentan variaciones de la potencia activa.
- La condición de funcionamiento de la batería como bus de DC para que el inversor multinivel pueda suministrar reactivos está definida por la corriente, la energía reactiva tiene la característica de que es una energía que fluctúa entre la fuente de generación de energía y la carga. En el control de potencia reactiva, la

corriente del bus de CD presenta el mismo comportamiento de la energía reactiva, presentando picos y valles de corriente, representado por valores positivos y negativos respectivamente, siendo una corriente que sale del BUS de DC y regresa, permitiendo así, que sea posible el suministro de potencia reactiva del convertidor a la red.

- Respecto a la técnica de modulación del inversor multinivel, a pesar de que se pueden diseñar operaciones lógicas para producir señales que dicten la activación y desactivación de cada dispositivo de conmutación de los puentes H del convertidor AC/DC multinivel, es necesario que la señal lógica que va hacia estos dispositivos de conmutación, para los dispositivos adyacentes, la señal lógica esté negada, de esta forma se garantiza la continuidad de la corriente del convertidor hacia la carga.
- La oscilación del voltaje del panel fotovoltaico producen que la potencia del panel también sea oscilante, la oscilación de voltaje se debe al valor del capacitor, para un valor mayor de capacitancia, las oscilaciones del voltaje se suavizan, pero la dinámica del sistema es más lenta.
- Al variar la amplitud de la señal moduladora del inversor multinivel, el voltaje en los bornes del inversor multinivel, estando este en vacío y sin conectar a la red, experimenta que, tiene el mismo valor de voltaje pico, pero el valor rms del voltaje varía, siendo este valor de voltaje rms mayor al aumentar la amplitud de la señal moduladora.
- Para un panel fotovoltaico conectado en paralelo a un capacitor que alimenta un inversor multinivel, en los primeros instantes de tiempo, el voltaje del panel será el voltaje en vacío, si el voltaje de vacío del panel es mayor al voltaje en DC del valor rms del voltaje de fase de la red (teniendo en cuenta la asimetría de los puentes H), en esos primeros instantes, el inversor multinivel empezará a aportar potencia reactiva.
- En la simulación de un inversor fotovoltaico al que se le aplica un control de potencia reactiva, se puede optimizar el comportamiento del controlador PID, ajustando el capacitor que está en paralelo con el panel fotovoltaico, con un voltaje inicial que facilite al controlador PID establecerse en su valor inicial.
- Parte de la potencia que suministra el panel fotovoltaico se consume en el funcionamiento de los transformadores del inversor multinivel, que para efectos de simulación están sobredimensionados ya que no están diseñados para soportar las ondas cuadradas provenientes de las conmutaciones de los dispositivos electrónicos de los puentes H.

- Cuando el inversor multinivel suministra una potencia activa muy grande, este empezara a consumir potencia reactiva para mantener la tensión igual a la de la red, a la fase establecida por el controlador. Cuando el inversor multinivel suministra la máxima potencia activa posible va existir un consumo de potencia reactiva por parte del convertidor, disminuyendo el factor de potencia del mismo, el factor de potencia se puede mejorar con un banco de capacitores. Las variaciones de fase causan variaciones directamente proporcionales en la potencia reactiva.
- Después de que el inversor multinivel suministre la máxima potencia posible, el aumento de la fase, producto del controlador PID, hará que el inversor fotovoltaico pase de suministrar potencia activa a consumir potencia activa, produciéndose el efecto “windup”. Una solución “anti-windup” es saturar la constante de integración a un valor de fase en el cual el inversor multinivel puede dar la máxima potencia posible.
- Las variaciones de irradiancia hacen que el límite de saturación de la fase varié, por lo tanto, para cada nivel de irradiancia habrá un límite de saturación diferente, por esto se propone un control directo de fase con el método “perturbar y observar”, con este método se mide el valor de potencia activa y se varia la fase, en dependencia de un valor anterior de potencia activa. Controlar directamente la fase hace que la respuesta de la potencia activa sea más rápida pero las variaciones de la misma son mayores.
- Una relación simétrica en la técnica de perturbar y observar, hará que la fase al entrar en saturación en variaciones de potencia, la potencia busque estabilizarse en un valor de fase cercano al valor en su estado anterior, a partir de ese valor de fase el control hará que la potencia se estabilice y oscile entre un valor en el cual no entrega la máxima potencia posible con una fase saturada.
- Las variaciones de irradiancia causan variaciones directamente proporcionales en la potencia y la corriente del panel fotovoltaico, si se disminuye la irradiancia en un valor de fase saturado (debido al método de perturbar y observar), se producen grandes variaciones en la corriente del panel fotovoltaico y la potencia activa del inversor fotovoltaico multinivel cae rápidamente. Las variaciones de temperatura causan variaciones inversamente proporcionales en el voltaje y la potencia.
- Controlar la potencia del panel fotovoltaico con la estrategia de control empleada presenta una alternativa para el el seguidor del punto de máxima potencia (MPPT), obteniendo valores muy cercanos a los valores de máxima potencia, controlando la fase y la amplitud de la señal moduladora del inversor multinivel, evitando el uso de un convertidor DC/DC.



