

**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE CUENCA**

CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

Trabajo de titulación previo a la obtención del título de
INGENIERO ELÉCTRICO

**Proyecto Técnico Investigativo:
“Simulación de un Sistema Fotovoltaico
Residencial con Regulación de Potencia Inyectada
a la Red”**

Autores:
Wilson Vinicio Astudillo Calderón
Oscar Marcelo Lema Galarza

Tutor:
Ing. José Manuel Aller Castro PhD.

Cuenca - Ecuador

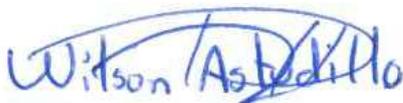
2017

CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR

Nosotros Wilson Vinicio Astudillo Calderón con documento de identificación N° 0105551642 y Oscar Marcelo Lema Galarza con documento de identificación N° 0302084389, manifestamos nuestra voluntad y cedemos a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que somos los autores del trabajo de titulación: “Simulación de un Sistema Fotovoltaico Residencial con Regulación de Potencia Inyectada a la Red”, mismo que ha sido desarrollado para optar por el título de: Ingeniero Eléctrico, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

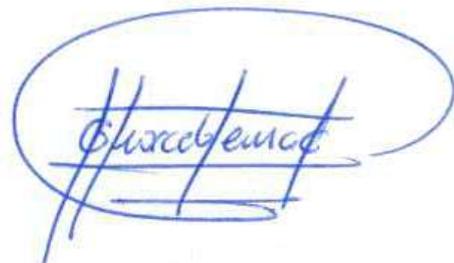
En aplicación a lo determinado en la Ley de Propiedad Intelectual, en nuestra condición de autores nos reservamos los derechos morales de la obra antes citada. En concordancia, suscribimos este documento en el momento que hacemos la entrega del trabajo final en formato impreso y digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Cuenca, julio de 2017



Wilson Vinicio Astudillo C.

CI: 0105551642



Oscar Marcelo Lema G.

CI:0302084389

CERTIFICACIÓN

Yo declaro que bajo mi tutoría fue desarrollado el trabajo de titulación: “Simulación de un Sistema Fotovoltaico Residencial con Regulación de Potencia Inyectada a la Red” realizado por: Wilson Vinicio Astudillo Calderón y Oscar Marcelo Lema Galarza, obteniendo el Proyecto Técnico Investigativo, que cumple con todos los requisitos estipulados por la Universidad Politécnica Salesiana.

Cuenca, julio de 2017

A handwritten signature in blue ink, appearing to be 'José Manuel Aller Castro', written in a cursive style.

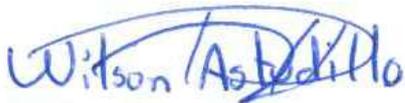
Ing. José Manuel Aller Castro PhD.

CI: 0151561800

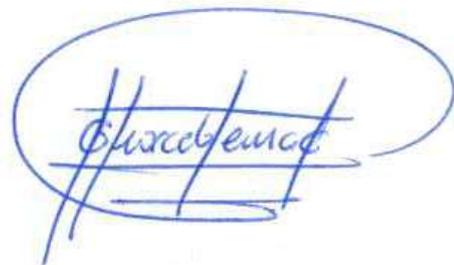
DECLARATORIA DE RESPONSABILIDAD

Nosotros Wilson Vinicio Astudillo Calderón con CI: 0105551642 y Oscar Marcelo Lema Galarza CI: 0302084389, autores del presente trabajo de titulación “Simulación de un Sistema Fotovoltaico Residencial con Regulación de Potencia Inyectada a la Red” certificamos que el total del contenido de este Proyecto Técnico Investigativo es de nuestra exclusiva responsabilidad y auditoría.

Cuenca, julio de 2017



Wilson Vinicio Astudillo C.
CI: 0105551642



Oscar Marcelo Lema G.
CI:0302084389

Cuenca, julio de 2017

DEDICATORIA

A mi familia, amigos y demás seres queridos por su apoyo incondicional en cada momento de mi vida.

Wilson

Cuenca, julio de 2017

DEDICATORIA

Dedico este trabajo a mis padres Rodrigo y Alina por su apoyo en todo momento.

A mi hermana Jessica por sus consejos y confianza brindada.

A mis abuelos quienes me apoyaron día a día y me motivaron para cumplir mis metas.

Oscar

Cuenca, julio de 2017

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos principalmente a Dios por brindarnos salud y sabiduría necesaria para llegar a cabo nuestras metas planteadas a lo largo de nuestra vida.

A nuestro director del trabajo de titulación Dr. José Manuel Aller Castro quien con sus conocimientos y experiencia supo orientarnos satisfactoriamente para la culminación de este proyecto.

Wilson V. Astudillo C.

Oscar M. Lema G.

RESUMEN

Este proyecto tiene como finalidad evaluar mediante cálculos y simulación, un sistema solar fotovoltaico con regulación de potencia inyectada a redes monofásicas mediante mediciones realizadas en el punto de conexión común (PCC) dentro de los límites establecidos por normas o regulaciones, para permitir el abastecimiento de energía eléctrica limpia y con alta eficiencia a sectores residenciales, urbanos o rurales. Se efectúa un control de potencia activa proveniente del control de los paneles solares mediante el algoritmo MPPT implantado con la técnica Perturbar y Observar (P&O) y un convertidor elevador DC-DC. De igual manera se realiza un control de la potencia reactiva con referencia de “0 var” para obtener un factor de potencia unitario. La supervisión de la frecuencia se realiza utilizando un lazo de enganche de fase (PLL) con el objeto de conocer en cada instante la frecuencia de la red eléctrica. Los algoritmos de control y supervisión de la red eléctrica fueron implementados con el objetivo de evaluar los problemas introducidos en la red eléctrica por la inyección de potencias provenientes de redes que no son controladas o supervisadas por las empresas eléctricas en redes eléctricas débiles.

ABSTRACT

The purpose of this project is to evaluate, through calculations and simulation, a solar photovoltaic system with regulation of power injected to monophasic networks measurements made at the common connection point (PCC) within the limits established by rules or regulations, to allow the supply of clean, high-efficiency electricity to residential, Rural areas. An active power control is carried out from the control of the panels using the MPPT algorithm implanted with the technique observe (P&O) and DC-DC converter. In the same way a control of the reactive power with reference of "0 var" to obtain a factor of unit power is made. Frequency monitoring is performed using a (PLL) in order to know the frequency of The electrical network. The algorithms of control and supervision of the electrical network were implemented with the objective of evaluating the problems introduced in the electric network by the injection of power from networks that are not controlled or supervised by utilities in weak electricity grids.

PREFACIO

Este proyecto de investigación presenta los resultados obtenidos al efectuar la simulación de un sistema fotovoltaico con control o regulación de potencia inyectada a la red.

En el desarrollo de éste trabajo, primero se realizó el modelo de la red eléctrica monofásica de 120V a 60Hz con los cálculos respectivos y la simulación en SIMULINK de MATLAB. En segundo lugar se realizó el cálculo y simulación del convertidor elevador DC-DC para la obtención de la tensión continua, necesaria para aplicarle al inversor monofásico DC-AC la modulación de ancho de pulso unipolar (SPWM) para su control. El panel fotovoltaico tiene las características adecuadas de tensión y corriente para el cálculo y simulación del convertidor elevador. Con el convertidor elevador (boost) se efectúa el control del punto de máxima transferencia de potencia (MPPT) de los paneles mediante el algoritmo perturbar y observar (P&O). Como último punto se desarrolló los algoritmos de control y supervisión de la red eléctrica para evaluar los escenarios de redes débiles.

Índice general

INTRODUCCIÓN	1
1. CAPÍTULO 1: Problema de Estudio y Objetivos	2
1.1. Problema de Estudio	2
1.2. Grupo Objetivo	2
1.3. Objetivos	3
1.3.1. Objetivo General	3
1.3.2. Objetivos Específicos	3
1.4. Metodología Aplicada	3
2. CAPÍTULO 2: Fundamentos Teóricos	4
2.1. Energía Renovable	4
2.1.1. Energía Solar	4
2.1.2. Radiación Solar	4
2.2. Energía Solar Fotovoltaica	5
2.2.1. Estructura y Funcionamiento de una célula fotovoltaica	5
2.2.2. Modelo matemático de una Célula Fotovoltaica	7
2.2.3. Panel Fotovoltaico	9
2.3. Sistemas Fotovoltaicos	10
2.3.1. Sistemas Fotovoltaicos Conectados a la Red	11
2.4. Seguidor del Punto de Máxima Potencia (MPPT)	11
2.4.1. Algoritmo de Perturbar y Observar (P&O)	12
2.5. Convertidores Electrónicos de Potencia	13
2.5.1. Conversión DC	13
2.5.2. Inversores	21
2.5.3. Control de los Inversores	27
2.5.4. Factor de Distorsión Armónica (THD)	30
2.6. Estructuras de Control	30
2.6.1. Estructuras de Control del Inversor	32
2.7. Filtro de Red	33
2.7.1. Filtro L	34
2.7.2. Inversor Monofásico conectado a la red mediante filtro	34
2.8. Sintetizadores de Frecuencia	37
2.8.1. Lazo de Fijación de Fase (PLL)	37
2.9. Análisis de Circuitos mediante Series de Fourier	40
2.9.1. Series de Fourier	40
2.9.2. Análisis de Circuitos con Series de Fourier	41
2.10. Requerimientos y Normativa para la Conexión de Sistemas PV a la Red Eléctrica Convencional	42
2.10.1. <i>REGULACIÓN No. ARCONEL-004/15</i>	43

2.10.2. <i>IEEE 1547 Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power System</i>	44
3. CAPÍTULO 3: Simulación y Análisis de Resultados	45
3.1. Valores característicos para la simulación del sistema fotovoltaico con MPPT	45
3.2. Estructura y cálculo de la red eléctrica	46
3.3. Descripción y simulación del panel solar fotovoltaico	48
3.3.1. Simulación curvas $I - V$ y $P - V$	48
3.3.2. Curvas características del panel fotovoltaico identificando el MPPT	49
3.4. Algoritmo para obtener el MPPT	50
3.4.1. Algoritmo Perturbar y Observara P&O	50
3.4.2. Simulación del algoritmo P&O con irradiación y temperatura variable	52
3.5. Cálculo y simulación del convertidor elevador DC-DC (Boost)	53
3.5.1. Cálculos del convertidor elevador	53
3.5.2. Simulación del convertidor elevador	54
3.6. Simulación del inversor monofásico	56
3.6.1. Modulación SPWM Unipolar	58
3.6.2. Tensión de salida del inversor	59
3.7. Sistemas de control y supervisión del estado de la red eléctrica	60
3.7.1. Algoritmo de supervisión de la frecuencia de la red	60
3.7.2. Sistema de control de potencia activa	61
3.7.3. Sistema de control de potencia reactiva	62
3.7.4. Sistemas de control de potencia activa y reactiva con cambio de irradiación	63
3.8. Simulación del sistema fotovoltaico conectado a la red	64
3.8.1. Simulación de la tensión y corriente en la red eléctrica	64
3.8.2. Cálculo de la eficiencia del sistema fotovoltaico conectado a la red con regulación de potencia	66
3.9. Simulación del sistema fotovoltaico conectado a redes débiles	67
3.9.1. Problemas identificados en el análisis	67
4. Capitulo 4: Conclusiones y Recomendaciones	70
4.1. Conclusiones	70
4.2. Recomendaciones	71
A. Anexos	72
A.1. Anexo 1: Características del panel Modelo «1Soltech 1STH-250-WH»	72
A.2. Anexo 2: Parámetros y Código del Algoritmo MPPT	73
A.3. Anexo 3: Circuito del sistema de control de potencia activa en Simulink	75
A.4. Anexo 4: Circuito del sistema de control de potencia reactiva en Simulink	76
A.5. Anexo 5: Circuito del sistema solar fotovoltaico conectado a la red en Simulink	77
Bibliografía	78

Índice de figuras

2.1. Estructura de una Célula Fotovoltaica [1].	6
2.2. Funcionamiento de una Célula Fotovoltaica [2].	6
2.3. Circuito Equivalente de una Célula Fotovoltaica [3]	7
2.4. Característica de V-I con diferente radiación solar y temperatura constante de $25^{\circ}C$ [4]	9
2.5. Característica de V-P con diferente radiación solar y temperatura constante de $25^{\circ}C$ [4]	9
2.6. Módulo o Panel Fotovoltaico de 36 células [5]	10
2.7. Estructura interna de un Módulo Fotovoltaico [5]	10
2.8. Componentes básicos de un sistema fotovoltaico conectado a la red [6]	11
2.9. Diagrama de Flujo del Algoritmo Perturbar y Observar [5]	12
2.10. Conversión de energía eléctrica [7]	13
2.11. Topología convertidor Boost [8]	14
2.12. Topología convertidor Boost [9]	14
2.13. Topología del convertidor Boost conectado a una carga [10]	15
2.14. Modo conducción continua convertidor boost [11]	15
2.15. Modo Discontinuo Boost [11]	17
2.16. Forma de onda de la tensión del convertidor Boost	17
2.17. Forma de onda de la corriente de convertidor Boost	18
2.18. Forma de onda de la corriente del inductor $i_L(t)$	19
2.19. Forma de onda de la tensión de salida del convertidor	20
2.20. Topología inversor monofásico de puente completo [7]	23
2.21. Circuito del inversor monofásico [7]	23
2.22. Conmutación de los interruptores para obtener una tensión $V_o = +V_{DC}$ [7]	24
2.23. Conmutación de los interruptores para obtener una tensión $V_o = +V_{DC}$ [7]	24
2.24. Conmutación de los interruptores para obtener una tensión $V_o = +V_{DC}$ (S_1 y S_2 cerrados) [7]	25
2.25. Conmutación de los interruptores para obtener una tensión $V_o = +V_{DC}$ (S_3 y S_4 cerrados) [7]	25
2.26. Salida del inversor V_o [12]	26
2.27. Tensión de salida del inversor en operación de 3 estados [7]	27
2.28. Modulación por ancho de pulso senoidal [13]	29
2.29. Diagrama de Bloques de un Control de lazo Cerrado [14]	31
2.30. Esquema general de control [15]	32
2.31. Control de tensión de lazo simple [15]	33
2.32. Control de tensión de doble lazo [15]	33
2.33. Filtro L conectado a la red eléctrica convencional [16]	34
2.34. Inversor monofásico conectado a la red [16]	35
2.35. Circuito equivalente [16]	35
2.36. Diagrama fasorial del circuito despreciando la caída resistiva [16]	36
2.37. Diagrama Fasorial del circuito incluyendo el efecto de R [16]	36

2.38. Diagrama de Bloques de un PLL [17]	37
2.39. Configuración del Detector de Fase [17]	38
2.40. Circuito RL [7]	41
3.1. Modelo de la red eléctrica monofásica	46
3.2. Curvas $I - V$ (a) y $P - V$ (b) del panel fotovoltaico	48
3.3. Curvas $I - V$ (a) y $P - V$ (b) del panel fotovoltaico	49
3.4. Curvas $I - V$ (a) y $P - V$ (b) del panel fotovoltaico, identificando el MPPT	50
3.5. Algoritmo P&O implementado en el bloque Matlab Function de Simulink [18]	51
3.6. Ciclo de Trabajo D, obtenido del algoritmo MPPT P&O.	51
3.7. Corriente, tensión y potencia del panel solar fotovoltaico en el MPPT	52
3.8. Configuración del convertidor elevador	55
3.9. Corriente en el inductor i_L	55
3.10. Corriente en el inductor i_L	56
3.11. Tensión en el Capacitor	56
3.12. Inversor monofásico conectado a la red eléctrica	57
3.13. Señal moduladora generada mediante bloques de simulink	58
3.14. Modulación SPWM, señales moduladoras y portadoras	58
3.15. Tren de pulsos para el comando de los IGBTs del inversor	59
3.16. Tensión de salida del inversor monofásico	59
3.17. Estructura del PLL en Simulink	60
3.18. Simulación del PLL en Simulink	61
3.19. Control de potencia activa	62
3.20. Control de potencia reactiva	63
3.21. Control de potencia activa y reactiva con cambio de irradiación	63
3.22. Diagrama de Bloques del sistema fotovoltaico conectado a la red	64
3.23. Tensión y corriente en el PCC	65
3.24. Análisis de Fourier de la señal de corriente	65
3.25. Análisis de Fourier de la señal de tensión	66
3.26. Análisis del THD en la tensión dependiendo de L_{red}	68
3.27. Tensión y Corriente de la red con una inductancia $L_{red} = 590,2\mu H$	69
A.1. Características del panel Modelo 1Soltech 1STH-250-WH	72
A.2. Parámetros para el algoritmo MPPT perturbar y observar	73
A.3. Circuito del sistema de control de potencia activa en Simulink	75
A.4. Circuito del sistema de control de potencia reactiva en Simulink	76
A.5. Circuito del sistema solar fotovoltaico conectado a la red en Simulink	77

Índice de cuadros

2.1.	Conmutación de los interruptores del inversor monofásico [7]	24
2.2.	Características de los diferentes tipos de controladores [14]	32
3.1.	Valores característicos de los parámetros que constituyen la simulación del sistema fotovoltaico	45
3.2.	Datos para el cálculo de los parámetros de la red eléctrica	46
3.3.	Valores necesarios para el cálculo del convertidor boost	53
3.4.	Distorsión armónica con respecto al valor de la inductancia de la red	68

INTRODUCCIÓN

La gran demanda de energía actual y su constante crecimiento, ha sido un tema que se ha estado solucionando de diferentes formas, ya sea presentando propuestas o realizando acciones de solución [19, 20, 21]. De esta manera debido a que cada día son más clientes conectados a las redes convencionales, en ocasiones se ha optado por el uso de fuentes de energía renovables [22, 23].

Las fuentes renovables ofrecen energía limpia y de bajo impacto ambiental, con lo cual se puede suplir el propio abastecimiento como también generación a gran escala. Con ello la red actual lograría tener múltiples fuentes de energía que se denominan generación distribuida. Una de las fuentes de energía más utilizadas es la solar fotovoltaica, la cual al ser conectada a la red de distribución tiene la capacidad de comprar y vender energía a la red según sea sus necesidades [24, 25, 26].

Según [27], se han realizado distintas aplicaciones en países pioneros en energías renovables con el fin integrar la red convencional con una fuente de energía alternativa. El problema que esto conlleva al momento de la interconexión son la aparición de flujos de potencia inversos y que afectan a la red eléctrica convencional.

De esta manera en el presente proyecto se propone realizar una simulación de un sistema fotovoltaico residencial con regulación de potencia inyectada a la red, el cual consta de un panel solar, un convertidor DC-DC, un inversor DC-AC, un filtro y la red eléctrica.

Para realizar esta interconexión se debe considerar la supervisión del estado de la red por medio de la utilización de un lazo de enganche de fase PLL (siglas en inglés Phase Locked Loop), así como la implementación de controles de la potencia activa y reactiva que se está inyectando a la red eléctrica de distribución [28, 29]. Además, el sistema propuesto utiliza diferentes tipos de algoritmos como el MPPT (siglas en inglés Maximum Power Point Tracking) con la finalidad de obtener un valor en el cual el panel fotovoltaico entregue la máxima potencia a partir de su tensión y corriente [30].

El control para el convertidor DC-DC según [31] se realiza por medio de la modulación por ancho de pulso (PWM), cuyo objetivo es enviar pulsos hacia el elemento de conmutación del mismo. De la misma manera, el control para el inversor según [32, 33] se realiza por medio de la modulación por ancho de pulso senoidal (SPWM) con la finalidad de controlar los disparos hacia los elementos de conmutación presentes en el inversor y de esta manera tener a la salida una tensión alterna, la cual será inyectada a la red eléctrica.

Por último, al tener un sistema fotovoltaico conectado a la red, en el punto de conexión común se deben considerar la variación de ciertas variables de la red de distribución, debido a que la capacidad de potencia que se puede inyectar a la misma viene dada principalmente por los parámetros físicos de la red de distribución y el estado de la misma [34, 35, 36].

1. CAPÍTULO 1: Problema de Estudio y Objetivos

1.1. Problema de Estudio

En la actualidad varios actores [6, 37, 38] han propuesto modelos para determinar cómo se comporta un sistema solar fotovoltaico ya sea este conectado a la red o aislado. Enfocándose en aquellos conectados a la red, existen varios modelos que se orientan a que los paneles trabajen en el punto de máxima potencia (MPPT) con la finalidad de obtener la mayor eficiencia y capacidad de los mismos. Sin embargo, estos modelos no siempre contemplan la posibilidad de absorción de potencia por parte de la red eléctrica cuando el sistema fotovoltaico tiene excedentes de generación.

Los problemas asociados a la capacidad de absorción de potencia de una red son ocasionado por los flujos de potencia [39]. Cuando el sistema fotovoltaico se encuentra inyectando potencia en grandes cantidades durante los días soleados, puede llegar al punto en que la red eléctrica no tenga la capacidad de admitir dicha potencia y pueda ocasionar problemas en la frecuencia o tensión del sistema eléctrico de potencia [37, 40].

En este trabajo se propone evaluar la capacidad de la red para recibir los excesos de energía asociados al sistema fotovoltaico para poder inyectarlos a la red eléctrica sin ocasionar problemas. Esto implica regular el algoritmo MPPT en concordancia con la receptividad del sistema eléctrico.

1.2. Grupo Objetivo

El resultado obtenido de esta investigación permitirá que los consumidores auto generadores conozcan las variables de sistema y podrán regularlas de acuerdo a las restricciones contractuales impuestas por los operadores de la red en el punto de conexión común PCC. De igual manera las empresas distribuidoras de energía eléctrica reducirán los problemas de perfiles de tensión que pueden ocasionar en sus redes de autogeneración fotovoltaica con el fin de supervisar con mayor precisión el estado de las barras a nivel de distribución. Este proyecto de investigación beneficiaría de igual manera áreas urbanas o rurales donde las redes eléctricas sean débiles y estén sometidas a una creciente demanda de sistemas fotovoltaicos.

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo General

Desarrollar un esquema de sistemas fotovoltaicos que regulen los niveles de generación de potencia inyectados a la red conforme a las limitaciones técnicas y legales impuestas por ellas o los operadores.

1.3.2. Objetivos Específicos

1. Identificar y limitar variables que afectan el funcionamiento de un sistema fotovoltaico residencial conectado a la red en su PCC.
2. Evaluar el efecto de inyecciones de potencia en redes débiles o aisladas.
3. Establecer sistemas de control y supervisión inteligentes de las condiciones de la red eléctrica.
4. Desarrollar algoritmos de control de los inversores solares para limitar el impacto que estas introduzcan en la red eléctrica.
5. Comprobar mediante simulación el impacto que los esquemas propuestos tienen sobre redes de distribución débiles.

1.4. Metodología Aplicada

En el presente trabajo se utilizarán las metodologías de investigación relacionado con los objetivos propuestos, en donde en un primera instancia se empleará el método cualitativo con el fin de recopilar información bibliográfica sobre sistemas de generación fotovoltaica y sus respectivas variables, redes inteligentes, inversores fotovoltaicos y algoritmos MPPT. Además, se aplicará la metodología de investigación descriptiva para desarrollar pruebas en base algoritmos de control para estudiar las variables que afectan al sistema en el punto de conexión común (PCC), con el fin de detectar fallas o posibles anomalías. De igual manera, en base al método inductivo se estudiará el impacto de las fallas que se producen al interconectar el sistema fotovoltaico con la red eléctrica y a su vez identificarlas con mayor claridad. Por último, se utilizarán los métodos evaluativo-explicativo para determinar y evaluar mecanismos de supervisión e identificación de las capacidades del sistema eléctrico para absorber energía.

2. CAPÍTULO 2: Fundamentos Teóricos

2.1. Energía Renovable

El consumo de energía eléctrica a nivel mundial está avanzando de manera rápida debido al desarrollo de las industrias, el transporte, los medios de comunicación y otras aplicaciones que las personas le dan a la misma. De esta manera existen diferentes recursos que se explotan para la obtención de energía eléctrica como el carbón, petróleo, gas natural y uranio.

El uso de estas fuentes o recursos no renovables conlleva problemas como el impacto ambiental producido por las emisiones del gas de efecto invernadero. Es por eso que al ser recursos limitados se está optando por el uso de energías alternativas a partir de fuentes o recursos renovables.

