

**ANÁLISIS DEL INTERCAMBIO DE POTENCIAS ACTIVA Y REACTIVA EN  
SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A LA RED**

**LUIS FREDY JAIMES PINZÓN  
JAVIER ARMANDO VARGAS VILLAMIZAR**



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y  
TELECOMUNICACIONES  
BUCARAMANGA  
2018**

**ANÁLISIS DEL INTERCAMBIO DE POTENCIAS ACTIVA Y REACTIVA EN  
SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A LA RED**

**LUIS FREDY JAIMES PINZÓN  
JAVIER ARMANDO VARGAS VILLAMIZAR**

**Trabajo de investigación para optar  
al título de Ingeniero Electricista**

**Directora:**

**María Alejandra Mantilla Villalobos  
Ingeniera Electrónica, PhD.**

**Codirector:**

**Johann Farith Petit Suarez  
Ingeniero Electricista, PhD.**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y  
TELECOMUNICACIONES  
BUCARAMANGA**

**2018**

# *Dedicatoria*

*A Dios, Por haberme permitido llegar hasta este punto y haberme dado salud para lograr mis objetivos, además de su infinita bondad y amor.*

*A mi amada mamita Claudia, por haberme apoyado en todo momento, por sus consejos, sus valores, por la motivación constante que me ha permitido ser una persona de bien, pero más que nada, por su comprensión, cariño y amor.*

*A mi querido viejo Armando, por los ejemplos de perseverancia y constancia que lo caracterizan y que me ha infundado siempre, por el valor mostrado para salir adelante y por su amor.*

*A mi hermanito Jesús David, quien con su alegría y cariño fue fundamental en todo este proceso, lo quiero mucho hermanazo.*

*A mi tía Marcela y prima Daniela por su paciencia y cariño hacia mí, gracias por creer en mí y por su apoyo incondicional.*

*A mis abuelitos, mis ángeles por siempre y para siempre los llevaré en mi corazón.*

*A mi compañero, mi amigo, mi hermano el semental, incondicional totalmente siempre en las malas y en las buenas.*

*A mi directora de proyecto María Alejandra, su sabiduría, humildad y paciencia fue clave, excelente persona y profesional.*

*Mil gracias y mi Dios les pague, que este sea el inicio de muchos triunfos más.*

*Javier Armando Vargas Villamizar.*

# *Dedicatoria*

*Yo agradezco primeramente a DIOS por haberme dado unas personas tan maravillosas como es mi madre ELVIRA PINZON y mi padre LUIS JESUS JAIMES que han dado todo el esfuerzo para que yo ahora este culminando esta etapa de mi vida y darles las gracias por apoyarme en todos los momentos difíciles de mi vida que he pasado hasta el día de hoy, siempre han estado junto a mí y gracias a ellos soy lo que ahora soy, también a mi hermana Jenny quien confió en mí y estuvo apoyándome en este proceso junto con mis demás hermanos como son Lorena, Anita y Libardo que dieron su granito de arena para poder culminar esta meta en mi vida. Le dedico este logro a mis bellos sobrinos que tanto amo los cuales son: Daniela, Salome e Isaac para que siga este camino de ser un profesional de una universidad tan digna como es la UIS. Por último, le agradezco a mi compañero de tesis Xavi el popular "POTE" ya que no es solo mi compañero de trabajo de grado, sino además es un hermano para mí, el cual estuvo incondicional desde el inicio hasta el final en esta etapa.*

*Un agradecimiento especial a mi directora, María Alejandra, mil gracias y mi Dios llene su vida de muchas bendiciones.*

*Luis Fredy Jaimes Pinzón*

## CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
INTRODUCCIÓN .....	16
1. OBJETIVOS.....	18
2. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A LA RED .....	19
2.1. GENERALIDADES .....	19
2.2. ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA .....	21
2.3. FUNCIONAMIENTO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO (PVS) .....	22
3. INVERSORES DE POTENCIA .....	25
3.1. TOPOLOGÍAS DE INVERSORES FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A LA RED .....	26
3.1.1. Inversor centralizado.....	26
3.1.2. Inversor descentralizado .....	27
3.1.3. Micro-inversores .....	29
3.2. CONFIGURACIÓN DEL CIRCUITO .....	30
4. ALGORITMOS DE CONTROL.....	32
4.1. CONTROL DEL INVERSOR DE POTENCIA.....	32
4.1.1. Técnicas de control de lazo abierto: PWM (Pulse Width Modulation): ...	33
4.1.2. Técnicas de control de convertidores de potencia en Lazo cerrado: controlador predictivo de corriente (Dead-Beat) .....	37
4.2. ALGORITMO PARA LA GENERACIÓN DE LA SEÑAL DE REFERENCIA	41
4.2.1. Teoría de la potencia en las coordenadas abc .....	42
5. FILTRO DE CONEXIÓN A LA RED .....	47
6. RESULTADOS Y SIMULACIONES .....	50

6.1. CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA Y PARÁMETROS DE SIMULACIÓN ...	50
6.2. CRITERIOS DE DESEMPEÑO.....	54
6.3. ESCENARIOS DE SIMULACIÓN .....	55
7. CONCLUSIONES .....	93
REFERENCIAS .....	95
BIBLOGRAFIA .....	98

## LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1: Elementos necesarios para la conexión de un sistema fotovoltaico conectado a la red.....	20
Figura 2.2: Diagrama simplificado de un sistema de generación fotovoltaico.....	20
Figura 2.3: Vista general esquemática del proceso en una célula fotovoltaica.....	22
Figura 2.4: Ejemplo de un sistema de generación fotovoltaica conectado a la red.....	24
Figura 3.1: Tecnología centralizada.....	26
Figura 3.2: Tecnología descentralizada.....	28
Figura 3.3: Tecnología Módulo CA.....	29
Figura 3.4: Una sola etapa de potencia para el MPPT y para el control de la corriente inyectada a la red.....	31
Figura 3.5: Inversor puente trifásico de tres ramas.....	31
Figura 4.1. PWM implementado en simulink .....	33
Figura 4.2. Señales moduladoras y señal portadora.....	34
Figura 4.3. Entrada pulsos de disparo al inversor.....	35
Figura 4.4. Pulsos de disparo del inversor de potencia.....	36
Figura 4.5. Tensiones de línea a la salida del inversor ( $V_{ab}, V_{bc}, V_{ca}$ ).....	36
Figura 4.6. Tensiones de fase a la salida del inversor ( $V_a, V_b, V_c$ ).....	37
Figura 4.7: Topología tres fases.....	38
Figura 4.8. Implementación del control Dead-Beat en simulink.....	39
Figura 4.9. Discretización de las señales en simulink.....	40
Figura 4.10. Seguimiento de la corriente de referencia.....	41
Figura 4.11. Señal de corriente generada.....	46
Figura 5.1. Filtro L.....	48
Figura 5.2. Filtro LCL.....	48
Figura 6.1. Grafica de las tensiones ideales en el PCC.....	51
Figura 6.2. Efecto del valor de la bobina en el incremento o decremento de la corriente inyectada por el filtro activo para una $f_{sw}=10\text{kHz}$ .....	53

Figura 6.3. TDD Vs P&Q.....	58
Figura 6.4. Error rms Vs P&Q.....	58
Figura 6.5. Factor de potencia Vs Error rms.....	59
Figura 6.6. Factor de potencia Vs TDD.....	59
Figura 6.7. Corriente de referencia y el seguimiento de la corriente del sistema...	60
Figura 6.8. Potencia inyectada a la red.....	60
Figura 6.9. Corriente de referencia y el seguimiento de la corriente del sistema...	61
Figura 6.10. Potencia inyectada a la red.....	61
Figura 6.11. Corriente de referencia y el seguimiento de la corriente del sistema.....	62
Figura 6.12. Potencia inyectada a la red.....	62
Figura 6.13. TDD Vs P&Q.....	65
Figura 6.14. Error rms Vs P&Q.....	65
Figura 6.15. Factor de potencia Vs Error rms.....	66
Figura 6.16. Factor de potencia Vs TDD.....	66
Figura 6.17. Corriente de referencia y el seguimiento de la corriente del sistema.	67
Figura 6.18. Potencia inyectada a la red.....	67
Figura 6.19. Corriente de referencia y el seguimiento de la corriente del sistema.	68
Figura 6.20. Potencia inyectada a la red.....	68
Figura 6.21. Corriente de referencia y el seguimiento de la corriente del sistema.	69
Figura 6.22. Potencia inyectada a la red.....	69
Figura 6.23. TDD Vs P&Q.....	72
Figura 6.24. Error rms Vs P&Q.....	72
Figura 6.25. Factor de potencia Vs Error rms.....	73
Figura 6.26. Factor de potencia Vs TDD.....	73
Figura 6.27. Corriente de referencia y el seguimiento de la corriente del sistema.	74
Figura 6.28. Potencia inyectada a la red.....	74
Figura 6.29. Corriente de referencia y el seguimiento de la corriente del sistema.	75
Figura 6.30. Potencia inyectada a la red.....	75
Figura 6.31. Corriente de referencia y el seguimiento de la corriente del sistema.	76

Figura 6.32. Potencia inyectada a la red.....	76
Figura 6.33. TDD Vs P&Q.....	79
Figura 6.34. Error rms Vs P&Q.....	79
Figura 6.35. Factor de potencia Vs Error rms.....	80
Figura 6.36. Factor de potencia Vs TDD.....	80
Figura 6.37. Corriente de referencia y el seguimiento de la corriente del sistema.	81
Figura 6.38. Potencia inyectada a la red.....	81
Figura 6.39. Corriente de referencia y el seguimiento de la corriente del sistema.....	82
Figura 6.40. Potencia inyectada a la red.....	82
Figura 6.41. Corriente de referencia y el seguimiento de la corriente del sistema.....	83
Figura 6.42. Potencia inyectada a la red.....	83
Figura. 6.43. Error VS Qint.....	85
Figura. 6.44. Potencia reactiva inyectada a la red VS Potencia activa inyectada a la red.....	85
Figura. 6.45. Error VS Qint.....	87
Figura. 6.46. Potencia reactiva inyectada a la red VS Potencia activa inyectada a la red.....	87
Figura. 6.47. Error VS Qint.....	89
Figura. 6.48. Potencia reactiva inyectada a la red VS Potencia activa inyectada a la red.....	89
Figura. 6.49. Error VS Qint.....	91
Figura. 6.50. Potencia reactiva inyectada a la red VS Potencia activa inyectada a la red.....	91

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Límites de distorsión de corriente IEEE 519.....	54
Tabla 2. Potencia – Generación señales de referencia escenario 1.....	56
Tabla 3. Potencia inyectada a la red escenario 1.....	57
Tabla 4. Potencia – Generación señales de referencia escenario 2.....	63
Tabla 5. Potencia inyectada a la red escenario 2.....	64
Tabla 6. Potencia – Generación señales de referencia escenario 3.....	70
Tabla 7. Potencia inyectada a la red escenario 3.....	71
Tabla 8. Potencia – Generación señales de referencia escenario 4.....	77
Tabla 9. Potencia inyectada a la red escenario 4.....	78
Tabla 10. Potencias inyectadas a la red, TDD y error.....	84
Tabla 11. Potencias inyectadas a la red, TDD y error.....	86
Tabla 12. Potencias inyectadas a la red, TDD y error.....	88
Tabla 13. Potencias inyectadas a la red, TDD y error.....	90

## **LISTA DE ANEXOS**

**(Los anexos están adjuntos en el CD y puede visualizarlos en base de datos de la biblioteca UIS)**

Anexo A. Datos de las variables del inversor

Anexo B. Inversor\_potencia\_potencias

## RESUMEN

**TÍTULO:** ANÁLISIS DEL INTERCAMBIO DE POTENCIAS ACTIVA Y REACTIVA EN SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A LA RED\*

**AUTORES:** LUIS FREDY JAIMES PINZÓN\*\*  
JAVIER ARMANDO VARGAS VILLAMIZAR\*\*

**PALABRAS CLAVE:** Potencia activa, Potencia reactiva, Inversor de potencia, Sistemas fotovoltaicos.

### DESCRIPCIÓN:

En este trabajo de grado se presenta un análisis sobre la capacidad máxima de potencia activa y reactiva que puede entregar a la red un sistema fotovoltaico ante diferentes escenarios de operación. Inicialmente se plantea el diseño de un inversor trifásico conectado a la red, en donde la definición del filtro de conexión y los valores nominales de tensión y corriente establecerán la capacidad máxima del inversor.

Luego de ello, se realiza la simulación del inversor y de un algoritmo de control el cual permite seguir valores de potencia activa y reactiva de referencia utilizando la herramienta Matlab/Simulink. A partir de las simulaciones se obtienen los límites máximos de potencia activa y reactiva que puede entregar el inversor para diferentes escenarios de generación de potencia, considerando que la señal de corriente inyectada a la red no se distorsione. El algoritmo de control a implementar se basa en los fundamentos de las teorías de Fryze [5] y su programación se realiza en Matlab.

En este trabajo de grado el generador fotovoltaico es modelado como una fuente de tensión independiente de corriente continua, por lo que no se considera el algoritmo de seguimiento de máxima potencia, ni el sistema de adecuación DC-DC. Además, las tensiones en la red de distribución en el punto de conexión común se consideran ideales, es decir, sinusoidales balanceadas de secuencia positiva.

---

\*Trabajo de grado.

\*\*Facultad de ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Director: María Alejandra Mantilla Villalobos, Ingeniera Electrónica, Ph.D. Codirector: Johann Farith Petit Suarez , Ingeniero Electricista, Ph.D

## ABSTRACT

**TITLE:** ANALYSIS OF THE EXCHANGE OF ACTIVE AND REACTIVE POWER IN PHOTOVOLTAIC SYSTEMS CONNECTED TO THE NETWORK.\*

**AUTORES:** LUIS FREDY JAIMES PINZÓN\*\*  
JAVIER ARMANDO VARGAS VILLAMIZAR\*\*

**KEYWORDS:** Active power, Reactive power, Power inverter, Photovoltaic systems

### DESCRIPTION:

In this bachelor thesis, an analysis will be carried out on the maximum capacity of active and reactive power that a photovoltaic system can deliver to the grid in different operating scenarios. Initially, the design of a three-phase inverter connected to the network is proposed, where the definition of the connection filter and the nominal voltage and current values will establish the maximum capacity of the inverter.

After that, the simulation of the inverter and a control algorithm will be carried out, which allows to follow values of active and reactive reference power using the Matlab / Simulink tool. From the simulations, the maximum limits of active and reactive power that the inverter can deliver for different power generation scenarios will be obtained, considering that the current signal injected the network is not distorted. The control algorithm to be implemented will be based on the foundations of Fryze theories [5] and its programming will be done in Matlab.

In this work, the photovoltaic generator will be modeled as an independent DC voltage source, so the maximum power tracking algorithm or the DC-DC conversion system will not be considered. In addition, the voltages in the distribution network at the common connection point will be considered ideal, that is, balanced positive-sequence sinusoids.

---

\*Bachelor Thesis.

\*\* Faculty of Physico-Mechanical Engineering. School of Electrical Engineering, Electronics and Telecommunications. Advisor: María Alejandra Mantilla Villalobos, Electronic Engineer, Ph.D. Co-advisor: Johann Farith Petit Suárez, Electric Engineer, Ph.D

## INTRODUCCIÓN

El consumo mundial de la electricidad en las últimas décadas está fuertemente relacionado con el desarrollo de la industria, del transporte y de los medios de comunicación. Hoy en día, gran parte de la electricidad se produce a partir de recursos no renovables como el carbón, el gas natural, el petróleo y el uranio. La velocidad de regeneración es muy lenta, esto da lugar a un riesgo de agotamiento de estos recursos a corto plazo [1]. El cambio climático es la mayor amenaza medioambiental a la que se enfrenta el planeta. En la actualidad las energías renovables vienen tomando más fuerza día a día [2]. Un tipo de esta energía es la proveniente del sol, la cual es abundante y su regeneración prácticamente infinita, esta se puede utilizar directamente como térmica o convertida en energía eléctrica por efecto fotovoltaico. Este trabajo de grado se enfoca en el análisis de uno de estos sistemas, específicamente de sistemas fotovoltaicos conectados a la red.

El funcionamiento de un sistema fotovoltaico conectado a la red depende en gran parte de la operación del inversor de potencia desde dos puntos de vista: el control y la topología. Los principales requerimientos del inversor conectado a la red son: operación en el punto de máxima potencia, rendimiento alto, control de la potencia inyectada a la red, un factor de potencia alto y una distorsión armónica baja [1].

Un inversor fotovoltaico conectado a la red, permite reducir los costos de inversión al implementar un generador solar eléctrico, porque maximiza la transferencia de potencia y no requiere el uso de baterías para almacenamiento. El inversor es uno de los componentes electrónicos más importantes de una planta generadora fotovoltaica, ya que convierte la corriente continua generada en las células fotovoltaicas en corriente alterna apta para su inyección a la red de distribución. También actúa como gestor de control e inteligencia del sistema, con lo que es responsable de la monitorización, rendimiento y gestión de la red [3].

Actualmente se están incluyendo funcionalidades de inyección de potencia reactiva a los inversores en sistemas fotovoltaicos conectados a la red. Los inversores con capacidad de potencia reactiva pueden ayudar a compensar el balance de potencia reactiva en la red y/o mantener la tensión estable en el punto de conexión común para garantizar la regulación de tensión estipulada.

Partiendo de lo anterior, en este trabajo de grado se realiza un análisis sobre la capacidad máxima de potencia activa y reactiva que puede entregar a la red un sistema fotovoltaico ante diferentes escenarios de operación. Inicialmente se plantea el diseño de un inversor trifásico conectado a la red, en donde la definición del filtro de conexión y los valores nominales de tensión y corriente establecen la capacidad máxima del inversor. Luego de ello, se realiza la implementación del inversor y de un algoritmo de control el cual permite seguir valores de potencia activa y reactiva de referencia utilizando la herramienta Matlab/Simulink. A partir de las simulaciones se obtienen los límites máximos de potencia activa y reactiva que puede entregar el inversor para diferentes escenarios de generación de potencia, considerando que la señal de corriente inyectada a la red no se distorsione. El algoritmo de control implementado se basa en los fundamentos de las teorías de Fryze [4] y su programación se realiza en Matlab.

## 1. OBJETIVOS

### **Objetivo general:**

Determinar los límites máximos de potencia activa y potencia reactiva a entregar a la red por un sistema fotovoltaico ante diferentes escenarios de operación.

### **Objetivos Específicos:**

- Diseñar un inversor trifásico conectado a la red estableciendo el filtro de conexión a la red y los valores nominales de tensión y corriente de operación.
- Simular un algoritmo para el control del inversor de potencia, el cual permita seguir valores de potencia activa y reactiva de referencia.
- Analizar empleando herramientas de simulación, la cantidad máxima de potencia activa y potencia reactiva entregada por el inversor a la red bajo diferentes escenarios, sin que se distorsione la corriente inyectada al sistema.

## 2. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A LA RED

En este capítulo se expone el funcionamiento básico de un sistema fotovoltaico (PVS, *Photovoltaic System*) conectado a la red y se presentan los diferentes componentes que conforma un PVS.

### 2.1. GENERALIDADES

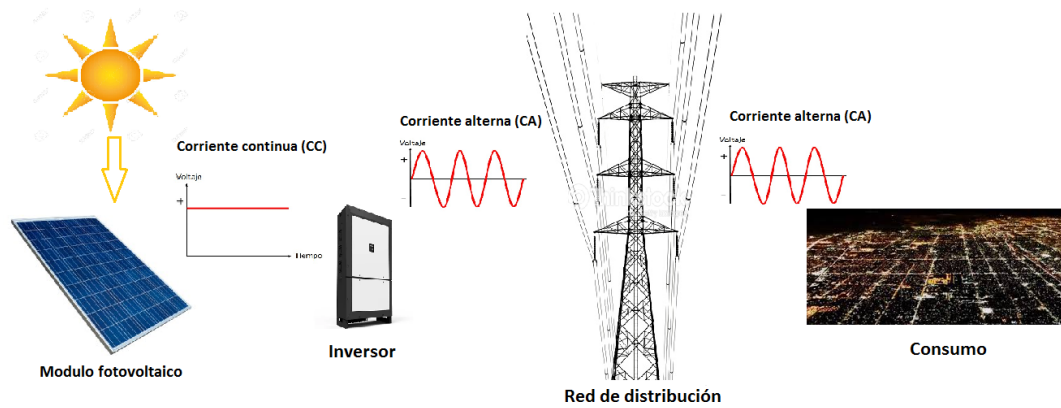
La generación de energía eléctrica por medio de sistemas fotovoltaicos cada vez es más común a nivel internacional. El desarrollo tecnológico durante los últimos años ha permitido una reducción considerable en el costo de los módulos fotovoltaicos comerciales y también el incremento en la eficiencia de ellos [5].

Los generadores fotovoltaicos distribuidos conectados a la red de distribución, dependiendo de las características y condiciones de operación pueden aportar importantes beneficios al sistema eléctrico, los más importantes són [5]:

- Suaviza picos de demanda cuando hay cierto grado de coincidencia entre el perfil de generación fotovoltaica y el perfil de consumo del alimentador.
- Reduce el calentamiento a los equipos de distribución.
- Disminuye pérdidas por transmisión y distribución.
- Soporte para la regulación de tensión en alimentadores de distribución.
- Compensación de potencia reactiva en el alimentador.

En la figura 2.1, se presentan los elementos necesarios de un PVS conectado a la red, conformado por un módulo fotovoltaico (constituidos por paneles solares en conexión serie-paralelo los cuales forman la generación), un inversor de potencia conectado a la red de distribución y por último las diferentes cargas que estarán consumiendo.

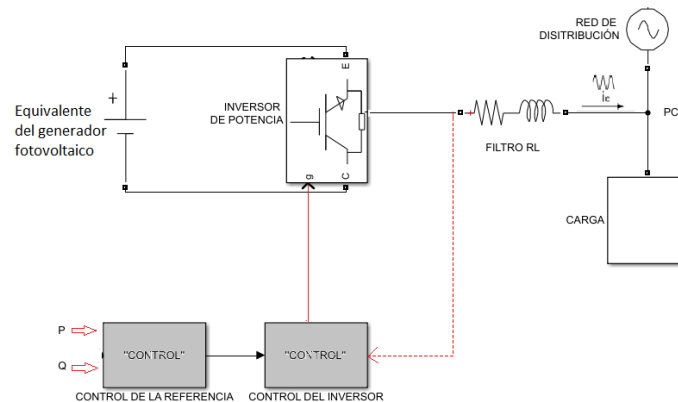
Figura 2.1. Elementos necesarios para la conexión de un sistema fotovoltaico a la red



Adaptado de [6]

En la figura 2.2 se simplifica un PVS conectado a la red en dos etapas, la etapa de control que se refiere a los dos bloques grises de la figura y la etapa de potencia que hace referencia a los bloques de fondo blanco y demás elementos. En este trabajo de grado, el módulo fotovoltaico será simulado por una fuente de tensión de corriente continua constante, la cual se conecta a un inversor de potencia, seguido por un filtro RL para la conexión a la red. El PVS se conecta a un punto llamado punto de acoplamiento común (PCC, *point of common coupling*), donde también se conectará la red de distribución y las diferentes cargas en paralelo al PVS.

Figura 2.2. Diagrama simplificado de un sistema de generación fotovoltaico



## 2.2. ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

La energía solar fotovoltaica es aquella que se obtiene por medio de la transformación directa de la energía del sol en energía eléctrica. Algunas de las características de este tipo de generación son [3]:

1. Este tipo de sistemas utilizan una parte del espectro electromagnético de la energía del sol para producir electricidad. A la energía obtenida se le llama energía solar fotovoltaica. La transformación se realiza por medio de módulos o paneles solares fotovoltaicos.
2. La energía solar fotovoltaica se suele utilizar en lugares donde no existe acceso a la red eléctrica convencional, para la alimentación de cargas de bajo consumo energético.
3. Es necesario disponer de un sistema electrónico para la conversión y adecuación de las señales de salida del generador fotovoltaico según las características de la carga y/o la red eléctrica a donde este sistema será conectado. El sistema completo recibe el nombre de sistema fotovoltaico (PVS).

La expansión de esta fuente de generación de energía para sistemas conectados a la red eléctrica ha sido muy rápida durante los últimos años, especialmente en países como Alemania. En otros países como España, debido a los favorables niveles medios de irradiancia solar y a los incentivos económicos del gobierno, la producción de energía solar fotovoltaica ha crecido también rápidamente [7].