## 10. REFERENCIAS

- [1] M. Mirhosseini, J. Pou, and V. G. Agelidis, "Single- and Two-Stage Inverter-Based Grid-Connected Photovoltaic Power Plants With Ride-Through Capability Under Grid Faults," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 6, no. 3, pp. 1150–1159, 2015.
- [2] I. V. Banu and M. Istrate, "Islanding prevention scheme for Grid-Connected Photovoltaic systems in Matlab/Simulink," in *2014 49th International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, 2014, pp. 1–6.
- [3] I. Carugati, S. Maestri, P. Donato, D. Carrica, and M. Benedetti, "Synchronization method with variable sampling frequency using Neuronal Networks," *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 9, no. 5, pp. 715–720, 2011.
- [4] A. Castejón Oliva and G. Santamaría Herranz, *Instalaciones solares fotovoltaicas*. Madrid: Editex S. A, 2010.
- [5] B. Kroposki, "Can Smarter Solar Inverters Save the Grid?," 2016. [Online]. Available: <https://spectrum.ieee.org/energy/renewables/can-smarter-solar-inverters-save-the-grid>. [Accessed: 24-Apr-2019].
- [6] Asociación de la Industria Fotovoltaica. ASIF, *Energía Solar Fotovoltaica en la Comunidad de Madrid*, 4th ed. Madrid: Modelo, S.L.
- [7] O. PERPIÑÁN LAMIGUEIRO, A. COLMENAR SANTOS, and M. CASTRO GIL, *DISEÑO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS*. creative commons, 2012.
- [8] National Electrical Safety Code, "Introduction to the National Electrical Safety Code," 2013. [Online]. Available: <https://standards.ieee.org/content/dam/ieee-standards/standards/web/documents/interpretations/ir572.pdf>. [Accessed: 27-Apr-2019].
- [9] Centro de Estudios de la Energía Solar, *La energía solar. Aplicaciones practicas*, vol. 5. Sevilla: PROGENSA, 2009.
- [10] O. PERPIÑÁN LAMIGUEIRO, *ENERGÍA SOLAR Fotovoltaica*. creative commons, 2018.
- [11] A. Silver, "Flashy Recyclable Photovoltaic System Breaks Record for Solar Energy," 2016. [Online]. Available: <https://spectrum.ieee.org/energywise/energy/renewables/flashy-recyclable-photovoltaic-system-breaks-record-for-solar-energy>. [Accessed: 27-Apr-2019].
- [12] B. Eghtesady, "What are the basic electrical safety issues and remedies in solar photovoltaic installations?" [Online]. Available: <http://sites.ieee.org/class-sysc/files/2012/11/What-are-the-basic-electrical-safety-issues-and-Version-2.pdf>.

[Accessed: 27-Apr-2019].