La Energía Renovable es toda fuente de energía natural e inagotable presente en la naturaleza como la energía del sol la cual es aprovechada de manera directa o indirecta [41, 42].

2.1.1. Energía Solar

La energía solar es obtenida mediante calor y por los rayos de luz enviados por el sol hacia la tierra, los cuales pasan por la atmósfera y la magnetósfera filtran parte de esta radiación y dejan pasar las longitudes de onda correspondientes a la luz visible y al infrarrojo [42].

Según [42], existen diferentes tipos de energía solar, las cuales se aprovechan de diferente manera para la creación de energía eléctrica a partir de:

1. Cambios de Presión
 - a) Vientos (Energía Eólica)
2. Condensación
 - a) Ciclo agua (Energía Hidroeléctrica)
3. Radiación Solar
 - a) Fotosíntesis (Energía Biomasa)
 - b) Efecto Fotovoltaico (Energía Fotovoltaica)

2.1.2. Radiación Solar

La radiación solar está definida como el flujo de energía que llega hacia la tierra en forma de ondas electromagnéticas. Esta se mide en términos de $[W/m^2]$ y el valor máximo de radiación en la superficie terrestre es de $1000 W/m^2$ [1].

La radiación solar puede clasificarse como:

a) Radiación Directa

Es la radiación que proviene directamente del sol en forma de rayos paralelos sin sufrir algún tipo de distorsión [1].

b) Radiación Difusa

Es la radiación en forma de rayos dispersos que llega a la superficie de la tierra luego de haber sido interceptada por los diferentes elementos de la atmósfera [1].

c) Radiación Reflejada

Es la radiación que proviene de la reflexión producida por los rayos al ser interceptados por elementos de la superficie de la tierra [1].

d) Radiación Global

Esta radiación es el resultado de la sumatoria de la radiación directa con la radiación difusa sobre la superficie de la tierra [1].

2.2. Energía Solar Fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica es el aprovechamiento y la conversión de la radiación solar en energía eléctrica utilizando células fotovoltaicas, las cuales por medio del efecto fotoeléctrico en un material semiconductor generan un flujo de electrones el cual al incidir sobre este producen energía [41, 42].

De esta manera, la energía solar captada por un conjunto de células fotovoltaicas pueden estar conectadas en serie o paralelo dependiendo del nivel de voltaje o corriente que se requiera. Este conjunto de células fotovoltaicas están encapsuladas formando el panel fotovoltaico.

2.2.1. Estructura y Funcionamiento de una célula fotovoltaica

La célula fotovoltaica es un diodo semiconductor cuyo objetivo es absorber la energía disponible en la radiación solar para convertirla en energía eléctrica.

En la Figura 2.1, se puede apreciar la estructura de una célula fotovoltaica compuesta por materiales semiconductores con unión PN donde en la parte superior de esta posee una capa antirreflexiva y una capa iluminada cubierta por una rejilla metálica y en la parte inferior de dicha unión PN consta de un contacto metálico [2, 42, 43].

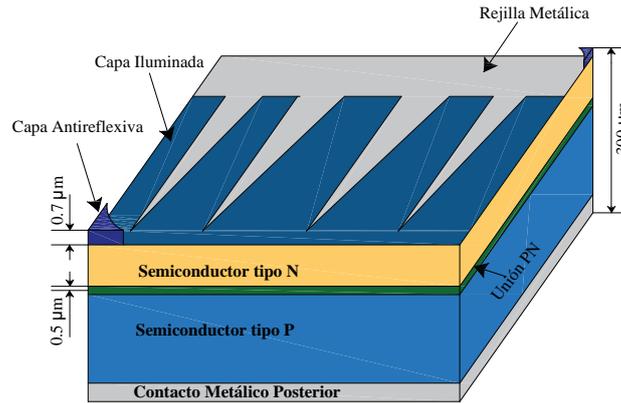


Figura 2.1.: Estructura de una Célula Fotovoltaica [1].

Funcionamiento: En la Figura 2.2 se presenta el modelo de una célula fotovoltaica, la cual debido al material semiconductor formado por las uniones P y N trabajan como un diodo y crean un campo eléctrico E es decir, los fotones de la banda de valencia se excitan y se llevan al paso de banda, dejando huecos en dicha banda. De esta manera los huecos se dispersan hacia un terminal positivo y los electrones hacia un terminal negativo teniendo la capacidad de suministrar corriente en sus terminales al ser conectada a una carga [2, 42].

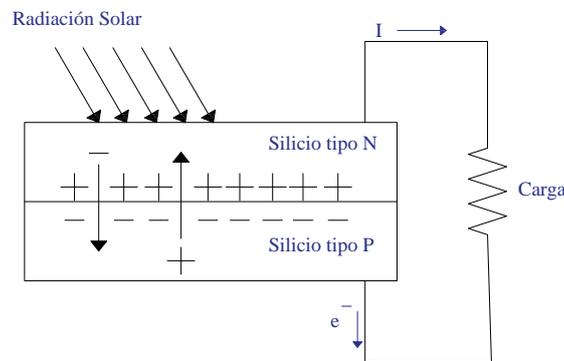


Figura 2.2.: Funcionamiento de una Célula Fotovoltaica [2].

Las células fotovoltaicas según [1] y [44] pueden estar formados por varios tipos de semiconductores como:

- Silicio Mono-cristalino.- Este tipo de células fotovoltaicas están formadas por un único cristal de silicio y son de color azul oscuro uniforme. El rendimiento energético está comprendido entre el 15 % y el 17 % [1, 44].
- Silicio Poli-cristalino.- A diferencia de las mono-cristalino, estas células fotovoltaicas están formadas por un conjunto de cristales de silicio teniendo así un rendimiento energético más bajo entre el 12 % y el 14 % [1, 44].
- Silicio Amorfo.- Estas células son usadas para aplicaciones solares de relojes y calculadoras debido a su bajo costo y su rendimiento energético que está por debajo del 10 % [1, 44].

2.2.2. Modelo matemático de una Célula Fotovoltaica

La célula fotovoltaica se puede representar de manera aproximada mediante el circuito equivalente de la Figura 2.3, donde se tiene una fuente de corriente I_{ph} generada por la célula fotovoltaica conectada en paralelo a un diodo por el cual pasa una corriente I_d . Además, se tiene una resistencia shunt R_{sh} que representa las pérdidas de corriente y una resistencia equivalente en serie R_s que representa las pérdidas en los contactos [36, 45, 46].

Según [47] y [48] las resistencias que representan las pérdidas toman valores muy pequeños en el caso de la R_s y muy grandes en el caso de la R_{sh} , por lo que en ocasiones pueden ser despreciadas en el modelo ideal.

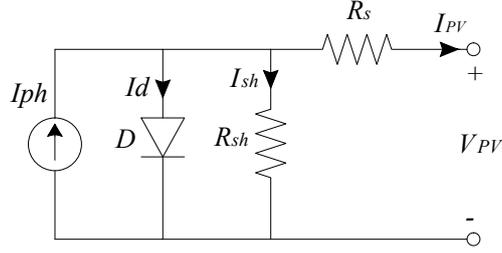


Figura 2.3.: Circuito Equivalente de una Célula Fotovoltaica [3]

De acuerdo a la Figura 2.3, se tiene una corriente I_{sh} que atraviesa la resistencia shunt R_{sh} y una corriente I_{PV} que atraviesa la resistencia R_s , la cual representa la corriente de salida de la célula fotovoltaica. Además se tiene la tensión de salida de la célula fotovoltaica representada por V_{PV} [49].

El modelo de una célula fotovoltaica está dado a partir de la ecuación 2.1 [49]:

$$I_{ph} = I_d + I_{sh} + I_{PV} \quad (2.1)$$

donde:

$$I_{PV} = I_{ph} - I_d - I_{sh} \quad (2.2)$$

Por tanto la corriente de salida de la célula fotovoltaica está dada en la ecuación 2.3 [4, 50]:

$$I_{PV} = I_{ph} - I_{sat} \left[\exp \left(\frac{q [I_{PV} \cdot R_s + V_{PV}]}{AkT} \right) - 1 \right] - \frac{V_{PV} + I_{PV} R_s}{R_{sh}} \quad (2.3)$$

$$I_{ph} = \left[\frac{\lambda}{\lambda_r} (I_{scr} + k_i (T - T_{STC})) \right]$$

donde:

- λ es la radiación solar en W/m^2
- λ_r es la radiación solar de referencia: $1000 W/m^2$
- I_{scr} es la corriente de corto circuito a $25^\circ C$: $3,25 A$
- k_i es el coeficiente de corriente respecto a la temperatura: $0,0025 A/^\circ C$
- T es la temperatura de la célula en $^\circ K$
- T_{SCT} es la temperatura de referencia: $298^\circ K$
- I_{sat} es la corriente de saturación en A .
- q es la carga del electrón: $1,6 \times 10^{-19} C$
- A es el factor de dualidad: $1,6$
- k es la constante de Boltzmann: $1,3805 \times 10^{-23} J/K$

En el caso de tener un arreglo con células fotovoltaicas conectadas en serie N_s y conectadas en paralelo N_p , la corriente de salida del módulo fotovoltaico de la ecuación 2.3 se modifica de acuerdo a la ecuación 2.4 [4, 45]:

$$I_{PV} = N_p I_{ph} - N_p I_o \left[\exp \left(\frac{q [I_{PV} \cdot R_s + V_{PV}]}{AkTN_s} \right) - 1 \right] - \frac{V_{PV} + I_{PV} R_s}{R_{sh}} \quad (2.4)$$

donde:

$$I_o = I_{or} (T/T_{SCT})^3 \left[\exp \left(\frac{qE_{go}}{Ak} \left[\frac{1}{T_{SCT}} - \frac{1}{T} \right] \right) \right]$$

- I_o es la corriente de saturación de la célula fotovoltaica en A .
- I_{or} es la corriente de saturación en T_{SCT}
- E_{go} es el margen de banda para el silicio: $1,1 eV$
- N_s es el número de módulos conectados en serie.
- N_p es el número de módulos conectados en paralelo.

La tensión de salida del módulo fotovoltaico está dada por la siguiente ecuación [50]:

$$V_{PV} = \left[\frac{N_s AkT}{q} \right] \ln \left[\frac{N_p I_{ph} - I_{PV} + N_p I_o}{I_o} \right] - I_{PV} R_s \quad (2.5)$$

En base a la ecuación 2.4 y 2.5 se puede obtener la potencia del módulo fotovoltaico como [50]:

$$P_{PV} = V_{PV} N_p I_{ph} - V_{PV} N_p I_o \left[\exp \left(\frac{q [I_{PV} \cdot R_s + V_{PV}]}{AkTN_s} \right) - 1 \right] \quad (2.6)$$

Los parámetros presentes en las ecuaciones 2.4, 2.5 y 2.6 están relacionados con dos condiciones ambientales: la radiación solar y la temperatura. La determinación de

estos dos parámetros no es directa debido a la naturaleza no lineal de las ecuaciones [4, 45].

De esta manera para representar el comportamiento de la tensión con respecto a la corriente del módulo fotovoltaico según [4] se puede variar la radiación solar, con una temperatura constante de 25°C y su comportamiento es el mostrado en la Figura 2.4:

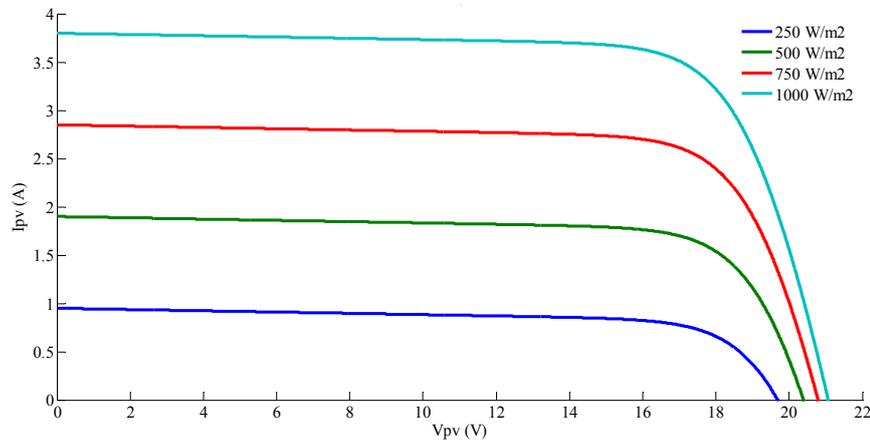


Figura 2.4.: Característica de V-I con diferente radiación solar y temperatura constante de 25°C [4]

Por otra parte el comportamiento de la potencia de salida del módulo fotovoltaico con respecto a la tensión del mismo, variando la radiación solar y manteniendo una temperatura constante de 25°C , se presenta en la Figura 2.5 [4, 51]:

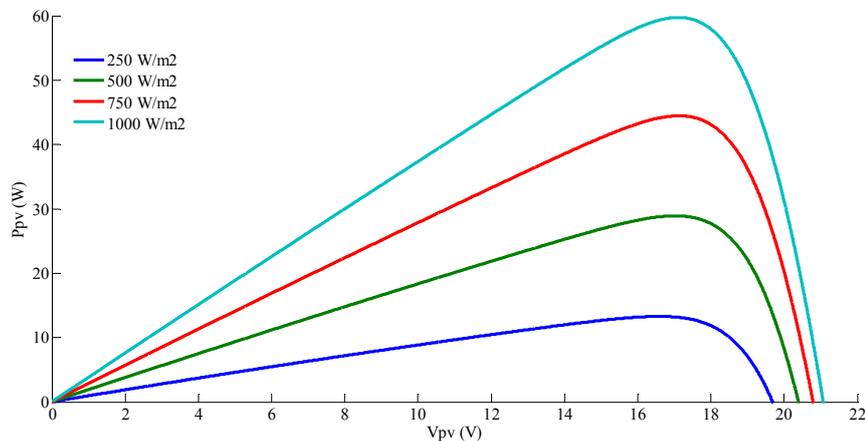


Figura 2.5.: Característica de V-P con diferente radiación solar y temperatura constante de 25°C [4]

2.2.3. Panel Fotovoltaico

Las células fotovoltaicas se agrupan de tal manera que forman una estructura denominada módulo o panel fotovoltaico, donde se pueden tener diferentes tamaños dependiendo de las exigencias que se tenga.

Por lo general los paneles fotovoltaicos están formados por lo general por 36 células conectadas eléctricamente en serie en una superficie de $0,5m^2$ a los $13m^2$ como se muestra en la Figura 2.6 [1, 5].

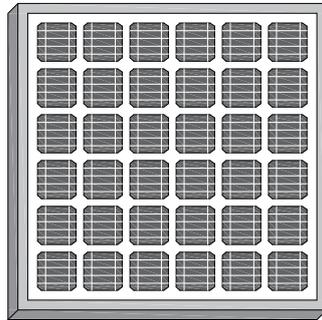


Figura 2.6.: Módulo o Panel Fotovoltaico de 36 células [5]

De esta manera en la estructura interna del panel fotovoltaico se muestra en la Figura 2.7, donde las células están ensambladas entre una lámina superior de cristal con un encapsulado y una lámina inferior de plástico, a las cuales se añaden un marco de aluminio para tener una resistencia mecánica adecuada [1, 5].

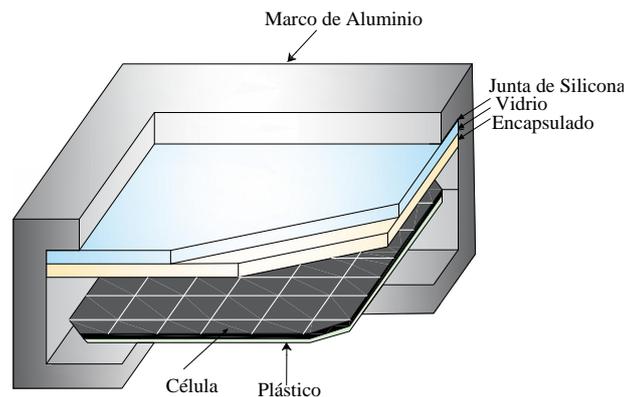


Figura 2.7.: Estructura interna de un Módulo Fotovoltaico [5]

2.3. Sistemas Fotovoltaicos

Los sistemas fotovoltaicos PV (siglas en inglés Photovoltaic Systems) o FV, son los encargados de producir energía eléctrica por medio de la energía solar para dar un uso rentable donde no se puede acceder con las líneas eléctricas convencionales [41, 44].

Además de se utilizados en lugares apartados hoy en día se están utilizando para diversas aplicaciones como es la conexión a la red eléctrica [38].

De esta manera se pueden clasificar a los sistemas fotovoltaicos como [41]:

1. Sistemas aislados de energía solar fotovoltaica
2. Sistemas fotovoltaicos conectados a la red

Los sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica es el principal objetivo de este trabajo, debido a que tiene ventajas económicas importantes porque no requieren sistemas de almacenamiento para las horas de nula o baja radiación solar.

2.3.1. Sistemas Fotovoltaicos Conectados a la Red

Los sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica se diferencian de los sistemas autónomos aislados en que estos últimos tienen un sistema de acumulación de energía para lapsos de tiempo en los cuales no se cuenta con la suficiente radiación solar.

Estos sistemas están formados por paneles fotovoltaicos los cuales inyectan potencia a la red de distribución siguiendo los estándares y requerimientos de la empresa eléctrica local para dicha interconexión.

De esta manera los principales componentes de un sistema fotovoltaico conectado a la red según [41] se muestra en la Figura 2.8, donde consta de una primera etapa del generador fotovoltaico, una etapa de conversión DC/DC basado en un convertidor, una etapa del inversor DC/AC, una etapa de filtrado y por último la red eléctrica.

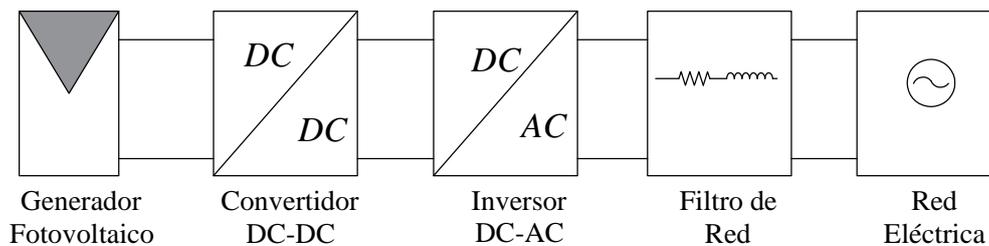


Figura 2.8.: Componentes básicos de un sistema fotovoltaico conectado a la red [6]

2.4. Seguidor del Punto de Máxima Potencia (MPPT)

En los sistemas fotovoltaicos es necesario considerar la potencia que se obtiene de los paneles solares. De esta manera se debe extraer la potencia máxima del panel fotovoltaico con el fin de trabajar en el punto de máxima potencia (MPP).

El punto de máxima potencia se consigue realizando un ajuste fino que permita regular el voltaje y corriente de manera que la célula fotovoltaica entregue en sus terminales de salida la máxima potencia en todo momento.

Para encontrar el punto de máxima potencia en los módulos fotovoltaicos se utilizan técnicas de control por medio de algoritmos denominados MPPT (siglas en inglés, Maximum Power Tracking). Estos algoritmos que se aplican para dicho fin según [3] son:

1. Algoritmo de Perturbar y Observar (P&O) [3]
2. Algoritmo de Conductancia Incremental (InCOnd) [3]
3. Control de Lógica Difusa (FLC) [3]

Por tanto se hará énfasis en el Algoritmo de Perturbar y Observar debido a que es uno de los métodos más efectivos según [3] y de esta manera se utilizará para la aplicación del sistema implementado en el Capítulo 3.

2.4.1. Algoritmo de Perturbar y Observar (P&O)

El algoritmo de perturbar y observar consiste en ajustar el ciclo de trabajo del convertidor de potencia con el fin de modificar variables como el voltaje y la corriente para alcanzar el punto de máxima potencia [52, 53].

En la Figura 2.9 se muestra el diagrama de flujo de este algoritmo donde utiliza valores instantáneos de entrada del panel fotovoltaico como $V_{FV}(k)$ y $I_{FV}(k)$ para calcular la potencia en cada instante y tener a la salida un valor V_{ref} el cual, dependiendo si este valor es positivo o negativo el voltaje de entrada $V_{FV}(K)$ se incrementa o decrementa hasta encontrar un nuevo ciclo de trabajo y así obtener el punto de la máxima potencia [5, 42].

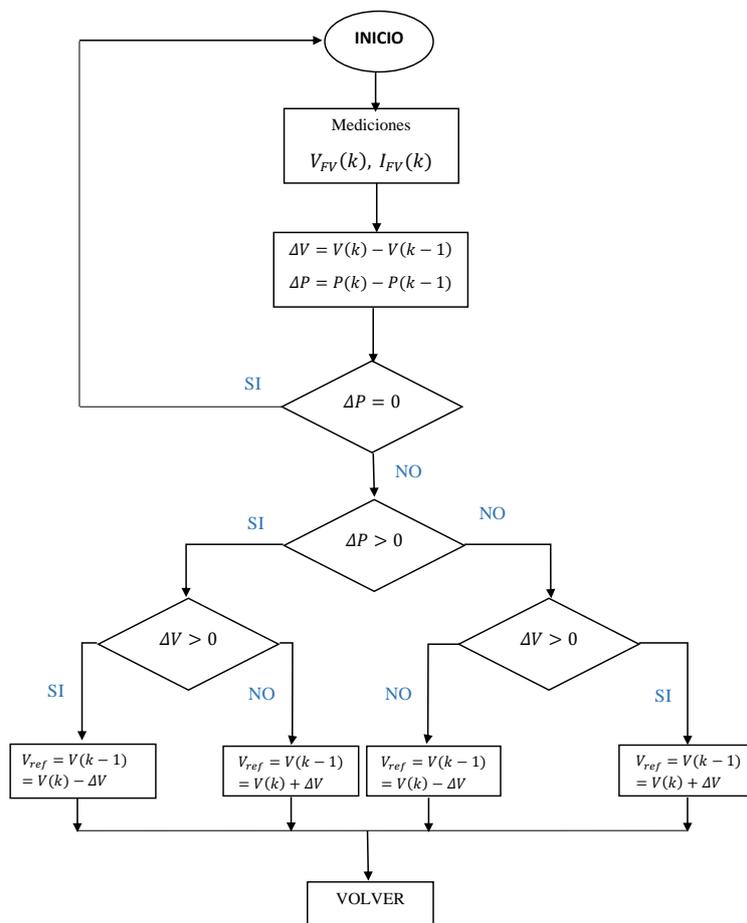


Figura 2.9.: Diagrama de Flujo del Algoritmo Perturbar y Observar [5]

2.5. Convertidores Electrónicos de Potencia

En el campo de la electrónica de potencia una de las operaciones más realizadas es la conversión de energía, es decir realizar estas operaciones modificando la tensión o corriente por medio de la conmutación. En la Figura 2.10 se puede observar las formas de conversión de energía ya sea de corriente directa a corriente alterna o viceversa [7].

Las formas de conversión de energía eléctrica se denominan como:

- Conversión AC.- En este caso el proceso consiste en transformar corriente alterna AC en o AC pero con distinto nivel y frecuencia.
- Rectificación.- Es el proceso que consiste en transformar de corriente alterna AC a corriente directa DC.
- Conversión DC.- Al igual que la conversión AC este proceso consiste en transformar de DC a DC de distinto nivel.
- Inversión.- Este es el proceso inverso a la rectificación ya que consiste en transformar la corriente directa DC en corriente alterna AC.

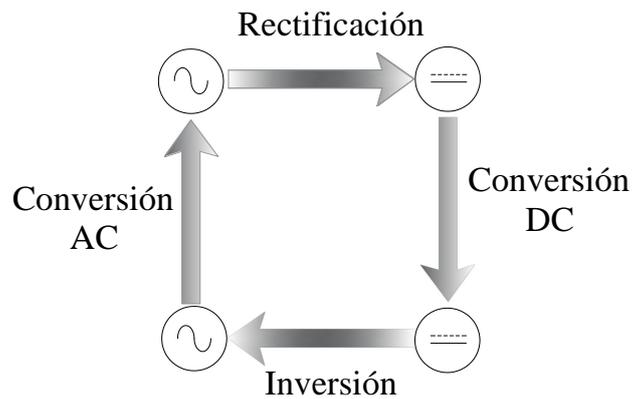


Figura 2.10.: Conversión de energía eléctrica [7]

Todas estas formas de conversión de energía se las realiza por medio de puentes convertidores electrónicos, los cuales van a tener diferentes configuraciones dependiendo de la aplicación. En esta apartado se detallará el proceso de Conversión DC y el proceso de Inversión.