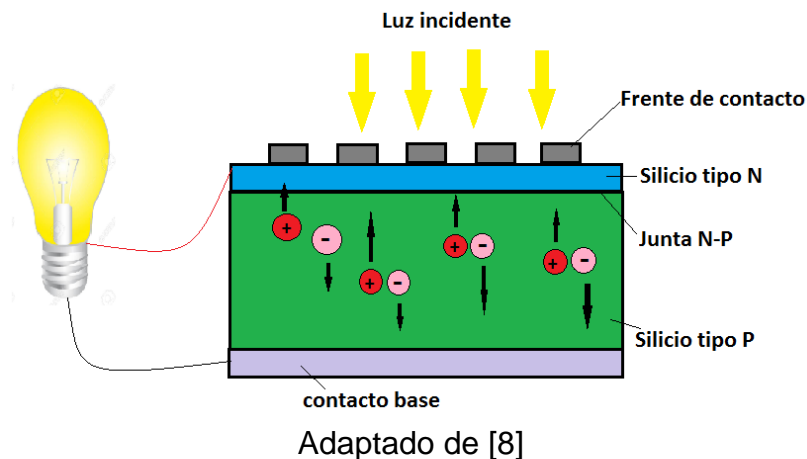
Colombia se visualiza como un país con potencial para la generación de electricidad a partir de energía solar debido a sus niveles de radiación. Con el Acuerdo para el Cambio Climático de París en 2015 quedó claro que el desarrollo económico del mundo debe moverse a partir de energías renovables, para dejar atrás la generación a partir de combustibles fósiles, como carbón, petróleo o gas

natural. Asimismo, los beneficios tributarios estipulados mediante de la Ley 1715 del 2014, han generado un entorno ideal para el desarrollo de pequeños y grandes proyectos basados en este tipo de energía.

### 2.3. FUNCIONAMIENTO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO (PVS)

Los PVS convierten la luz solar directamente en electricidad, mediante el uso de lo que es conocido como “células solares”. Una célula solar está hecha de material semiconductor dispuesto en dos capas: P y N (ver figura 2.3). Cuando la radiación del sol incide en la célula fotovoltaica en forma de luz solar, la línea de separación entre P y N actúa como un diodo. Los fotones con suficiente energía que inciden en la célula provocan que los electrones pasen de la capa P a la capa N. Un exceso de electrones se acumula en el lado N mientras que en el lado P se produce un déficit. La diferencia entre la cantidad de electrones es la diferencia de potencial o voltaje, que puede ser usado como una fuente de energía. Con tal de que la luz siga incidiendo en el panel, la diferencia de potencial se mantiene, incluso en días nublados, debido a la radiación difusa de luz [8].

Figura 2.3. Vista general esquemática del proceso en una célula fotovoltaica



La cantidad de energía eléctrica que un sistema fotovoltaico produce depende principalmente de dos factores:

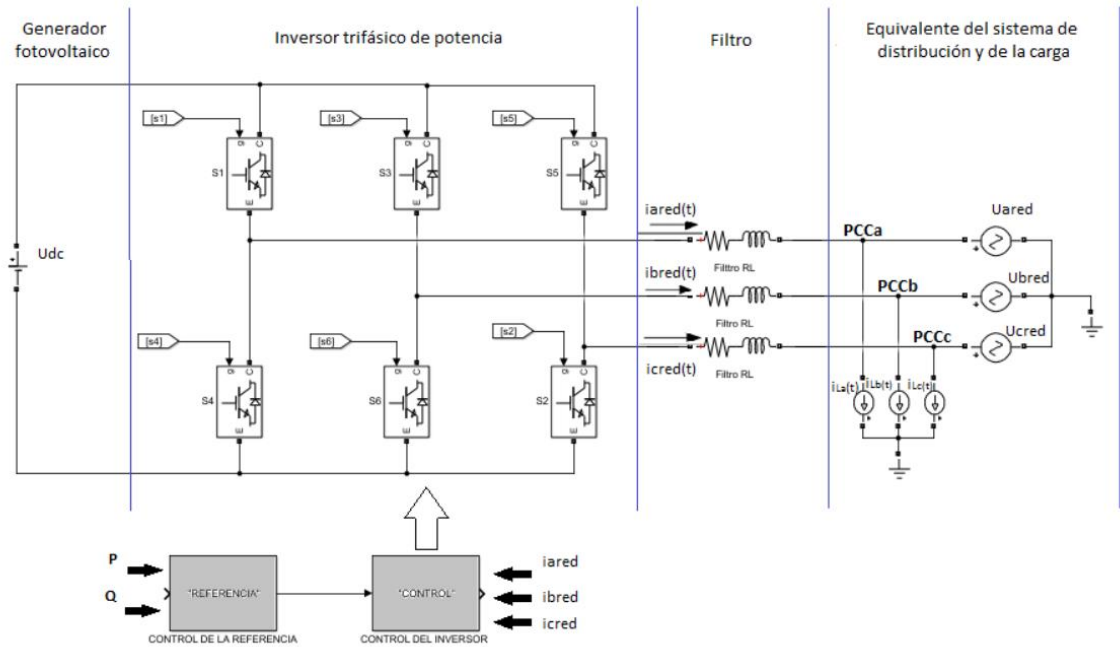
- La cantidad de luz solar incidente.
- La eficiencia del sistema fotovoltaico para convertir esa luz en electricidad.

En la norma IEC 61215 se especifican las condiciones estándares de ensayo para los paneles solares, las cuales son: radiación de  $1 \text{ kW/m}^2$  y temperatura de la célula de  $25^\circ\text{C}$ . En general, la eficiencia de una placa fotovoltaica de silicio cristalino disminuye un 0,5 % por cada grado Celsius por encima de la temperatura estándar de  $25^\circ\text{C}$  [8].

Un sistema de generación fotovoltaico conectado a la red es una cadena que permite captar la energía solar, convertirla en energía eléctrica y adecuarla en corriente alterna según las características de la red eléctrica [5]. Un ejemplo de un PVS se presenta en la Figura 2.4. En este trabajo el generador fotovoltaico será modelado como una fuente de tensión independiente de corriente continua, por lo que no se considerarán el algoritmo de seguimiento de máxima potencia, ni el sistema de adecuación DC-DC, ni tampoco un elemento almacenador de energía.

La investigación de este proyecto consiste en el diseño de un inversor trifásico conectado a la red y en el análisis de los límites máximos de potencia activa y reactiva a inyectar a la red mediante un algoritmo de control del cual se hablará más adelante. Se analizará qué cantidad de potencia activa y reactiva se puede entregar a la red sin que se distorsione la corriente inyectada al sistema, por lo tanto, el sistema considerado en este trabajo contempla un inversor de potencia, un filtro inductivo para la conexión del PVS a la red de distribución y un sistema de control, tal como se presenta en la Figura 2.4.

Figura 2.4. Ejemplo de un sistema de generación fotovoltaica conectado a la red



El sistema de control del PVS conectado a la red considerado en este trabajo está conformado por dos algoritmos:

- Generación de la referencia: se encarga de generar las corrientes de referencia que debe inyectar el inversor a la red eléctrica a partir de las consignas de potencia activa y reactiva definidas.
- Control del inversor de potencia: se encarga de generar los pulsos de conmutación de los dispositivos semiconductores del inversor con el fin de seguir la corriente de referencia.

### 3. INVERSORES DE POTENCIA

Los convertidores de DC a CA se conocen como inversores, su función consiste en cambiar las tensiones de entrada en DC a una tensión simétrica de salida en CA, con magnitudes y frecuencias deseadas. Tanto las tensiones de salida como las frecuencias pueden ser fijas o variables.

Cuando se parte de una tensión de entrada de DC constante, es posible obtener una tensión variable CA en la salida controlando los pulsos de disparo del inversor generalmente mediante una modulación por ancho de pulso (PWM, *Pulse Width Modulation*).

Idealmente, las formas de onda de la tensión y/o corriente de salida de un inversor deberían ser sinusoidales. Sin embargo, en los inversores reales contienen ciertas componentes armónicas. Para aplicaciones de mediana y baja potencia, se pueden aceptar las tensiones de onda cuadrada o casi cuadrada, mientras para aplicaciones de alta potencia, son necesarias las formas de onda sinusoidales de baja distorsión [9].

Los inversores se pueden clasificar básicamente en dos tipos: inversores monofásicos e inversores trifásicos. Cada tipo puede utilizar dispositivos con activación y desactivación controlada, como lo son los BJT (*Bipolar Junction Transistor*), MOSFET (*Metal-Oxide-Semiconductor Field-Effect Transistor*), IGBT (*Insulated Gate Bipolar Transistor*), MCT (*MOS-Controlled Thyristor*), SIT (*Static Induction Thyristor*), GTO (*Gate Turn-Off Thyristor*), o tiristores de conmutación forzada, según la aplicación [9].

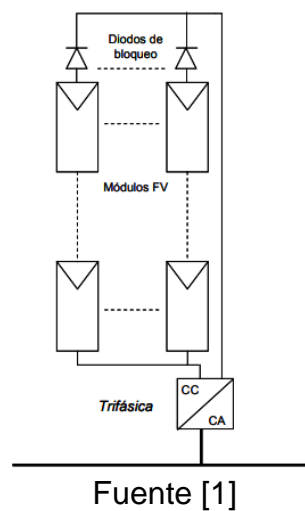
El inversor que se diseñó en este trabajo de grado corresponde a un inversor trifásico implementado a base de dispositivos IGBT, para un nivel de tensión fase-neutro de salida de 120 Vrms a 60 Hz.

### 3.1. TOPOLOGÍAS DE INVERSORES FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A LA RED

Las topologías de los inversores, permiten clasificarlos según la forma como son conectados a los módulos fotovoltaicos y también como se conecta a la red de distribución eléctrica. Se detallan a continuación:

**3.1.1. Inversor centralizado:** La primera tecnología de inversores conectados a la red, se basa en un único inversor centralizado, generalmente trifásico y de alta potencia que se utiliza como interfaz de un gran número de módulos fotovoltaicos (FV) y la red, esta topología se ilustra en la Figura 3.1. Los módulos FV están divididos en ramas de conexión serie (*String*). Cada conexión serie genera un nivel suficientemente alto de tensión. Las ramas de conexión serie de los módulos FV se conectan en paralelo con el fin de alcanzar altos niveles de corriente y, por tanto, de potencia 10kW- 250kW [1, 11].

Figura 3.1. Tecnología centralizada



A continuación, se describen las ventajas y desventajas al usar esta topología.

Ventajas:

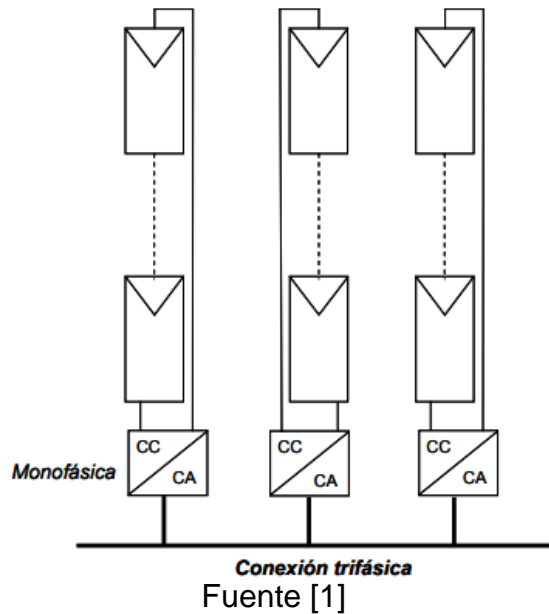
- La tensión generada por la serie de módulos fotovoltaicos puede ser lo suficiente alta para evitar la adecuación de la tensión utilizando un transformador o un convertidor elevador.

Desventajas:

- Debido que requiere un diseño propio para cada instalación es poco flexible.
- Alta tensión en los cables, en los módulos fotovoltaicos y en el inversor.
- Pérdidas en los diodos de bloqueo.
- Posibles pérdidas en la potencia máxima de los paneles fotovoltaicos (el punto de máxima potencia MPPT no siempre es óptimo).
- Problemas de sombreado: esta configuración es muy sensible al sombreado.
- Poca tolerancia en las fallas.

**3.1.2. Inversor descentralizado:** También denominados inversores modulares, “*string inverters*”. La tecnología del inversor descentralizado, consiste en inversores conectados en ramas, Figura 3.2. Es una versión ampliada de la topología de inversores centralizados cuando una sola rama de los módulos fotovoltaicos está conectada al inversor. Tienen potencias que oscilan entre 1 y 5kW, y, generalmente, son monofásicos [1,11].

Figura 3.2. Tecnología descentralizada



A continuación, se describen las ventajas y desventajas al usar esta topología.

Ventajas:

- Reducción de pérdidas asociadas a los diodos de bloqueo.
- Estructura modular utilizando un número reducido de módulos fotovoltaicos.
- Reducción de las fallas debidas al sombreado de los módulos fotovoltaicos y aumento de la energía generada por el sistema fotovoltaico.
- Utilización de un inversor por cada rama, resulta un MPPT más óptimo.
- Eficiencia global del sistema elevada frente a la del inversor centralizado,
- La utilización de diferentes convertidores DC/DC permite la desconexión de las ramas dañadas sin tocar al sistema global.
- Las ramas fotovoltaicas pueden tener diferentes orientaciones, facilitando así su adecuación a cualquiera tipo de terreno.

- La posibilidad de utilizar un control separado para cada convertidor DC/DC permite reducir los armónicos de amplitud de la tensión del bus de continua DC y, como consecuencia, la utilización de condensadores pequeños y baratos.

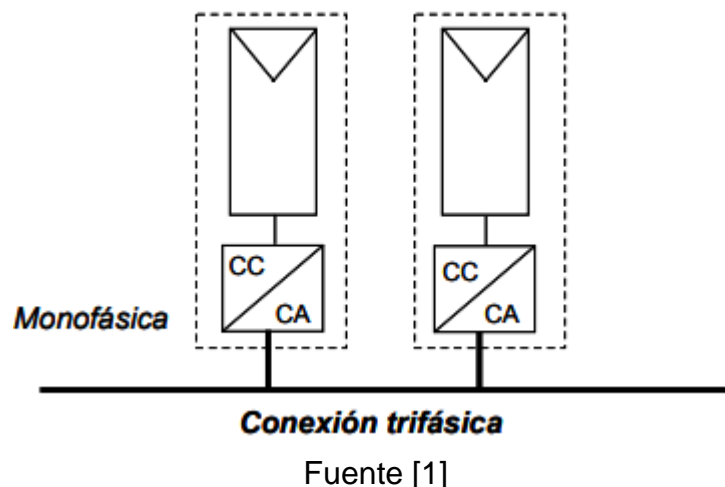
Desventajas:

- Número de componentes elevado.

La otra topología es la topología multirrama (*multi-string*), en esta topología varias ramas se conectan a un inversor DC-CA común, a través de un convertidor DC-DC específico para cada una de las ramas, por lo tanto, no se profundiza en esta topología, debido que en este trabajo no se usa un convertidor DC-DC y de las topologías mencionadas anteriormente se utilizó la topología del inversor centralizado.

**3.1.3. Micro-inversores:** En este caso se utiliza un micro-inversor por uno o dos paneles solares. En el caso del módulo CA, representado en la Figura 3.3, supone la integración del inversor y el modulo fotovoltaico en un solo circuito eléctrico [1].

Figura 3.3 Tecnología Modulo CA



La utilización de un solo módulo fotovoltaico por inversor tiene las siguientes ventajas y desventajas [1].

Ventajas:

- Eliminar el compromiso de las pérdidas en los módulos fotovoltaicos facilitando el ajuste óptimo entre el modulo fotovoltaico y el inversor y, por lo tanto, cada MPPT podrá funcionar de manera independiente y eficiente.
- Resolver el problema de sombreado.
- La posibilidad de una fácil ampliación del sistema debido a su estructura modular.
- La oportunidad de convertirse en un dispositivo que puede ser utilizado por personas sin ningún tipo de conocimiento de las instalaciones eléctricas.
- El módulo CA está destinado a ser más elaborado. Lo que obliga a la fabricación optimizada en precio, si se plantean soluciones masivas muy repetitivas.

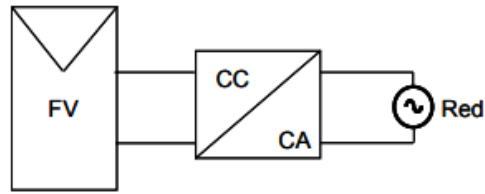
Desventajas:

- Necesidad de adecuación de alta tensión.
- Precio elevado del kWp.

### **3.2. CONFIGURACIÓN DEL CIRCUITO**

En la Figura 3.4, se muestra una topología a una sola etapa basada en un inversor que debe asegurar, el seguimiento del punto de máxima potencia, el control de la corriente inyectada a la red y la adecuación de la tensión si es necesario. Es la configuración típica de la topología del inversor centralizado, la cual fue la que se usó en este trabajo. El inversor se diseñó para una potencia máxima de 10KVA [1].

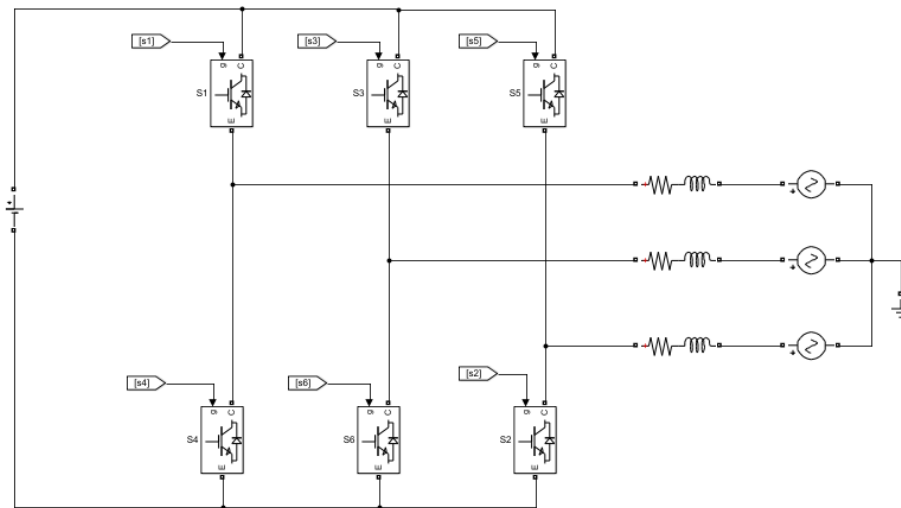
Figura 3.4. Una sola etapa de potencia para el MPPT y para el control de la corriente inyectada a la red



Fuente [1]

La Figura 3.5 muestra la topología de un inversor tipo fuente de tensión (VSI, *Voltage Source Inverter*) trifásico en puente completo, el cual fue el que se diseñó en este proyecto. Este inversor se compone de 6 transistores IGBT, cada uno con un diodo en conexión inversa, empleados para conducir la corriente reactiva de retorno a la fuente de tensión en DC (E) [9].

Figura 3.5. Inversor puente trifásico de 3 ramas.



Fuente: [10]

## 4. ALGORITMOS DE CONTROL

En un sistema de generación fotovoltaica, existen 3 controles fundamentales que garantizan su debido funcionamiento al ser conectado a la red eléctrica, estos son:

- Control para el seguimiento del punto máximo de potencia (*Maximum Power Point Tracking*).
- Control del inversor de potencia.
- Generación de las señales de referencia.

En este trabajo de grado el control para el seguimiento del punto máximo de potencia no fue ejecutado por la razón de que el sistema fotovoltaico se modeló como una fuente continua de tensión (DC). Se enfatizó en el control del inversor de potencia encargado de generar los pulsos de disparo de los IGBT, mediante un controlador de corriente y una modulación por ancho de pulso PWM (*Pulse Width Modulation*); y la generación de las señales de referencia a partir de parámetros de potencia activa y reactiva basándose en la teoría de Fryze. A continuación, se describen los algoritmos empleados para estos dos lazos de control.

### 4.1. CONTROL DEL INVERSOR DE POTENCIA

Los algoritmos de control o estrategias de control del inversor de potencia se encargan de generar los pulsos para conmutación de éste, de tal manera que la corriente inyectada a la red no se distorsione, es decir que esta corriente siga con el menor error a la corriente generada por las señales de referencia [12].

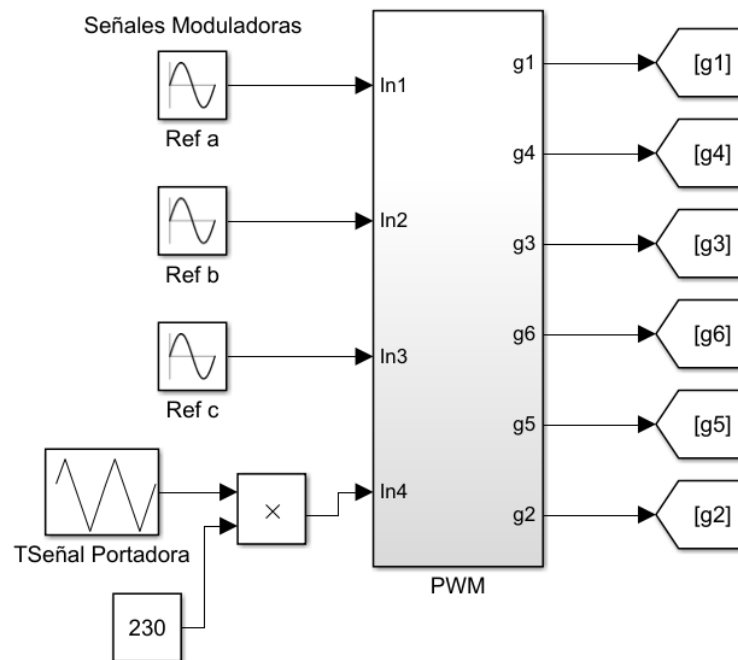
A continuación, se detallan las técnicas implementadas para el control del inversor, tanto en lazo abierto con modulación por ancho de pulso PWM y en lazo cerrado con el controlador predictivo de corriente (*Dead-Beat controller*).

**4.1.1. Técnicas de control de lazo abierto: PWM (Pulse Width Modulation):** El objetivo de esta técnica es realizar el control de la tensión de la salida del inversor de potencia mediante una señal de referencia, las cuales se justifican en la variación de los tiempos de energizar y desenergizar cada interruptor para que la señal a la salida siga la señal de referencia [13].

A continuación, se detalla la técnica utilizada en el inversor trifásico de 3 hilos implementado para el desarrollo de esta investigación.

En un inversor trifásico se obtienen las señales de control mediante la comparación de tres señales sinusoidales que ejercen como referencia, siendo estas las señales moduladoras, y una señal triangular (señal portadora) cuyo valor pico debe ser mayor que las señales sinusoidales para evitar sobre modulación [12]. En la Figura 4.1 se presenta un esquemático de la implementación de esta modulación en Simulink.

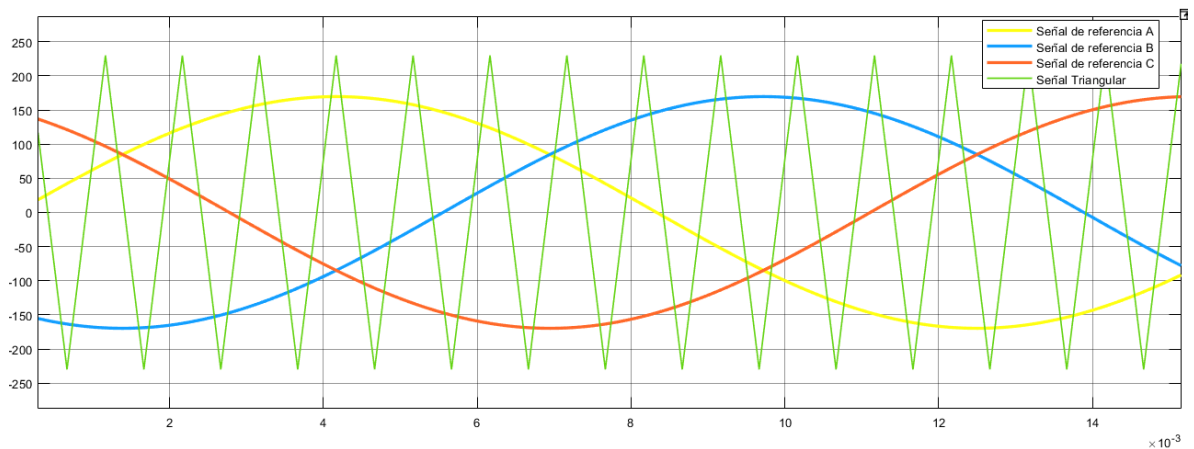
Figura 4.1. PWM implementado en Simulink.



La frecuencia de las señales moduladoras establece la frecuencia de la tensión de salida y la frecuencia de la señal portadora determina el número de pulsos [3]. Cuando la señal de referencia es una señal sinusoidal y la señal portadora es una señal triangular, la técnica de control se conoce como modulación por ancho de pulso sinusoidal (SPWM-*Sinusoidal Pulse Width Modulation*) [13].