- [13] J. Chavarría Roé, "Diseño e Implementación de un Inversor Multinivel para Sistemas Fotovoltaicos Conectados a Red," Universidad Politécnica de Cataluña, 2010.
- [14] M. A. Sánchez Cortés, *Calidad de la Energía Eléctrica*. 2009.
- [15] D. Martínez Hernández, *Control digital para convertidor multinivel alimentado con energía solar*. Universidad de las Américas Puebla, 2006.
- [16] A. Nabae, I. Takahashi, and H. Akagi, "A New Neutral-Point-Clamped PWM Inverter," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. IA-17, no. 5, pp. 518–523, 1981.
- [17] M. P. García and J. B. Farrerons, *Convertidores CC/CA para la conexión directa a red de sistemas fotovoltaicos[: comparación entre topologías de 2 y 3 niveles*. 2004.
- [18] M. H. Rashid and V. G. Pozo, *Electrónica de potencia: circuitos, dispositivos y aplicaciones*. Pearson Educación, 2004.
- [19] C. M. ELGUETA DÍAZ, "Aplicación de un inversor multinivel como variador de frecuencia de un motor de inducción trifásico," PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DE CHILE ESCUELA DE INGENIERIA, 2005.
- [20] E. BÁRCENAS BÁRCENAS, "ANÁLISIS Y DESARROLLO DE UN INVERSOR MULTINIVEL," CENTRO NACIONAL DE INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO TECNOLÓGICO, 2002.
- [21] J. L. D. Rodríguez, L. D. P. Fernández, and A. A. A. Acero, "Comportamiento con carga de un inversor multinivel fuente común con transformadores a la salida."
- [22] L. Pabón-Fernández, J. Díaz-Rodríguez, and A. Pardo-García, "Simulación del inversor multinivel de fuente común como variador de frecuencia para motores de inducción," *Rev. Investig. Desarro. E INNOVACIÓN*, vol. 7, no. 1 SE-ARTÍCULOS, Dec. 2016.
- [23] J. Posada Contreras, "Modulación por ancho de pulso (PWM) y modulación vectorial (SVM). Una introducción a las técnicas de modulación," *El Hombre y la Máquina*, vol. 25, pp. 70–83, 2005.
- [24] P. T. Bankupalli, V. Srikanth Babu, and S. Tummala, *Modelling of static VAR compensator employing a cascaded H-bridged multilevel converter*, vol. 10. 2015.
- [25] S. Evanczuk, "Synchronizing Small-Scale PV Systems with the Grid," *Electronic Products*, 2015. [Online]. Available: <https://www.digikey.com/en/articles/techzone/2015/sep/synchronizing-small-scale-pv-systems-with-the-grid>.

- [26] A. Sheril and R. Babu, "Synchronization Control of Grid Connected Photovoltaic System," *Middle-East J. Sci. Res.*, vol. 25, p. 17 p, 2017.
- [27] F. Blaabjerg, R. Teodorescu, M. Liserre, and A. V Timbus, "Overview of Control and Grid Synchronization for Distributed Power Generation Systems," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 53, no. 5, pp. 1398–1409, 2006.
- [28] S. A. O. da Silva, R. Novochadlo, and R. A. Modesto, "Single-phase PLL structure using modified p-q theory for utility connected systems," in *2008 IEEE Power Electronics Specialists Conference*, 2008, pp. 4706–4711.
- [29] S. B. Kjaer, J. K. Pedersen, and F. Blaabjerg, "A review of single-phase grid-connected inverters for photovoltaic modules," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 41, no. 5, pp. 1292–1306, 2005.
- [30] MathWorks, "PLL," 2013. [Online]. Available: [https://la.mathworks.com/help/physmod/sps/powersys/ref/pll.html?searchHighlight=pll&s\\_tid=doc\\_srchttitle#btrxrns-2](https://la.mathworks.com/help/physmod/sps/powersys/ref/pll.html?searchHighlight=pll&s_tid=doc_srchttitle#btrxrns-2).
- [31] MathWorks, "Mean (Variable Frequency)," 2013. [Online]. Available: [https://la.mathworks.com/help/physmod/sps/powersys/ref/meanvariablefrequency.html?searchHighlight=Mean Variable Frequency&s\\_tid=doc\\_srchttitle](https://la.mathworks.com/help/physmod/sps/powersys/ref/meanvariablefrequency.html?searchHighlight=Mean Variable Frequency&s_tid=doc_srchttitle).
- [32] MathWorks, "Fundamental (PLL-Driven)," 2013. [Online]. Available: [https://la.mathworks.com/help/physmod/sps/powersys/ref/fundamentalplldriven.html?s\\_tid=doc\\_ta](https://la.mathworks.com/help/physmod/sps/powersys/ref/fundamentalplldriven.html?s_tid=doc_ta).
- [33] A. Pardo Garcia and J. L. Díaz Rodríguez, "APLICACIÓN DE LA ACCIÓN ANTI-WINDUP EN UN SISTEMA DE ACCIONAMIENTO ELÉCTRICO," *Rev. Colomb. Tecnol. Av.*, vol. 2, p. 16, 2004.