2.5.1. Conversión DC

Los convertidores de corriente directa son los encargados de convertir una fuente de tensión continua fija en una de tensión continua variable [11, 54].

De esta manera existen varias topologías de convertidores DC, los cuales se clasifican dependiendo de su función. Entre los más comunes se tiene [9]:

- Convertidor Elevador (Boost)
- Convertidor Reductor (Buck)
- Convertidor Reductor - Elevador (Buck-Boost)

2.5.1.1. Convertidor Elevador (Boost)

Este convertidor se utiliza para elevar el nivel de tensión a la salida con respecto a la tensión de entrada. La topología del convertidor elevador (Figura 2.11) incluye un inductor (L) y un condensador (C) a la salida, los cuales son necesarios para reducir el rizado y de esta manera mantener la tensión en la salida del convertidor, además en algunas configuraciones consta de un condensador de entrada el cual es utilizado para estabilizar la tensión de entrada debido a los picos de corriente que se producen por el elemento de conmutación (Q), tal como se muestra en la Figura 2.12 [8, 11].

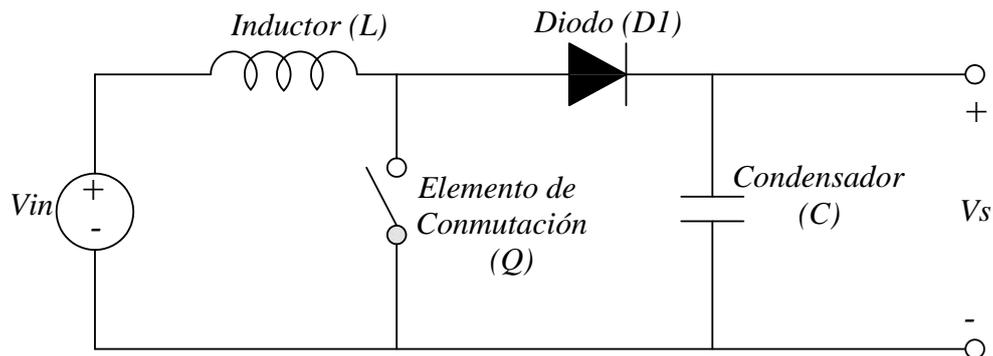


Figura 2.11.: Topología convertidor Boost [8]

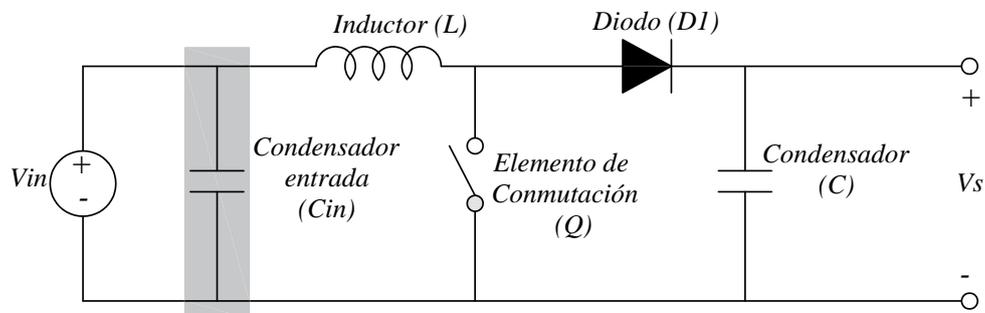


Figura 2.12.: Topología convertidor Boost [9]

Al tener conectado una carga resistiva (R), como se muestra en la Figura 2.13, se presentan dos estados de funcionamiento dependiendo del estado del interruptor o elemento de conmutación, ya sea el modo de conducción continua (MCC) o el modo de conducción discontinua (MCD), con la finalidad de encontrar la tensión de salida ΔV_s y la corriente del inductor en estado estacionario Δi_L .

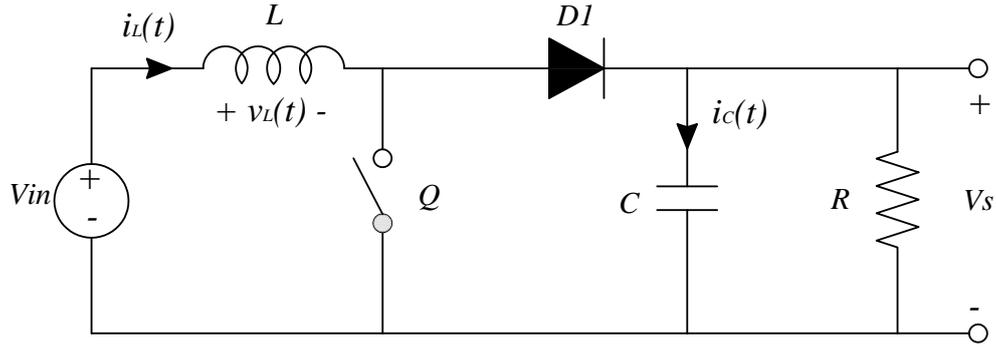


Figura 2.13.: Topología del convertidor Boost conectado a una carga [10]

Modo de Conducción Continua: En este modo el interruptor permanece cerrado durante un tiempo t_1 representado por el producto DT_S , donde el Ciclo de Trabajo D representa la fracción de tiempo que el elemento de conmutación permanece en dicha posición y T_S es el periodo de conmutación. El Ciclo de Trabajo puede tomar valores entre $0 \leq D \leq 1$ y su complemento está representado por $D' = 1 - D$. Cuando el interruptor Q se cierra durante el tiempo t_1 , el diodo $D1$ se polariza inversamente y por tanto la corriente que circula por el inductor L se eleva linealmente almacenando energía en dicho inductor que no es transferida a la carga. El circuito equivalente es el mostrado en la Figura 2.14, donde se puede apreciar que en este modo el condensador se comporta como una fuente de alimentación transfiriendo energía a la carga [9].

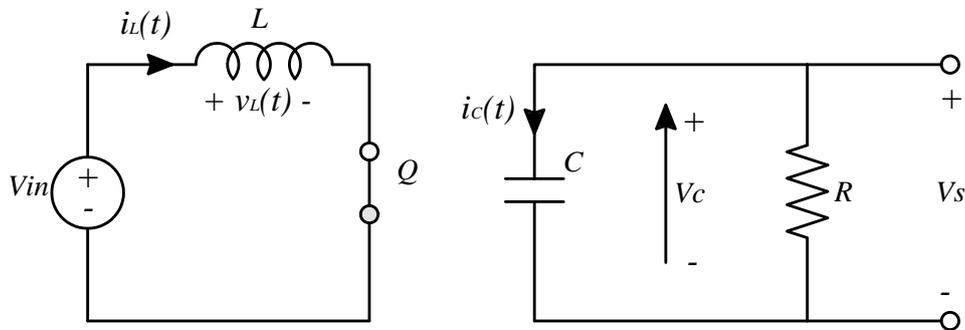


Figura 2.14.: Modo conducción continua convertidor boost [11]

Al estar cerrado el interruptor, la tensión de entrada V_{in} se transfiere a los extremos del inductor L y por tanto se produce una circulación de corriente i_L . Además en el condensador se presenta una circulación de corriente i_C . Estas dos condiciones están dadas por las ecuaciones siguientes:

$$v_L = V_{in} \quad (2.7)$$

$$i_C = -\frac{V_S}{R} \quad (2.8)$$

Se sabe que en la tensión de salida V_S está dada compuesta por los parámetros de la ecuación 2.9:

$$V_s(t) = V + v_{rizado}(t) \quad (2.9)$$

donde:

- V es la componente de tensión DC deseada.
- $v_{rizado}(t)$ es la componente de tensión AC no deseada que surge de la conmutación del dispositivo de conmutación.

De esta manera la tensión de rizado $v_{rizado}(t)$ por lo general toma valores muy pequeños en el orden de los milivoltios, debido a esto puede ser despreciada de la ecuación 2.9 y por tanto se asume que la tensión de salida $V_S(t)$ es igual a la componente DC (V). Teniendo así la ecuación 2.10 que describe la aproximación de rizado nulo.

$$V_S = V \quad (2.10)$$

Ahora bien utilizando la aproximación lineal de rizado las ecuaciones 2.7 y 2.8 se simplifican como:

$$v_L = V_{in} \quad (2.11)$$

$$i_C = -\frac{V}{R} \quad (2.12)$$

Modo de Conducción Discontinua: Cuando el interruptor Q se abre durante un tiempo t_2 , la energía almacenada en el inductor se transfiere a la carga a través del diodo $D1$, el cual es polarizado directamente y de esta manera es consumida la corriente del inductor L . El circuito equivalente es el mostrado en la Figura 2.15, donde se puede apreciar que en este caso el inductor se comporta como una fuente de alimentación y el condensador C se comporta como carga [9].

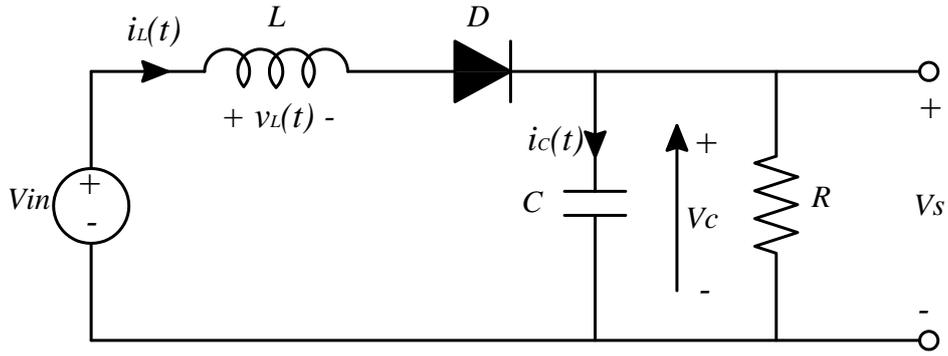


Figura 2.15.: Modo Discontinuo Boost [11]

En este estado, al fluir una corriente (i_L) hacia la carga, y considerando que no hay caída de tensión en el diodo $D1$, la tensión del inductor y la corriente del condensador se expresa como:

$$v_L = V_{in} - V_S \quad (2.13)$$

$$i_C = i_L - \frac{V_S}{R} \quad (2.14)$$

Si se usa la aproximación de rizado nula las ecuaciones 2.13 y 2.14 se reducen a:

$$v_L = V_{in} - V \quad (2.15)$$

$$i_C = I - \frac{V}{R} \quad (2.16)$$

La tensión del inductor descrita por las ecuaciones 2.11 y 2.15 para un ciclo completos se presenta en la Figura 2.16:

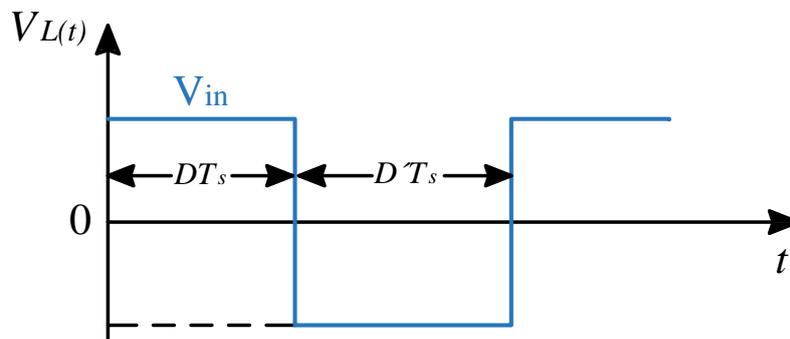


Figura 2.16.: Forma de onda de la tensión del convertidor Boost

De la misma forma en la Figura 2.17 se presenta la forma de onda de la corriente del convertidor, determinada a partir de la corriente del condensador representada por las ecuaciones 2.12 y 2.16.

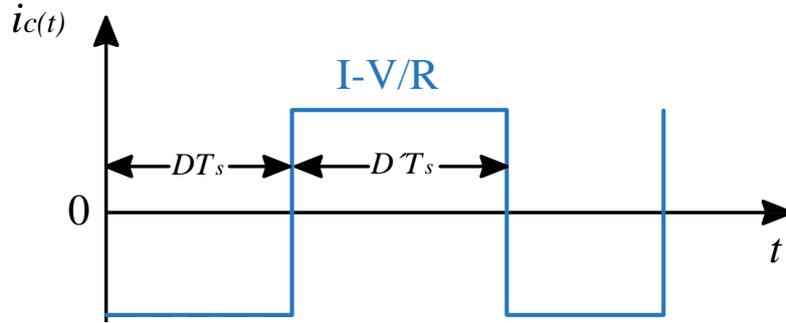


Figura 2.17.: Forma de onda de la corriente de convertidor Boost

El total de tensión aplicada al inductor en un periodo de conmutación según la Figura 2.16 está dada por la ecuación siguiente:

$$\int_0^{T_s} V_L(t)dt = (V_{in})DT_s + (V_{in} - V)D'T_s \quad (2.17)$$

Igualando la ecuación 2.17 a cero y sustituyendo $(D + D') = 1$ se obtiene:

$$V_{in}(D + D') - VD' = 0 \quad (2.18)$$

La expresión para la tensión de salida esta dada por la siguiente ecuación:

$$V = \frac{V_{in}}{D'} \quad (2.19)$$

Sabiendo que la tasa de conversión de la tensión $M(D)$ está dada por el cociente entre la tensión de salida para la tensión de entrada del convertidor.

$$M(D) = \frac{V}{V_{in}} = \frac{1}{D'} = \frac{1}{1 - D}$$

De esta manera el ciclo de trabajo en función de la tensión de entrada y salida está dado por la ecuación 2.20:

$$D = 1 - \frac{V_{in}}{V_S} \quad (2.20)$$

Por otra parte la carga del condensador en un periodo de conmutación se obtiene integrando la corriente del mismo mostrado en la ecuación siguiente:

$$\int_0^{T_s} i_C(t)dt = \left(-\frac{V}{R}\right)DT_s + \left(I - \frac{V}{R}D'T_s\right) \quad (2.21)$$

$$-\frac{V}{R}(D - D') + ID' = 0$$

$$I = \frac{V}{D'R}$$

Por tanto la componente DC de la corriente del inductor I es igual al cociente entre la corriente de la carga V/R entre D' y sustituyendo en la ecuación 2.19 se tiene:

$$I = \frac{V_{in}}{D'^2R} \quad (2.22)$$

Cálculo de corriente del inductor y la tensión del condensador

En la Figura 2.18 se muestra la forma de onda de la corriente del inductor $i_L(t)$, donde se procede a derivar una expresión para la corriente de rizado del mismo Δi_L .

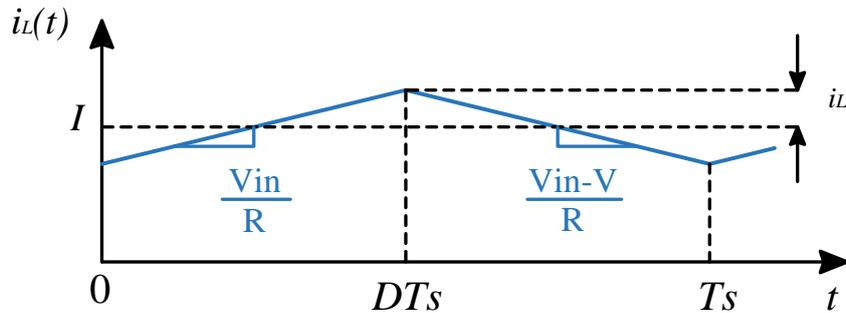


Figura 2.18.: Forma de onda de la corriente del inductor $i_L(t)$

De esta manera durante el primer subintervalo, con el interruptor en la posición de cerrado la pendiente de la corriente del inductor está dada por la ecuación siguiente:

$$\frac{di_L(t)}{dt} = \frac{v_L(t)}{L} = \frac{V_{in}}{L} \quad (2.23)$$

Para el caso del segundo intervalo donde el interruptor permanece abierto la pendiente de la corriente del inductor está dada por la ecuación siguiente:

$$\frac{di_L(t)}{dt} = \frac{v_L(t)}{L} = \frac{V_{in} - V}{L} \quad (2.24)$$

En la Figura 2.18 se observa que durante el primer subintervalo la razón de cambio en la corriente en dicho inductor $2\Delta i_L$, es igual a la multiplicación de la pendiente con la duración del mismo. Por lo tanto asumiendo que el convertidor está trabajando en modo continuo y además el diodo y el dispositivo de conmutación son ideales se tiene:

$$2\Delta i_L = \frac{V_{in}}{L} DT_S \quad (2.25)$$

donde:

$$\Delta i_L = \frac{V_{in}}{2L} DT_S \quad (2.26)$$

Por medio de la ecuación 2.26 se puede obtener el valor del inductor para el diseño del convertidor:

$$L = \frac{V_{in}}{2\Delta i_L} DT_S \quad (2.27)$$

Por otra parte se procede a obtener una expresión derivada para la magnitud de la tensión pico de rizado ΔV a partir de la forma de onda de la tensión del condensador $V_S(t)$ mostrado en la Figura 2.19.

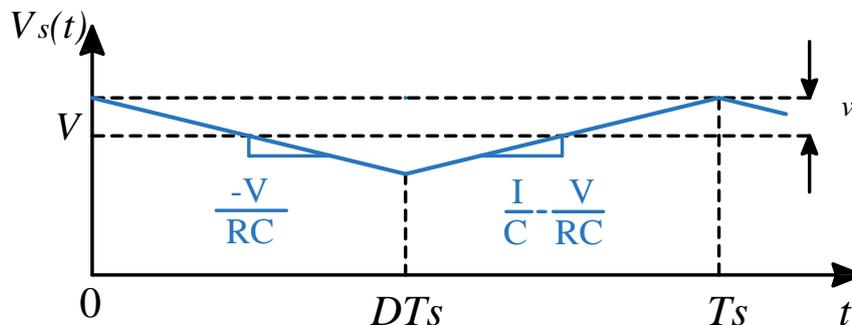


Figura 2.19.: Forma de onda de la tensión de salida del convertidor

Durante el primer subintervalo, con el interruptor en la posición de cerrado la pen-

diente de la tensión del capacitor está dada por la ecuación siguiente:

$$\frac{dV_C(t)}{dt} = \frac{i_C(t)}{C} = -\frac{V}{RC} \quad (2.28)$$

En el segundo intervalo donde el interruptor permanece abierto la pendiente de la tensión del condensador está dada por la ecuación siguiente:

$$\frac{dV_C(t)}{dt} = \frac{i_C(t)}{C} = \frac{I}{C} - \frac{V}{RC} \quad (2.29)$$

A partir de la forma de onda de la tensión del condensador mostrada en la figura 2.19 se tiene que en el primer subintervalo el cambio en la tensión del condensador $-2\Delta V_S$ es igual a la multiplicación de la pendiente con la duración del mismo.

$$-2\Delta V_S = -\frac{V}{RC}DT_S \quad (2.30)$$

$$\Delta V_S = \frac{V}{2RC}DT_S \quad (2.31)$$

A partir de la ecuación 2.31 se puede obtener el valor del condensador C para el diseño del convertidor.

$$C = \frac{V}{2\Delta V_S R}DT_S \quad (2.32)$$

2.5.1.2. Control de Convertidores

El control de los convertidores según [9] se los realiza por medio de diferentes técnicas tomando en cuenta aspectos como la no linealidad de los mismos, variaciones de la carga y tensión de entrada. De esta manera existen técnicas como:

- Control por PWM
- Control por Deslizamiento

Esta clasificación se dará con más detalles en el siguiente apartado.

2.5.2. Inversores

Los inversores son circuitos que transforman la corriente o tensión continua en alterna con magnitud y frecuencia variable. De esta manera se podrá tener a la salida una tensión que puede ser fija o variable a una frecuencia fija o variable [54].

Las aplicaciones del inversor están enfocadas de manera general al control de velocidad y posición de las máquinas de corriente alterna y dispositivos de corriente alterna [13].

Para obtener una tensión alterna de salida variable se puede realizar controlando los parámetros de tensión de entrada continua DC y la ganancia del inversor la cual es la relación entre la tensión de salida AC y la tensión de entrada DC. De esta manera se puede obtener la tensión de salida variable manteniendo fija la ganancia del inversor y haciendo variable la tensión continua de entrada. Por otro lado al no tener una tensión continua de entrada fija se puede variar la ganancia del inversor por medio del control por modulación por ancho de pulso PWM dentro del inversor.

El control de los inversores según [13] se los realiza por medio de dispositivos de conmutación que usan una señal PWM controlando el encendido y apagado de los mismos, entre los dispositivos más utilizados están:

- Transistores de Bipolares de Unión (BJT)
- Transistores de Efecto de Campo de Metal Óxido Semiconductor (MOSFET)
- Transistores Bipolares de Compuerta Aislada (IGBT)
- Tiristores Controlados por Compuerta (GTO)

Topologías de Inversores

Los inversores según la fuente de energía se pueden clasificar como:

- Inversor alimentado por Tensión (VFI, de voltaje-fed inverter) donde la tensión de entrada permanece constante [13].
- Inversor alimentado por Corriente (CFI, de current-fed inverter) donde la corriente de entrada permanece constante [13].
- Convertidor Enlazado con CC Variable si la tensión de entrada es controlable [13].

Por otra parte los inversores según el número de fases se clasifican como:

- Inversores Monofásicos
- Inversores Trifásicos

En este documento se detallará los inversores monofásicos debido a que serán los que se implementen posteriormente.

2.5.2.1. Inversores Monofásicos

Los inversores monofásicos presentan a la salida una sola fase de AC la cual puede ser utilizada para alimentar cargas puramente monofásicas. De esta manera existen diferentes topologías como son: Medio Puente y Puente Completo. De esta clasificación se detallará la topología de Puente Completo debido a que tiene mayor tensión de salida [5].

Inversor Monofásico de Puente Completo

Un inversor monofásico de puente completo está formado por cuatro interruptores que pueden ser dispositivos de conmutación como IGBT en antiparalelo con un diodo en forma de puente H, con la finalidad de convertir corriente continua en alterna. Como se muestra en la Figura 2.20, esta configuración permite que la corriente positiva sea controlada por el dispositivo de conmutación y la corriente negativa sea controlada por el diodo de descarga en antiparalelo [7].

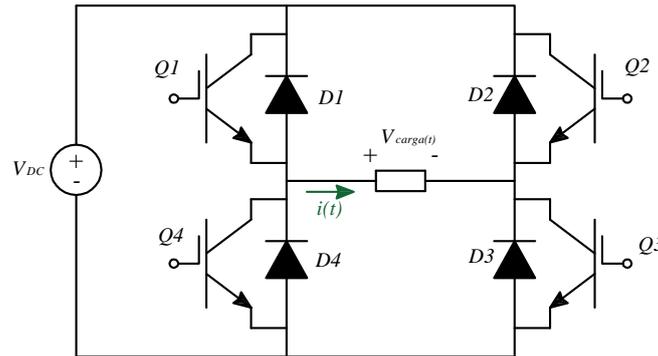


Figura 2.20.: Topología inversor monofásico de puente completo [7]

Principio de Funcionamiento

Este tipo de inversor representado por el circuito de la Figura 2.21 consta de cuatro interruptores bidireccionales de corriente y una fuente de corriente continua. Por medio de la conmutación de los interruptores S_1 , S_2 , S_3 y S_4 y la inyección de una tensión de entrada V_{DC} se puede obtener una salida en corriente alterna V_{AC} con el fin de aplicar sobre la carga tensiones positivas ($+V_{DC}$), tensiones negativas ($-V_{DC}$) o cero (0).