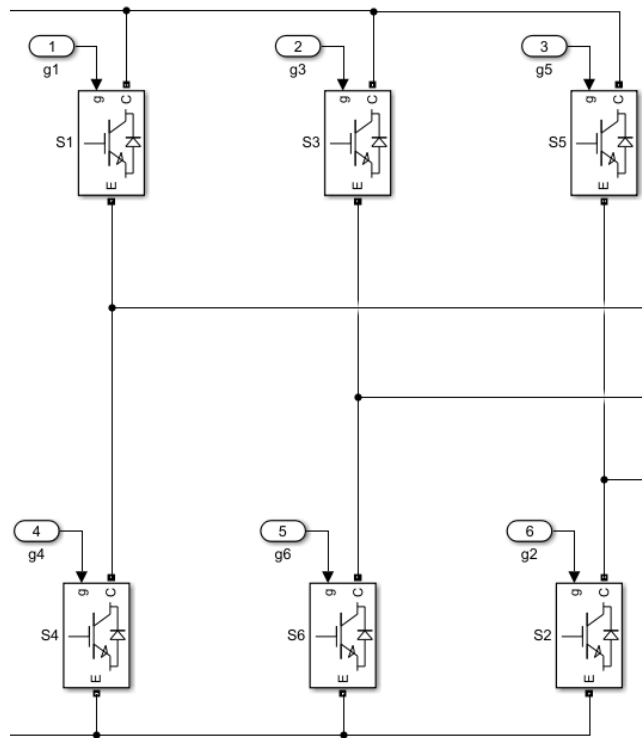
Se considera un inversor trifásico que contiene tres ramas y la señal de referencia será trifásica balanceada y sinusoidal pura. En la figura 4.2 se observan las tres señales de referencia sinusoidales y la señal triangular donde se comparan para general las señales de control de cada rama.

Figura 4.2. Señales moduladoras y señal portadora.



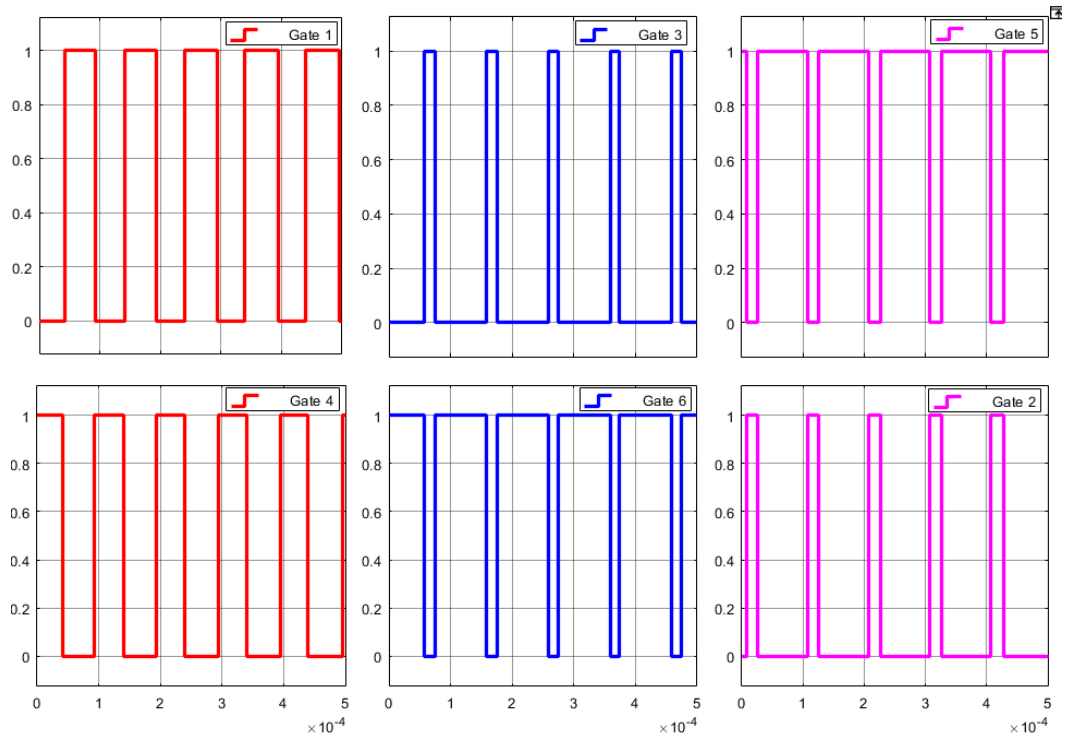
En la figura 4.3. se ejemplifica la llegada de los pulsos al inversor en cada una de sus tres ramas, donde las señales g1 y g4 pertenecen a la rama de la fase A, g3 y g6 pertenecen a la rama de la fase B y g5 y g2 pertenecen a la rama de la fase C.

Figura 4.3 Entrada pulsos de disparo al inversor.



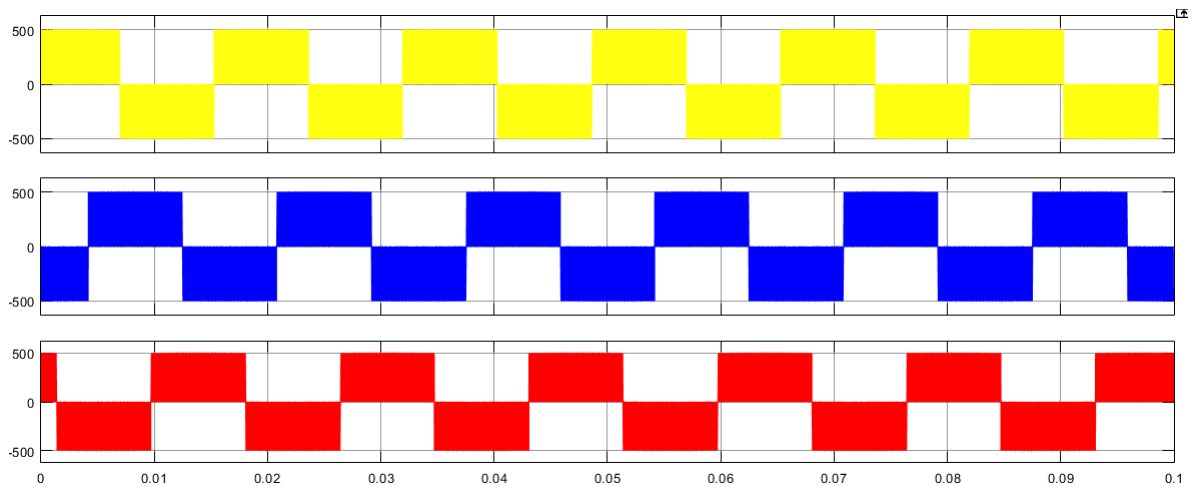
En la figura 4.4. Se presenta los pulsos de disparo del inversor de potencia, donde los interruptores de la rama de la fase A se activan comparando la señal de la referencia A con la señal triangular que es la portadora, de tal forma que, si la señal de referencia es mayor que la señal portadora, el interruptor S1 está cerrado y el interruptor S4 permanece abierto, si ocurre el caso inverso el interruptor S1 queda abierto y el interruptor S4 está cerrado. Se debe garantizar que en cada rama un interruptor esté abierto o los dos abiertos, si se llega a presentar que los dos interruptores se cierran se presenta un cortocircuito.

Figura 4.4. Pulsos de disparo del inversor de potencia.



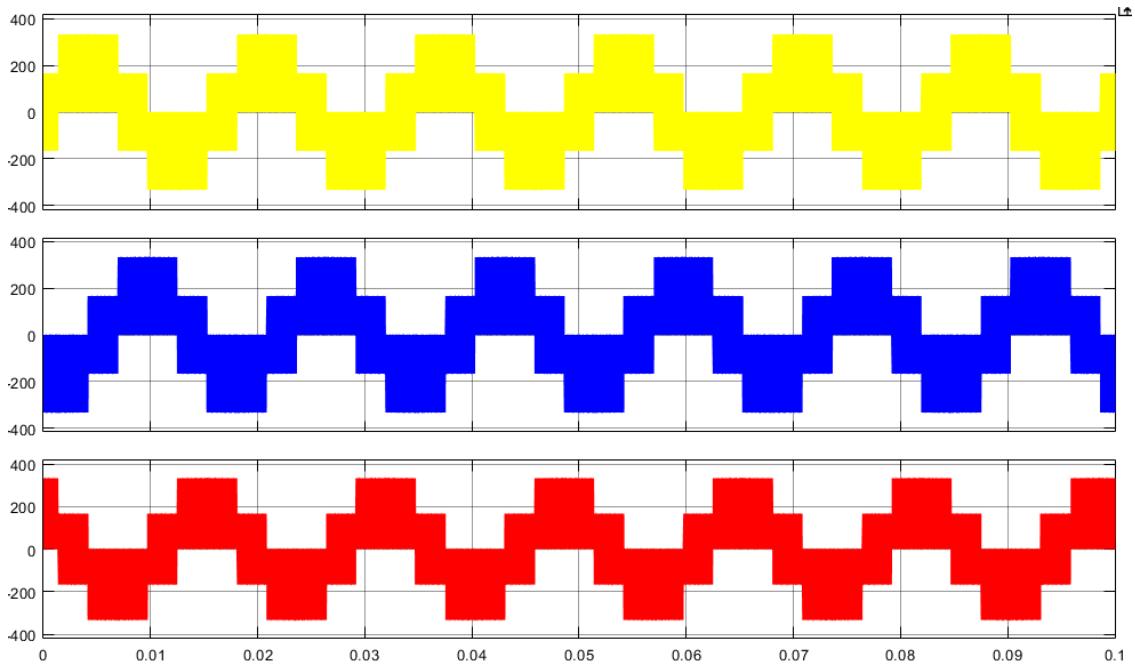
A continuación, en la figura 4.5 se presenta las tensiones de línea a la salida del inversor mediante la modulación trifásica donde se nota como varía su amplitud en tres niveles  $V_{dc}$ , 0,  $-V_{dc}$

Figura 4.5. Tensiones de línea a la salida del inversor ( $V_{ab}, V_{bc}, V_{ca}$ )



En la figura 4.6. se ven las tensiones de fase a la salida del inversor con respecto al neutro de la red, con amplitud alrededor de 294 [V].

Figura 4.6. Tensiones de fase a la salida del inversor ( $V_a, V_b, V_c$ )



**4.1.2. Técnicas de control de convertidores de potencia en Lazo cerrado: controlador predictivo de corriente (Dead-Beat):** Esta técnica de control calcula la tensión de salida del inversor, la cual van a ser la referencia para la modulación de ancho de pulso (PWM), así siguiendo una referencia variable ( $u_{kinv}; k=a, b, c$ ), a partir del error entre la corriente de referencia ( $i_k; k= a, b, c$ ) y la corriente que el inversor inyecta a la red ( $i_{kinv}; k= a, b, c$ ). A continuación, se muestra la estrategia de control implementada para el desarrollo de este trabajo que fue el control predictivo de corriente (*Dead-Beat*) [12].

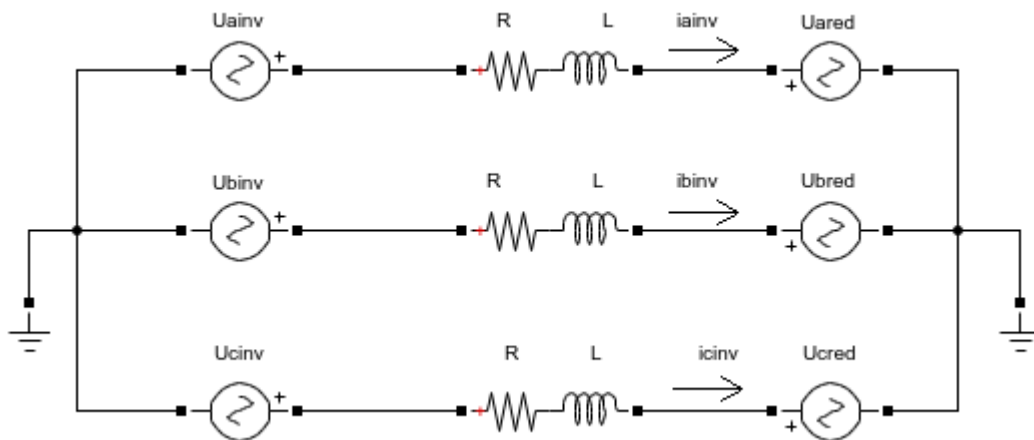
La técnica *Dead-Beat* realiza un control de la corriente inyectada, trabajando en un número finito de intervalos. Este tipo de control predice, en cada periodo de modulación, y en base al error actual y a los parámetros del sistema, el valor que

debería de adoptar la tensión de salida del inversor para asegurar que la corriente inyectada alcance el valor de referencia [1, 12].

La principal función de este controlador es establecer la tensión a la salida del inversor de potencia necesaria para llegar a llevar el error del seguimiento de la corriente de referencia a un valor nulo, cero [2]. Cuando la tensión de salida del inversor se elige de forma que el error de corriente es eliminado al final del siguiente periodo de conmutación, este control se conoce como *Dead-Beat* [1].

Teniendo en cuenta la topología del sistema basada en tres fases, en la figura 4.7 se modela el convertidor conectado a la red de la siguiente manera:

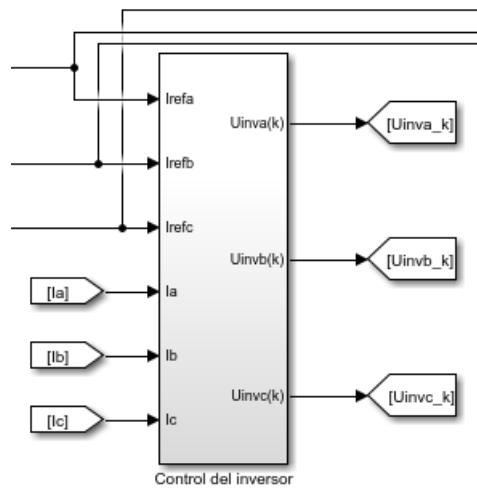
Figura 4.7: Topología tres fases.



Adaptado de: [12]

A continuación, en la figura 4.8 se visualiza el bloque en Simulink del control del inversor de potencia. Como entradas del bloque se tienen: las corrientes de referencia y las corrientes del sistema. Las salidas del bloque corresponden a las tensiones de referencia a ser sintetizadas por la modulación por ancho de pulso, activando los IGBT del inversor.

Figura 4.8. Implementación del control *Dead-Beat* en Simulink.



Para plantear el control de corriente se inicia de la siguiente ecuación, partiendo del circuito de la Figura 4.7:

$$L \frac{di_{ainv}(t)}{dt} - L \frac{di_{binv}(t)}{dt} = u_{ainv}(t) - u_{binv}(t) + u_b(t) - u_a(t) \quad (4.1)$$

$$L \frac{di_{binv}(t)}{dt} - L \frac{di_{cinv}(t)}{dt} = u_{binv}(t) - u_{cinv}(t) + u_c(t) - u_b(t) \quad (4.2)$$

$$L \frac{di_{cinv}(t)}{dt} - L \frac{di_{ainv}(t)}{dt} = u_{cinv}(t) - u_{ainv}(t) + u_a(t) - u_c(t) \quad (4.3)$$

Donde,

$u_{kinv}$  = Tensión del inversor de potencia para la k-ésima fase.

$u_{kred}$  = Tensión de la red eléctrica para la k-ésima fase.

$i_k$  = Corriente a la salida del inversor de potencia para la k-ésima fase.

$L$  = Inductancia del filtro de red

$R$  = Resistencia del filtro de red. Como la resistencia es pequeña, se desprecia para el cálculo de los valores de tensión que realiza el control predictivo de corriente.

Discretizando el modelo a partir de las ecuaciones del sistema (4.1), (4.2), (4.3) y asumiendo que la suma de las tensiones es igual a cero, se obtiene las ecuaciones (4.4), (4.5), (4.6) [12], donde  $T_{sw}$  es la frecuencia de conmutación.

$$u_{ainv}(k) = \frac{2}{3} \left( \frac{L}{T_{sw}} \Delta I_a + u_{ared}(k) \right) - \frac{1}{3} \left( \frac{L}{T_{sw}} \Delta I_b + u_{bred}(k) \right) - \frac{1}{3} \left( \frac{L}{T_{sw}} \Delta I_c + u_{cred}(k) \right) \quad (4.4)$$

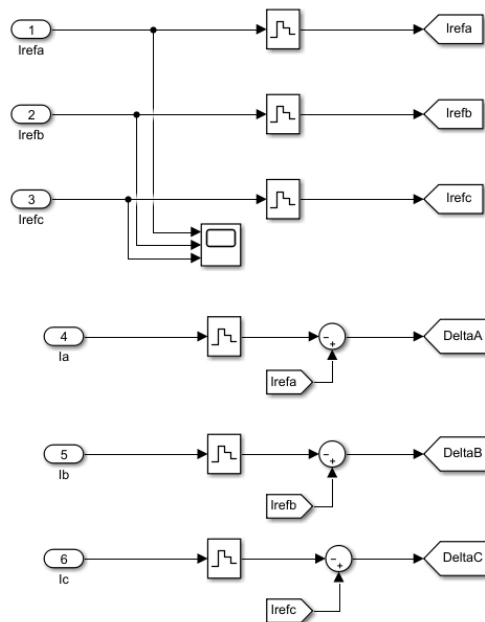
$$u_{binv}(k) = -\frac{1}{3} \left( \frac{L}{T_{sw}} \Delta I_a + u_{ared}(k) \right) + \frac{2}{3} \left( \frac{L}{T_{sw}} \Delta I_b + u_{bred}(k) \right) - \frac{1}{3} \left( \frac{L}{T_{sw}} \Delta I_c + u_{cred}(k) \right) \quad (4.5)$$

$$u_{cinv}(k) = -\frac{1}{3} \left( \frac{L}{T_{sw}} \Delta I_a + u_{ared}(k) \right) - \frac{1}{3} \left( \frac{L}{T_{sw}} \Delta I_b + u_{bred}(k) \right) + \frac{2}{3} \left( \frac{L}{T_{sw}} \Delta I_c + u_{cred}(k) \right) \quad (4.6)$$

Donde,  $\Delta I_k = i_k(k) - I_{kinv}(k) ; k = a, b, c$  (4.7)

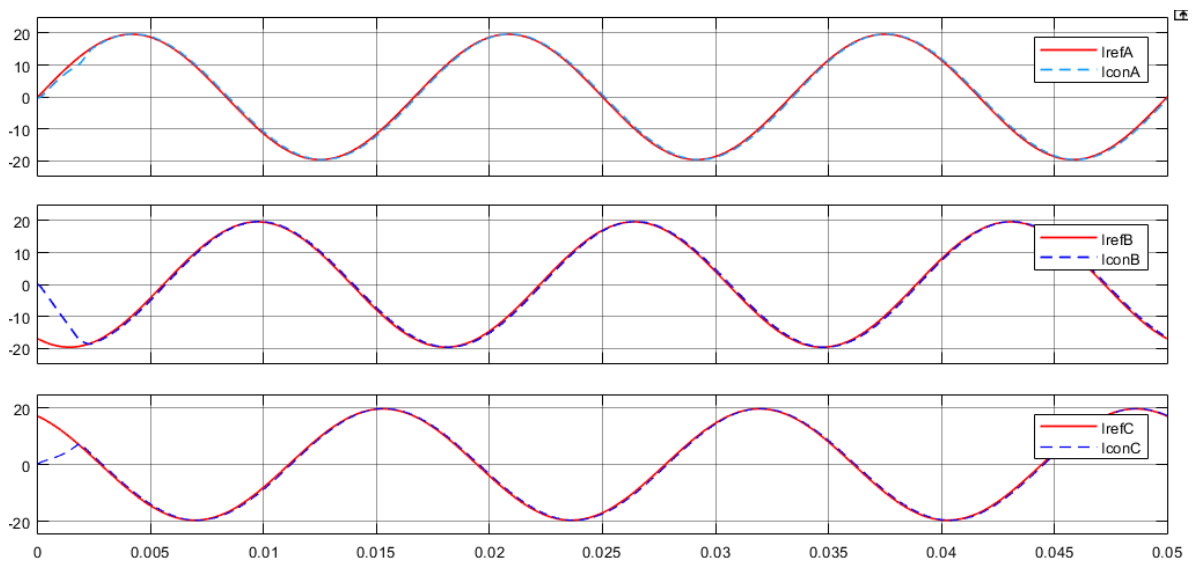
En la figura 4.9 se presenta la discretización de las señales de corriente de referencia y las señales de corriente a la salida del inversor en Simulink.

Figura 4.9. Discretización de las señales en Simulink.



En la siguiente figura se observa un ejemplo del seguimiento de la corriente de salida del inversor con respecto a la corriente de referencia, para el caso cuando las consignas de potencia son de 5000W y 0 VAR. Tal como se observa, se ve el correcto funcionamiento del control predictivo de corriente *Dead-Beat* implementado en las coordenadas *a, b, c*.

Figura 4.10. Seguimiento de la corriente de referencia.



## 4.2. ALGORITMO PARA LA GENERACIÓN DE LA SEÑAL DE REFERENCIA

Las señales de referencia son aquellas corrientes que el sistema fotovoltaico debe inyectar a la red, cumpliendo con el dimensionamiento del sistema que se va a implementar [2].

La generación de la señal de referencia tiene como propósito cumplir dos objetivos

- Controlar la tensión del condensador del lado de corriente continua del inversor de potencia.

- Determinar las corrientes de referencia requeridas para controlar la potencia activa y la potencia reactiva a inyectar [12].

En este trabajo se fundamentó el segundo propósito, el cual determina las corrientes de referencia mediante valores de potencia activa y potencia reactiva sin que se distorsione la corriente inyectada a la red eléctrica. Para lo anterior, este trabajo se basa en las teorías de Fryze y Buchholz para sistemas trifásicos balanceados de secuencia positiva.

**4.2.1. Teoría de la potencia en las coordenadas abc:** Entre las teorías más utilizadas se encuentran: la teoría de Fryze y la teoría de Buchholz. Estas teorías se basan esencialmente en la descomposición de la potencia instantánea con el propósito de estudiar sus componentes [13].

En este trabajo de investigación se trabaja en las coordenadas *abc*, facilitando el entendimiento de cada componente de potencia y también evitando la conversión de coordenadas *abc* a coordenadas *dq0* y  $\alpha\beta 0$ .

Fryze estableció la siguiente ecuación para la corriente activa  $i_p$ :

$$i_p(t) = \frac{P(t)}{U^2} \cdot u(t) = \frac{P}{U^2} \cdot u(t) \quad (4.8)$$

Donde,

$u(t)$  = Tensión de alimentación.

$U$  = Valor eficaz de la tensión de alimentación.

$P$  = Potencia activa. [13].

Según Fryze, la corriente se puede descomponer en dos componentes:

$$i(t) = i_p(t) + i_c(t) = \frac{P}{U^2}u(t) + i_c(t) \quad (4.9)$$

Donde,

$i_p(t)$  = Corriente activa.

$i_c(t)$  = Corriente no activa.

Para generar las señales de referencia se toman como base la potencia activa y potencia reactiva [12]. En este caso los parámetros que definen la generación de estas señales son los valores de tensión, corriente y potencia. A continuación, se presenta el cálculo de la corriente en las coordenadas *abc* que se eligieron para el desarrollo de este trabajo, evitando las transformaciones a otras coordenadas.