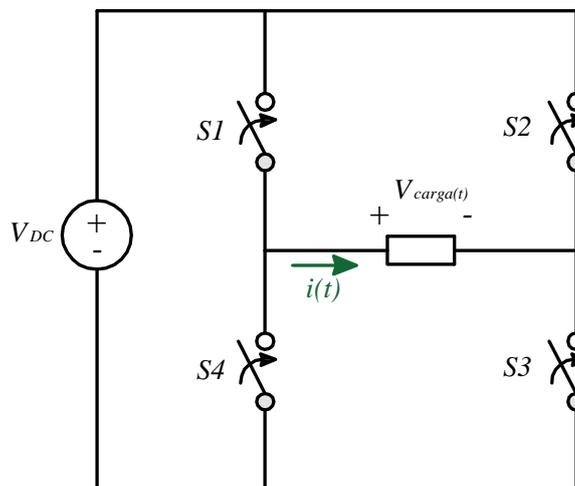


Figura 2.21.: Circuito del inversor monofásico [7]

La secuencia de operación de los interruptores se presenta en el Cuadro 2.1, donde se obtiene una tensión de salida V_o para alimentar a la carga por medio de cuatro posibles combinaciones de los interruptores [7].

Interruptores Cerrados	Tensión salida V_o
S_1 y S_3	$+V_{DC}$
S_2 y S_4	$-V_{DC}$
S_1 y S_2	0
S_3 y S_4	0

Cuadro 2.1.: Conmutación de los interruptores del inversor monofásico [7]

De esta manera para obtener una tensión positiva de salida $V_o = +V_{DC}$, los interruptores S_1 y S_3 permanecen cerrados y los interruptores S_2 y S_4 permanecen abiertos. En la Figura 2.22 se presenta el circuito equivalente para este caso.

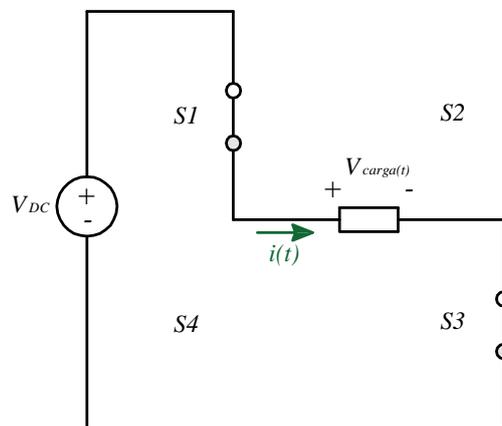


Figura 2.22.: Conmutación de los interruptores para obtener una tensión $V_o = +V_{DC}$ [7]

Para obtener una tensión negativa de salida $V_o = -V_{DC}$ en este caso los interruptores S_2 y S_4 permanecen cerrados y los interruptores S_1 y S_3 permanecen abiertos, de tal manera que el circuito es el mostrado en la Figura 2.23.

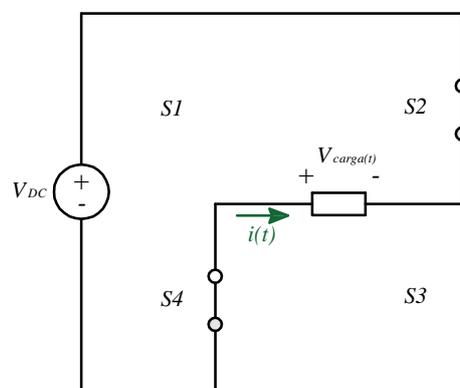


Figura 2.23.: Conmutación de los interruptores para obtener una tensión $V_o = -V_{DC}$ [7]

Por último para obtener una tensión de salida $V_o = 0$ se tiene dos posibilidades la primera es cerrar los interruptores S_1 y S_2 mientras que los interruptores S_3 y S_4 permanezcan abiertos (Ver en la Figura 2.24), mientras la segunda posibilidad es cerrar los interruptores S_3 y S_4 mientras que los interruptores S_1 y S_2 permanezcan abiertos (Ver Figura 2.25).

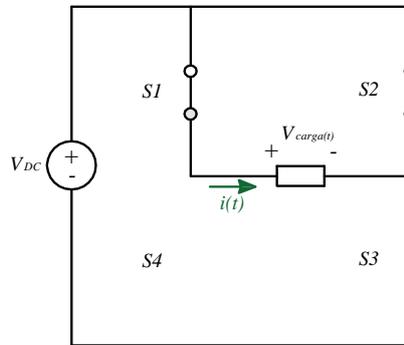


Figura 2.24.: Conmutación de los interruptores para obtener una tensión $V_o = +V_{DC}$ (S_1 y S_2 cerrados) [7]

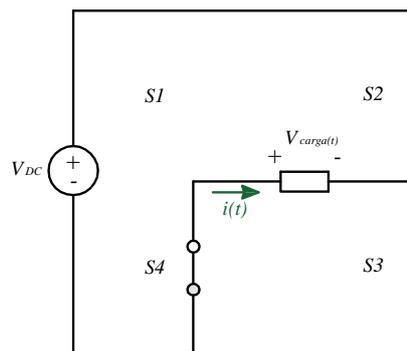


Figura 2.25.: Conmutación de los interruptores para obtener una tensión $V_o = +V_{DC}$ (S_3 y S_4 cerrados) [7]

En la salida del inversor por medio de la conmutación periódica de los interruptores se tendrá una tensión alterna con forma de onda cuadrada como se puede ver en la Figura 2.26, donde esta señal contendrá armónicas superiores a la fundamental que deberán ser eliminadas por medio del uso de filtros. En este caso la operación del inversor es simétrica en dos estados ($+V_{DC}$, $-V_{DC}$) [5, 7].

El control de la frecuencia y magnitud efectiva de la tensión o corriente inyectada hacia la carga pueden ser controladas por el tiempo de conmutación de los interruptores. Por tanto el valor de la tensión efectiva o tensión RMS inyectada hacia la carga en un tiempo de conmutación $T/2$ para estos dos estados se calcula con la ecuación 2.33 [5].

$$V_{rms} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T V_{DC}^2 dt} = V_{DC} \quad (2.33)$$

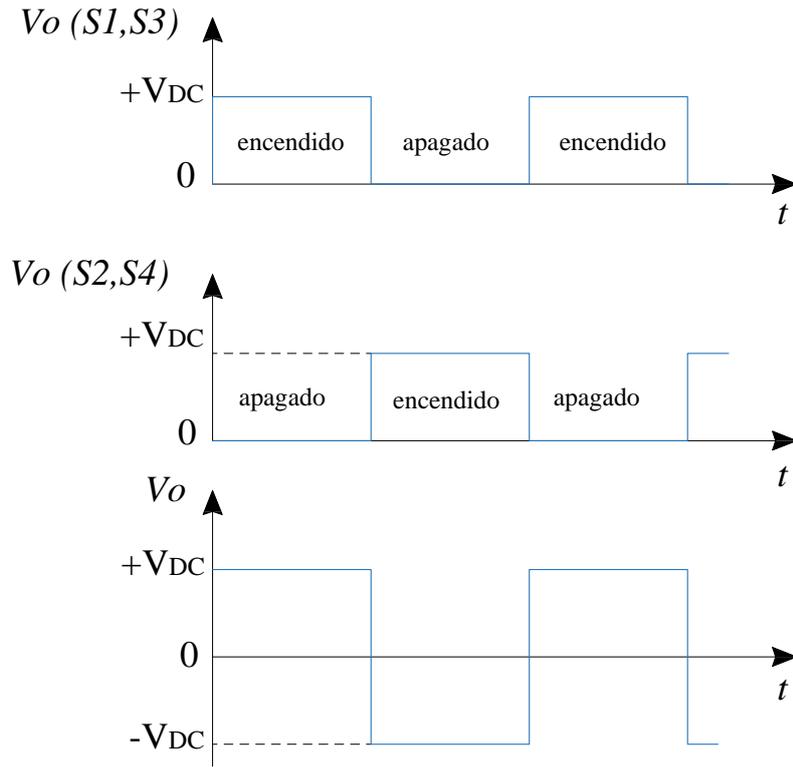


Figura 2.26.: Salida del inversor V_o [12]

Ahora bien para modificar el valor efectivo de la tensión de salida del inversor se lo realiza por medio del control por tres estados ($+V_{DC}$, $-V_{DC}$, 0) que consiste en modificar el valor de la fuente de entrada V_{DC} en cada semiciclo de la forma de onda alterna de salida del inversor por medio la operación de los convertidores DC-DC, donde durante el tiempo de conducción del mismo se realizan cortocircuitos en la salida que afectan a la carga con la finalidad de modificar o disminuir este valor efectivo de la tensión [7].

La tensión alterna de salida teniendo en cuenta los tres estados de operación se muestra en la Figura 2.27, donde el valor efectivo de la tensión de salida del inversor está dado por la ecuación 2.35 [7].

$$V_{rms} = V_{DC} \sqrt{\frac{2a}{T}} \quad (2.34)$$

Donde:

$$0 \leq a \leq \frac{T}{2}$$

Reemplazando el valor de $a = \frac{T}{-2x}$ en 2.34 se obtiene:

$$V_{rms} = V_{DC} \sqrt{1 - \frac{4x}{T}} \quad (2.35)$$

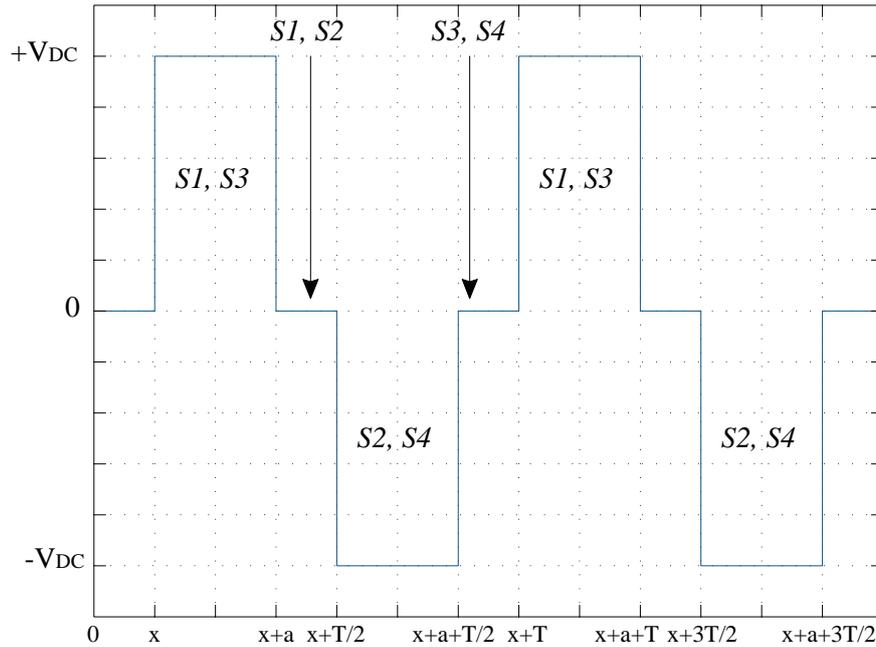


Figura 2.27.: Tensión de salida del inversor en operación de 3 estados [7]

2.5.3. Control de los Inversores

El control de los inversores consiste en modificar la tensión de salida de los mismos mediante la variación de ganancia, incorporando técnicas como el control por modulación por ancho de pulso PWM.

La Modulación por Ancho de Pulso PWM por sus siglas en inglés (Pulse-Width Modulation) es una técnica la cual modifica el ciclo de trabajo de una señal periódica ya sea con el objetivo de transmitir información por un medio de comunicación o con el propósito de controlar la cantidad de energía que es inyectada hacia la carga. De esta manera los parámetros que se presentan en el PWM son: Periodo (T) y el Ciclo de Trabajo (D) el cual indica el tiempo en que la señal se encuentra en estado alto respecto al tiempo total o periodo (T) [5, 9].

El PWM utilizado para el control de los inversores, modifica algunas características de una señal denominada portadora con respecto a otra señal denominada moduladora o de referencia, donde las señales más comunes para su implementación son una señal senoidal de referencia con una señal triangular usada como portadora [5, 9].

Los parámetros más importantes que relacionan las señales moduladora y portadora entre sí son la amplitud y la frecuencia. Teniendo de esta manera lo que es el índice de modulación en amplitud y el índice de modulación en frecuencia:

Índice de Modulación en Amplitud El índice de modulación en amplitud I_M , es la relación entre la amplitud de la señal moduladora y la amplitud de la señal

portadora como se muestra en la ecuación 2.36.

$$I_M = \frac{V_{pico_{moduladora}}}{V_{pico_{portadora}}} \quad (2.36)$$

Si $I_M \leq 1$, el sistema se denomina modulado y si $I_M > 1$, el sistema se denomina sobre modulado.

Al estar el sistema modulado la amplitud de la componente fundamental de la salida del PWM es proporcionalmente lineal y se expresa en la ecuación 2.37:

$$V_{rms1} = \sqrt{2}I_M V_{DC} \quad (2.37)$$

Índice de Modulación en Frecuencia El índice de modulación en frecuencia m_f , es la relación entre la frecuencia de la señal portadora y la frecuencia de la señal moduladora, es decir queda expresado como se muestra en la ecuación 2.38:

$$m_f = \frac{f_{portadora}}{f_{moduladora}} \quad (2.38)$$

De esta manera la salida del PWM tiene la misma frecuencia fundamental que la señal de referencia.

Ahora bien para controlar la tensión de salida de inversor se utiliza diferentes formas de onda moduladoras. Según [13], esto se logra por medio de diferentes técnicas de modulación como son :

1. Modulación por ancho de un solo pulso.
2. Modulación por ancho de pulsos múltiples.
3. Modulación por ancho de pulso senoidal.
4. Modulación por ancho de pulso senoidal modificado.
5. Control por desplazamiento de fase.

En este apartado se hace énfasis a la modulación por ancho de pulso senoidal, debido a que será implementado en el Capítulo 3 para cumplir con el objetivo de este proyecto.

2.5.3.1. Modulación por ancho de pulso senoidal SPWM

En este tipo de control de modulación por ancho de pulso sinusoidal se muestra en la Figura 2.28, donde se compara una señal senoidal de referencia de frecuencia f_r con una señal portadora triangular de frecuencia f_c [13].

La frecuencia de referencia va a determinar el valor de la frecuencia f_o de salida del inversor y su amplitud A_r determinará el índice de modulación controlando de esta manera dicho voltaje de salida.

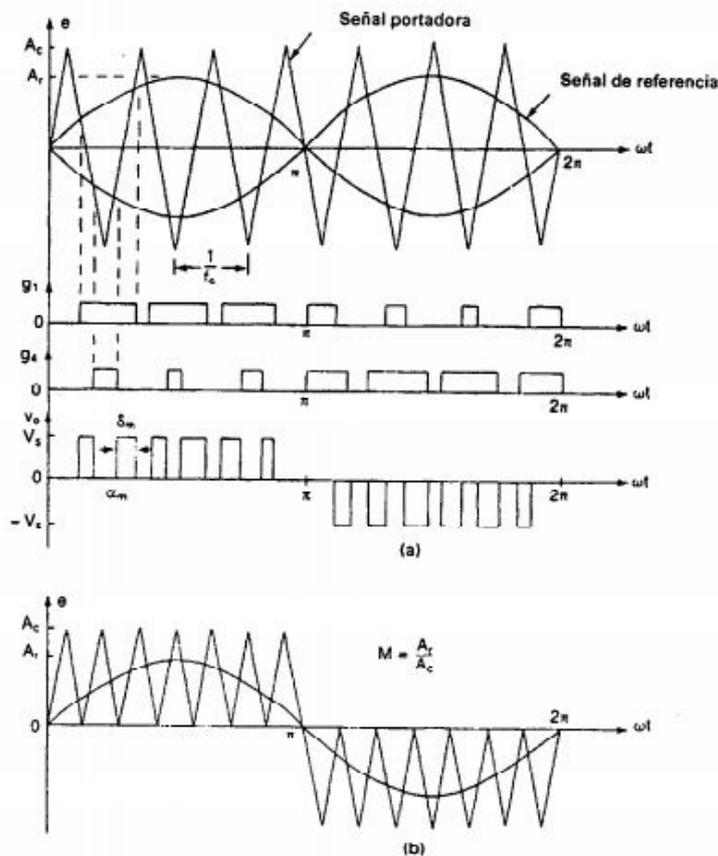


Figura 2.28.: Modulación por ancho de pulso senoidal [13]

Existen dos variantes de esta técnica de modulación: SPWM Bipolar y SPWM Unipolar detalladas a continuación:

SPWM Bipolar En esta técnica de modulación se utiliza una única señal de referencia senoidal y una señal portadora triangular la cual fija la frecuencia de conmutación con el fin de obtener en el inversor dos estados $+V_{DC}$ y $-V_{DC}$. En el caso de utilizar un inversor de puente completo se tendrá dos combinaciones posibles de los interruptores para generar a la salida del mismo una tensión $+V_{DC}$ y $-V_{DC}$ [15].

SPWM Unipolar En este caso se utilizan dos señales de referencia senoidal y una señal portadora triangular la cual fija la frecuencia de conmutación con el fin de obtener en el inversor tres estados $+V_{DC}$, $-V_{DC}$ y 0. En el caso de tener un inversor de puente completo la modulación se controla por separada para cada rama del puente. Ambas ramas comparten la señal portadora, pero a cada una se aplica la señal de referencia con un cierto desfase respecto a la otra [15].

2.5.4. Factor de Distorsión Armónica (THD)

La red eléctrica convencional en ocasiones se ve afectada por ciertas distorsiones producidas por la conexión de componentes o aparatos eléctricos o electrónicos conectados a ella. Por tanto en aplicaciones como la interconexión de la red eléctrica con sistemas fotovoltaicos estos pueden distorsionar la señal pura o fundamental de dicha red eléctrica, debido a la presencia de componentes no lineales [55]. De esta manera estas distorsiones o armónicos afectan a la calidad de la energía debido a que son señales con valores de frecuencia múltiplos de la frecuencia fundamental [5].

El Factor de Distorsión Armónica (THD) de una señal es medida del contenido total de armónicas de la señal respecto a la fundamental y se calcula tanto para la señal de tensión como de corriente por medio de las ecuaciones 2.39 y 2.40 [55].

$$THD_V = \frac{\sqrt{V_2^2 + V_3^2 + \dots}}{V_1}, 100 \quad (2.39)$$

$$THD_I = \frac{\sqrt{I_2^2 + I_3^2 + \dots}}{I_1}, 100 \quad (2.40)$$

Donde:

V_2, V_3 es la tensión de los armónicos de orden 2,3 hasta el orden n

I_1, I_2 es la corriente de los armónicos de orden 2,3 hasta el orden n

De acuerdo a normativas internacionales como la IEEE 519-2014 y la IEEE 1547 se establecen valores máximos de THD para tensión y corriente de [56, 57]:

- Distorsión Armónica de Tensión $THD_V = 3\%$
- Distorsión Armónica de Corriente $THD_I = 8\%$

2.6. Estructuras de Control

El sistema de control de una planta o proceso consiste en medir la magnitud que se quiere controlar y de esta manera actuar sobre ciertos parámetros con el fin de conseguir que dicha magnitud a controlar se ajuste al valor deseado. Es así que se presentan definiciones básicas de los sistemas de control para comprender su estructura.

Variable de Control Es la cantidad o condición que se mide y controla como punto de partida de la variable manipulada [14].

Variable Manipulada Es la cantidad o condición que se modifica con el objetivo de afectar a la variable de control [14].

Planta Es cualquier sistema físico formado por un conjunto de partes que trabajan entre sí, el cual se quiere controlar [14].

Proceso Es la operación que se va a controlar [14].

Sistema Es un conjunto de componentes que trabajan entre sí para cumplir con un objetivo determinado [14].

Perturbación Es una señal la cual afecta a la variable de control [14].

Control Realimentado Es un control donde se compara una señal de entrada de referencia y una señal de salida, donde el resultado de esta comparación es utilizado para el control del sistema [14].

Sistema de control en lazo abierto Son sistemas de control donde la salida no es realimentada para compararla con la señal de referencia [14].

Sistema de control en lazo cerrado Son sistemas de control donde la señal de salida es realimentada para ser comparada con la señal de referencia [14].

Función de Transferencia Es la representación matemática de la planta que se va a controlar, es decir analizar la respuesta transitoria de dicha planta [14].

El diagrama de bloques presentado en la Figura 2.29 representa un sistema de control de lazo cerrado, donde este detecta la señal de salida (señal de realimentación) para ser comparada con la de referencia y así tener una señal de error la cual es enviada hacia la función de transferencia y posterior a la planta. Esta acción se realiza hasta tener una señal de error cercana a cero, lo que significa que el sistema está controlado a un valor de salida deseado.

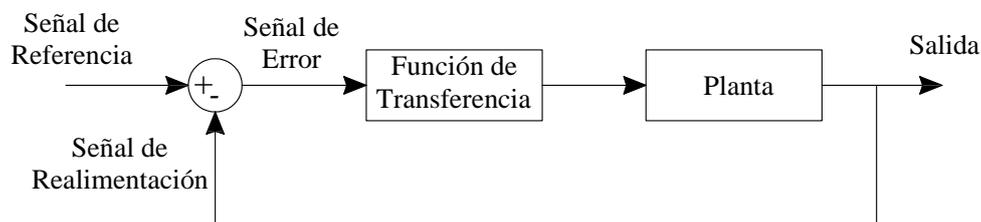


Figura 2.29.: Diagrama de Bloques de un Control de lazo Cerrado [14]

Según [14], estas acciones de control pueden ser representadas por medio de diferentes tipos de controladores como:

1. Acción de Control Proporcional (Control P)
2. Acción de Control Integral (Control I)
3. Acción de Control Proporcional Integral (Control PI)

4. Acción de Control Proporcional Derivativo (Control PD)
5. Acción de Control Proporcional Integrativo Derivativo (Control PID)

Donde en la Cuadro 2.2, se presentan las características de estos controladores haciendo énfasis al tiempo de subida, sobrepaso, tiempo de estabilización y error en estado estable.

Tipo	P	I	D
T. Subida	Decrece	Decrece	Cambio menor
Sobrepaso	Crece	Crece	Decrece
T. Estabilización	Cambio menor	Crece	Decrece
Error Estado Estable	Decrece	Se elimina	Cambio menor

Cuadro 2.2.: Características de los diferentes tipos de controladores [14]

Un inversor o un convertidor pueden ser una planta donde la señal de entrada es el Ciclo de Trabajo inyectado hacia los interruptores, la señal de salida puede ser la tensión, corriente o potencia y los elementos pasivos o activos representan al proceso. En la Figura 2.30 se muestra un esquema general de un control donde la planta es un inversor conjuntamente con un filtro de salida [58].



Figura 2.30.: Esquema general de control [15]

De esta manera se pueden tener diferentes estructuras de control en sistemas fotovoltaicos conectados a la red, donde algunos de ellos se detallan a continuación:

2.6.1. Estructuras de Control del Inversor

Entre las estructuras comúnmente utilizadas se tiene:

2.6.1.1. Control de tensión de lazo simple

En la Figura 2.31 se muestra un control por tensión de un inversor, donde se obtiene la señal de tensión de salida por medio de un sensor y se compara con una señal de referencia, obteniendo así una señal de error la cual será aplicada a un regulador de

tensión que actúa como un controlador y posterior a ello a un modulador (PWM) donde se obtiene el ciclo de trabajo a ser aplicado a los interruptores [15].

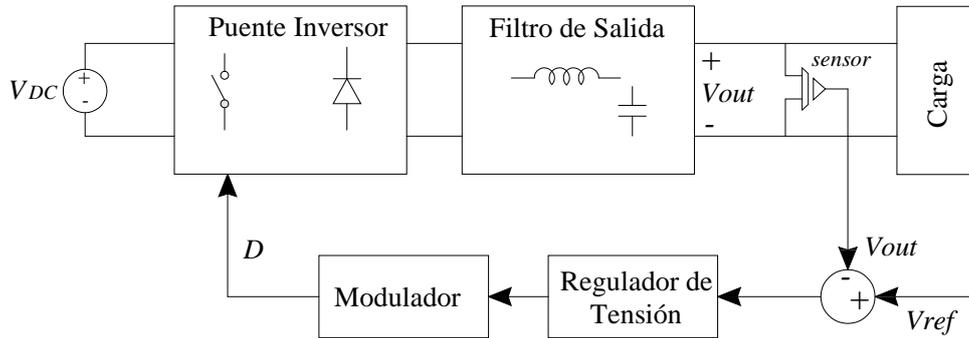


Figura 2.31.: Control de tensión de lazo simple [15]

2.6.1.2. Control de tensión de doble lazo

En este tipo de control mostrado en la Figura 2.32 está compuesto por un lazo interno de corriente y un lazo externo de tensión, donde la señal de salida para el lazo de corriente se obtiene de la bobina del filtro y para el lazo de tensión se obtiene de un sensor a la salida del mismo [15].