El cálculo de la corriente se realizó partiendo de las componentes planteadas por Fryze, componente activa y no activa. Esta estrategia para obtención de la señal de referencia parte del concepto que la corriente de referencia de cada fase ( $i_k$ ;  $k=a, b, c$ ) se puede descomponer en dos señales, las cuales se van a caracterizar porque solo una aporta potencia activa ( $i_{kp}$ ) al sistema y la otra potencia reactiva ( $i_{kq}$ ) [12]. De esta forma, la corriente de cada fase se representa de la siguiente manera:

$$i_a = i_{ap} + i_{aq} \quad (4.10)$$

$$i_b = i_{bp} + i_{bq} \quad (4.11)$$

$$i_c = i_{cp} + i_{cq} \quad (4.12)$$

Con esta definición se puede dar una nueva expresión para la potencia activa y reactiva trifásica, como se aprecia a continuación:

$$p = u_a i_{ap} + u_b i_{bp} + u_c i_{cp} \quad (4.13)$$

$$q = u_a i_{aq} + u_b i_{bq} + u_c i_{cq} \quad (4.14)$$

Donde  $u_k$ ;  $k=a,b,c$  son las tensiones de fase en el punto de conexión común. Para obtener la expresión final para estas corrientes, resulta más útil realizar el análisis en los ejes  $\alpha\beta$ , ya que en las ecuaciones anteriores no es sencillo establecer una relación entre las corrientes de cada fase con la potencia trifásica, partiendo de las definiciones de los ejes  $abc$ . Para esto, se utiliza la definición de las corrientes de referencia en los ejes  $\alpha\beta$  ( $i_\alpha$  e  $i_\beta$ ) en función de las potencias y las tensiones en el PCC en los ejes  $\alpha\beta$  ( $U_\alpha$  e  $U_\beta$ ), donde se permite trabajar la potencia activa y reactiva por separado, como se muestra en la ecuación (4.15) [2, 12, 13].

$$\begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} = \frac{1}{u_\alpha^2 + u_\beta^2} \begin{bmatrix} u_\alpha & u_\beta \\ u_\beta & -u_\alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} p \\ 0 \end{bmatrix} + \frac{1}{u_\alpha^2 + u_\beta^2} \begin{bmatrix} u_\alpha & u_\beta \\ u_\beta & -u_\alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ q \end{bmatrix} \quad (4.15)$$

Sin embargo, es necesario obtener las corrientes en los ejes  $abc$ , por consiguiente, se aplica la transformada inversa de Clark y se separan las corrientes en las componentes previamente explicadas. La Ecuación (4.15) puede ser escrita como la suma de las Ecuaciones (4.16) y (4.17), mostradas a continuación [2, 12, 13].

$$\begin{bmatrix} i_{ap} \\ i_{bp} \\ i_{cp} \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \\ -\frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \frac{p}{u_\alpha^2 + u_\beta^2} \begin{bmatrix} u_\alpha \\ u_\beta \end{bmatrix} \quad (4.16)$$

$$\begin{bmatrix} i_{aq} \\ i_{bq} \\ i_{cq} \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \\ -\frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \frac{q}{u_\alpha^2 + u_\beta^2} \begin{bmatrix} u_\beta \\ -u_\alpha \end{bmatrix} \quad (4.17)$$

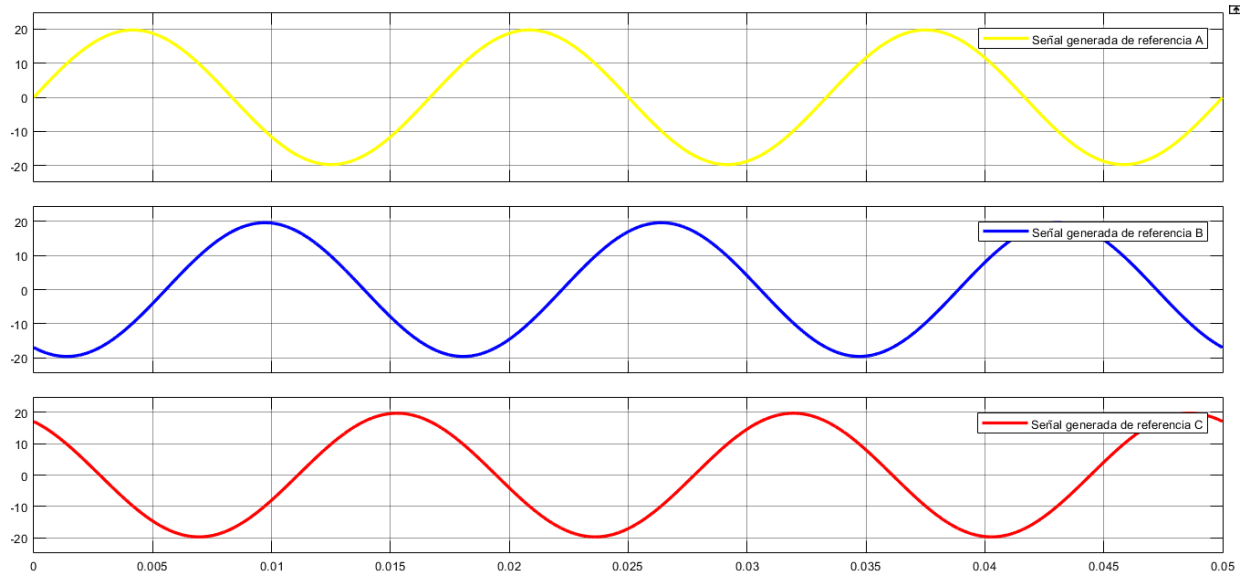
Remplazando las tensiones de los ejes  $\alpha\beta$  por su equivalente en el  $abc$ , operando las matrices y reduciendo las ecuaciones (4.16), (4.17), se obtienen las ecuaciones (4.18), (4.19), donde las corrientes están representadas en función de  $p$  y  $q$ , y de las tensiones del punto de conexión común en los ejes  $abc$ . Para obtener la corriente total por fase, basta con sumar ambas componentes ((4.10), (4.11), (4.12)) y al ser trabajadas por separado se establece cuanta potencia activa y/o reactiva se va a inyectar a la red [2, 12].

$$\begin{bmatrix} i_{ap} \\ i_{bp} \\ i_{cp} \end{bmatrix} = \frac{\frac{p}{3}}{u_a^2 + u_b^2 + u_c^2} \begin{bmatrix} 2u_a - u_b - u_c \\ -u_a + 2u_b - u_c \\ -u_a - u_b + 2u_c \end{bmatrix} \quad (4.18)$$

$$\begin{bmatrix} i_{aq} \\ i_{bq} \\ i_{cq} \end{bmatrix} = \frac{\frac{q}{\sqrt{3}}}{u_a^2 + u_b^2 + u_c^2} \begin{bmatrix} 0 + u_b - u_c \\ -u_a + 0 + u_c \\ u_a - u_b + 0 \end{bmatrix} \quad (4.19)$$

En la figura 4.11 se observan las señales de referencia de corriente generadas para un valor de potencia activa de 5000W y potencia reactiva de 0 VAR. Las corrientes de referencia corresponden a señales balanceadas de secuencia positiva, sinusoidales puras a 60[Hz] con amplitud de 20 [A].

Figura 4.11. Señales de corriente generadas.



## 5. FILTRO DE CONEXIÓN A LA RED

Los filtros para la conexión del sistema PVS a la red o filtros de línea, tienen fundamentalmente dos funciones [1]:

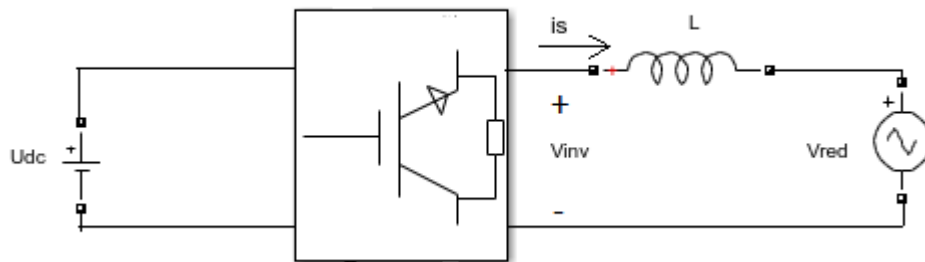
- Eliminar los armónicos de alta frecuencia debidos a las conmutaciones PWM del convertidor, con el objetivo de que éste entregue a la red corrientes sinusoidales con una baja distorsión armónica.
- Introducir una impedancia intermedia entre las dos fuentes de tensión que son el inversor y la red eléctrica. En caso de no conectar este filtro, la conexión directa del inversor a la red eléctrica provoca un cortocircuito.

La ventaja que tiene el diseño de un filtro de red frente a un filtro para un motor AC es que el primero trabaja a frecuencia constante (frecuencia de la red eléctrica) mientras que el segundo trabaja en un rango de frecuencias (20Hz-120Hz). El diseño del filtro de red tiene el inconveniente de que, en la mayoría de las ocasiones, se desconoce el modelo exacto de la red en el punto de conexión; mientras que, en el caso de un filtro para una máquina AC se puede tener conocimiento del modelo de la máquina y de los valores de los parámetros de ésta. En aplicaciones de inversores conectados a la red eléctrica, los dos filtros más usados son [13, 14]:

- Filtro L (Figura 5.1): Éste es un filtro de primer orden, por tanto, la frecuencia de conmutación del convertidor tiene que ser alta para obtener una atenuación elevada de los armónicos causados por la señal PWM con un tamaño razonable de las inductancias [13].

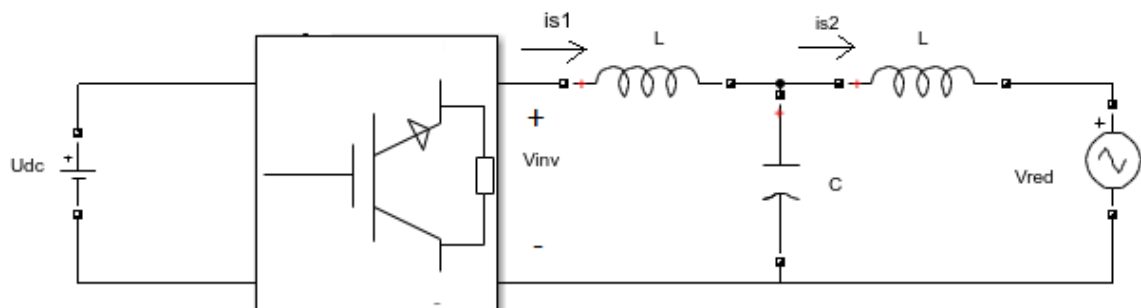
- Filtro LCL (Figura. 5.2). Éste es un filtro de tercer orden, con lo que se pueden obtener mayores atenuaciones a la frecuencia de conmutación para la misma inductancia equivalente que el filtro L. Esta atenuación es función de la posición de los armónicos debidos a la conmutación con respecto a la frecuencia de resonancia del filtro. Como tiene un condensador, el filtro produce potencia reactiva, por lo que es una solución muy útil en convertidores usados para generar potencia reactiva. Las desventajas del filtro LCL con respecto al filtro L son una elección de componentes más complicada y también los algoritmos de control [1].

Figura 5.1. Filtro L



Adaptado de [13]

Figura 5.2. Filtro LCL



Adaptado de [13]

Los filtros L y LCL reducen los armónicos de alta frecuencia de la corriente de la red eléctrica, pero el empleo de unos criterios de diseño pobres puede causar más baja atenuación de la esperada e incluso un aumento de la distorsión debido a oscilaciones del sistema. Los armónicos de la corriente pueden causar saturaciones de las inductancias o resonancias del filtro. Aunque cuanto mayor sean las inductancias, menor es el rizado de las corrientes de red, el costo y las pérdidas del sistema limitan los valores de las inductancias [1].

En este trabajo se implementó un filtro RL trifásico, permitiendo suavizar la señal de corriente y mitigar armónicos de alta frecuencia.

## 6. RESULTADOS Y SIMULACIONES

En este capítulo se realiza el análisis de la potencia activa y reactiva a inyectar a la red eléctrica mediante ocho casos de operación, teniendo en cuenta como objetivo principal de este trabajo de investigación que la corriente a inyectar no se distorsione para los escenarios planteados. También se especifica la configuración del sistema y los parámetros seleccionados para el dimensionamiento del sistema y sus respectivas simulaciones.

### 6.1. CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA Y PARÁMETROS DE SIMULACIÓN

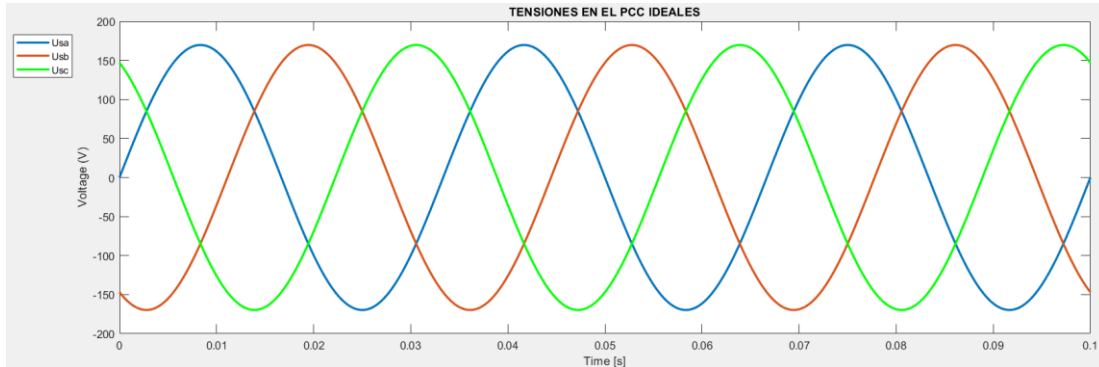
En este trabajo se analiza la potencia inyectada a la red de un generador fotovoltaico modelado como una fuente DC de tensión. Para esto se considera la configuración de inversor trifásico de 3 hilos mostrada en la figura 3.5.

**Filtro de conexión a la red:** El filtro seleccionado fue un RL, este trabajo se basó en el análisis de la potencia inyectada a la red sin que la corriente se distorsione, por eso mismo se seleccionó este filtro.

- Tensión del PCC: Se considera una tensión trifásica equilibrada, de secuencia positiva y con una frecuencia de 60 Hz, como se muestra en la ecuación (6.1) y en la Figura 6.1. La tensión de línea tiene un valor eficaz de 207.85 V y la tensión fase neutro tiene un valor eficaz de 120 V.

$$\begin{aligned}u_{ared} &= 120\sqrt{2} \operatorname{sen}(2\pi 60t) [V] \\u_{bred} &= 120\sqrt{2} \operatorname{sen}(2\pi 60t - 120^\circ) [V] \\u_{cred} &= 120\sqrt{2} \operatorname{sen}(2\pi 60t + 120^\circ) [V]\end{aligned}\tag{6.1}$$

Figura 6.1. Grafica de las tensiones ideales en el PCC



- Tensión del bus de continua ( $U_{dc}$ ): La tensión del bus de continua debe ser mayor al valor pico de la tensión de línea en el punto PCC. En la ecuación (6.2) se calcula dicha tensión mencionada anteriormente.

$$U_{dc} \geq \sqrt{3} * 2 U_{ared} \quad (6.2)$$

$$U_{dc} \geq 293.938 \text{ V}$$

Se escoge un valor de  $U_{dc}=500 \text{ V}$ .

- Cálculo de la inductancia ( $L$ ) de la bobina de conexión del filtro activo: Para este caso se tiene en cuenta la figura 2.4 para deducir las siguientes ecuaciones:

Haciendo una malla se obtiene:

$$-u_{abinv} + \frac{L di_a}{dt} + u_{abred} - \frac{L di_b}{dt} = 0 \quad (6.3)$$

Donde:

$u_{abinv}$  = tensión de línea del inversor entre la fase a y b

$\frac{Ldi_a}{dt}$  =tensión en la bobina de la fase a

$\frac{Ldi_b}{dt}$  =tensión en la bobina de la fase b

$u_{abred}$ = tensión de línea en el PCC entre la fase a y b.

Despejando se obtiene:

$$L \left( \frac{di_a}{dt} - \frac{di_b}{dt} \right) = u_{abinv} - u_{abred} \quad (6.4)$$

Suponiendo que en el instante k,  $i_a(k) \approx -i_b(k)$  y discretizando se obtiene:

$$\Delta I = \frac{u_{abinv} - u_{abred}}{2(L \cdot f_{sw})} \quad (6.5)$$

Donde:

$f_{sw}$ =Frecuencia de conmutación

El máximo rizo en la corriente se obtiene para:

$$u_{abinv} = U_{dc}$$

$$u_{abred} = -\sqrt{3} \cdot \sqrt{2} \cdot 120$$

Remplazando en la ecuación 5.5 se tiene lo siguiente:

$$\Delta I = \frac{U_{dc} + \sqrt{6} \cdot 120}{2(f_{sw} \cdot L)} \quad (6.6)$$

La frecuencia de conmutación ( $f_{sw}$ ), para este trabajo de grado se seleccionó de 10 kHz.

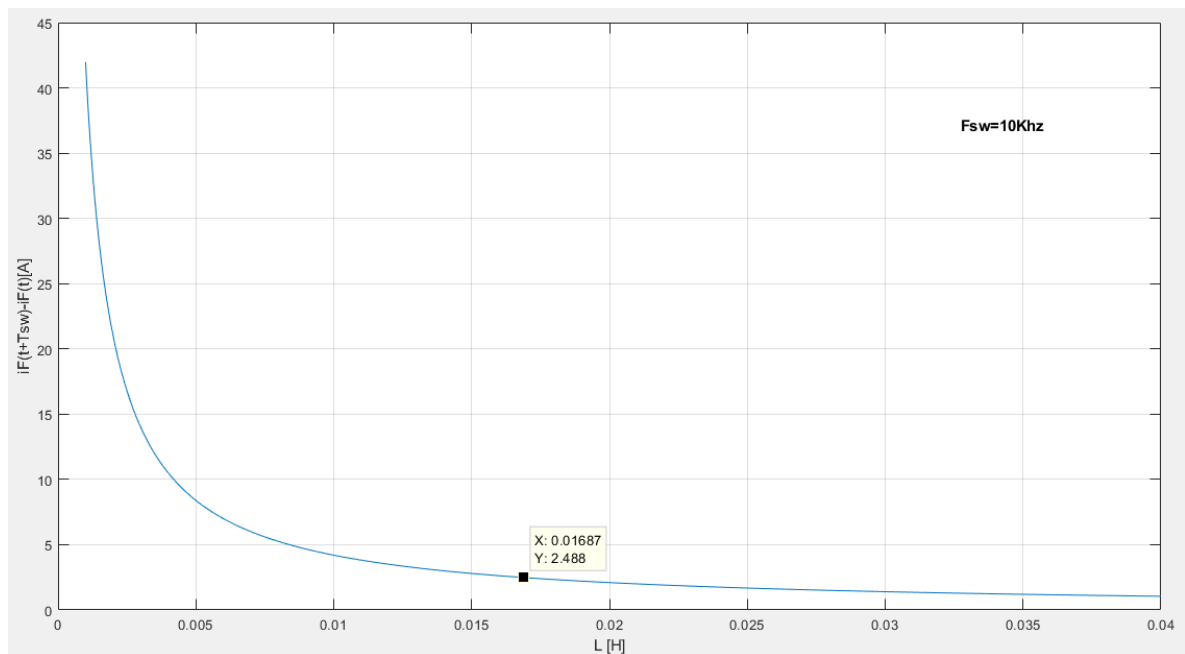
Remplazando en (6.6) los valores de  $U_{dc}$  y  $f_{sw}$  se tiene:

$$\Delta I = \frac{793.939}{2 \cdot 10000 \cdot L} \quad (6.7)$$

Los resultados para diferentes valores de L se muestran en la figura 6.2.

Se puede observar que, para una misma frecuencia de conmutación (10kHz), valores bajos de L implica mayores incrementos en la corriente del filtro, como los incrementos de corriente afecta al rizado de la onda resultante se debe escoger un valor de L que imponga un límite al rizado [12].

Figura 6.2. Efecto del valor de la bobina en el incremento o decremento de la corriente inyectada por el filtro activo para una  $f_{sw}=10\text{kHz}$



En este estudio se consideraron los siguientes valores para la bobina y para la resistencia.

Resistencia del filtro= 0.01 [ $\Omega$ ]

Inductancia del filtro= 16.8 [mH]

## 6.2. CRITERIOS DE DESEMPEÑO

Para el análisis del funcionamiento del PVS conectado a la red y de los algoritmos de control se consideraron los siguientes criterios de desempeño:

**Distorsión de corriente:** La distorsión armónica de corriente se basó en el estándar IEEE519. La ecuación (5.8) muestra la expresión para el cálculo de la distorsión de demanda total (TDD) definida como:

$$TDD = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} I_h^2}}{I_L} * 100\% \quad (6.8)$$

Donde  $I_h$  es el valor rms de la h-ésima componente armónica e  $I_L$  es el valor rms de la componente fundamental de la corriente.

En la tabla 1, se observan los límites de distorsión en corriente según el estándar IEEE 519 y la distorsión de demanda total.

Tabla 1. Límites de distorsión de corriente IEEE 519

$I_{cc}/I_L$	TDD	$3 \leq h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h \leq 50$
Para sistemas con tensiones nominales entre 120 y 69kV						
<20	5.0%	4.0%	2.0%	1.5%	0.6%	0.3%
20-50	8.0%7.0%	7.0%	3.5%	2.5%	1.0%	0.5%
50-100	12.0%	10.0%	4.5%	4.0%	1.5%	0.7%
100-1000	15.0%	12.0%	5.5%	5.0%	2.0%	1.0%
>1000	20.0%	15.0%	7.0%	6.0%	2.5%	1.4%
Para sistemas con tensiones nominales entre 69kV y 161kV						
<20	2.5%	2.0%	1.0%	0.75%	0.3%	0.15%
20-50	4.0%	3.5%	1.75%	1.25%	0.5%	0.25%
50-100	6.0%	5.0%	2.25%	2.0%	0.75%	0.35%
100-1000	7.5%	6.0%	2.75%	2.5%	1.0%	0.5%
>1000	10.0%	7.5%	3.5%	3.0%	1.25%	0.7%
Para sistemas con tensiones nominales mayores a 161kV						
<50	2.5%	2.0%	1.0%	0.75%	0.3%	0.15%
$\geq 50$	4.0%	3.5%	1.75%	1.25%	0.5%	0.25%

Donde:

$I_{cc}$  es la máxima corriente de corto circuito en el PCC.

$I_L$  es la máxima corriente demandada (componente fundamental) bajo condiciones de operación normal.

Para este trabajo se considera que un nivel aceptable para la TDD es de máximo el 5%.

**Valor rms del error de seguimiento de la corriente de referencia:** También se tiene en cuenta un criterio de comparación para evaluar la capacidad del inversor de seguir la corriente de referencia. La ecuación (6.9) muestra la expresión usada para el cálculo del error rms entre la corriente inyectada por el filtro y la corriente de referencia [36].

$$Error = \sqrt{\frac{1}{T} \int_t^{t+T} (\Delta i)^2 dt} \quad (6.9)$$

$$\Delta i = i_{inv}(t) - i(t)$$

Donde  $i_{inv}(t)$  es la corriente inyectada e  $i(t)$  es la corriente de referencia.

### 6.3. ESCENARIOS DE SIMULACIÓN

A continuación, se presentan resultados de simulación para ocho escenarios de operación, cuatro de ellos estableciendo el valor de potencia aparente y variando el factor de potencia y los otros cuatro casos dejando fija la potencia activa y variando la reactiva.

## **ESCENARIO DE OPERACION 1: S= 2500 VA**

En este caso se consideró la inyección de una potencia aparente fija de 2500 [VA], realizando la variación de las consignas de potencia activa y reactiva mediante pasos de 0.1 en el factor de potencia tanto en atraso como en adelanto. La tabla 2 presenta los valores de referencia para las potencias activa y reactiva según el factor de potencia considerado.

Tabla 2. Potencia – Generación señales de referencia escenario 1

<b>Potencia Aparente [VA]</b>	<b>Factor de potencia</b>	<b>Potencia Activa [W]</b>	<b>Potencia Reactiva [Var]</b>
2500	0	0	-2500
2500	0,1	250	-2487,46859
2500	0,2	500	-2449,48974
2500	0,3	750	-2384,848
2500	0,4	1000	-2291,28785
2500	0,5	1250	-2165,06351
2500	0,6	1500	-2000
2500	0,7	1750	-1785,35711
2500	0,8	2000	-1500
2500	0,9	2250	-1089,72474
2500	1	2500	0
2500	0,9	2250	1089,72474
2500	0,8	2000	1500
2500	0,7	1750	1785,35711
2500	0,6	1500	2000
2500	0,5	1250	2165,06351
2500	0,4	1000	2291,28785
2500	0,3	750	2384,848
2500	0,2	500	2449,48974
2500	0,1	250	2487,46859
2500	0	0	2500

La tabla 3 presenta la potencia activa y la potencia reactiva inyectada a la red, así mismo el factor de potencia resultante, la potencia aparente y para el análisis el error del seguimiento de corriente y la distorsión de demanda total.

Tabla 3. Potencia inyectada a la red escenario 1

Potencia Aparente [VA]	Factor de potencia	Potencia Activa [W]	Potencia Reactiva [Var]	Error	TDD %
2500,27776	0,04267526	106,7	-2498	0,2964	0,7312
2502,4518	0,14226048	356	-2477	0,2959	0,7395
2504,03661	0,24137027	604,4	-2430	0,2949	0,7505
2506,26276	0,33994839	852	-2357	0,2934	0,7742
2508,55058	0,43810159	1099	-2255	0,2913	0,8009
2511,81608	0,53507102	1344	-2122	0,2876	0,8329
2512,47945	0,63204497	1588	-1947	0,285	0,8734
2514,17501	0,72787296	1830	-1724	0,2804	0,9177
2517,30054	0,82270669	2071	-1431	0,2743	0,9707
2518,69113	0,9155549	2306	-1013	0,2654	1,035
2520,41923	0,99943691	2519	84,57	0,2407	1,221
2517,74681	0,88650693	2232	1165	0,2139	1,411
2515,03081	0,78249538	1968	1566	0,2032	1,484
2512,69676	0,68014574	1709	1842	0,1955	1,533
2510,49955	0,57837095	1452	2048	0,1896	1,565
2508,95078	0,47709186	1197	2205	0,185	1,591
2505,99087	0,37609874	942,5	2322	0,1816	1,612
2503,83649	0,27541735	689,6	2407	0,1791	1,625
2501,57206	0,17493	437,6	2463	0,1775	1,637
2499,97371	0,07464078	186,6	2493	0,1767	1,642
2497,80856	-0,0254423	-63,55	2497	0,1767	1,643

Para este caso, el sistema no presenta dificultades para inyectar a la red la potencia que se postula sin que se distorsione la corriente. En la tabla 3 se pueden observar los valores de error de corriente y distorsión armónica de corriente que son relativamente bajos.

En la figura 6.3 y figura 6.4 se presenta la TDD y el error de seguimiento según la potencia activa y reactiva, donde se refleja que la TDD no sobrepasa el 1,65% y el error de corriente oscila entre 0.17 y 0.3, siendo notable que para este caso de 2500VA el sistema trabaja en buenas condiciones sin distorsionar la corriente.

Figura 6.3. TDD Vs P&Q.

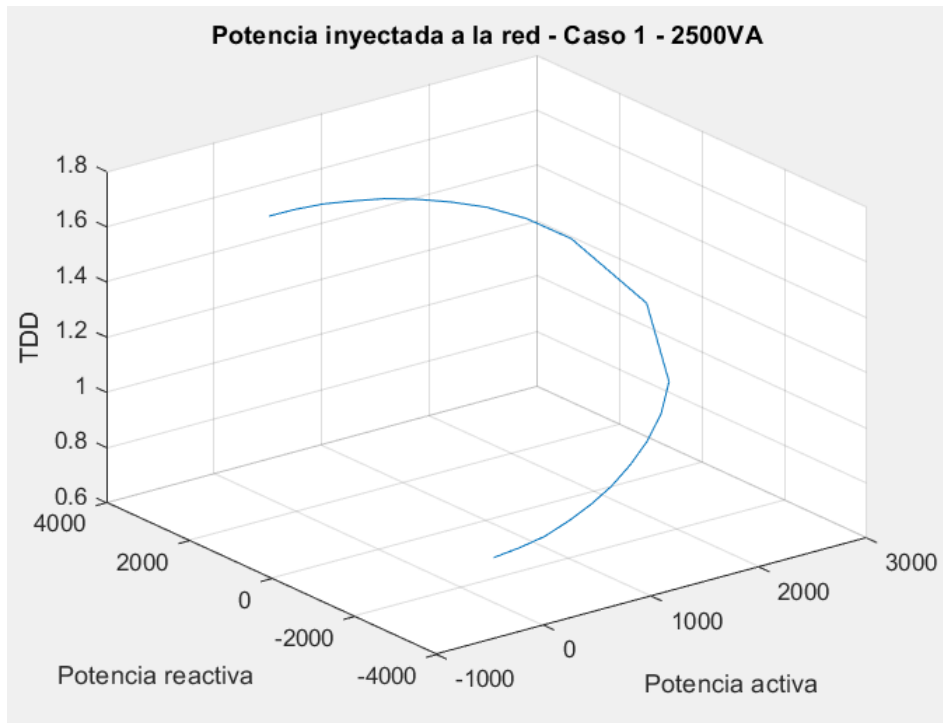
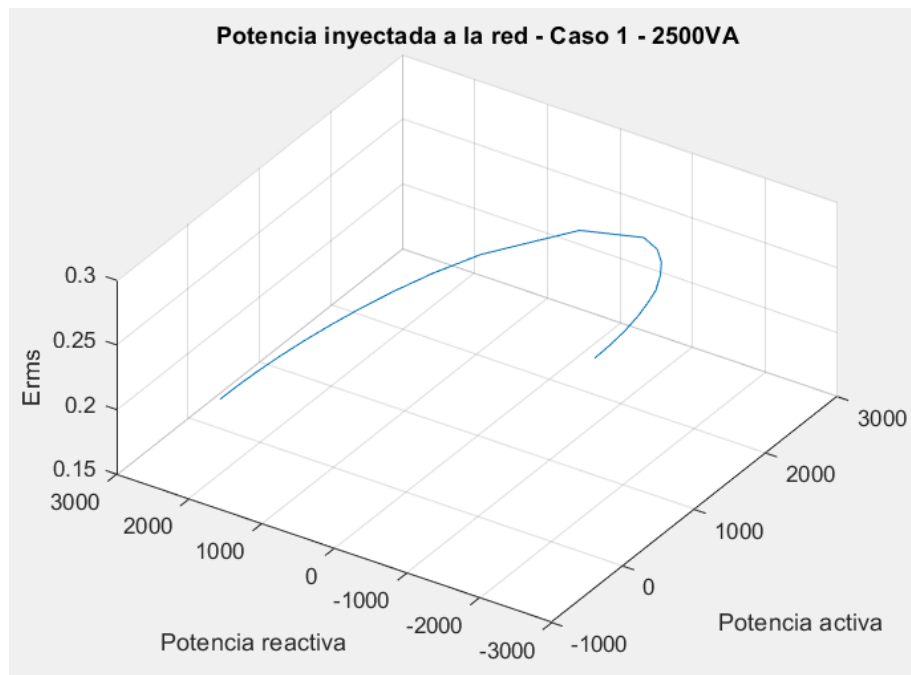


Figura 6.4. Error rms Vs P&Q



En las figuras 6.5 y 6.6 se presenta la gráfica de factor de potencia con respecto al valor eficaz del error de corriente y con respecto a la TDD. El error aumenta levemente considerando factores de potencia en adelanto, obteniendo valores entre 0.24 y 0.3 y la TDD disminuye desde 1.2 hasta 0.73 siendo muy pequeños los cambios de valores. Con factor de potencia en atraso el error disminuye levemente entre 0.24 y 0.17 y la TDD aumenta de 1.2 hasta 1.65, entonces reduce el error y la distorsión se eleva, pero es muy leve.

Figura 6.5. Factor de potencia Vs Error rms.

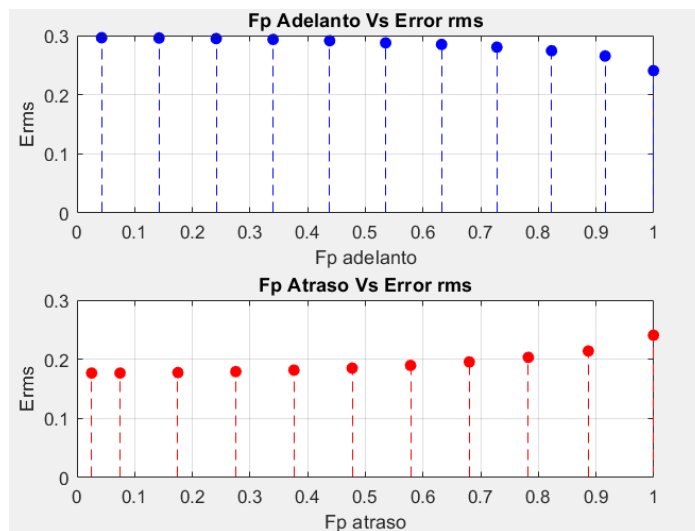
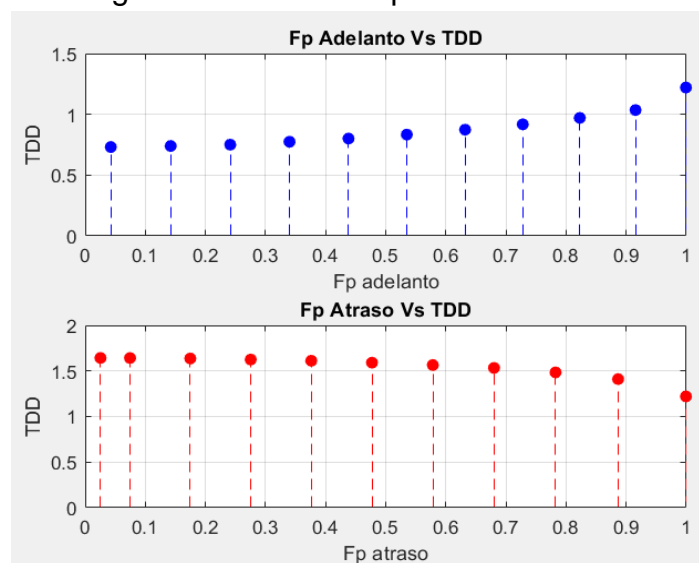


Figura 6.6. Factor de potencia Vs TDD.



A continuación, se presentan graficas de la corriente de referencia y la corriente inyectada para factores de potencia de 1, 0.5 en adelante y 0.5 en atraso, con el fin de observar el comportamiento del sistema.

### **S=2500VA, FP=1**

En la figura 6.7 se observa que la corriente sigue la corriente de referencia generada y en la figura 6.8 se presenta la potencia inyectada a la red, obteniéndose una potencia activa de 2519 [W] y una potencia reactiva de 84.57 [Var].

Figura 6.7. Corriente de referencia y el seguimiento de la corriente del sistema.

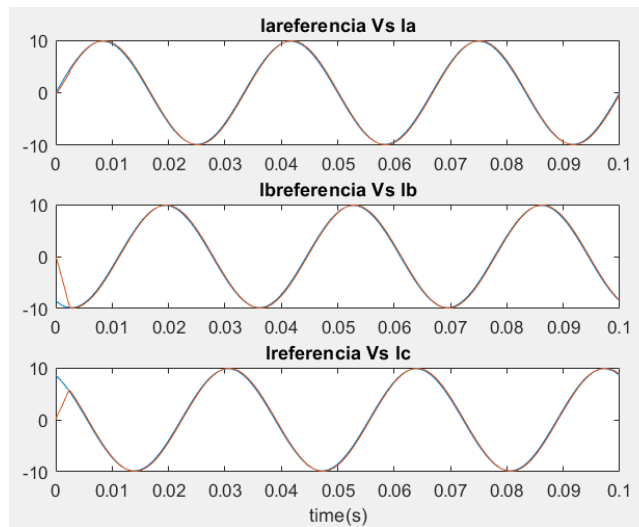
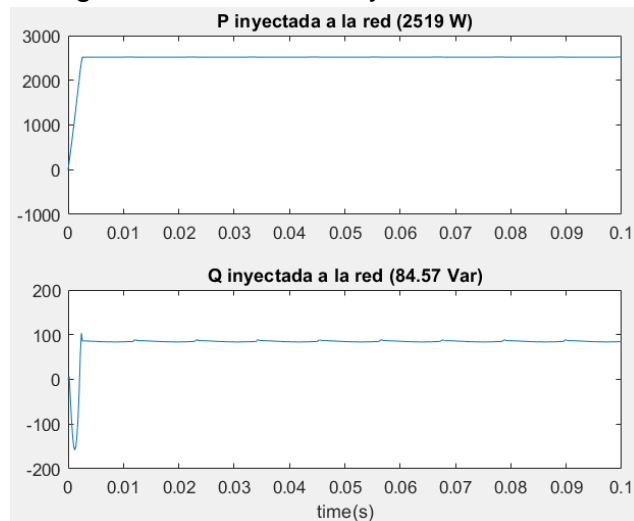


Figura 6.8. Potencia inyectada a la red.



## S=2500VA, FP=0.5 ADELANTO

En la figura 6.9 se observa que la corriente sigue la corriente de referencia generada con estos valores de potencia y en la figura 6.10 se presenta la potencia inyectada a la red, obteniéndose una potencia activa 1344 [W] y una potencia reactiva de -2122 [Var].

Figura 6.9. Corriente de referencia y el seguimiento de la corriente del sistema.

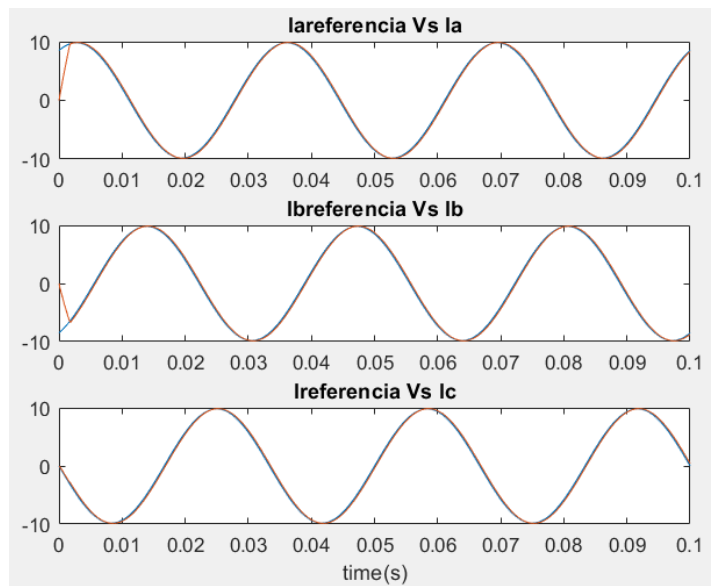
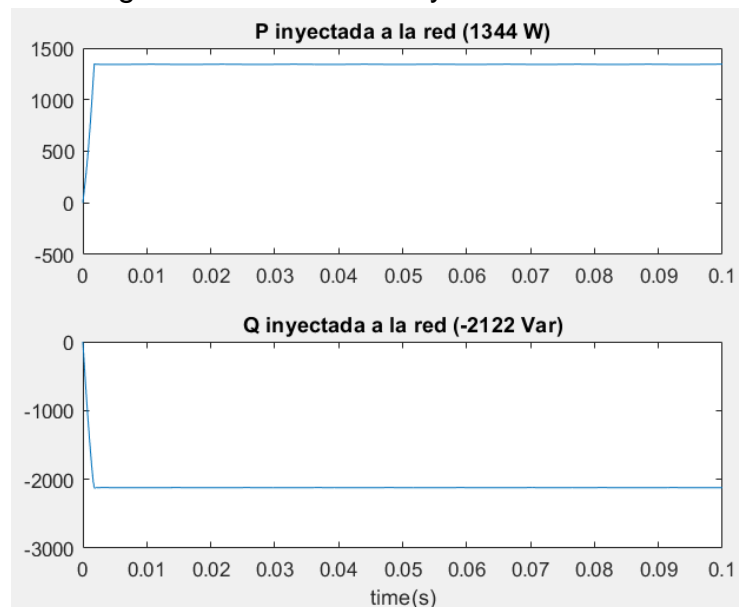


Figura 6.10. Potencia inyectada a la red.



**S=2500VA, FP=0.5 ATRASO**

En la figura 6.11 se observa que la corriente sigue la corriente de referencia generada y en la figura 6.12 se presenta la potencia inyectada a la red, obteniéndose una potencia activa de 1197 [W] y una potencia reactiva de 2205 [Var].

Figura 6.11. Corriente de referencia y el seguimiento de la corriente del sistema.

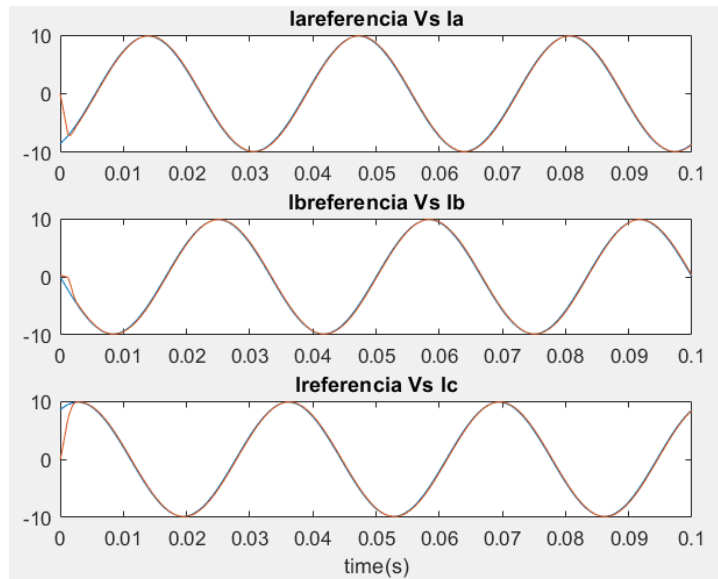
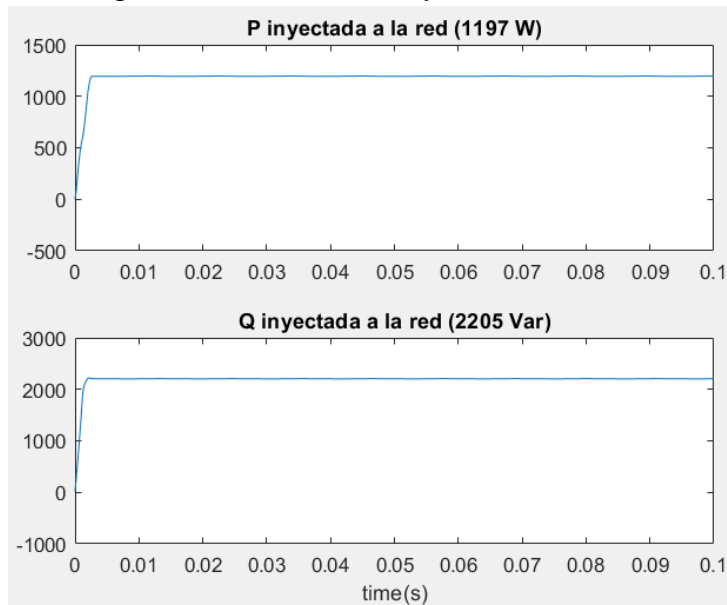


Figura 6.12. Potencia inyectada a la red.



De estos tres casos con factor de potencia unitario, 0.5 en adelanto y 0.5 en atraso se ve que el sistema logra inyectar a la red la potencia deseada y que no se presentan inconvenientes con la corriente al presentar este escenario de operación de 2500VA.

### **ESCENARIO DE OPERACION 2: S=5000 VA**

En este caso se consideró la inyección de una potencia aparente fija de 5000 [VA], realizando la variación de potencia activa y reactiva mediante pasos de 0.1 en el factor de potencia tanto en atraso como en adelanto. La tabla 4 presenta los valores de referencia para la potencia activa y reactiva según el factor de potencia considerado.

Tabla 4. Potencia – Generación señales de referencia escenario 2

Potencia Aparente [VA]	Factor de potencia	Potencia Activa [W]	Potencia Reactiva [VAR]
5000	0	0	-5000
5000	0,1	500	-4974,93719
5000	0,2	1000	-4898,97949
5000	0,3	1500	-4769,69601
5000	0,4	2000	-4582,57569
5000	0,5	2500	-4330,12702
5000	0,6	3000	-4000
5000	0,7	3500	-3570,71421
5000	0,8	4000	-3000
5000	0,9	4500	-2179,44947
5000	1	5000	0
5000	0,9	4500	2179,44947
5000	0,8	4000	3000
5000	0,7	3500	3570,71421
5000	0,6	3000	4000
5000	0,5	2500	4330,12702
5000	0,4	2000	4582,57569
5000	0,3	1500	4769,69601
5000	0,2	1000	4898,97949
5000	0,1	500	4974,93719
5000	0	0	5000

La tabla 5 presenta la potencia activa y la potencia reactiva inyectada a red, así mismo su factor de potencia, potencia aparente y para el análisis el error del seguimiento de corriente y la distorsión armónica total.

Tabla 5. Potencia inyectada a la red escenario 2

Potencia Aparente [VA]	Factor de potencia	Potencia Activa[W]	Potencia Reactiva[Var]	Error	TDD %
4999,6268	0,03808284	190,4	-4996	0,5291	0,1304
5001,69719	0,13777323	689,1	-4954	0,5284	0,1657
5003,59041	0,23702979	1186	-4861	0,5272	0,201
5005,69536	0,33581748	1681	-4715	0,5254	0,2484
5007,53402	0,43414583	2174	-4511	0,523	0,2706
5009,66955	0,53197122	2665	-4242	0,5191	0,327
5011,23079	0,62918675	3153	-3895	0,5161	0,3693
5010,98394	0,72600512	3638	-3446	0,517	0,42427
5013,16317	0,82143746	4118	-2859	0,5115	0,4809
5015,63396	0,91513855	4590	-2022	0,5032	0,5475
5018,97902	0,99940645	5016	172,9	0,4823	0,7381
5015,25074	0,88490092	4438	2336	0,467	0,9161
5006,53103	0,77758431	3893	3148	0,5085	1,011
5006,43506	0,6723347	3366	3706	0,5289	1,094
5006,39151	0,5692723	2850	4116	0,5275	1,154
5008,63944	0,46659378	2337	4430	0,5317	1,148
5004,67432	0,36006339	1802	4669	0,5985	1,095
4991,39069	0,25223431	1259	4830	0,689	1,054
4987,88386	0,14793849	737,9	4933	0,7342	1,046
4988,49595	0,04692797	234,1	4983	0,7391	1,055
4989,62818	-0,05152689	-257,1	4983	0,7158	1,058

Para este caso, el sistema aun no presenta dificultades para inyectar a la red la potencia que se desea sin que se distorsione la corriente. En la tabla 5 se pueden observar los valores de error de corriente y distorsión armónica de corriente que ocurren para 5000VA.

En la figura 6.13 y figura 6.14 se presenta el error comparando con potencia activa y reactiva y así mismo la distorsión armónica de corriente, donde se refleja que la TDD no sobrepasa el 1,15% y el error de corriente oscila entre 0.45 y 0.74 siendo

notable que para este caso de 5000VA el sistema trabaja en buenas condiciones. Comparado con el caso anterior, la TDD es menor y el error aumenta muy poco.

Figura 6.13. TDD Vs P&Q.

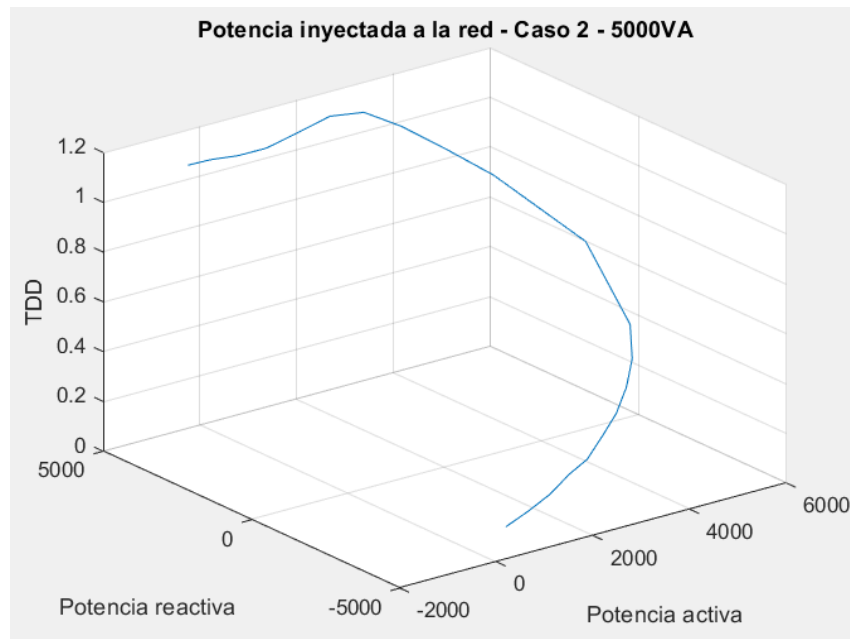
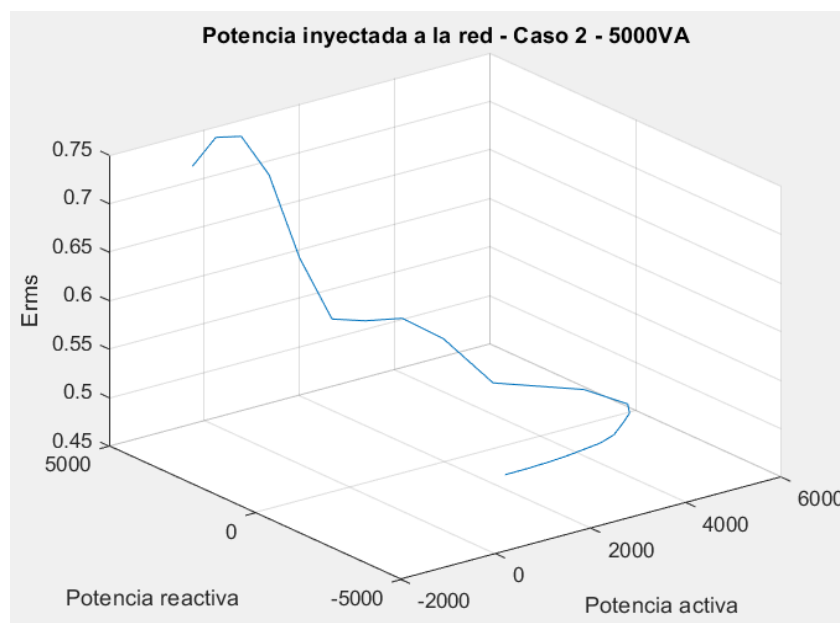


Figura 6.14. Error rms Vs P&Q



En las figuras 6.15 y 6.16 se presenta la gráfica de factor de potencia con respecto al valor eficaz del error de corriente y con respecto a la TDD. El error aumenta levemente con factor de potencia en adelanto, variando entre 0.48 y 0.53 y la TDD disminuye desde 0.73 hasta 0.13, siendo este caso uno de los mejores para inyectar esta potencia a la red. Con factor de potencia en atraso el error aumenta entre 0.46 y 0.74y la TDD aumenta de 0.9 hasta 1.15, entonces el error no se ve muy afectado y la distorsión no sobrepasa prácticamente el 1.15%. Este resultado es muy bueno ya que los valores de error no llegan al valor de 1 y la distorsión es menos al 5%.

Figura 6.15. Factor de potencia Vs Error rms.