Al igual que el control anterior las señales son captadas y comparadas con una señal de referencia para ser aplicadas a un regulador de tensión y corriente el cual envía una señal hacia el modulador, para posteriormente obtener un ciclo de trabajo para conmutar los interruptores.

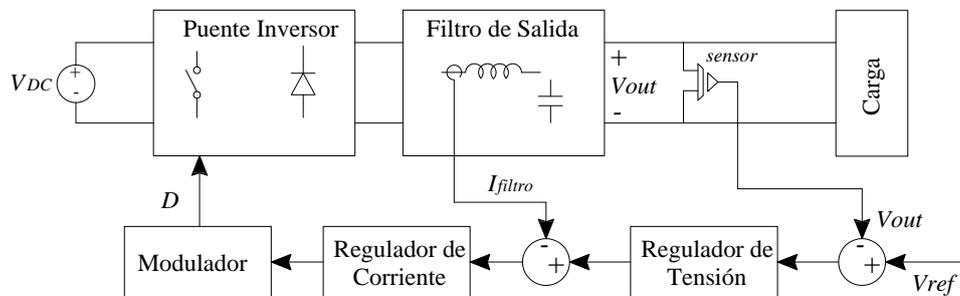


Figura 2.32.: Control de tensión de doble lazo [15]

2.7. Filtro de Red

Los filtros de la red son los encargados de eliminar las armónicas de orden superior que se producen producto de las conmutaciones del PWM del inversor con el objetivo de entregar a la red corrientes y tensiones senoidales puras [16].

Además el filtro de red tiene como objetivo introducir una impedancia entre el inversor y la red eléctrica, ya que por medio de la impedancia generada se tiene circulación del flujo de potencia.

Una de las limitaciones que se presenta al momento de diseñar el filtro para conectar a la red es que se deben conocer los parámetros y modelo de la red eléctrica en el punto de conexión común.

Ahora bien al momento de usar un filtro para aplicaciones de inversores conectados a la red con el fin de reducir los armónicos de alta frecuencia que se inyectan a la misma producto de las conmutaciones del control del inversor por parte del PWM se pueden tener diferentes tipos, entre el más común se tiene [16]:

2.7.1. Filtro L

El filtro L mostrado en la Figura 2.33, es un filtro de primer orden debido a que está formado por un solo elemento activo, donde la frecuencia de conmutación que se produce en el convertidor deberá ser lo suficiente elevada con el fin de obtener una atenuación elevada de los armónicos causados por el PWM.

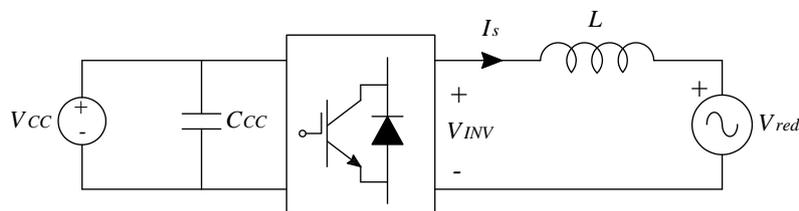


Figura 2.33.: Filtro L conectado a la red eléctrica convencional [16]

Para la mayoría de casos se debe considerar el efecto de la resistencia interna de la bobina, la cual se conecta en serie a la inductancia L del circuito de la Figura 2.33.

Cabe recalcar que para el diseño de los filtros se debe basar en las normativas vigentes que hacen referencia a los criterios de atenuación de los armónicos de la corriente de red como la IEEE Std 519, donde se establece que los valores máximos de THD (distorsión armónica total) en la corriente total es del 8% [57].

2.7.2. Inversor Monofásico conectado a la red mediante filtro

Un inversor monofásico del tipo mostrado en la Figura 2.20 al conectarse a la red eléctrica debe tener en su salida conectado un filtro el cual tiene como objetivo atenuar las altas frecuencias y armónicos producidos por las conmutaciones que se originan del PWM que control los disparos de dicho inversor [16].

De esta manera en la Figura 2.34, se puede apreciar un inversor monofásico conectado a red por medio de un filtro L y su uso se debe al bajo costo de implementación que presenta con respecto a usar un filtro LCL .

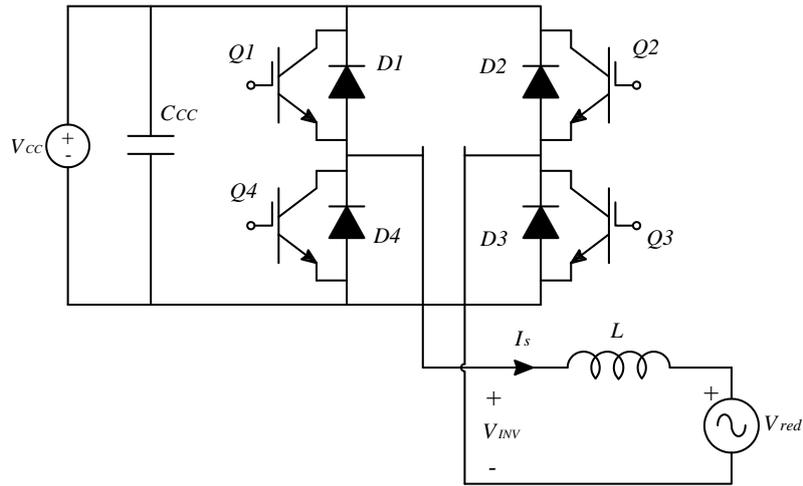


Figura 2.34.: Inversor monofásico conectado a la red [16]

En la Figura 2.35 se presenta el circuito equivalente del inversor monofásico conectado a la red eléctrica, donde se tiene acoplado un filtro L con una resistencia en serie (R) que representa la resistencia interna de la bobina que por lo general no debe ser despreciada con el fin de obtener resultados reales.

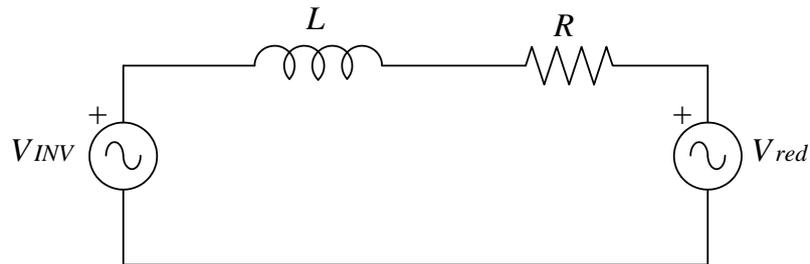


Figura 2.35.: Circuito equivalente [16]

Ahora bien para analizar el circuito en la Figura 2.35, se representa el diagrama fasorial mostrado en la figura 2.36 despreciando el efecto de la resistencia. Donde:

- V_{red} es el valor eficaz de la tensión de la red.
- V_{1con} es el valor eficaz de la tensión de salida del inversor.
- I_1 es la corriente eficaz de salida del inversor.
- φ es el ángulo de desfase entre la corriente del inversor y la tensión de la red.
- δ es el ángulo de desfase entre la tensión de la red y la tensión del inversor.
- X_L es la reactancia de la bobina.

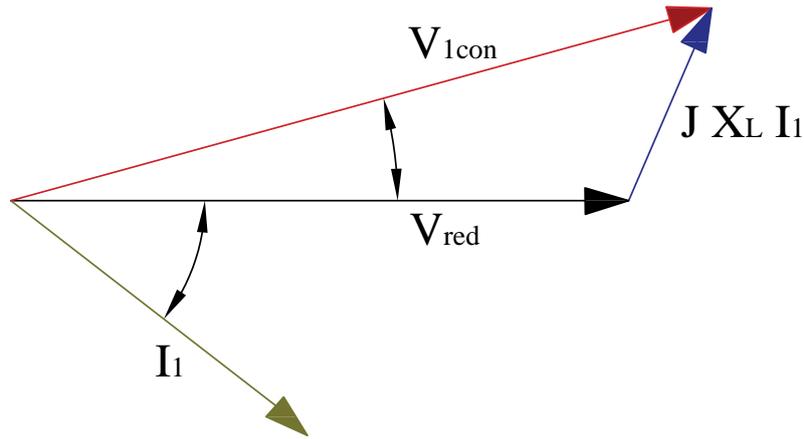


Figura 2.36.: Diagrama fasorial del circuito despreciando la caída resistiva [16]

La potencia activa y reactiva de la red del circuito de la Figura 2.35 sin considerar el efecto de la resistencia se presenta en la ecuación 2.41:

$$\mathbf{S} = P + jQ = \frac{V_{red} \cdot V_{1con}}{X_L} \text{sen}(\delta) + \frac{V_{red}}{X_L} (V_{1con} \text{cos}(\delta) - V_{red}) \quad (2.41)$$

En el caso de incluir el efecto de la resistencia, el diagrama fasorial se presentan en la Figura 2.37.

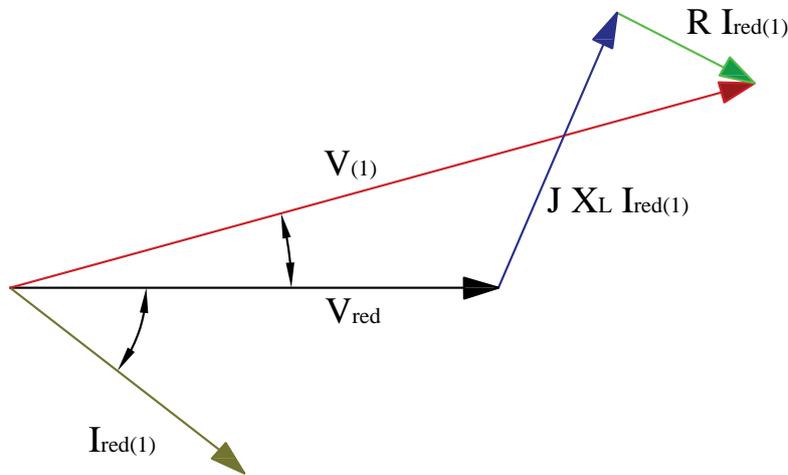


Figura 2.37.: Diagrama Fasorial del circuito incluyendo el efecto de R [16]

De igual manera se puede obtener la potencia activa y reactiva de la red presentada por circuito de la 2.35 considerando la caída de tensión en la resistencia R mediante las ecuaciones 2.42 y 2.43.

$$P = V_{red} V_{1con} \left(\frac{X_L}{Z^2} \text{sen}(\delta) + \frac{R}{Z^2} \text{cos}(\delta) \right) - V_{red}^2 \frac{R}{Z^2} \quad (2.42)$$

$$Q = V_{red}V_{1con} \left(\frac{X_L}{Z^2} \cos(\delta) + \frac{R}{Z^2} \sin(\delta) \right) - V_{red}^2 \frac{X_L}{Z^2} \quad (2.43)$$

donde: $Z = \sqrt{R^2 + \omega^2 L^2}$ y reemplazando en 2.42 y 2.43 se tiene las ecuaciones siguientes:

$$P = \frac{V_{red}V_{1con}X_L}{R^2 + \omega^2 L^2} \sen(\delta) + \frac{V_{red}V_{1con}R}{R^2 + \omega^2 L^2} \cos(\delta) - \frac{V_{red}^2 R}{Z^2} \quad (2.44)$$

$$P = \frac{V_{red}V_{1con}X_L}{R^2 + \omega^2 L^2} \cos(\delta) + \frac{V_{red}V_{1con}R}{R^2 + \omega^2 L^2} \sen(\delta) - \frac{V_{red}^2 X_L}{Z^2} \quad (2.45)$$

2.8. Sintetizadores de Frecuencia

Un sintetizador de frecuencia es un circuito el cual se encarga de entregar una frecuencia deseada limitada por un rango a partir de varias frecuencias estables de referencia. Existen diferentes tipos de sintetizadores de frecuencia los cuales son [17]:

1. Síntesis directa
 - a) Sintetizadores analógicos directos (DAS)
 - b) Sintetizadores digitales directos (DDS)
2. Síntesis indirecta
 - a) Basados en PLL
 - b) Basados en DLL

En base a la clasificación de los sintetizadores de frecuencia se hará énfasis a los basados en PLL descritos a continuación.

2.8.1. Lazo de Fijación de Fase (PLL)

El lazo de fijación de fase (PLL por sus siglas en inglés Phase Locked Loop) es un circuito que compara la magnitud y fase de una señal externa con una señal de referencia de un oscilador. Dicho de otra la señal externa controla la fase y frecuencia del oscilador. La señal de referencia puede ser del tipo cuadrada o senoidal [59].

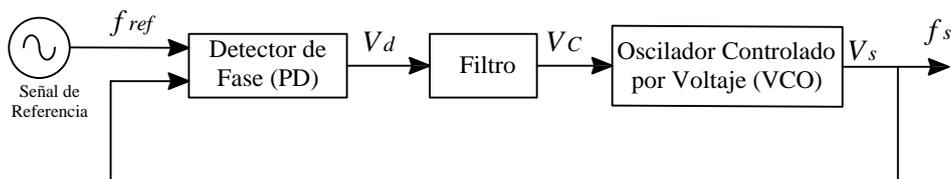


Figura 2.38.: Diagrama de Bloques de un PLL [17]

2.8.1.1. Arquitectura básica y principio de funcionamiento del PLL

La estructura básica del PLL es el mostrado en la Figura 2.38, en donde consta de los siguientes elementos:

Comparador o Detector de Fase (PD)

Es un circuito el cual produce a la salida la diferencia de fases de dos señales de entrada, las cuales pueden ser senoidales, cuadradas o incluso señales no periódicas. En la Figura 2.39 se puede ver la estructura del detector de fase en donde consta de dos señales de error a la entrada $\theta_{ref}(t)$ y $\theta_s(t)$ además de una constante K_d la cual será definida según el tipo de detector de fase que se utilice.

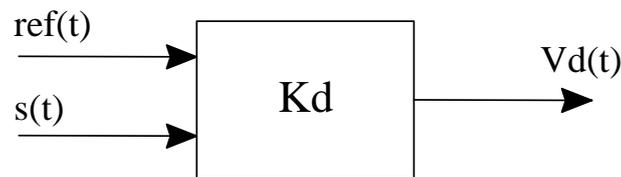


Figura 2.39.: Configuración del Detector de Fase [17]

Existen diferentes tipos de detectores de fase entre los cuales se tienen:

- Detector de Fase de puerta OR-exclusiva
- Detector de Fase con flip-flop
- Detector de fase-frecuencia

Filtro

El filtro presente en la configuración del PLL es el encargado de eliminar las componentes indeseables que se producen en el proceso de la detección de fase con el fin de inyectar una tensión limpia al oscilador controlado por voltaje.

Los filtros que se utilizan en el PLL pueden ser activos o pasivos y de primer o segundo orden según sea el caso. De esta manera el filtro más utilizado es el paso bajo, el cual la variación que se produce en el ancho de banda de este tendrá incidencia directa en la rapidez del PLL para alcanzar una frecuencia fija determinada [17].

Oscilador Controlado por Voltaje (VCO)

El circuito del oscilador controlado por voltaje es el componente principal del PLL ya que genera una forma de onda periódica. Este circuito modifica su frecuencia de salida mediante una tensión continua V_c de entrada hasta reducir la diferencia de fase y lograr el enganche o enclavamiento del PLL [17].

Los tipos más comunes de VCO son:

- Osciladores controlados por cristal
- Osciladores basados en LC

Funcionamiento: Como se muestra en la Figura 2.38, el detector de fase compara la señal de referencia con la señal proveniente del oscilador controlado por voltaje, de esta manera se obtiene a la salida del mismo una tensión de error V_d la cual es definida como la diferencia de fase de las dos señales antes mencionadas [17].

Posterior a esto la tensión de error V_d es filtrada con el fin de transformarla en una tensión continua sin ruido V_c , la cual se inyectará hacia el *VCO* para modificar la frecuencia de oscilación hasta que coincida con la de referencia, es decir se produce el denominado enclavamiento en su estado estable [17].

Finalmente al estar el PLL sincronizado este va ajustarse automáticamente a las diferentes variaciones que se pueda tener de las señales de entrada.

2.8.1.2. Parámetros del PLL

Las características principales del PLL se determinan por medio de los siguientes parámetros:

Margen de enganche lineal (lock-in) Es el rango de frecuencia de entrada para el cual el bucle se enclava o engancha a la señal de entrada sin superar el margen lineal del detector de fase [17].

Margen de enganche no lineal (pull-in) En este caso el enclavamiento del bucle a la señal de entrada se produce aún cuando el margen lineal del detector de fase es superado [17].

Margen de mantenimiento estático (hold-in) En este caso si el bucle está enclavado previamente, el margen de frecuencia de entrada puede cambiar de valor sin desengancharse [17].

Margen de mantenimiento dinámico (pull-out) Para este caso el PLL puede producir un salto instantáneo máximo de la frecuencia de entrada sin desengancharse [17].

Tiempo de adquisición Es el tiempo en que la señal de salida tarda en alcanzar el enganche de fase y frecuencia definidos [17].

Error de fase Es la diferencia de fase de la señal de entrada o externa con la señal de referencia en el momento que se produce el enclavamiento [17].

Modulación por armónicos de la señal de referencia Es cuando se producen bandas laterales falsas debido a que la señal de referencia produce armónicos los cuales se reflejan a la salida del detector de fase [17].

2.9. Análisis de Circuitos mediante Series de Fourier

2.9.1. Series de Fourier

Las series de Fourier son expresiones trigonométricas según [7] que representan una función periódica $g(t)$, denominada como:

$$g(t) = g(t + T) \quad (2.46)$$

donde:

$g(t)$ es la función periódica

T es el tiempo en un periodo de la señal

Por tanto conociendo la frecuencia f en Hertz de la señal se puede escribir la ecuación 2.46 como:

$$g(\omega t) = g(\omega t + 2\pi) \quad (2.47)$$

De esta manera el teorema de Fourier indica que la función periódica $g(t)$ se puede escribir como el valor medio de dicha función más una serie de términos en función de senos y cosenos de frecuencia angular $n\omega$, donde n es conocido como armónica y es un número positivo. Es así que la ecuación de $g(t)$ se puede describir como [7]:

$$g(t) = \frac{a_0}{2} + \sum_{n=1,2,3,\dots}^{\infty} (a_n \cos(n\omega t) + b_n \sin(n\omega t)) \quad (2.48)$$

Donde:

$$a_0 = \frac{2}{T} \int_0^T g(t) \cdot dt \quad (2.49)$$

$$a_n = \frac{2}{T} \int_0^T g(t) \cdot \cos(n\omega t) \cdot dt \quad (2.50)$$

$$b_n = \frac{2}{T} \int_0^T g(t) \cdot \sin(n\omega t) \cdot dt \quad (2.51)$$

Cuando $n = 1$, se hace referencia a la componente fundamental y por tanto la magnitud y fase de este armónico seleccionado son calculados por medio de las ecuaciones:

$$|H_n| = \sqrt{a_n^2 + b_n^2} \quad (2.52)$$

$$\angle H_n = \text{atan2} \left(\frac{b_n}{a_n} \right) \quad (2.53)$$

2.9.2. Análisis de Circuitos con Series de Fourier

El objetivo de analizar un circuito eléctrico por medio de las series de Fourier es poder conocer los parámetros que conforman la señal periódica $g(t)$ ya sea de tensión o corriente. Estos parámetros pueden ser magnitud y fase de la señal.

Para analizar un circuito eléctrico con series de Fourier se toma como ejemplo el circuito mostrado en la Figura 2.40, donde se tiene una carga RL alimentada por una tensión entregada por una fuente AC.

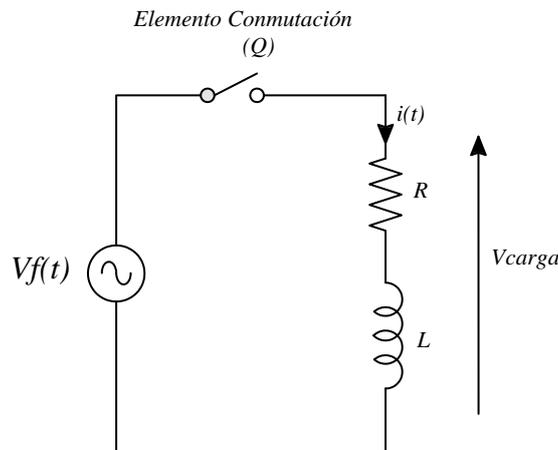


Figura 2.40.: Circuito RL [7]

Si la tensión que alimenta al circuito es considerada como una función periódica descompuesta en serie de Fourier como $v_f(t) = g(t)$, se podría obtener la serie de Fourier de la corriente en la carga conociendo dicha tensión.

$$v_f(t) = \frac{a_0}{2} + \sum_{n=1,2,3,\dots}^{\infty} (a_n \cos(n\omega t) + b_n \sin(n\omega t)) \quad (2.54)$$

De esta manera la tensión en la carga representada como una serie de Fourier está dada por:

$$v_{carga}(t) = V_0 + \sum_{n=1,2,\dots}^{\infty} V_n \cdot \text{sen}(n\omega t + \varphi_n) \quad (2.55)$$

donde:

$$V_0 = \frac{a_0}{2}$$

$$V_n = |H_n| = \sqrt{a_n^2 + b_n^2}$$

$$\varphi_n = \angle H_n = \text{atan2}\left(\frac{b_n}{a_n}\right) - \frac{\pi}{2}$$

Conociendo la tensión en la carga como una serie de fourier se puede obtener la corriente en serie de fourier como:

$$i(t) = I_0 + \sum_{n=1,2,\dots}^{\infty} \left(\frac{V_n}{Z_n} \cdot \text{sen}(n\omega t + \varphi_n + \phi_n) \right) \quad (2.56)$$

donde:

$$I_0 = \frac{V_0}{R}$$

$$Z_n = \sqrt{R^2 + (n\omega L)^2}$$

$$\phi_n = \text{atan}\left(\frac{n\omega L}{R}\right)$$

De esta manera se puede evaluar el comportamiento de las variables del circuito y por ende usar los valores de magnitud y fase para aplicaciones que se verán a lo largo de este documento.

2.10. Requerimientos y Normativa para la Conexión de Sistemas PV a la Red Eléctrica Convencional

Los sistemas fotovoltaicos conectados a la red se están desarrollando muy rápidamente debido al uso de fuentes de energía renovables como un recurso ilimitado. Esta conexión de los sistemas PV con la red convencional se denomina Generación Distribuida, la cual es definida como una tecnología de generación a pequeña escala que se conecta a puntos cercanos al consumidor con el fin de tener una fuente alternativa de generación diferente a la proporcionada por la red convencional [20].

Para que un sistema fotovoltaico se conecte a la red distribución convencional debe cumplir con una serie de requisitos y normativas con la finalidad de garantizar la seguridad y la calidad del servicio eléctrico.

Las regulaciones locales impuestas por los operadores de la red se aplican en la mayoría de países, pero a nivel internacional existen organismos los cuales imponen

normativas y estándares para los requerimientos de la red como la IEEE (siglas en inglés, Institute of Electrical and Electronic Engineers).

En el caso del Ecuador la conexión de generadores renovables no convencionales a la red de distribución está regulado por la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL) en la *REGULACIÓN No. ARCONEL-004/15*. Además se debe tomar en cuenta que el operador del sistema se rige a normativas internacionales como es la *1547 IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power System*. Estas normativas se detallan a continuación:

2.10.1. REGULACIÓN No. ARCONEL-004/15

Esta regulación hace referencia a establecer criterios y requisitos técnicos para la conexión de sistemas fotovoltaicos a la red de distribución convencional con el objetivo de mantener los rangos admisibles del sistema y asegurar la calidad del servicio de energía eléctrica.

De esta manera se presentan puntos importantes a tomar en consideración para la conexión de sistemas fotovoltaicos a la red de distribución que van desde los requerimientos de acceso hasta los requisitos operativos. Cada uno de estos puntos detalla el procedimiento y los criterios que se deben tomar para dicha interconexión, de esta manera:

Requerimientos de Acceso

En este apartado de la regulación se establecen los estudios que deben presentarse para la implementación así como las pruebas y certificación de equipos.

En el caso de los estudios para el acceso a un Título Habilitante de un proyecto que involucra la conexión de sistemas PV con la red, el operador de la red deberá proveer toda la información técnica de la red convencional de distribución para la realización de los estudios [60].

De esta manera los estudios realizados deberán ser presentados al operador de la red de distribución con el fin de evaluar la factibilidad de la conexión de un sistema solar fotovoltaico a su red [60].

Los estudios adicionales que se deberán realizar estarán enfocados aspectos como: estudios de flujos de potencia, cortocircuitos, coordinación de protecciones, calidad del producto y estabilidad

Ahora bien en el caso de las Pruebas y Certificación de Equipos, el operador de la red deberá verificar que se cumplan con los estándares de diseño y fabricación de todo el equipo asociado, cumpliendo con la certificación de mecanismos de prevención según la norma IEC 62116 y con la calidad de onda de voltaje por medio de los métodos de medición establecidos por la norma IEC 6100-4 [60].

Requisitos Operativos

Para la conexión de un sistema PV con la red de distribución, este debe tener la capacidad de control de la potencia activa, reactiva y voltaje en el punto de conexión

común (PCC). En el caso del control de potencia activa se deberá tener la capacidad de ajustar dicha potencia de acuerdo a los requerimientos del operador de la red, así como operar a frecuencia nominal de 60 Hz y poseer controladores que reduzcan la potencia activa de manera rápida en caso de emergencia [60].

Para el caso del control de potencia reactiva y voltaje se deberá tener la capacidad de absorción y entrega de reactivos según lo requiera el operador de la red, así como tener control sobre el factor de potencia en un rango desde 0,95 en atraso hasta 0,95 en adelante. En el caso que el operador de la red lo requiera, se deberá tener un control automático de voltaje en el PCC y el desbalance en estado estable no deberá superar el 5% en cada fase [60].

Cabe recalcar que todo el equipamiento de generación, transporte, y equipos deberán estar debidamente instalados al momento de realizar la conexión del sistema PV con la red convencional de distribución [60].

Finalmente en el caso que el sistema PV no pueda entregar energía a la red de distribución cumpliendo con los estándares de calidad y los propuestos en esta regulación, el operador del sistema interrumpirá el despacho de energía hasta que cumplan con los mismos [60].

2.10.2. *IEEE 1547 Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power System*

La IEEE 1547 es una normativa que establece los criterios y requerimientos para la interconexión de fuentes distribuidas con sistemas eléctricos de potencia. Esta normativa proporciona además requisitos necesarios para el desempeño, operación, pruebas y consideraciones de seguridad y mantenimiento en la interconexión [56].

Los requisitos se cumplirán específicamente en el punto de conexión común (PCC) a pesar de que ciertos dispositivos que se usan para el cumplimiento del mismo estén ubicados en otro lugar [56].

La normativa establece dos puntos de suma importancia como las especificaciones y requerimientos de la interconexión en la parte técnica y las pruebas de diseño.

En lo que respecta a los requerimientos técnicos de la interconexión, se debe tomar en cuenta la regulación del voltaje en el PCC y los rangos permitidos de las fluctuaciones son $\pm 5\%$ del nivel de voltaje asignado por el operador del sistema. Además se especifica que la frecuencia debe mantenerse en los 60 Hz con rangos permitidos que van desde 59,3 Hz hasta los 60,5 Hz en un tiempo de no más de 0,16 sg [56].

En la interconexión la fuentes de generación alternativas no deberán inyectar armónicos más allá del 8% en el caso de la corriente y no más del 3% en el caso del voltaje [56].

Ahora bien los requerimientos que se deben cumplir a la hora de realizar las pruebas de diseño del sistema de interconexión están relacionadas a los componentes discretos que van desde la calidad del voltaje y frecuencia hasta la inyección de armónicos hacia la red.

Finalmente la normativa establece realizar una evaluación de la instalación en la interconexión de manera que cada uno de los componentes cumplan con la prueba de calidad y diseño para poner en marcha la instalación.

3. CAPÍTULO 3: Simulación y Análisis de Resultados

Este capítulo abarca las simulaciones y los resultados obtenidos de un sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica convencional de 120 V a 60 Hz , con control de potencia activa, reactiva, y supervisión de la magnitud y frecuencia aplicando Fourier y el PLL, con la finalidad de abastecer las cargas de acuerdo a las normativas predisuestas.

Los esquemas a presentarse inyectan a la red una corriente aproximada de 40 A , con una potencia de 3753 W en el caso de trabajar en el punto de máxima potencia de los paneles fotovoltaicos, mediante el convertidor boost.

Se analiza los escenarios de inyección de potencia en una red eléctrica con gran capacidad de receptividad, así como también en redes débiles con la finalidad de conocer los efectos que produce en los parámetros del PCC.

Los esquemas son implementados en el software Simulink de Matlab2015b. Se describen los diferentes elementos que constituyen estos esquemas, con los respectivos valores de los componentes calculados mediante formulas específicas. Cabe mencionar que la simulación se lleva a cabo con valores estándares de temperatura e irradiación.

3.1. Valores característicos para la simulación del sistema fotovoltaico con MPPT

En la Cuadro 3.1 se presentan los valores característicos de los parámetros que intervienen en el sistema solar fotovoltaico, para su respectiva simulación y análisis.

Parámetro	Valor
Punto de máxima potencia	3753 W
Tensión al MPPT	$92,1\text{ V}$
Corriente al MPPT	$40,75\text{ A}$
Número de Paneles	15
Irradiación	$1000\text{ W}/\text{m}^2$
Temperatura	25°C
f de modulación del convertidor Boost	30 kHz
f de modulación del inversión	30 kHz
Tipo de conexión	<i>monofásica, 120V 60Hz</i>

Cuadro 3.1.: Valores característicos de los parámetros que constituyen la simulación del sistema fotovoltaico

3.2. Estructura y cálculo de la red eléctrica

La red eléctrica evaluada monofásica de $120V$ a $60Hz$, consta por una inductancia del sistema que actúa como filtro para la inyección de potencia a la red, además se incluye una inductancia en serie con el filtro y una fuente de $120V$ a $60Hz$ con la finalidad de establecer un circuito equivalente de thevening y analizar los escenarios de una red fuerte y redes débiles. En este caso de estudio se diseña para una potencia de $4000W$, ya que se consideran las pérdidas por conmutación de los IGBT en las etapas de conversión (DC-DC, DC-AC) y elementos como condensadores y resistencias. El esquema se puede observar en la Figura 3.1

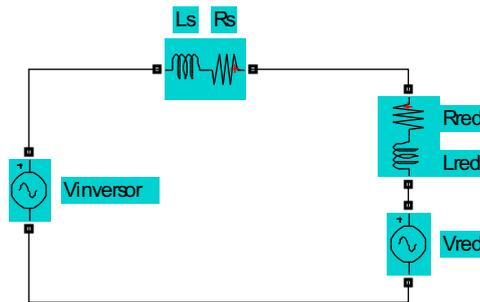


Figura 3.1.: Modelo de la red eléctrica monofásica

A continuación se presentan los cálculos de los parámetros que constituyen la red eléctrica a partir de los datos presentados en el Cuadro 3.2:

Parámetro	Valor
Tensión de la red (V_{red})	$120 V$
Potencia (P)	$4000 W$
Frecuencia de la red (f_{red})	$60 Hz$

Cuadro 3.2.: Datos para el cálculo de los parámetros de la red eléctrica

Cálculo de la Inductancia del sistema L_S

La ecuación 3.1 corresponde a la reactancia inductiva (X_L), necesaria para el cálculo de la inductancia, siendo (P) la potencia a inyectar a la red considerando el MPPT y la tensión de la red (V_{red}).

$$X_L = \frac{V_{red}^2}{P} \quad (3.1)$$

$$X_L = \frac{120^2}{4000} = 3,6\Omega$$

La ecuación 3.2 corresponde a la reactancia inductiva considerando el efecto de una resistencia, se despeja L_S obteniendo la ecuación 3.3

$$X_L = 2\pi f_{red} L_S \quad (3.2)$$

$$L_S = \frac{X_L}{2\pi f_{red}} \quad (3.3)$$

donde:

- f_{red} es la frecuencia de la red
- X_L es la reactancia inductiva
- L_S es la inductancia de la sistema

por tanto:

$$L_S = \frac{3,6}{2(\pi)60} = 9,54 \text{ mH}$$

Ahora bien, con referencia al valor calculado de inductancia del sistema L_S , el valor correspondiente a la inductancia de la red L_{red} se recomienda que sea por lo menos 10 veces menor a L_S , considerando el efecto de la suma de la inductancia de los cables [61]. En este caso se establece un inductor $L_{red} = 45,4 \mu H$.

Se tiene en cuenta para la simulación inductancias reales, por lo que se coloca una resistencia (R_S , R_{red}) en serie con el inductor. Este valor depende del factor de calidad que se necesite para la inductancia, por lo general valores de 10 a 100 para mayor eficiencia [62].

De acuerdo a la ecuación 3.4, el factor de calidad (Q) se expresa:

$$Q = \frac{X_L}{R} \quad (3.4)$$

donde:

- Q es el factor de calidad de la bobina
- R es la resistencia del sistema (R_S) o resistencia de la red R_{red}
- X_L es la reactancia inductiva

En este caso de estudio las resistencias R_S y R_{red} se consideran de $0,13\Omega$ y $0,0017\Omega$ respectivamente con factores de calidad de 27 y 10, debido a que los controles y algoritmos de supervisión de la red eléctrica que se describen más adelante se desempeñan más eficientemente.

3.3. Descripción y simulación del panel solar fotovoltaico

El panel solar empleado para la simulación se encuentra en la librería de Simulink “Simscape” como tecnologías renovables, se emplea el modelo “1Soltech 1STH – 250 – WH” con *tres* paneles en serie y *cinco* en paralelo, debido a que cumple con los parámetros necesarios de tensión y corriente para la evaluación del convertidor elevador DC-DC, y a su vez conectarse a la red eléctrica a través del inversor DC-AC. Las características del panel seleccionado se indican en el Anexo 1.

A continuación se presentan las gráficas correspondientes al panel seleccionado.

3.3.1. Simulación curvas $I - V$ y $P - V$

3.3.1.1. Curvas $I - V$ y $P - V$, con irradiación variable

En la Figura 3.2 se observa las curvas características $I - V$ (a) y $P - V$ (b) del panel fotovoltaico con irradiación variable, de esta manera se obtiene diferentes valores de corriente, voltaje y a su vez potencia.

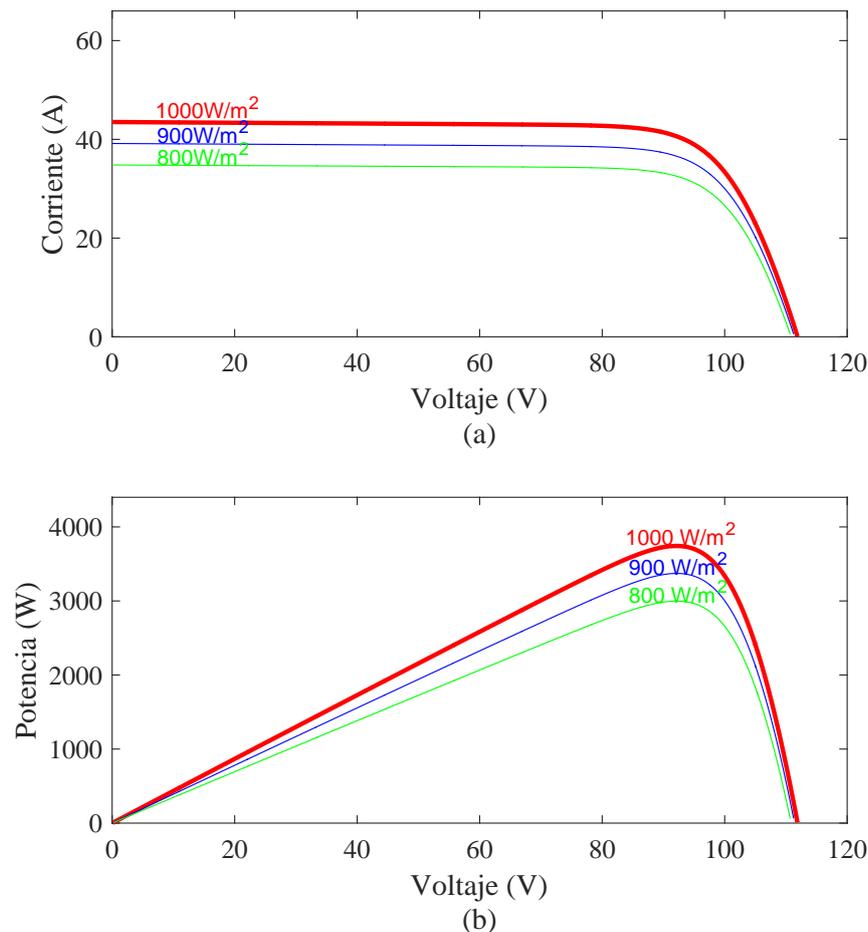


Figura 3.2.: Curvas $I - V$ (a) y $P - V$ (b) del panel fotovoltaico

3.3.1.2. Curvas $I - V$ y $P - V$, con temperatura variable

La Figura 3.3 muestra las curvas características $I - V$ (a) y $P - V$ (b) respectivamente del panel fotovoltaico considerando temperaturas variables.

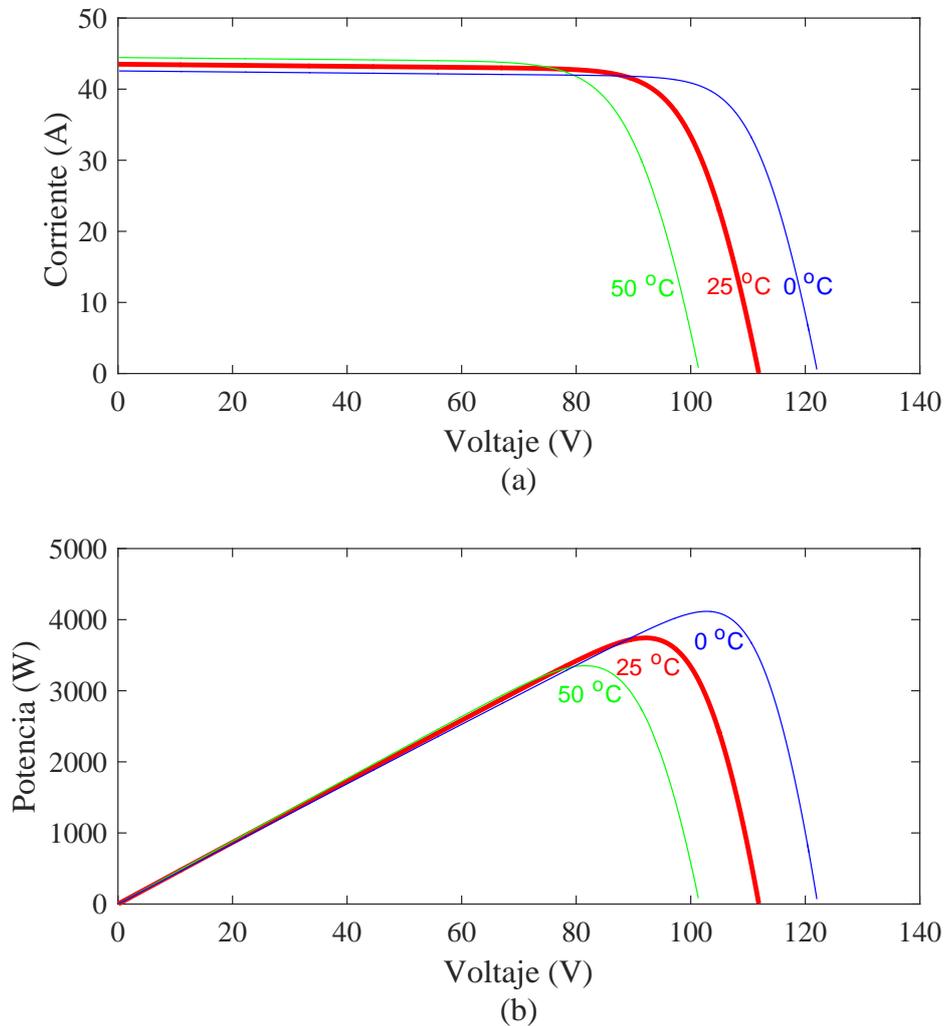


Figura 3.3.: Curvas $I - V$ (a) y $P - V$ (b) del panel fotovoltaico

3.3.2. Curvas características del panel fotovoltaico identificando el MPPT

La Figura 3.4 presenta las curvas $I - V$ (a) y $P - V$ (b) respectivamente, las cuales consideran los valores con los que se obtiene la máxima potencia del panel con una irradiación de $1000W/m^2$ y temperatura de $25^{\circ}C$.

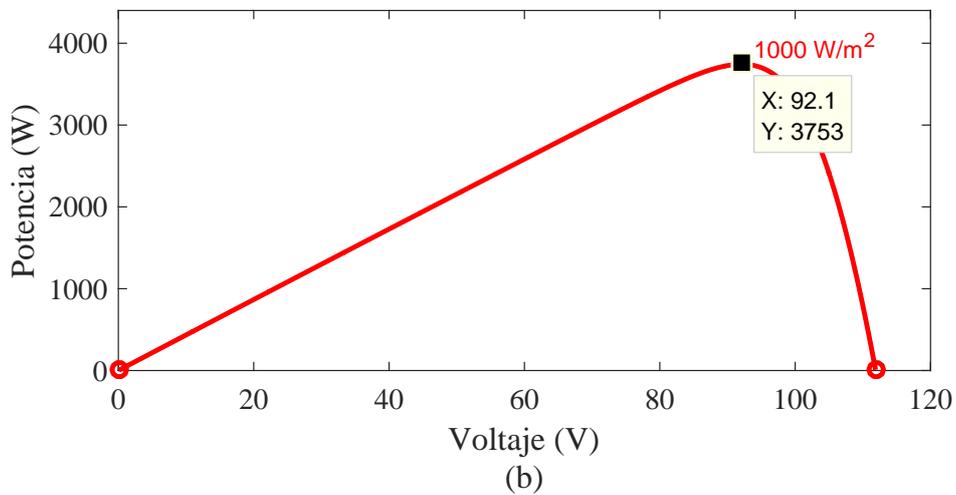
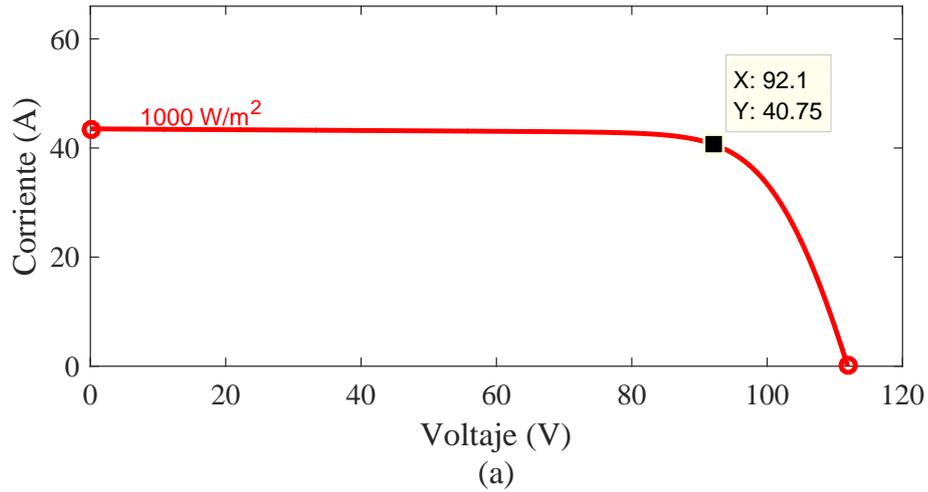


Figura 3.4.: Curvas $I-V$ (a) y $P-V$ (b) del panel fotovoltaico, identificando el MPPT

La corriente, tensión y potencia son:

$$V_{MPPT} = 92,1V \quad I_{MPPT} = 40,75A \quad P_{MPPT} = 3753W$$

3.4. Algoritmo para obtener el MPPT

3.4.1. Algoritmo Perturbar y Observar P&O

Ese algoritmo está implementado en Simulink con el uso del bloque Matlab Function mediante código, el cual adquiere los valores de Voltaje y Corriente del panel fotovoltaico calculando la potencia. Este método se basa en medir valores de potencia de salida antes y después de una perturbación y compararlos, según este proceso se puede determinar qué dirección se debe seguir para alcanzar la potencia máxima, es decir al restar estos valores se obtiene un signo de variación. Con este signo el

algoritmo aumenta o decreta una constante predeterminada ΔD , obteniendo a la salida un ciclo de trabajo D con rango de valores de 0 a 1.

Este ciclo de trabajo se aplica al convertidor elevador conectado a la red que se encarga de cambiar la tensión de funcionamiento permitiendo obtener el MPPT cuando la comparación de los valores antes y después de la perturbación da como resultado cero. El código en Matlab y demás parámetros de simulación se presenta en el Anexo 2.

En la Figura 3.5 se presenta el bloque Matlab Function utilizado para la simulación, este bloque como se mencionó anteriormente recibe los valores de Corriente y Tensión del panel, así como también los parámetros de incremento y decremento, los límites del ciclo de trabajo a la salida que estarían comprendidos de 0 a 1 y el parámetro Activación para decidir en que momento funciona el algoritmo MPPT.

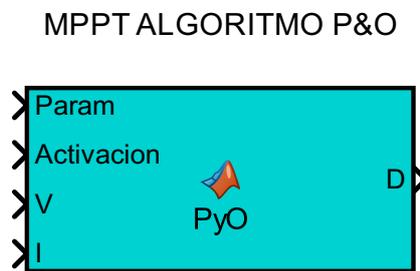


Figura 3.5.: Algoritmo P&O implementado en el bloque Matlab Function de Simulink [18]

En la Figura 3.6 se presenta, el ciclo de trabajo estimado de 0,53 obtenido de la simulación del algoritmo MPPT P&O, estabilizándose en un tiempo aproximado de 0,65s.

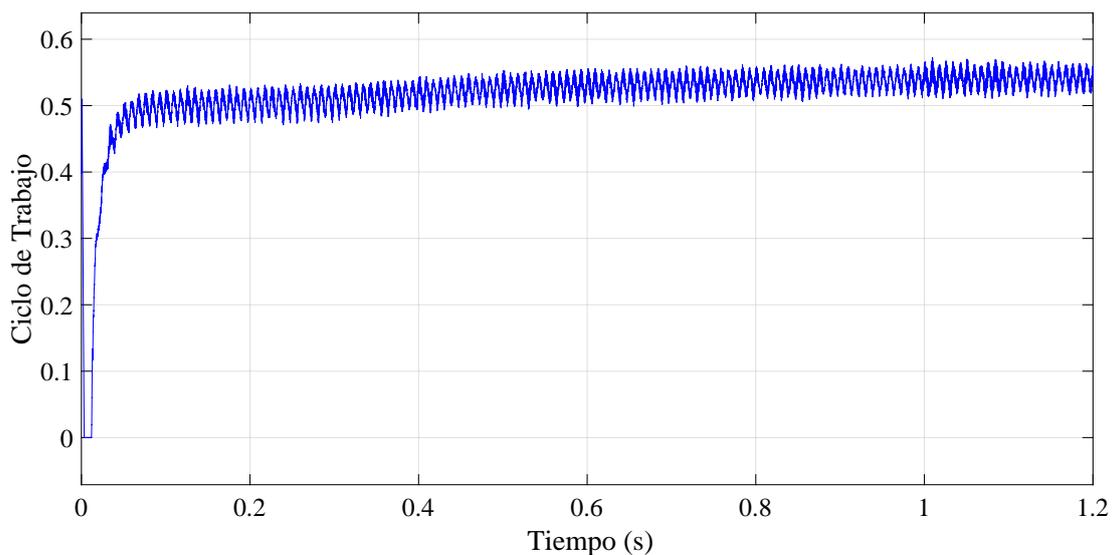


Figura 3.6.: Ciclo de Trabajo D , obtenido del algoritmo MPPT P&O.