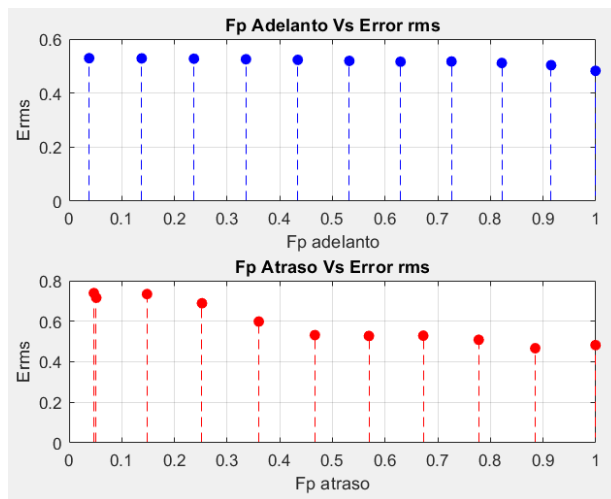
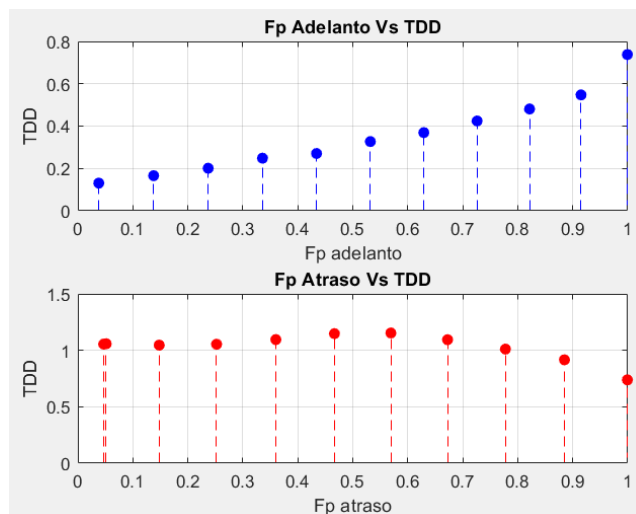


Figura 6.16. Factor de potencia Vs TDD.



A continuación, se presentan gráficas de la corriente de referencia y la corriente inyectada para factores de potencia de 1, 0.5 en adelante y 0.5 en atraso, con el fin de observar el comportamiento del sistema.

**S=5000VA, FP=1**

En la figura 6.17 se observa que la corriente sigue correctamente la corriente de referencia generada y en la figura 6.18 se presenta la potencia inyectada a la red, obteniéndose una potencia activa de 5016 [W] y una potencia reactiva de 172.9 [VAR].

Figura 6.17. Corriente de referencia y el seguimiento de la corriente del sistema.

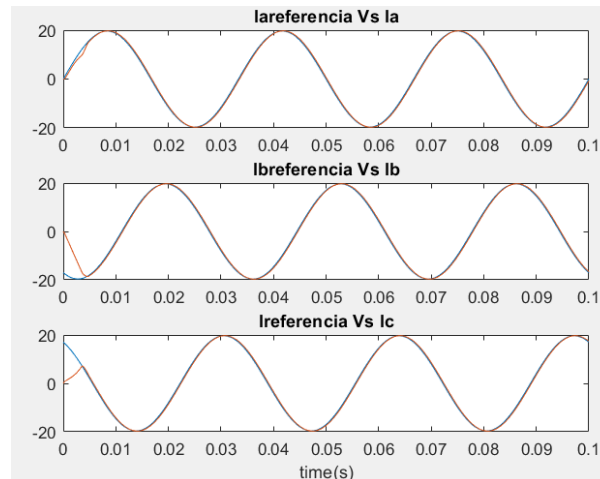
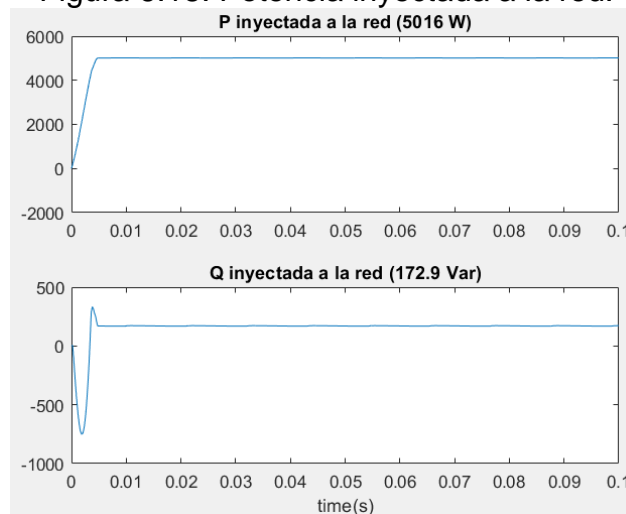


Figura 6.18. Potencia inyectada a la red.



**S=5000VA, FP=0.5 ADELANTO**

En la figura 6.19 se observa que la corriente sigue la corriente de referencia generada con estos valores de potencia y en la figura 6.20 se presenta la potencia inyectada a la red, teniendo una potencia activa 2665 [W] y una potencia reactiva de -4242 [VAR].

Figura 6.19. Corriente de referencia y el seguimiento de la corriente del sistema.

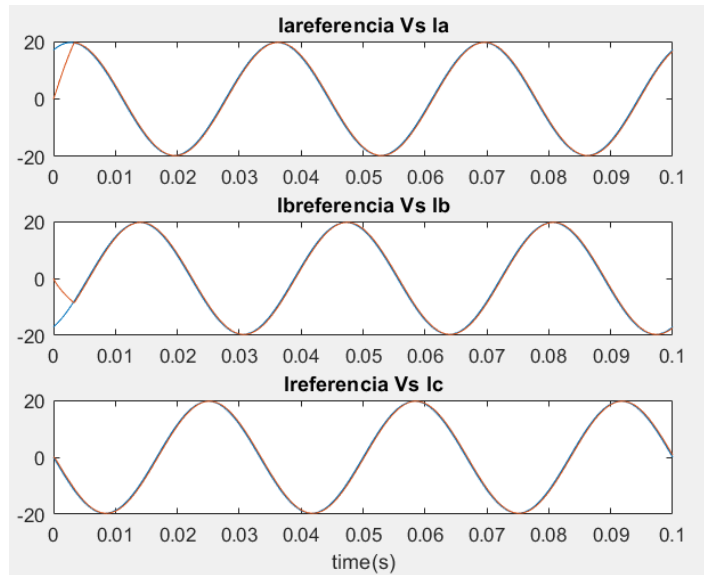
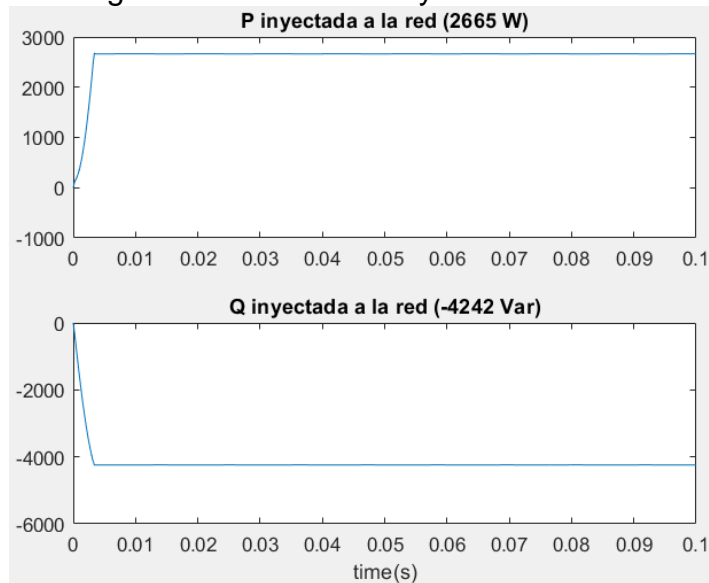


Figura 6.20. Potencia inyectada a la red.



### S=5000VA, FP=0.5 ATRASO

En la figura 6.21 se observa que la corriente sigue la corriente de referencia generada con estos valores de potencia y en la figura 6.22 se presenta la potencia inyectada a la red, con una potencia activa 2337 [W] y una potencia reactiva de 4430 [VAR].

Figura 6.21. Corriente de referencia y el seguimiento de la corriente del sistema.

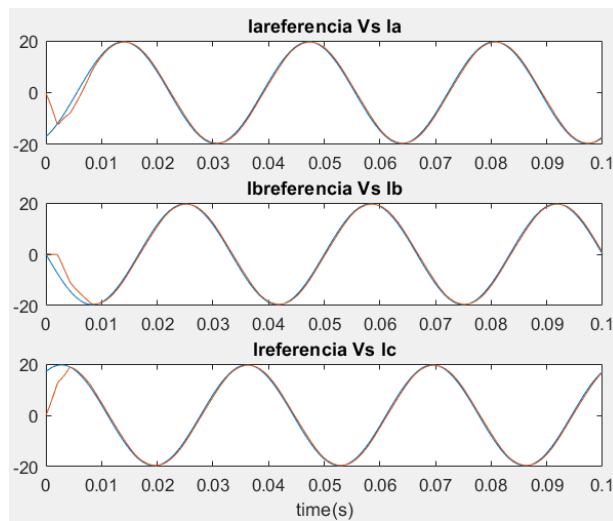
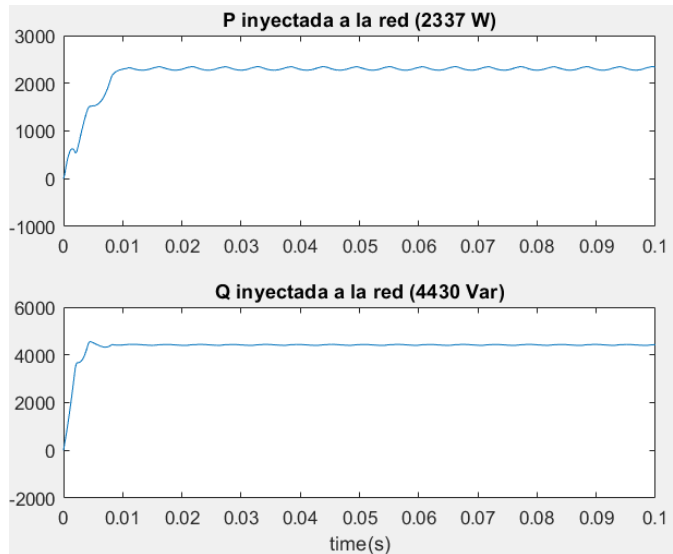


Figura 6.22. Potencia inyectada a la red.



De estos tres casos con factor de potencia unitario, 0.5 en adelanto y 0.5 en atraso se ve que el sistema logra inyectar a la red la potencia deseada y que no se presentan inconvenientes con la corriente al presentar este escenario de operación de 5000VA, siendo este el mejor escenario de operación ya que presenta la menor distorsión y el error de corriente es pequeño.

### **ESCENARIO DE OPERACION 3: S=7500 VA**

En este caso se consideró la inyección de una potencia aparente fija de 7500 [VA], realizando la variación de potencia activa y reactiva mediante pasos de 0.1 en el factor de potencia tanto en atraso como en adelanto. La tabla 6 presenta los valores de referencia para la potencia activa y reactiva según el factor de potencia considerado.

Tabla 6. Potencia – Generación señales de referencia escenario 3

Potencia Aparente [VA]	Factor de potencia	Potencia Activa [W]	Potencia Reactiva [VAR]
7500	0	0	-7500
7500	0,1	750	-7462,40578
7500	0,2	1500	-7348,46923
7500	0,3	2250	-7154,54401
7500	0,4	3000	-6873,86354
7500	0,5	3750	-6495,19053
7500	0,6	4500	-6000
7500	0,7	5250	-5356,07132
7500	0,8	6000	-4500
7500	0,9	6750	-3269,17421
7500	1	7500	0
7500	0,9	6750	3269,17421
7500	0,8	6000	4500
7500	0,7	5250	5356,07132
7500	0,6	4500	6000
7500	0,5	3750	6495,19053
7500	0,4	3000	6873,86354
7500	0,3	2250	7154,54401

7500	0,2	1500	7348,46923
7500	0,1	750	7462,40578
7500	0	0	7500

La tabla 7 presenta la potencia activa y la potencia reactiva inyectada a la red, así mismo su factor de potencia, potencia aparente y para el análisis el error del seguimiento de corriente y la distorsión armónica total.

Tabla 7. Potencia inyectada a la red escenario 3

Potencia Aparente [VA]	Factor de potencia	Potencia Activa [W]	Potencia Reactiva [VAR]	Error	TDD %
7498,06303	0,03674282	275,5	-7493	0,7656	0,02299
7500,09527	0,13639827	1023	-7430	0,7649	0,08759
7502,5357	0,23578695	1769	-7291	0,7636	0,123
7504,55229	0,33459691	2511	-7072	0,7618	0,1588
7504,71165	0,43319453	3251	-6764	0,7611	0,1928
7505,53462	0,531208	3987	-6359	0,7598	0,2371
7508,1503	0,62865017	4720	-5839	0,7574	0,2929
7509,90739	0,72530854	5447	-5170	0,7532	0,3416
7511,81802	0,82097303	6167	-4289	0,7475	0,3835
7513,78946	0,91485129	6874	-3034	0,739	0,4479
7508,57942	0,99939011	7504	262,2	0,7284	0,629
7110,60237	0,86195229	6129	3605	1,962	1,88
6277,79651	0,6454494	4052	4795	5,473	5,06
6152,55207	0,41023627	2524	5611	7,605	6,95
6345,44128	0,20171962	1280	6215	8,963	8,054
6665,7917	0,03372443	224,8	6662	9,803	8,641
6797,13035	-0,10296992	-699,9	6761	10,28	8,878
6484,89452	-0,23454506	-1521	6304	10,74	8,895
6307,62626	-0,35782082	-2257	5890	11,2	8,769
6246,71978	-0,468726	-2928	5518	11,56	8,564
6271,55563	-0,56397491	-3537	5179	11,75	8,305

En este caso el sistema inicia a presentar dificultades para inyectar a la red la potencia que se demanda, distorsionando la corriente. En la tabla 8 se pueden observar los valores de error de corriente y distorsión armónica de corriente que ocurren para 7500VA.

En la figura 6.23 y figura 6.24 se presenta la TDD y el valor rms del error comparado con la potencia activa y reactiva, donde se refleja que la TDD sobrepasa el valor de 5% exigido por la norma IEEE 519 y llega al valor de 8.9% y el error de corriente oscila entre 0.7656 y 11.75 siendo notable que para este caso de 7500VA, el error aumenta y la TDD igualmente principalmente para valores de factor de potencia en atraso.

Figura 6.23. TDD Vs P&Q.

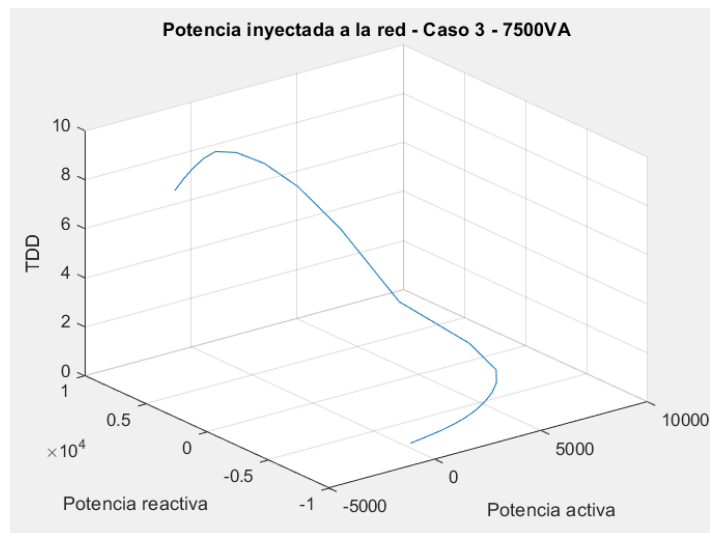
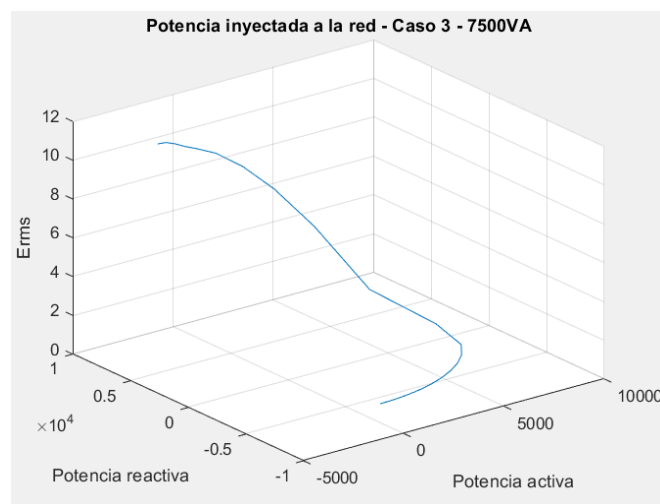


Figura 6.24. Error rms Vs P&Q



En las figuras 6.25 y 6.26 se presenta la gráfica de factor de potencia con respecto al valor eficaz del error de corriente y con respecto a la TDD. El error aumenta levemente con factor de potencia en adelanto, variando entre 0.76 y 0.77 y la TDD disminuye desde 0.45 hasta 0.02 dando como resultado que, para factores de potencia en adelanto, la TDD se reduce bastante. Con factor de potencia en atraso el error aumenta entre 1.9 hasta 11.75 y la TDD aumenta de 1.88 hasta 8.9, entonces el error es bastante elevado y con respecto a la THD ocurre lo mismo, aumenta drásticamente.

Figura. 6.25. Factor de potencia Vs Error rms.

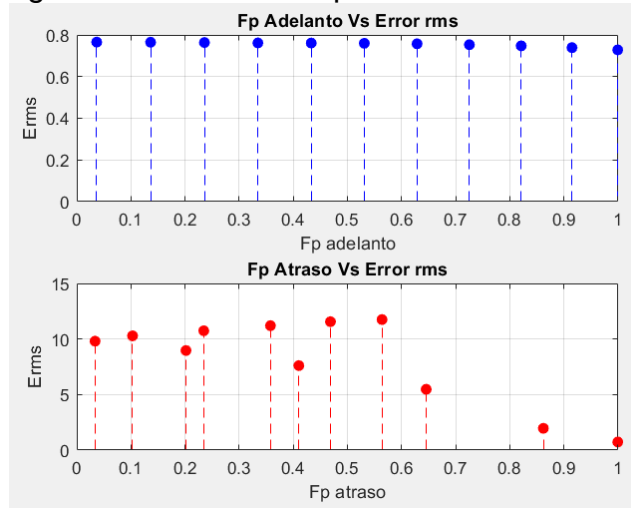
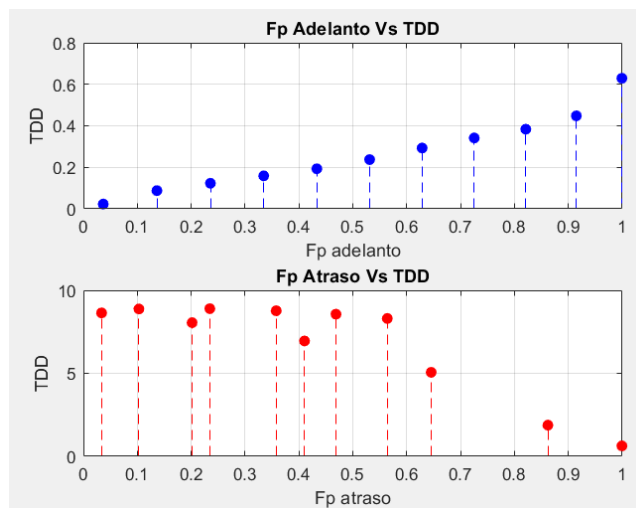


Figura 6.26. Factor de potencia Vs TDD.



A continuación, se presentan gráficas de la corriente de referencia y la corriente inyectada para factores de potencia de 1, 0.5 en adelante y 0.5 en atraso, con el fin de observar el comportamiento del sistema.

**S=7500VA, FP=1**

En la figura 6.27 se observa que la corriente sigue la corriente de referencia generada con estos valores de potencia y en la figura 6.28 se presenta la potencia inyectada a la red, obteniendo una potencia activa de 7504 [W] y una potencia reactiva 262.2 [Var].

Figura 6.27. Corriente de referencia y el seguimiento de la corriente del sistema.

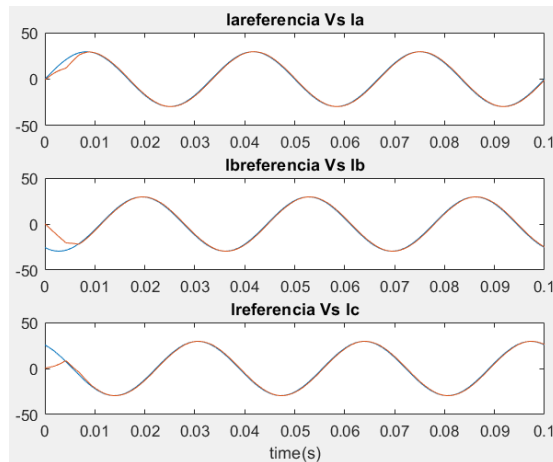
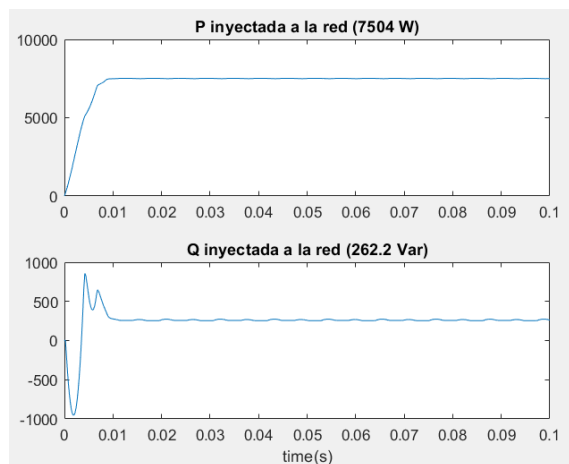


Figura 6.28. Potencia inyectada a la red.



**S=7500VA, FP=0.5 ADELANTO**

En la figura 6.29 se observa que la corriente sigue la corriente de referencia generada con estos valores de potencia y en la figura 6.30 se presenta la potencia inyectada a la red, con una potencia activa de 3987 [W] y una potencia reactiva de -6359 [Var].

Figura 6.29. Corriente de referencia y el seguimiento de la corriente del sistema.

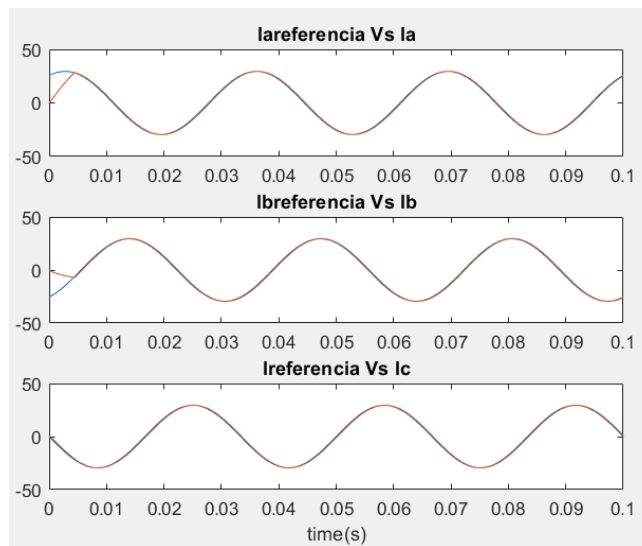
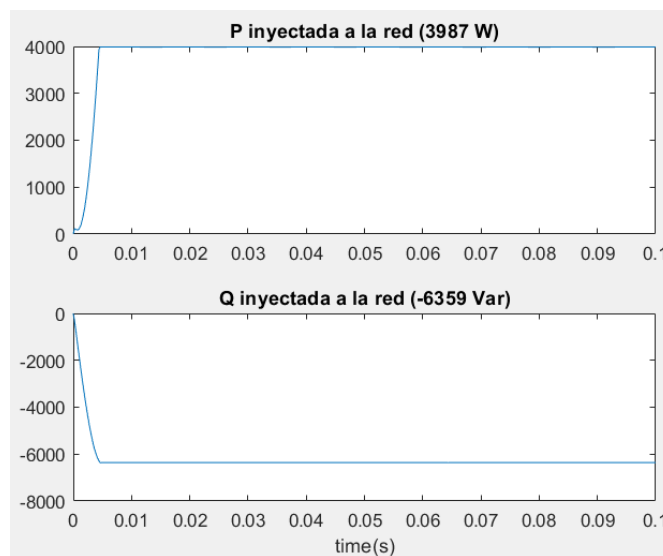


Figura 6.30. Potencia inyectada a la red.



**S=7500VA, FP=0.5 ATRASO**

En la figura 6.31 se observa que en este caso la corriente no sigue correctamente la corriente de referencia y en la figura 6.32 se presenta la potencia inyectada a la red, obteniéndose una potencia activa 224.8 [W] y una potencia reactiva 6662 [Var], lo cual no coincide con las consignas de referencia.

Figura 6.31. Corriente de referencia y el seguimiento de la corriente del sistema.