3.4.2. Simulación del algoritmo P&O con irradiación y temperatura variable

La Figura 3.7 presenta la simulación de la corriente (a), tensión (b) y potencia (c) pertenecientes al MPPT del panel solar modelo "1Soltech1STH – 250 – WH" con 3 paneles en serie y 5 en paralelo, considerando irradiación y temperatura variable, específicamente $1000W/m^2$ con $25^{\circ}C$ en un tiempo de $0,7s$, y una irradiación de $900W/m^2$ con $50^{\circ}C$ en el tiempo de $0,7s - 1s$.

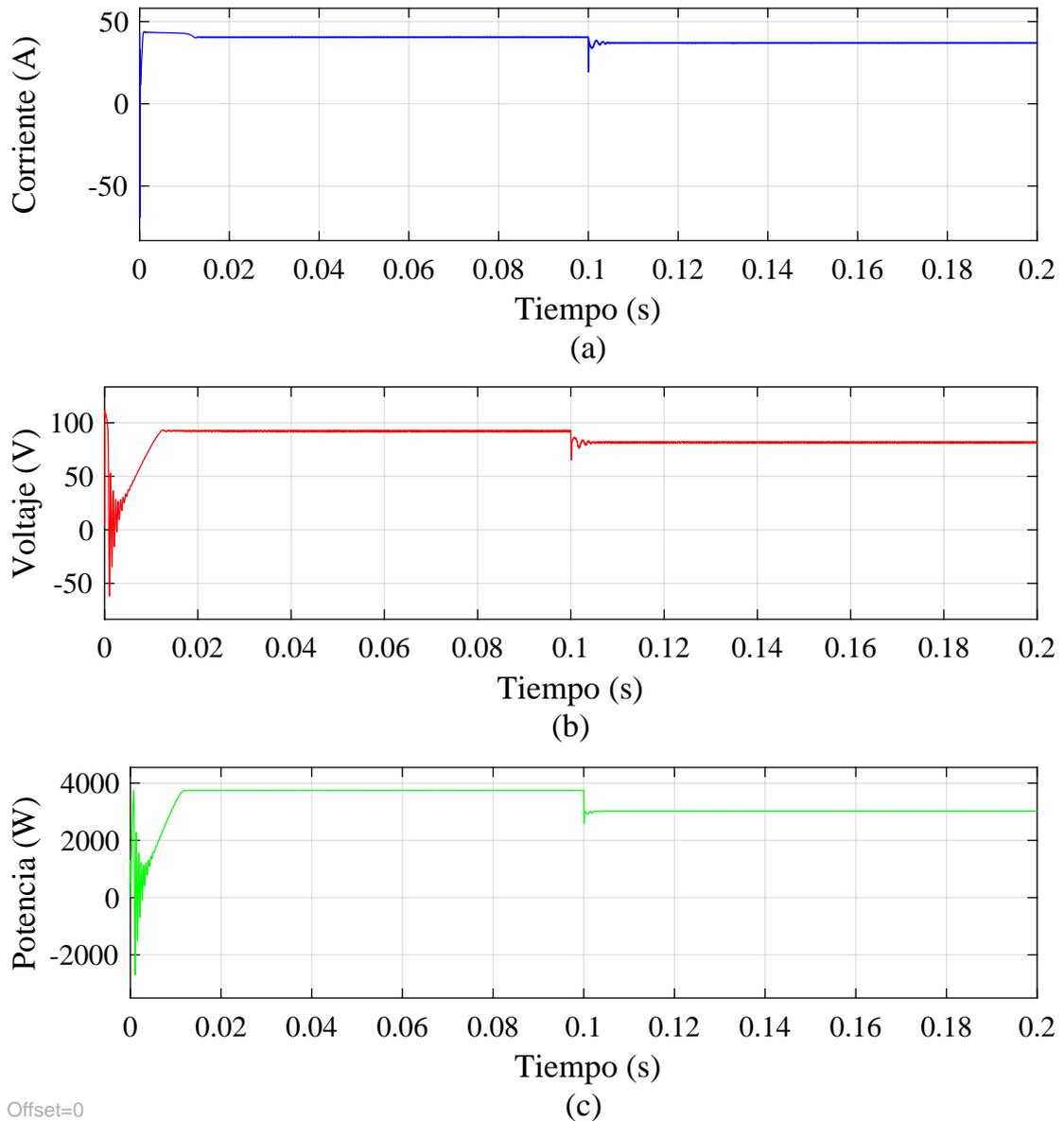


Figura 3.7.: Corriente, tensión y potencia del panel solar fotovoltaico en el MPPT

3.5. Cálculo y simulación del convertidor elevador DC-DC (Boost)

El convertidor elevador permite obtener una tensión de salida mayor a la de entrada, la tensión de entrada depende del número de paneles en serie que se consideran en el sistema, cabe recalcar que esta tensión debe permanecer en rangos considerables con respecto a la tensión de salida que se requiera es decir, asegurando ciclos de trabajo útiles que permitan trabajar en máxima transferencia de potencia, es este caso a la salida se tiene una tensión de $180V$, con respecto a los $169,70V_{pico}$ de la red asegurando de esta manera una modulación adecuada por parte del inversor, estableciendo una tensión mayor para el correcto funcionamiento de los lazos de control de potencia que se sustentarán posteriormente en el documento. Debido a esto se considera la tensión del MPPT de $92,1V$ aproximadamente. Además la corriente MPPT a través del inductor del convertidor es de $40,75A$, obtenida mediante el número de paneles en paralelo.

En el Cuadro 3.3 se establecen los datos necesarios para calcular los componentes del convertidor elevador.

Parámetro	Valor
Frecuencia de conmutación (f_{con})	30 kHz
Tensión de ingreso V_{in}	$92,1\text{ V}$
Tensión de salida V_S	180 V
Corriente a través del inductor i_L	$40,75\text{ A}$
Tensión de rizado del capacitor ΔV_S	$0,039\text{ V}$
Corriente de rizado del inductor Δi_L	$0,4\text{ A}$
Potencia a la carga	4000 W

Cuadro 3.3.: Valores necesarios para el cálculo del convertidor boost

3.5.1. Cálculos del convertidor elevador

3.5.1.1. Cálculo del ciclo de trabajo

De acuerdo a la ecuación 2.20 el ciclo de trabajo se calcula de la siguiente manera:

$$D = 1 - \frac{92,1}{180} = 0,48$$

El ciclo de trabajo se aplica a un modulador por ancho de pulso (PWM), el cual con la respectiva frecuencia de conmutación permite el funcionamiento del transistor IGBT.

En el diseño se considera ciclos de trabajo útiles de $0,42 - 0,57$ debido a que se obtiene valores de tensión dentro de un rango permisible en la entrada del inversor DC-AC, para los controles de potencia.

3.5.1.2. Cálculo del inductor L_{boost}

Según la ecuación 2.27 el L_{boost} se calcula de la siguiente manera:

$$L_{boost} = \frac{92,1(0,48)}{2(0,4)30^3} = 1,84mH$$

El inductor está diseñado para una corriente de $40A$, por lo que se establece un rizado de corriente del 1% lo suficientemente bajo para mayor estabilidad del sistema. La frecuencia de conmutación del transistor IGBT, se recomienda establecer en valores mayores a $20kHz$ para reducir variaciones en la corriente de la bobina, cabe mencionar que esta frecuencia no debe ser demasiado alta ya que se presentarán mayores pérdidas por conmutación. En este caso se impone una frecuencia de $30kHz$.

3.5.1.3. Cálculo del capacitor C_{boost}

Según la ecuación 2.32 el C_{boost} se calcula de la siguiente manera:

$$R_C = \frac{V_S^2}{P} \tag{3.5}$$

donde:

- V_S es la tensión de salida del convertidor
- P es la potencia activa inyectada hacia la red

$$R_C = \frac{180^2}{4000} = 8,1\Omega$$

$$C_{boost} = \frac{180(0,48)}{2(0,0375)(8,1)(30^3)} = 4,74mF$$

El condensador ubicado a la salida del convertidor, se diseña considerando un rizado de tensión menor a $1V$, con la finalidad de obtener una tensión a la salida con menos oscilaciones.

3.5.2. Simulación del convertidor elevador

Para la simulación del convertidor elevador se establece un modulador por ancho de pulso o PWM, necesario para generar los pulsos de onda cuadrada para el funcionamiento del transistor IGBT. El ciclo de trabajo determina el porcentaje del periodo de pulso aplicado al IGBT.

El PWM, empleado en la simulación se encuentra en la librería de Simulink “Simscape”, con el nombre de “PWM Generator (DC-DC)”.

El convertidor es necesario para establecer el punto de máxima transferencia de potencia (MPPT) de los módulos fotovoltaicos seleccionados modelo "1Soltech1STH-250 - WH", con mayor versatilidad y facilidad.

En la Figura 3.8 se presenta la topología del convertidor elevador en conjunto con el algoritmo Perturbar y Observar conectado a la red en Simulink. Cabe recalcar que el capacitor en la entrada del convertidor se coloca con la finalidad de disminuir los transitorios de corriente y tensión del panel, en este caso el valor corresponde a $4\mu F$, puede variar de acuerdo al modelo del panel. Los terminales de salida del convertidor se conectan al inversor DC-AC.

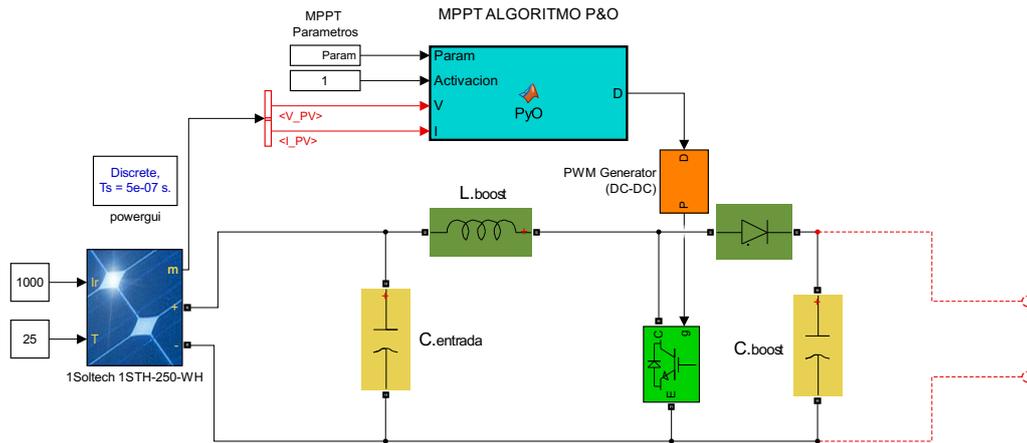


Figura 3.8.: Configuración del convertidor elevador

Simulación de la corriente a través del inductor

En la Figura 3.9 se aprecia la corriente a través del inductor del convertidor boost de manera general, la Figura 3.10 muestra una ampliación de la Figura 3.9 con la finalidad de apreciar claramente la forma de onda y el valor de corriente de 41A aproximadamente.

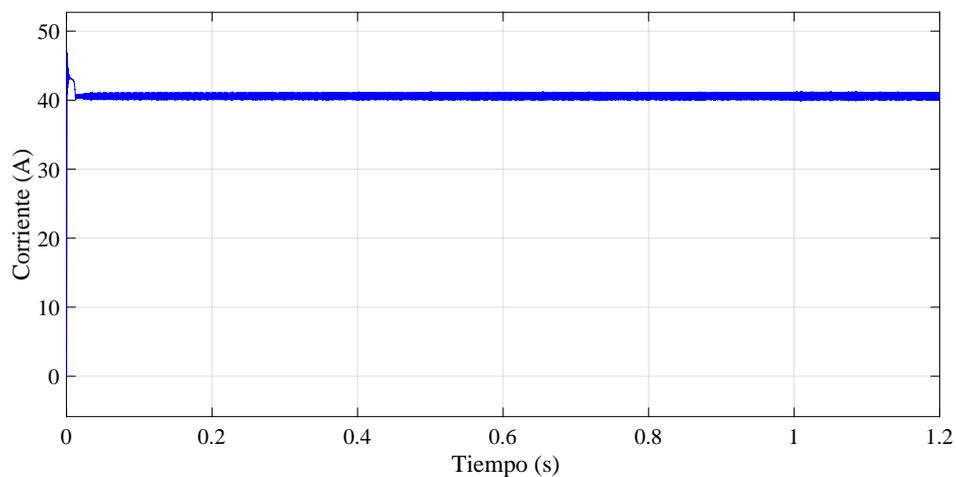


Figura 3.9.: Corriente en el inductor i_L

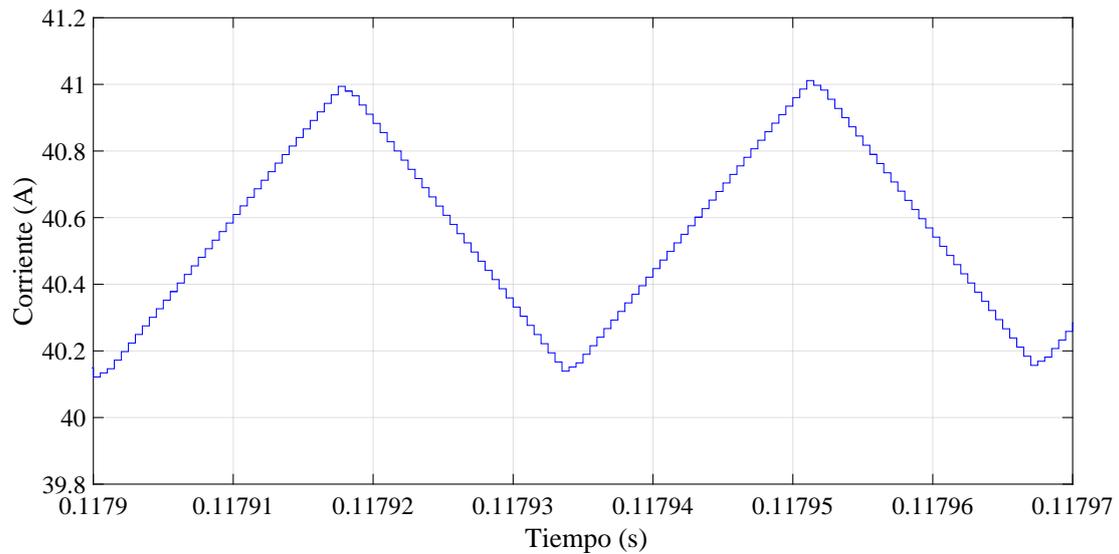


Figura 3.10.: Corriente en el inductor i_L

Simulación de la tensión en el condensador

En la Figura 3.11 se observa la tensión en el capacitor a la salida del convertidor elevador, con un valor de 200V aproximadamente, este valor depende el ciclo de trabajo obtenido del algoritmo MPPT.

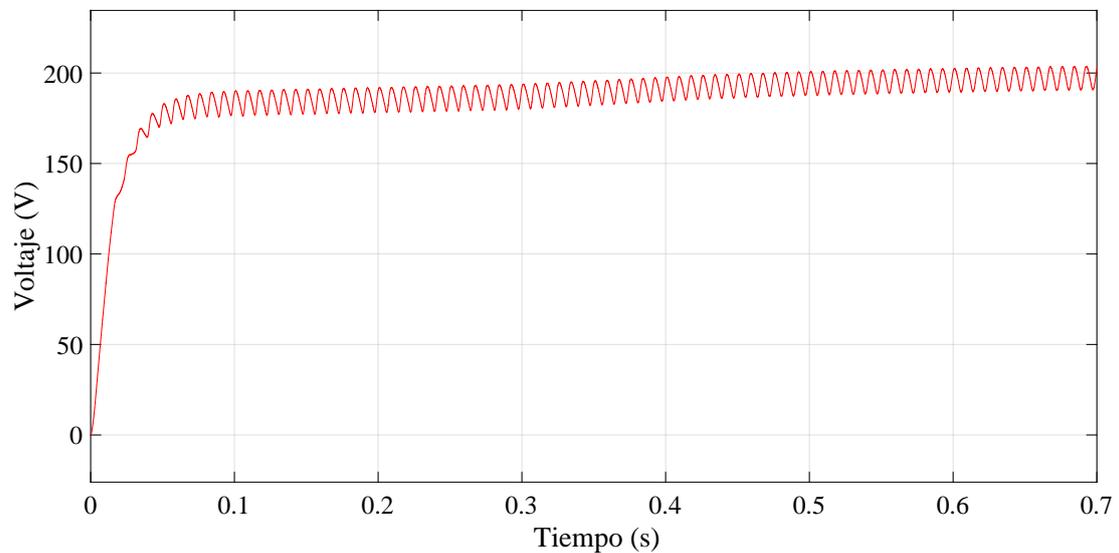


Figura 3.11.: Tensión en el Capacitor

3.6. Simulación del inversor monofásico

El inversor monofásico a puente completo utilizado se encuentra en la librería de Simulink “Simscape” denominado “Universal Bridge” estructurado mediante IGBTs, estos transistores se comandan mediante el modulador por ancho de pulso unipolar (SPWM).

El generador SPWM unipolar compara dos señales de referencia sinusoidales (Moduladora) desfasadas 180° , con una señal triangular (Portadora). El generador SPWM Unipolar utilizado se encuentra de igual manera en la librería de Simulink “Simcape” con el nombre “PWM Generator (2-level)”. A continuación se describe la simulación del inversor monofásico conectado a la red eléctrica.

En la Figura 3.12 se observa el inversor monofásico conectado a la red eléctrica, con el respectivo generador PWM, el mismo que recibe como dato de entrada la señal moduladora, que se obtiene del subsistema MODULADORA (A), esta señal es multiplicada por -1 para generar la segunda señal de referencia desfasada 180° . Los terminales de entrada del inversor monofásico se conectan al convertidor elevador DC-DC.

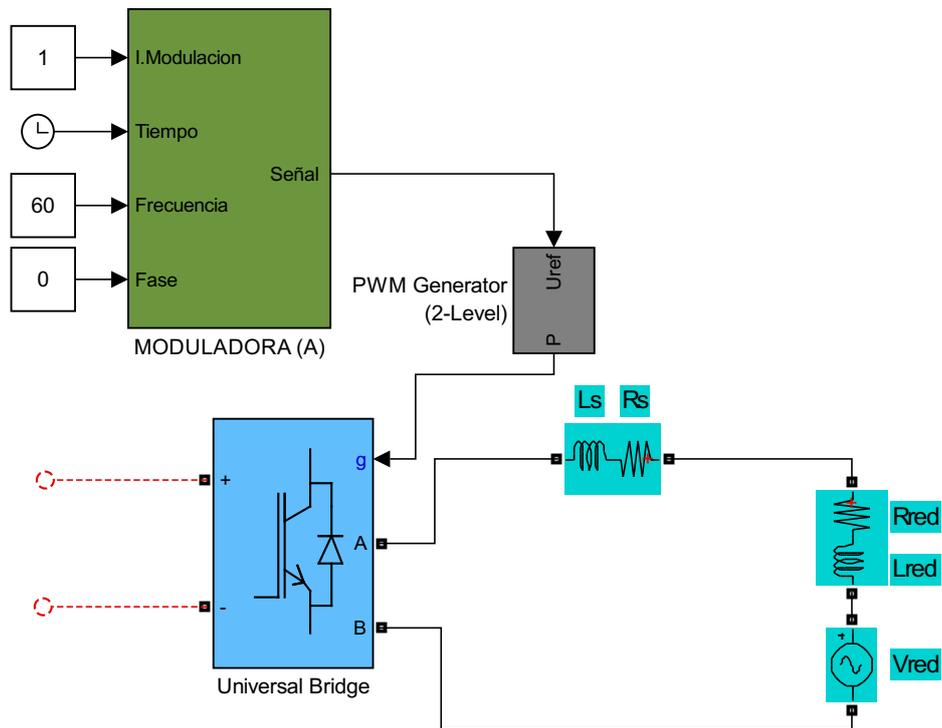


Figura 3.12.: Inversor monofásico conectado a la red eléctrica

En la Figura 3.13 se muestra la estructura en bloques que contiene el subsistema MODULADORA (A), donde se presentan los bloques necesarios para generar la señal de referencia sinusoidal con su respectivo índice de modulación, tiempo, frecuencia y fase.

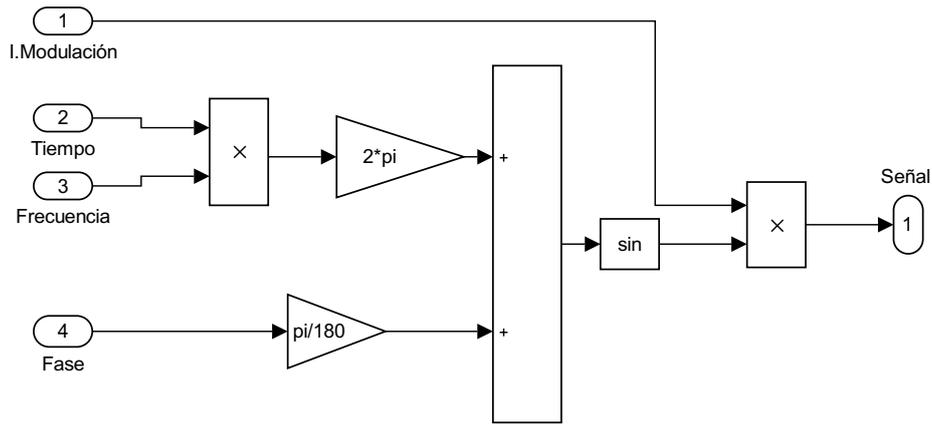


Figura 3.13.: Señal moduladora generada mediante bloques de simulink

3.6.1. Modulación SPWM Unipolar

En la Figura 3.14 se observa la modulación SPWM Unipolar, las señales moduladoras (1, 2) sinusoidales con índice de modulación de uno ($IM = 1$) y una frecuencia de $60Hz$ correspondiente a la red eléctrica. La señal portadora triangular posee una amplitud constante de 1 y una frecuencia de conmutación de los IGBTs que por lo general se establece en el orden de los kHz. De esta manera se obtienen los pulsos de onda cuadrada necesarios para la conmutación de los IGBTs del inversor monofásico que se presentan en la Figura 3.15.

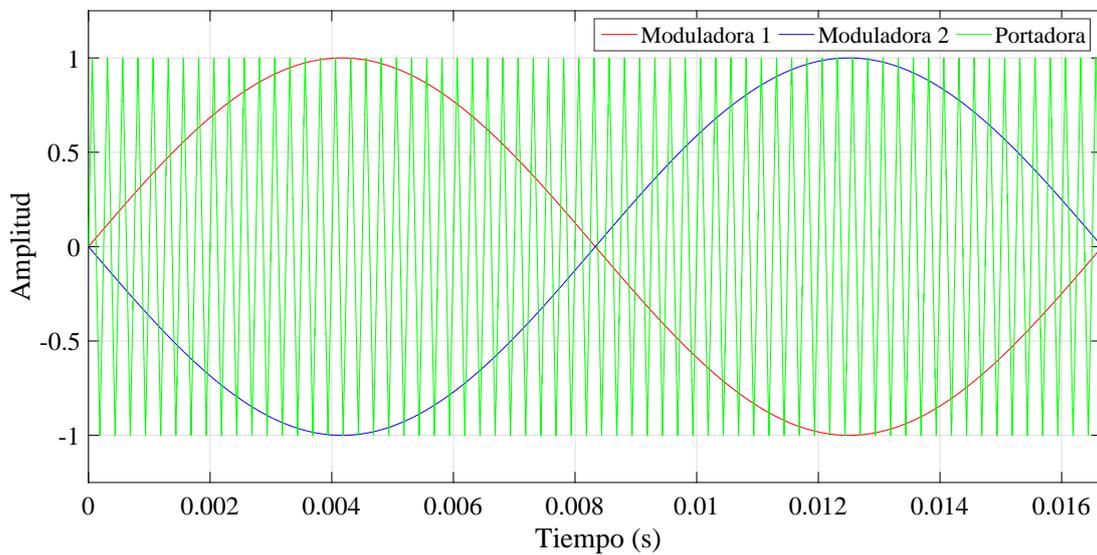


Figura 3.14.: Modulación SPWM, señales moduladoras y portadoras

La Figura 3.15(a) corresponde al tren de pulsos obtenidos mediante la señal “Moduladora (1)” presentada en la Figura 3.15 y a su vez la Figura 3.15(b) muestra los pulsos resultantes de la señal “Moduladora (2)”.