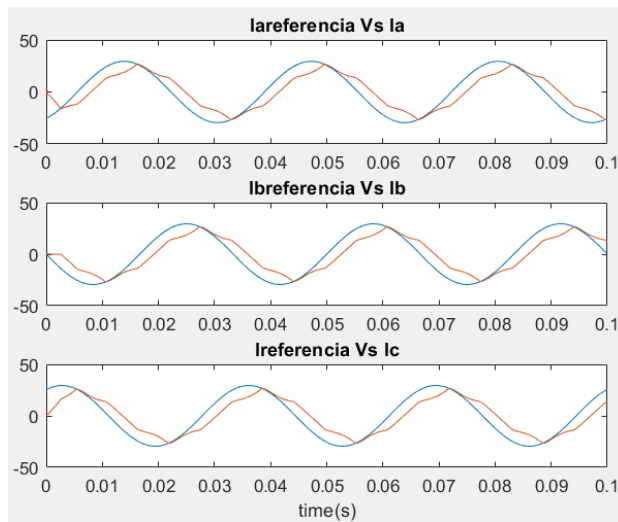
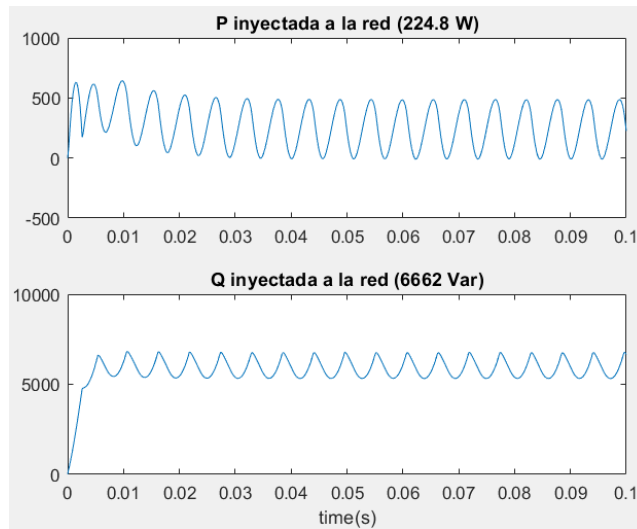


Figura 6.32. Potencia inyectada a la red.



De estos tres casos con factor de potencia unitario, 0.5 en adelanto y 0.5 en atraso, se observa que para el factor de potencia en adelanto no se presentan problemas para inyectar la potencia a la red, el problema ocurre cuando el factor de potencia está en atraso porque la TDD se eleva y el error de corriente aumenta considerablemente, siendo este un caso especial ya que la corriente inicia a distorsionarse con factor de potencia en atraso, por lo que inversor no es capaz de seguir la referencia. En la figura 5.42 donde se muestra la potencia activa y reactiva inyectada a la red, se vé como la potencia oscila debido al error de seguimiento.

#### **ESCENARIO DE OPERACION 4: S=10000 VA**

En este caso se consideró la inyección de una potencia aparente fija de 10000 [VA], realizando la variación de potencia activa y reactiva mediante pasos de 0.1 en el factor de potencia tanto en atraso como en adelanto. La tabla 8 presenta los valores de referencia para la potencia activa y reactiva según el factor de potencia considerado.

Tabla 8. Potencia – Generación señales de referencia escenario 4

Potencia Aparente [VA]	Factor de potencia	Potencia Activa [W]	Potencia Reactiva [Var]
10000	0	0	-10000
10000	0,1	1000	-9949,87437
10000	0,2	2000	-9797,95897
10000	0,3	3000	-9539,39201
10000	0,4	4000	-9165,15139
10000	0,5	5000	-8660,25404
10000	0,6	6000	-8000
10000	0,7	7000	-7141,42843
10000	0,8	8000	-6000
10000	0,9	9000	-4358,89894
10000	1	10000	0
10000	0,9	9000	4358,89894
10000	0,8	8000	6000
10000	0,7	7000	7141,42843
10000	0,6	6000	8000

10000	0,5	5000	8660,25404
10000	0,4	4000	9165,15139
10000	0,3	3000	9539,39201
10000	0,2	2000	9797,95897
10000	0,1	1000	9949,87437
10000	0	0	10000

La tabla 9 presenta la potencia activa y la potencia reactiva inyectada a red, así mismo su factor de potencia, potencia aparente y para el análisis el error del seguimiento de corriente y la distorsión armónica total.

Tabla 9. Potencia inyectada a la red escenario 4

Potencia Aparente [VA]	Factor de potencia	Potencia Activa [W]	Potencia Reactiva [VAR]	Error	TDD %
9997,50536	0,036069	360,6	-9991	1,002	0,138
9999,64064	0,13580488	1358	-9907	1,001	0,1457
10001,4871	0,23516503	2352	-9721	1	0,1767
9999,97945	0,33420069	3342	-9425	1,001	0,1812
10001,8935	0,43271807	4328	-9017	0,9993	0,2163
12914,2557	0,75420529	5310	-8480	0,9959	0,2585
10005,9993	0,62822311	6286	-7785	0,9938	0,2924
10008,8347	0,72495952	7256	-6894	0,9895	0,3111
10010,4754	0,82074024	8216	-5719	0,9837	0,3677
10012,8616	0,91472352	9159	-4046	0,9751	0,4417
9768,64147	0,99706802	9740	747,5	2,198	1,628
6291,17239	0,61657824	3879	4953	14,32	8,448
6565,7567	0,21992895	1444	6405	18,25	9,634
7004,31834	-0,03896168	-272,9	6999	20,21	9,841
6466,00418	-0,2510051	-1623	6259	21,72	9,6
6248,22551	-0,43996491	-2749	5611	23,13	9,244
6300,19841	-0,5936321	-3740	5070	24,32	8,809
6504,73989	-0,71025131	-4620	4579	25,26	8,381
6805,37354	-0,79569475	-5415	4122	25,94	7,978
7182,9148	-0,85578072	-6147	3716	26,34	7,609
7631,29878	-0,89945371	-6864	3335	26,58	7,284

Este caso es crítico, el sistema presenta algunas dificultades para inyectar a la red la potencia que se pide, distorsionando la corriente. En la tabla 10 se pueden

observar los valores de error de corriente y distorsión armónica de corriente que ocurren para 10000VA.

En la figura 6.33 y figura 6.34 se presenta la TDD y el error con respecto a las potencias activa y reactiva, donde se refleja que la TDD sobrepasa el valor de 5% exigido por la norma IEEE 519 y llega al valor de 9.9% y el error de corriente oscila entre 1 y 26.6 siendo notable que para este caso de 10000VA el sistema se exige notoriamente para inyectar las potencias establecidas, el error aumenta y la TDD igualmente resulta en valores grandes.

Figura 6.33. TDD Vs P&Q.

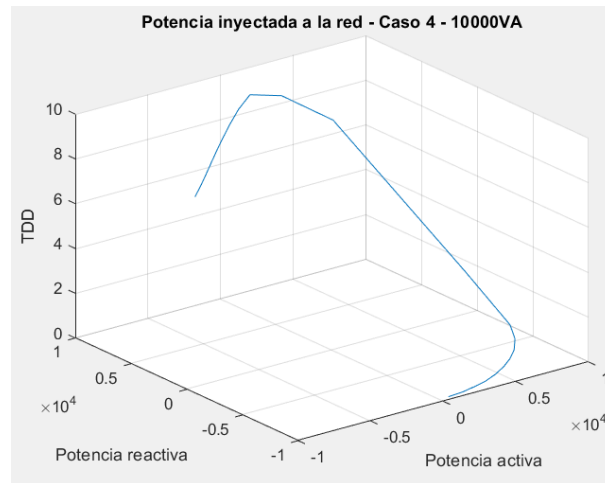
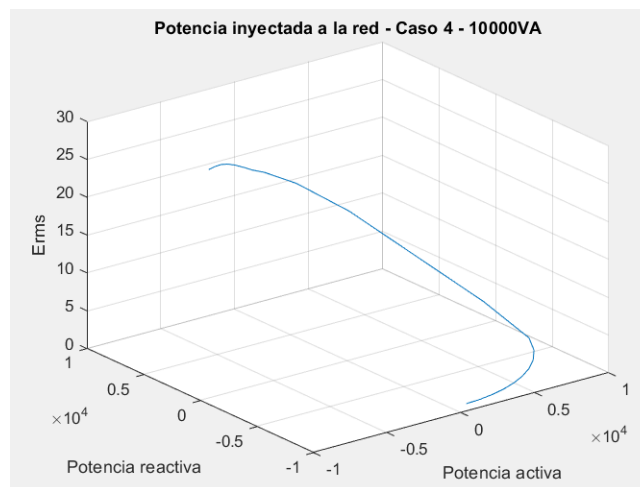


Figura 6.34. Error rms Vs P&Q



En las figuras 6.35 y 6.36 se presenta la gráfica de factor de potencia con respecto al valor rms del error de corriente y con respecto a la TDD. El error aumenta levemente con factor de potencia en adelanto, variando entre 0.97 y 1 y la TDD disminuye desde 0.43 hasta 0.13 dando como resultado que en factor de potencia en adelanto la TDD se reduce bastante. Con factor de potencia en atraso el error aumenta entre 2 hasta 26.58 y la TDD aumenta de 1.6 hasta 9.9, dando como resultado que el factor de potencia en atraso aumenta tanto el error de corriente como la TDD.

Figura 6.35. Factor de potencia Vs Error rms.

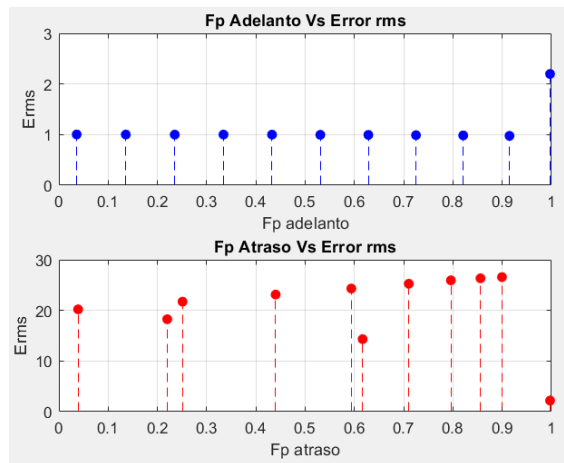
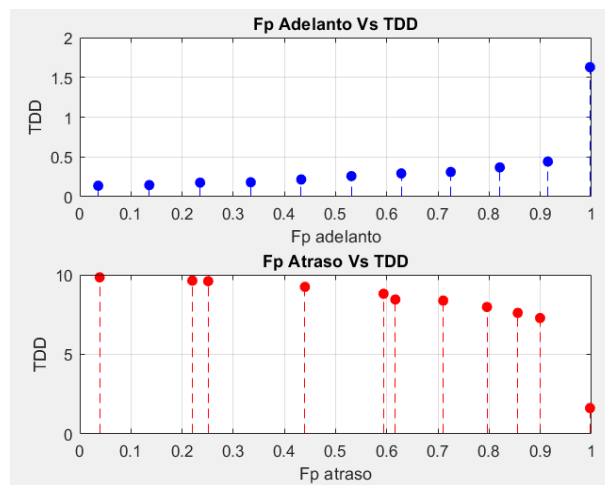


Figura 6.36. Factor de potencia Vs TDD.



**S=10000VA, FP=1**

En la figura 6.37 se observa que la corriente sigue la corriente de referencia generada con estos valores de potencia y en la figura 6.38 se presenta la potencia inyectada a la red, obteniéndose una potencia activa de 9740 [W] y una potencia reactiva de 747.5 [Var].

Figura 6.37. Corriente de referencia y el seguimiento de la corriente del sistema.

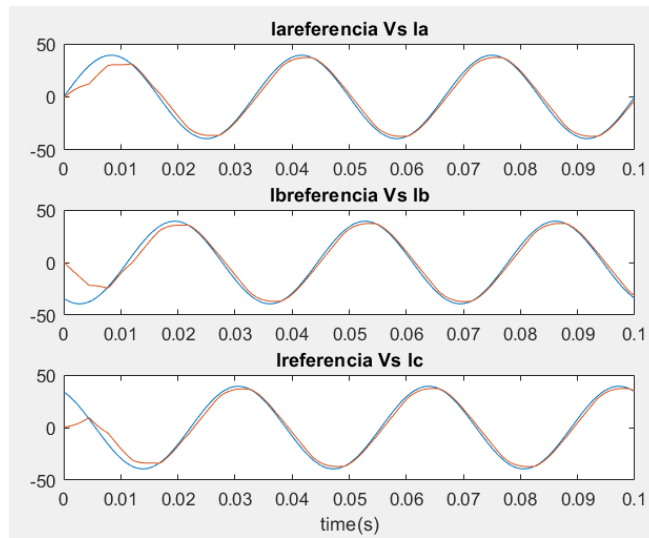
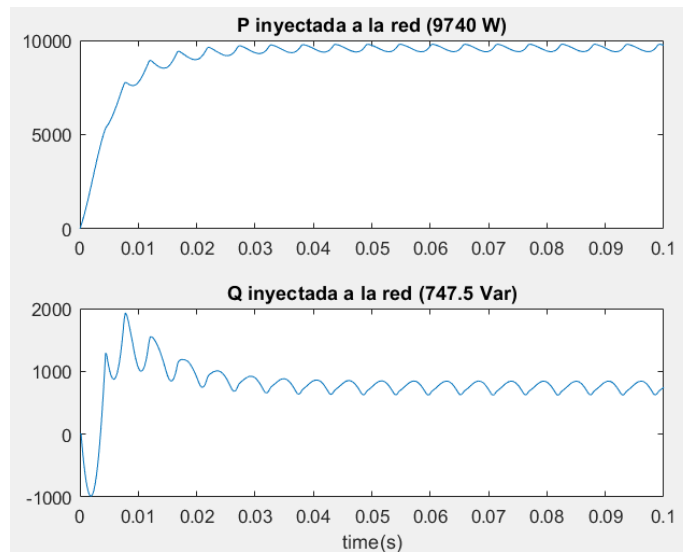


Figura 6.38. Potencia inyectada a la red.



**S=10000VA, FP=0.5 ADELANTO**

En la figura 6.39 se observa que la corriente sigue la corriente de referencia generada con estos valores de potencia y en la figura 6.40 se presenta la potencia inyectada a la red, potencia activa de 5310 [W] y potencia reactiva de -8480 [Var].

Figura 6.39. Corriente de referencia y el seguimiento de la corriente del sistema.

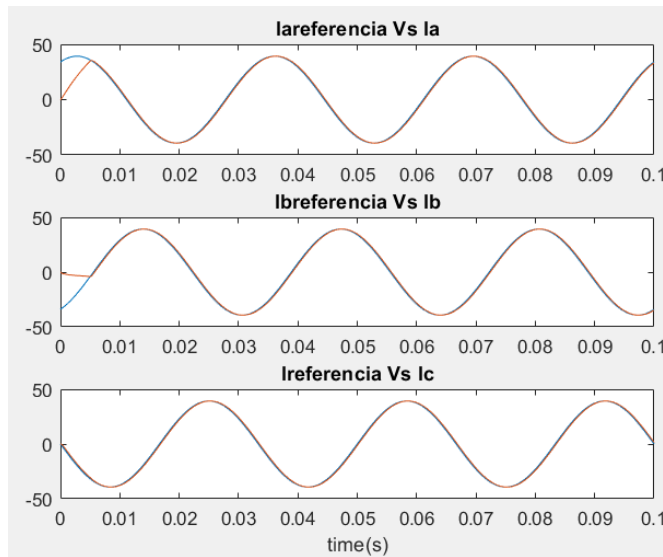
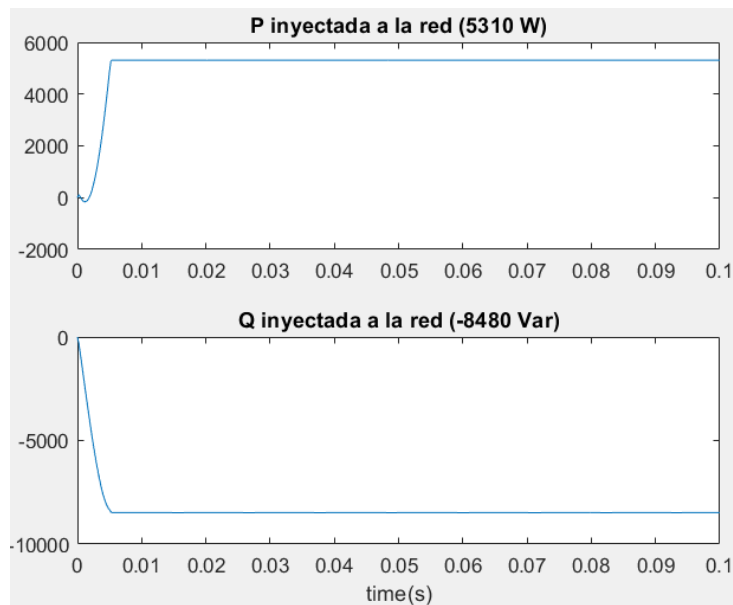


Figura 6.40. Potencia inyectada a la red.



### **S=10000VA, FP=0.5 ATRASO**

En la figura 6.41 se observa que la corriente no sigue correctamente la corriente de referencia generada y en la figura 6.42 se presenta la potencia inyectada a la red, obteniéndose una potencia -2749 [W] y una potencia reactiva de 5611 [Var], los cuales no siguen las consignas estipuladas y además oscilan debido al error en el seguimiento de la referencia.

Figura 6.41. Corriente de referencia y el seguimiento de la corriente del sistema.

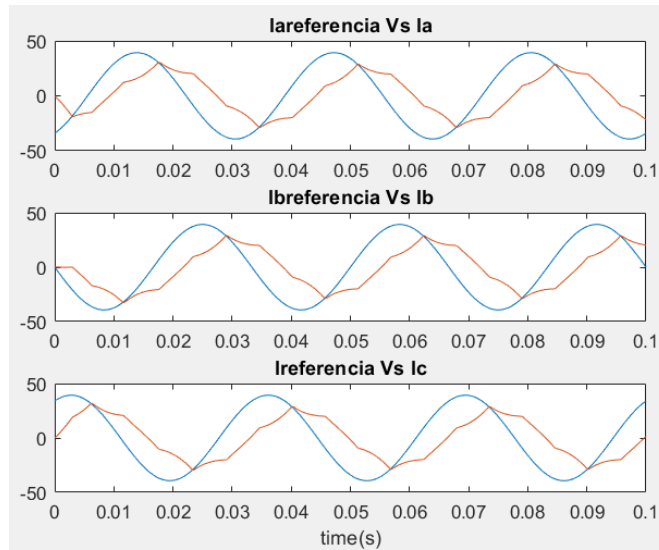
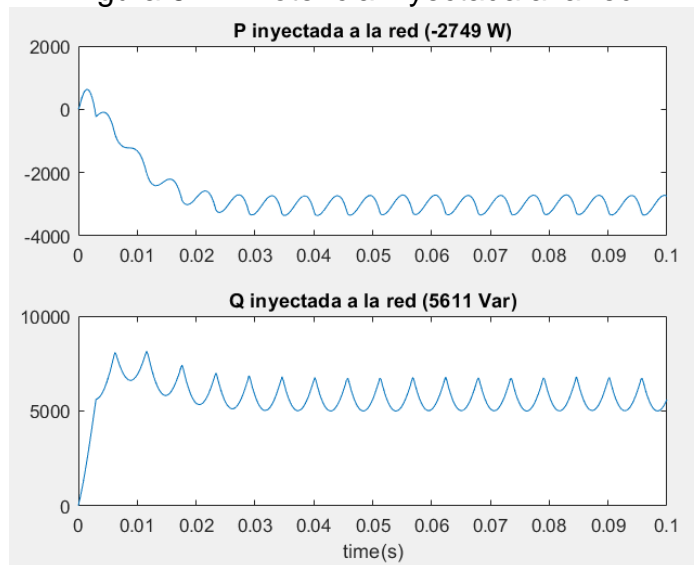


Figura 6.42. Potencia inyectada a la red.



De estos tres casos con factor de potencia unitario, 0.5 en adelanto y 0.5 en atraso, se observa que para el factor de potencia en adelanto no se presentan problemas para inyectar la potencia a la red, el problema ocurre cuando el factor de potencia está en atraso porque la TDD se eleva notablemente y el error de corriente aumenta considerablemente, siendo este el caso más crítico. Esto permite determinar que en 10000VA es mejor trabajar con factor de potencia en adelanto o unitario. En la figura 6.51 y figura 6.52 se observa cómo se distorsiona la corriente para un factor de potencia de 0.5 en atraso y como la potencia oscila varias veces ya que no logra inyectar lo deseado a la red.

### **ESCENARIO DE OPERACION 5: P=10000 W**

En este escenario la potencia activa es constante y se varía consigna de potencia reactiva. En la tabla 10 se presentan los resultados obtenidos para este valor de potencia activa constante, se tiene la consigna de potencia reactiva, las potencias activas y reactiva inyectadas a la red, y para el análisis la distorsión armónica total y el error de seguimiento de la corriente.

Tabla 10. Potencias inyectadas a la red, TDD y error, escenario 5

<b>Qint [Var]</b>	<b>Pout [W]</b>	<b>Qout [VAR]</b>	<b>TDD %</b>	<b>Error</b>
10000	-2855	5541	0,09201	37,8
7500	-571,5	6829	0,09857	29,42
5000	2527	5759	0,09359	20,87
2500	6444	3421	0,06549	10,2
0	9740	747,5	0,0168	2,198
-2500	10090	-2155	0,00059	0,9939
-5000	10180	-4649	0,0048	1,095
-7500	10260	-7133	0,00466	1,257
-10000	10350	-9609	0,004462	1,458

En la figura 6.43 se presenta la gráfica de error de seguimiento de corriente con respecto a la potencia reactiva para la generación de las referencias y la figura 6.44 presenta la potencia reactiva inyectada a la red con respecto a la potencia activa inyectada a la red eléctrica.

Figura 6.43. Error Vs Qint.

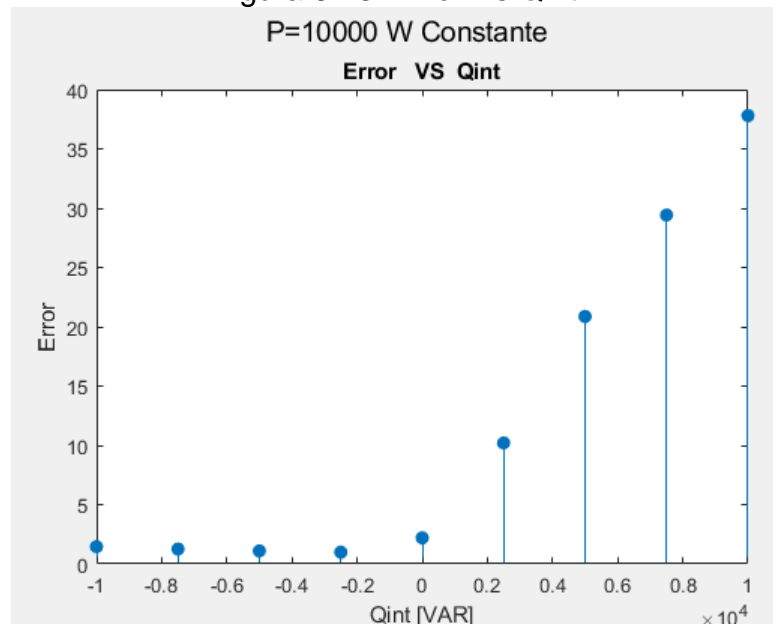
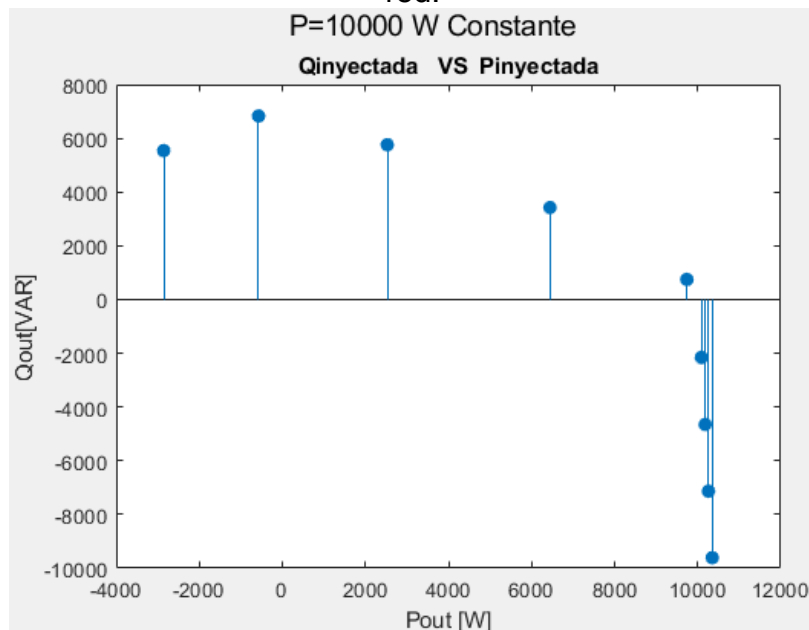


Figura. 6.44. Potencia reactiva inyectada a la red Vs Potencia activa inyectada a la red.



En este caso se observa que el inversor no es capaz de entregar la potencia activa que se está pidiendo, cuando la consigna de potencia reactiva es positiva, pero al contrario si la potencia reactiva es menor o igual cero el inversor podrá entregar tanto la reactiva que le pide como la potencia activa que se desea que en este caso sería 10000 W.

### **ESCENARIO DE OPERACION 6: P=7500 W**

En este escenario la potencia activa es constante y se varía la consigna de potencia reactiva. En la tabla 11 se presentan los resultados obtenidos para este valor de potencia activa constante, se tiene la consigna de potencia reactiva y las potencias activas y reactivas inyectadas a la red, y para el análisis la distorsión armónica total y el error de seguimiento de la corriente.

Tabla 11. Potencias inyectadas a la red, TDD y error, escenario 6

<b>Qint [VAR]</b>	<b>Pout [W]</b>	<b>Qout [VAR]</b>	<b>TDD %</b>	<b>Error</b>
7500	-739,9	6757	0,098	22,98
5000	3172	5374	0,08364	12,07
2500	7270	2851	0,01203	1,166
0	7504	262,2	0,00629	0,7284
-2500	7597	-2240	0,0048	0,771
-5000	7682	-4737	0,0037	0,8882
-7500	7768	-7235	0,0031	1,047

En la figura 6.45 se presenta la gráfica del error de seguimiento de corriente con respecto a la potencia reactiva para la generación de las referencias y la figura 6.46 presenta la potencia reactiva inyectada a la red con respecto a la potencia activa inyectada a la red eléctrica.

Figura. 6.45. Error VS Qint.

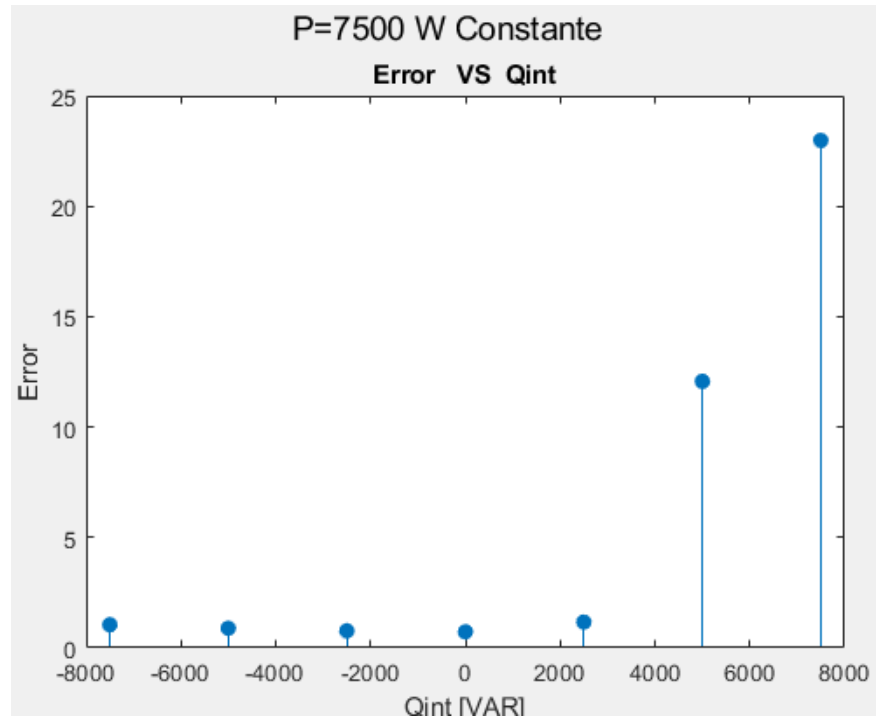
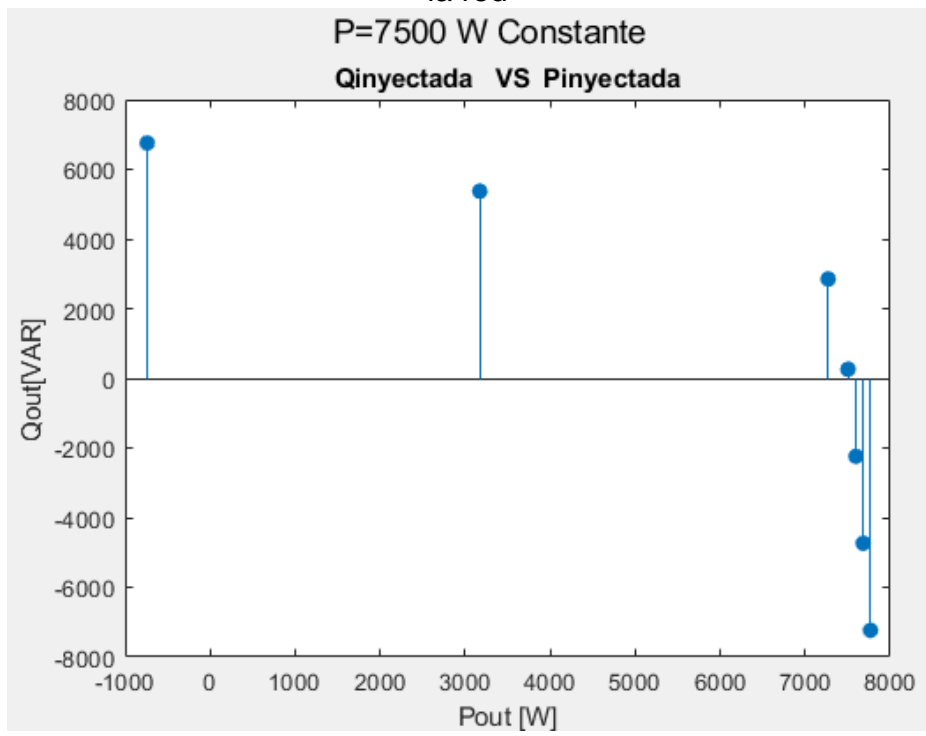


Figura. 6.46. Potencia reactiva inyectada a la red VS Potencia activa inyectada a la red



En este caso como la potencia activa que se pide es menos al caso anterior (7500 W), el inversor es capaz de entregar con FP en atraso hasta un valor de reactiva positiva aproximado de 2500 KVAR, pero si la reactiva es mayor a este valor, el error aumenta notablemente. Como en el caso anterior, para valores menores o iguales a cero del valor de reactiva, el inversor podrá entregar tanto la reactiva que le pide como la potencia activa que se desea, que en este caso sería 7500 W.

### **ESCENARIO DE OPERACION 7: P=5000W**

En este escenario la potencia activa es constante y se varía la consigna de potencia reactiva en la generación. En la tabla 12 se presentan los resultados obtenidos para este valor de potencia activa constante, se tiene la potencia reactiva para la generación y las potencias activas y reactivas inyectadas a la red, y para el análisis la distorsión armónica total y el error de seguimiento de la corriente.

Tabla 12. Potencias inyectadas a la red, TDD y error, escenario 7.

<b>Qint [VAR]</b>	<b>Pout [W]</b>	<b>Qout [VAR]</b>	<b>TDD %</b>	<b>Error</b>
5000	3066	5243	0,05315	5,415
2500	4896	2690	0,009	0,602
1000	4982	1172	0,0081	0,4798
0	5016	172,9	0,0074	0,4823
-1000	5049	-826,8	0,006426	0,5
-2500	5100	-2325	0,005	0,5594
-5000	5185	-4823	0,0035	0,7123

En la figura 6.47 se presenta la gráfica del error de seguimiento de corriente con respecto a la potencia reactiva para la generación de las referencias y la figura 6.48 presenta la potencia reactiva inyectada a la red con respecto a la potencia activa inyectada a la red eléctrica.

Figura. 6.47. Error Vs Qint.

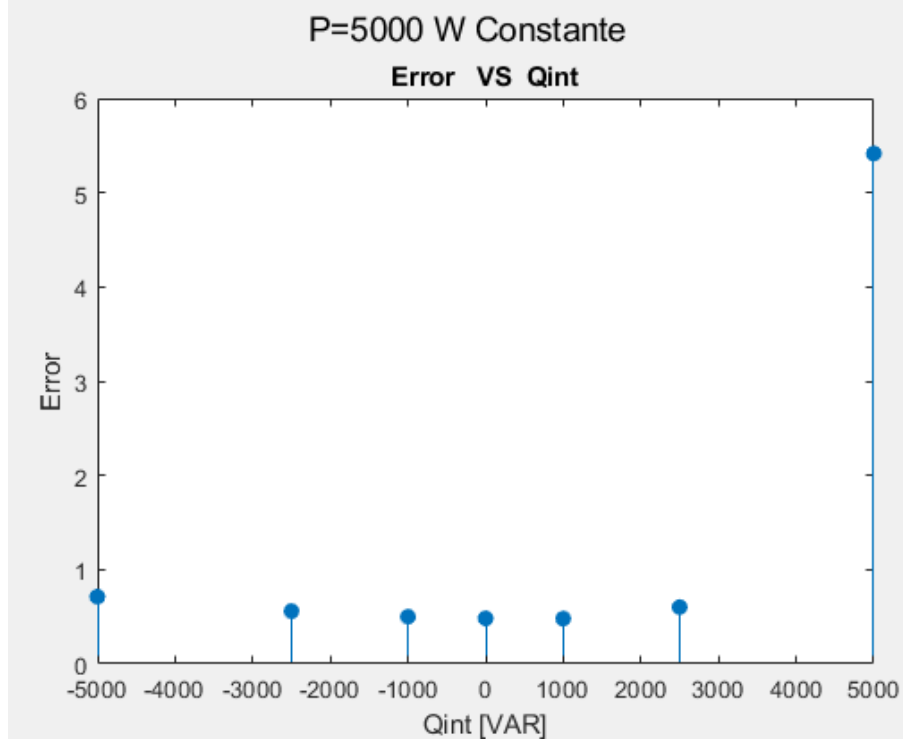
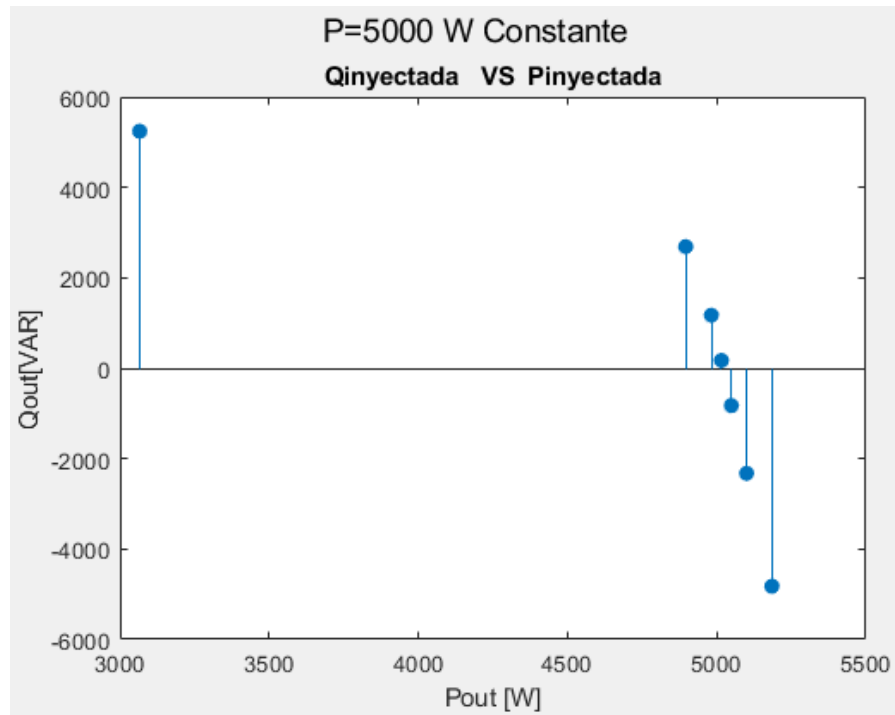


Figura. 6.48. Potencia reactiva inyectada a la red VS Potencia activa inyectada a la red.



En este caso los resultados son muy similares al anterior, sólo que la potencia activa que se pide es de 5000 W.

### **ESCENARIO DE OPERACION 8: P=2500 W**

En este escenario la potencia activa es constante y se varía la consigna de potencia reactiva en la generación. En la tabla 13 se presentan los resultados obtenidos para este valor de potencia activa constante, se tiene la potencia reactiva para la generación y las potencias activas y reactivas inyectadas a la red, y para el análisis la distorsión armónica total y el error de seguimiento de la corriente.

Tabla 13. Potencias inyectadas a la red, THD y error, escenario 8.

<b>Qint [VAR]</b>	<b>Pout [W]</b>	<b>Qout [VAR]</b>	<b>THD %</b>	<b>Error</b>
2500	2434	2582	0,01216	0,2925
1500	2468	1583	0,01297	0,2472
500	2502	584	0,01287	0,2335
0	2519	84,57	0,01223	0,2407
-500	2536	-414,9	0,01112	0,2566
-1500	2570	-1414	0,008576	0,3084
-2500	2603	-2414	0,0062	0,3729

En la figura 6.49 se presenta la gráfica del error de seguimiento de corriente con respecto a la potencia reactiva para la generación de las referencias y la figura 6.50 presenta la potencia reactiva inyectada a la red con respecto a la potencia activa inyectada a la red eléctrica.

Figura. 6.49. Error vs Qint

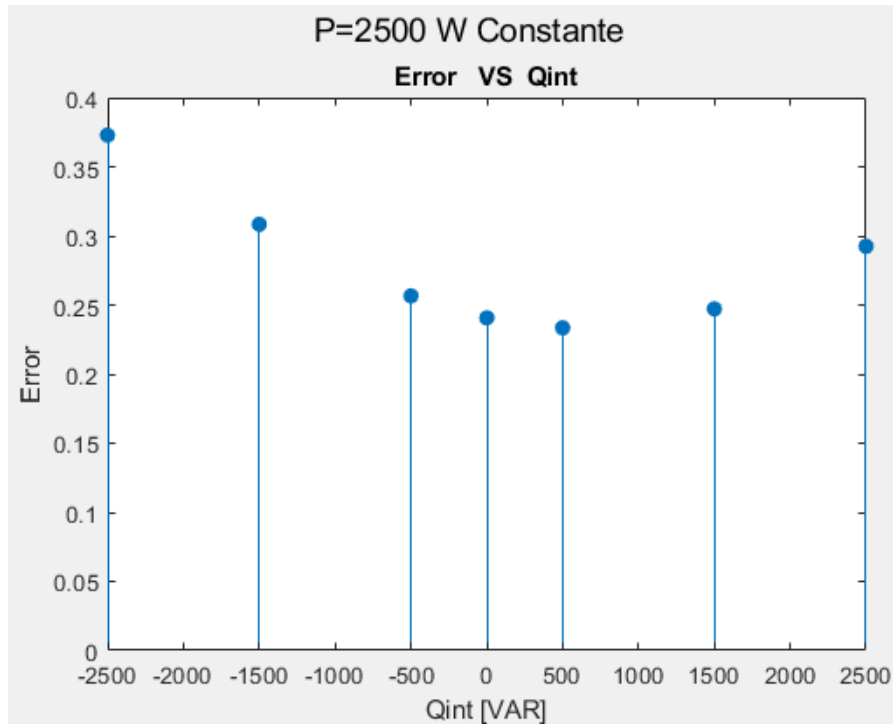
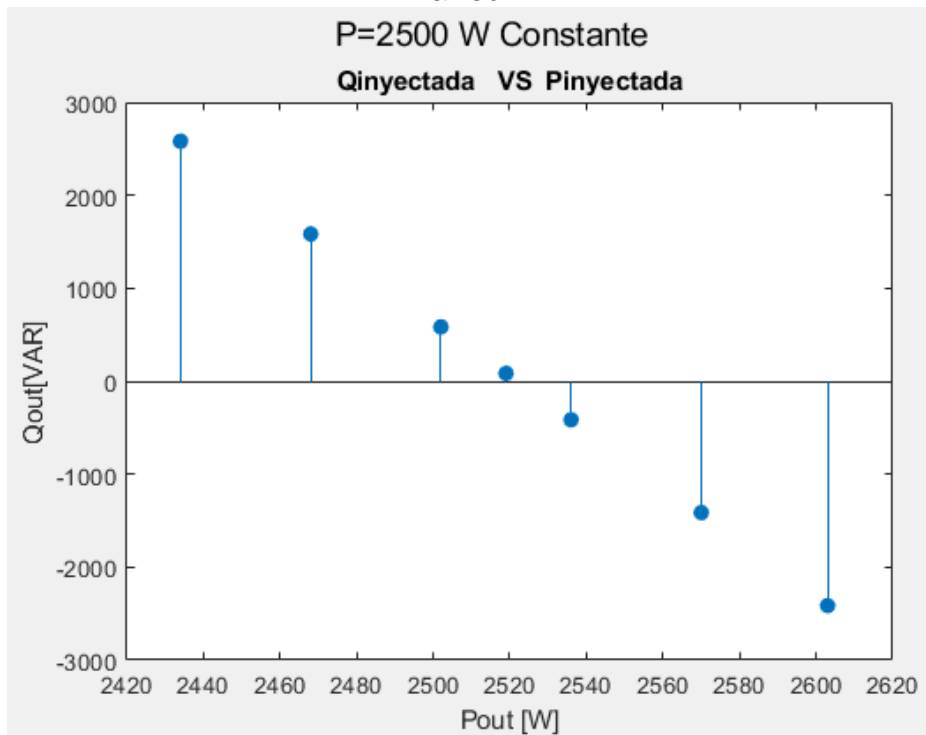


Figura. 6.50. Potencia reactiva inyectada a la red VS Potencia activa inyectada a la red.



En este último caso se observó que para una potencia activa menor o igual a 2500 W y variando la potencia reactiva, el error no va superar el 0.4, lo que indica que el inversor va a trabajar correctamente siguiendo la corriente de referencia y va a entregar una potencia activa alrededor de los 2500W, sin importar el signo de la potencia reactiva.

## 7. CONCLUSIONES

- De acuerdo con las simulaciones y el análisis realizado mediante los datos obtenidos, se determina que el sistema fotovoltaico conectado a la red opera mejor al considerar factor de potencia en adelanto o unitario, el cual hace que no se distorsione la corriente dentro de los casos analizados y el error de seguimiento de la corriente de referencia no es alto, así como la distorsión armónica total no pasa el 5% que es el valor establecido según la norma IEEE 519 de 2014.
- Dentro de los casos planteados considerando una potencia aparente constante, el mejor escenario de operación fue el de 5000VA, donde se presentó menor error de seguimiento de corriente y la distorsión armónica total fue baja para todos los casos, haciendo el sistema más eficiente al inyectar potencia activa y potencia reactiva a la red eléctrica. En los casos donde la potencia activa se estableció constante, el mejor escenario de operación fue el de 2500VA, ya que el error de seguimiento de corriente fue menor del 0.4%. Esto permite concluir que el sistema a bajas potencias trabaja en buenas condiciones inyectando los valores necesarios de potencia reactiva. Al incrementar la potencia reactiva se empieza a llevar el sistema a sus límites y se presentan altos incrementos de distorsión armónica total y el error de seguimiento también llegar a ser de alto valor, ya que la corriente no sigue correctamente la referencia.
- Los controles implementados en lazo abierto (PWM) como en lazo cerrado (*Dead-Beat*) para el seguimiento de las corrientes de referencia presentaron muy buenos resultados. Esta técnica de control hace uso de esta modulación por ancho de pulso, sintetizando las tensiones de salida del controlador *Dead-Beat* para lograr alcanzar que el error de seguimiento de la corriente de referencia sea cero al final del periodo.

- Los errores más altos para el error de seguimiento y la distorsión armónica total se presentaron cuando aumentó la potencia y el factor de potencia estaba en atraso. En estos casos el inversor no siguió correctamente la corriente de referencia, generándose ondas distorsionadas a la salida. Lo anterior se presenta por el desfase entre la onda de corriente inyectada y la tensión en la red. Estos casos delimitan la máxima potencia que puede llegar a entregar el inversor a la red, sin distorsionar la corriente inyectada, colocando un límite máximo a la operación del inversor.

## REFERENCIAS

[1] HASSAINE, Linda. Implementación de un Control Digital de Potencia Activa y Reactiva para Inversores. Aplicación a Sistemas Fotovoltaicos Conectados a Red. [En línea]. Ph.D. dissertation. Universidad Carlos III de Madrid. Leganés. 2010. (Consultado 25 de septiembre de 2018). Disponible: <https://core.ac.uk/download/pdf/30043388.pdf>

[2] MANTILLA VILLALOBOS, María Alejandra; PETIT SUAREZ, Johann Farith y ORDOÑEZ PLATA, Gabriel. Control directo de potencia aplicado a sistemas fotovoltaicos conectados a la red. Revista Facultad de Ingeniería Universidad de Antioquia, N° 72, septiembre. 2014.

[3] QUEZADA NOVOA, Andrés Alberto. Diseño e implementación de inversor fotovoltaico de bajo costo. Tesis de grado (Ingeniero civil electricista). Universidad de Chile, facultad de ciencias físicas y matemáticas, Departamento de ingeniería eléctrica. Santiago de Chile. 2012

[4] S. FRYZE, "Wirk-, blind- und scheinleistung in elektrischen stromkreisen mit nicht-sinusoidalen verlauf von strom and spannung," ETZ, pp. 25-27, 1932.

[5] GONZÁLEZ GALARZA, Raúl; LAGUNAS MENDOZA, Javier y JIMÉNEZ GRAJALES, Humberto Raúl. Sistemas fotovoltaicos Sistemas fotovoltaicos conectados a la red. [En línea]. Boletín IIE, octubre-diciembre del 2003. (Consultado

15 de octubre de 2018). Disponible: <http://ecotec.unam.mx/Ecotec/wp-content/uploads/Sistemas-Fotovoltaicos-conectados-a-la-red.pdf>

[6] SOLZA. Proyectos e instalaciones de energía solar [imagen], La energía solar fotovoltaica, Producción y venta de electricidad. Disponible: <http://www.solza.es/energia.htm>

[7] CHAVARRÍA ROÉ, Javier. Diseño e Implementación de un Inversor Multinivel para Sistemas Fotovoltaicos Conectados a Red. ETSETB, Barcelona, curso 2009 – 2010.

[8] LEONARDO ENERGY. Manual Práctico Energía Fotovoltaica-Manual Práctico de evaluación de una instalación de energía fotovoltaica a pequeña escala. [En línea]. Universidad Politécnica de Madrid, 2002. (Consultado 1 octubre de 2018). Disponible: [http://www.ecosinergies.com/wp-content/uploads/2012/06/images\\_pdfs\\_Manual\\_fotovoltaica\\_es.pdf](http://www.ecosinergies.com/wp-content/uploads/2012/06/images_pdfs_Manual_fotovoltaica_es.pdf)

[9] RASHID, Muhammad H. Electrónica de potencia: Circuitos, dispositivos y aplicaciones, 2 da ed, Prentice hall hispanoamericana, S.A. México. 2001.

[10] TORRES, Carlos Andrés Torres; MURILLO, Duberney y RESTREPO PATIÑO, Carlos. DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE UN INVERSOR TRIFÁSICO. Grupo de Investigación en Electrónica de Potencia UTP. Universidad Tecnológica de Pereira. ISSN 0122-1701. 2008

[11] ORMAECHEA BALLESTEROS, Clara. Análisis comparativo de inversores fotovoltaicos de conexión a red con potencia igual o superior a 100 kW. [En línea]. Tesis de grado. Universidad Carlos III de Madrid. Leganés, 2012. (Consultado 16 de octubre de 2018). Disponible: <https://core.ac.uk/download/pdf/29403429.pdf>

[12] Guillermo A. Vargas Cáceres, Julio C. Gélvez Lizarazo, María A. Mantilla Villalobos, Johann F. Petit Suárez, Active power filters: a comparative analysis of current control techniques, 2010 IEEE ANDESCON, Bogotá, pp. 1-6, 2010.

[13] J. Petit, “Control de filtros activos de potencia para la mitigación de armónicos y mejora del factor de potencia en sistemas desequilibrados,” Tesis doctoral, Universidad Carlos III de Madrid, Leganés, 2009

[14] E. J Bueno Peña, “Optimización del comportamiento de un Convertidor de tres Niveles NPC Conectado a la Red Eléctrica”, Tesis doctoral, universidad de Alcalá, 2005.

## BIBLOGRAFIA

HASSAINE, Linda. Implementación de un Control Digital de Potencia Activa y Reactiva para Inversores. Aplicación a Sistemas Fotovoltaicos Conectados a Red. [En línea]. Ph.D. dissertation. Universidad Carlos III de Madrid. Leganés. 2010. (Consultado 25 de septiembre de 2018).

IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems, The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc. 3 Park Avenue, New York, NY 10016-5997, USA. 2014.

MANTILLA VILLALOBOS, María Alejandra; PETIT SUAREZ, Johann Farith y ORDOÑEZ PLATA, Gabriel. Control directo de potencia aplicado a sistemas fotovoltaicos conectados a la red. Revista Facultad de Ingeniería Universidad de Antioquia, N° 72, septiembre. 2014.

RASHID, Muhammad H. Electrónica de potencia: Circuitos, dispositivos y aplicaciones, 2 da ed, Prentice hall hispanoamericana, S.A. México. 2001.