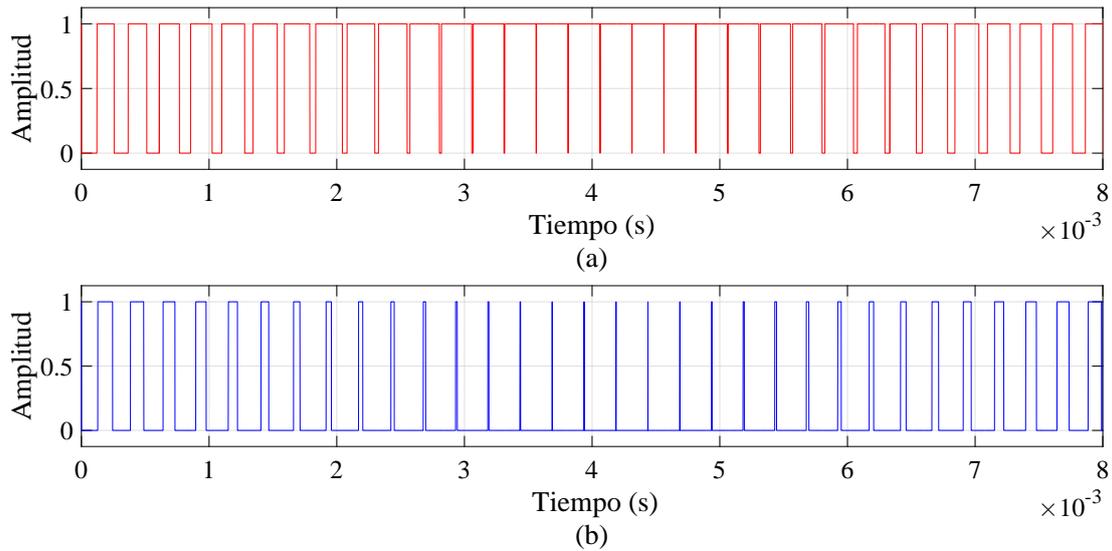


Figura 3.15.: Tren de pulsos para el comando de los IGBTs del inversor

3.6.2. Tensión de salida del inversor

La Figura 3.16 muestra la tensión de salida del inversor monofásico sin filtro correspondiente a la simulación del esquema presentado en la Figura 3.12 a una frecuencia de conmutación de 30kHz , con parámetros de la señal moduladora constantes sin control previo.

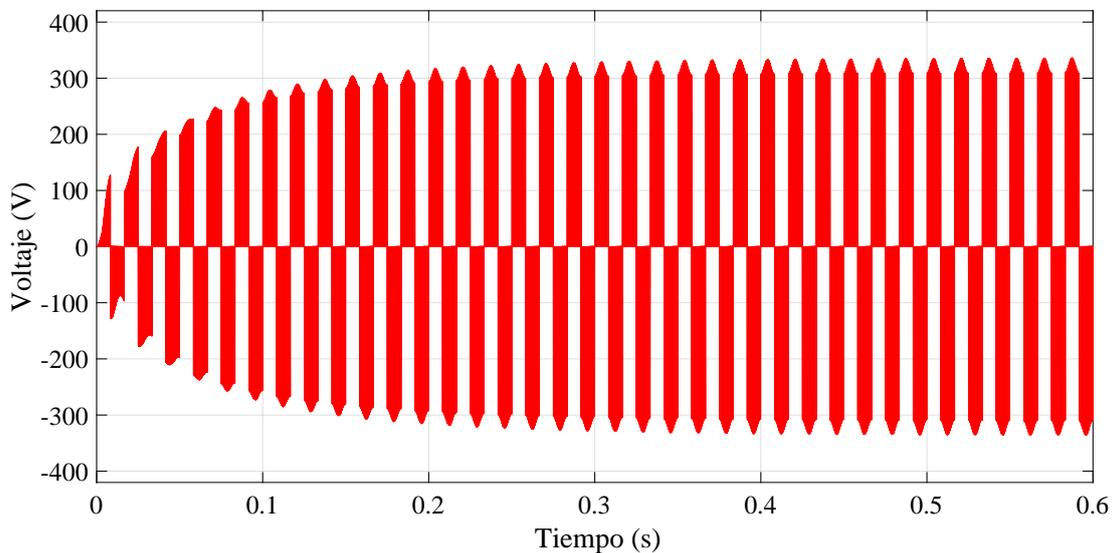


Figura 3.16.: Tensión de salida del inversor monofásico

Los parámetros como el índice de modulación y fase de la señal moduladora permiten controlar la potencia reactiva y activa respectivamente. Los lazos de control correspondientes se detallan más adelante.

3.7. Sistemas de control y supervisión del estado de la red eléctrica

Los sistemas de control y supervisión de la red eléctrica implementados se encargan de establecer como se encuentra la red con respecto a los parámetros en el PCC, como la frecuencia, fase, magnitud de la tensión y potencia.

3.7.1. Algoritmo de supervisión de la frecuencia de la red

La supervisión de la frecuencia en la red eléctrica, se establece mediante el lazo de enganche de fase (PLL), las variaciones de frecuencia se detectan en un tiempo muy rápido al existir algún tipo de perturbación, como por ejemplo un cortocircuito lo que conllevaría a cambios bruscos en los parámetros del sistema.

El PLL utilizado para la simulación se encuentra en la librería de Simulink “Simscape” denominado “PLL”, este bloque detecta la fase y frecuencia de la señal de tensión en el PCC, se controlan mediante un controlador PID y se filtran para ajustar la frecuencia que presenta la red eléctrica. En la Figura 3.17 se presenta la simulación del PLL.

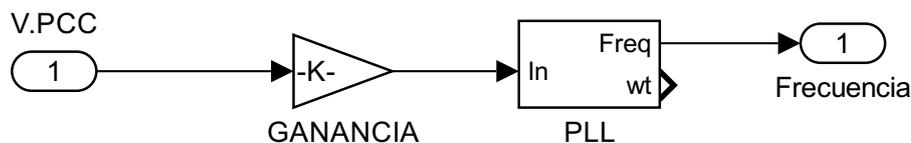


Figura 3.17.: Estructura del PLL en Simulink

La Figura 3.17 muestra el bloque PLL utilizado para la supervisión de la frecuencia de la red eléctrica, donde la GANANCIA corresponde al cambio de base de la tensión de la red a por unidad, debido a que el bloque PLL recibe como señal de entrada parámetros de esas características.

En la Figura 3.18 se observa la simulación del PLL, al establecer valores de frecuencia en la red eléctrica de $60Hz$ y aplicándole un cambio de frecuencia a $60,5Hz$ en $0,11s$, obteniendo un tiempo de estabilización de $40ms$ aproximadamente, correspondiente a 2 ciclos y medio de la onda de tensión en el PCC, esta medición de frecuencia se tiene como referencia para la señal moduladora, del control SPWM.

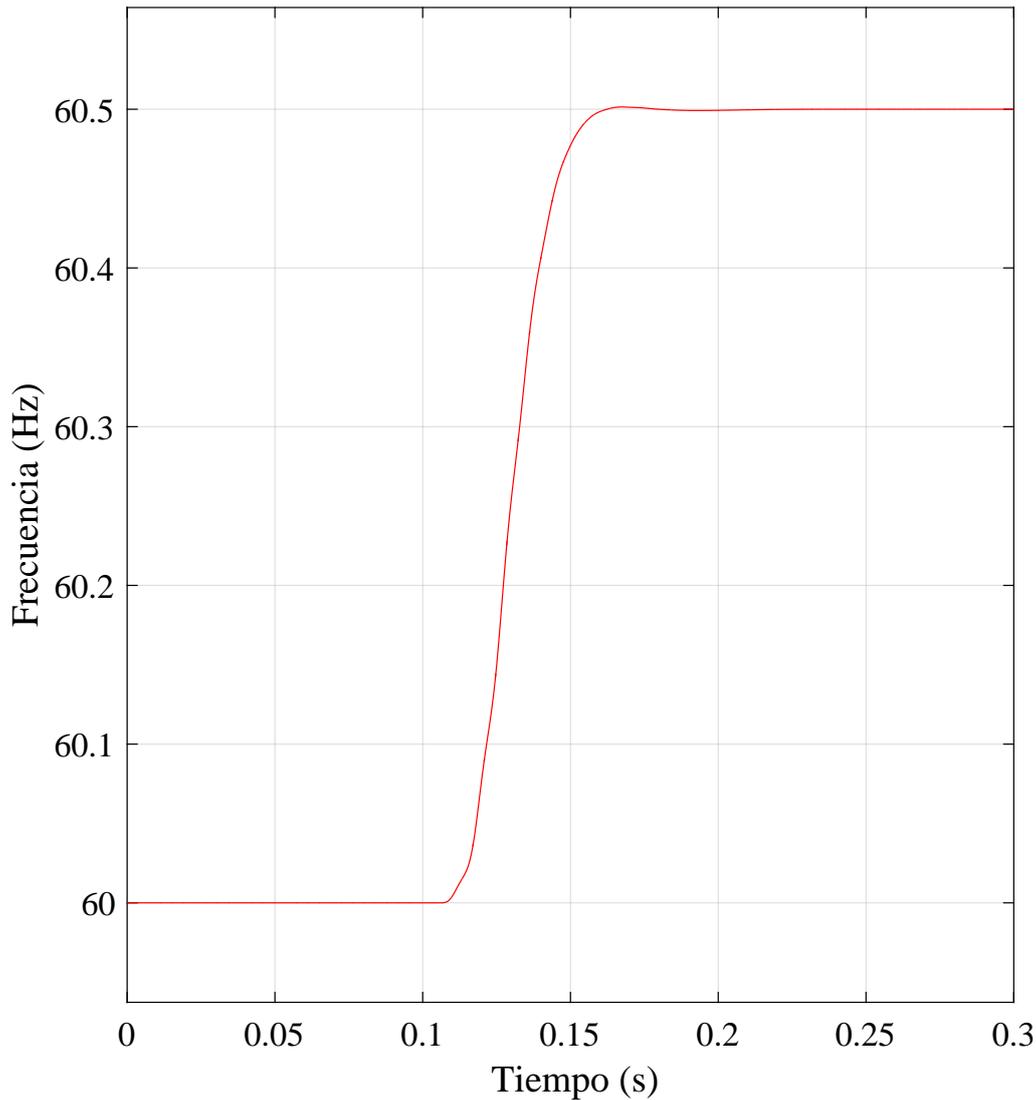


Figura 3.18.: Simulación del PLL en Simulink

3.7.2. Sistema de control de potencia activa

El control de la potencia activa es necesario para mantener las condiciones de la red en el PCC, bajo rangos permisibles y que no afecten considerablemente las cargas conectadas a la misma. La potencia activa transferida hacia la red está limitada por el filtro del sistema, para lo cual se establece un control proporcional integral (PI), que se encarga de seguir la potencia obtenida de los paneles fotovoltaicos en este caso como máxima de $3753W$, cabe recalcar que en la simulación se consideran las pérdidas aproximadamente de $180W$, presentes en la conmutación de los IGBTs y en elementos como resistencias y condensadores.

La variable de control viene a ser la fase existente entre la tensión de salida del inversor y la tensión de la red eléctrica, es decir al controlador PI se le aplica la diferencia existente entre la potencia activa del PCC y la potencia que entrega el panel solar en su MPPT como referencia, estableciendo de esta manera una fase que se aplica a la señal moduladora con la que se controla el inversor.

En el Anexo 3 se presenta la estructura de los lazos de control de potencia activa y frecuencia (PLL), el controlador PI se encuentra en la librería de Simulink “Continuous”, con el nombre “PID Controller”.

La Figura 3.19 muestra la simulación del lazo de control de potencia activa, con un tiempo de estabilización de 0,12s aproximadamente, garantizando que la red reciba la potencia deseada, descartando posibles desequilibrios en los parámetros del PCC.

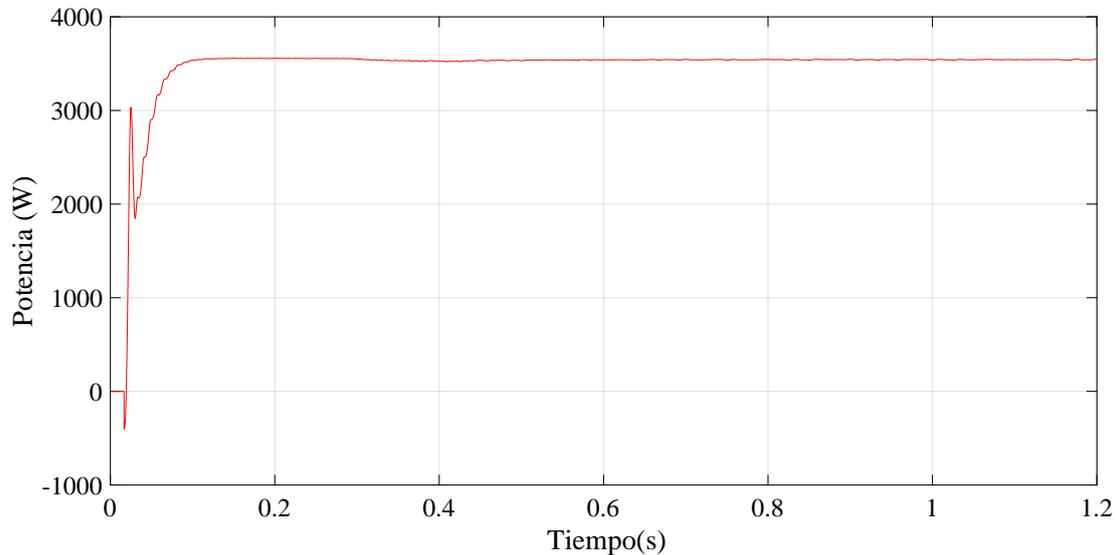


Figura 3.19.: Control de potencia activa

3.7.3. Sistema de control de potencia reactiva

La potencia reactiva se controla con la finalidad de mantener el factor de potencia del sistema unitario, establecido en la norma ARCONEL 004-15.

La variable de control viene a ser la magnitud de tensión a la salida del inversor, es decir al controlador PI se le aplica la diferencia existente entre la potencia reactiva del PCC y una potencia de referencia “0 VAR”, estableciendo de esta manera un índice de modulación que se aplica a la señal moduladora con la que se controla esta tensión. En el Anexo 4 se muestra el lazo de control de la potencia reactiva y frecuencia (PLL).

La Figura 3.20 presenta la simulación del lazo de control de potencia reactiva, con un tiempo de estabilización de 0,62s aproximadamente, estableciendo un factor de potencia unitario en el sistema.

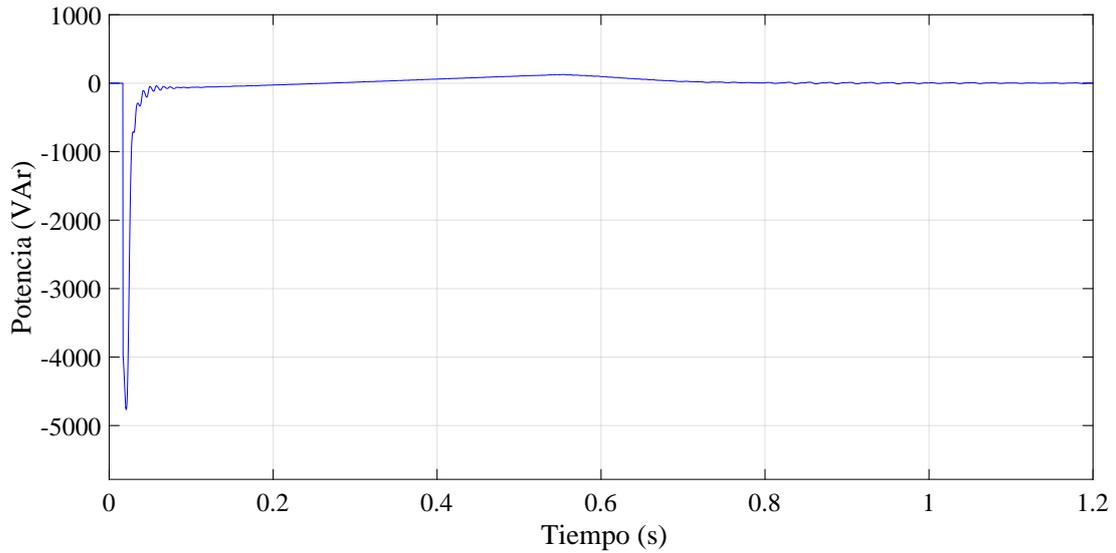


Figura 3.20.: Control de potencia reactiva

3.7.4. Sistemas de control de potencia activa y reactiva con cambio de irradiación

La Figura 3.21 muestra las señales de control de potencia activa y reactiva, al cambiar de irradiación en los paneles de $1000W/m^2$ a $900W/m^2$ en un tiempo de 0,93s específicamente, la respuesta del control es rápida de aproximadamente 25ms.

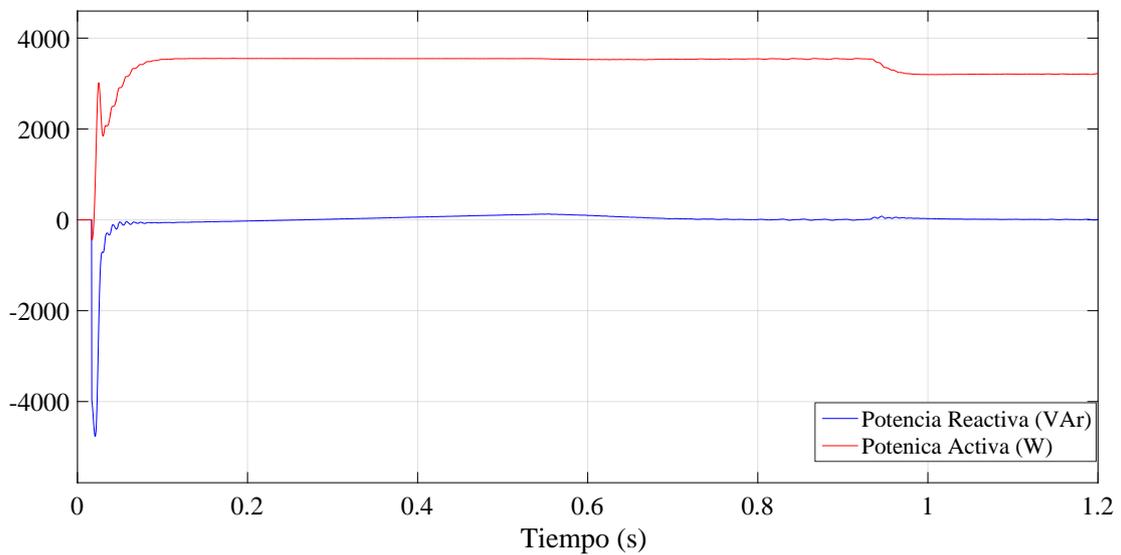


Figura 3.21.: Control de potencia activa y reactiva con cambio de irradiación

3.8. Simulación del sistema fotovoltaico conectado a la red

La simulación contempla todos los controles y algoritmos descritos en secciones anteriores, consta con una red fuerte, es decir capaz de receptor la potencia del MPPT de los paneles. Los parámetros de la red se presentan en la sección 3.1.

La Figura 3.22 presenta la estructura en diagrama de bloques del sistema solar fotovoltaico conectado a la red eléctrica con el control o regulación de la potencia inyectada.

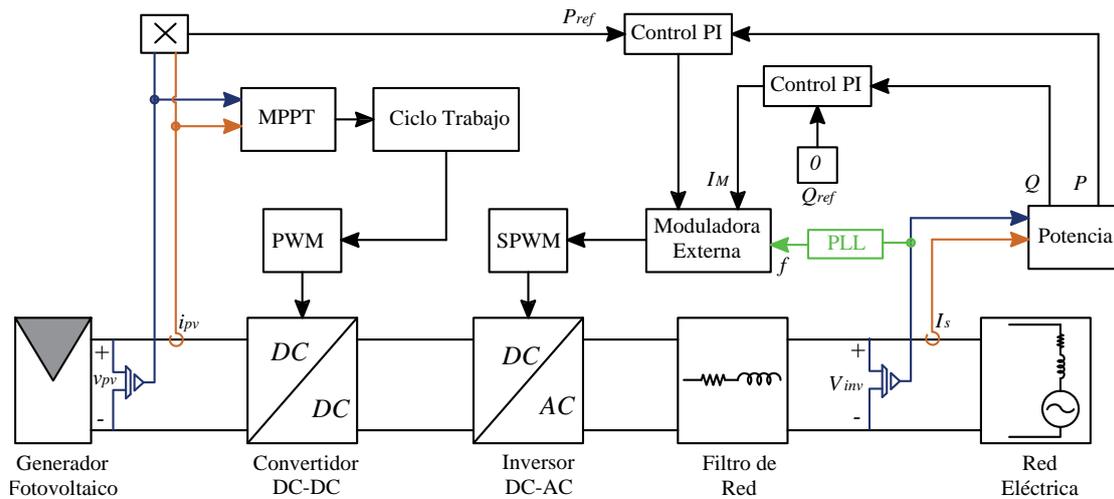


Figura 3.22.: Diagrama de Bloques del sistema fotovoltaico conectado a la red

3.8.1. Simulación de la tensión y corriente en la red eléctrica

La tensión y la corriente corresponden a los valores en el PCC del sistema, los controles de potencia activa y reactiva permiten mantener estos parámetros en fase, comprobando que el factor de potencia del sistema es unitario, es decir manteniendo la potencia reactiva en 0 VAR.

Los armónicos presentes en la tensión y corriente de la red, deben permanecer en valores adecuados y establecidos en la norma IEEE-1547 [56], con un porcentaje límite del 3% para el voltaje y del 8% en la corriente. El esquema completo del circuito implementado en simulink se muestra en el Anexo 5.

La Figura 3.23 muestra las señales de tensión (rojo) y corriente (azul) correspondientes a la red eléctrica con valores pico de 169,70V y 40A respectivamente, permanecen en fase asegurando un factor de potencia unitario.

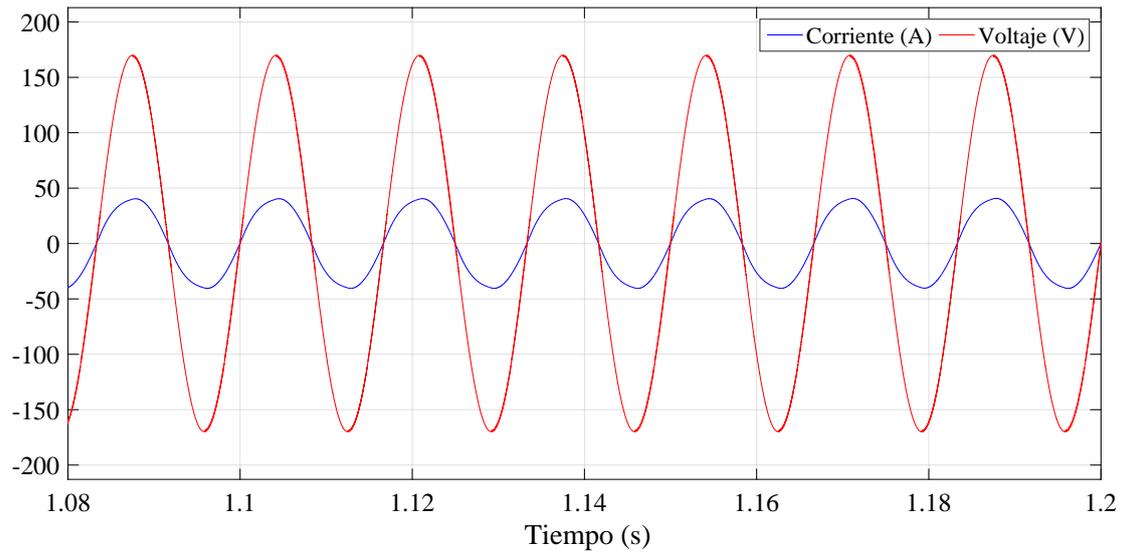


Figura 3.23.: Tensión y corriente en el PCC

El análisis de los armónicos de las señales de voltaje y corriente se detalla a continuación:

Según la norma IEEE 1547, el porcentaje de la distorsión armónica de la corriente Figura 3.24 y la tensión Figura 3.25 se encuentran en niveles aceptables con el 4,61 % y 0,25 % respectivamente, esto se da analizando un ciclo de la señal y una red eléctrica con alta capacidad de receptividad de potencia.

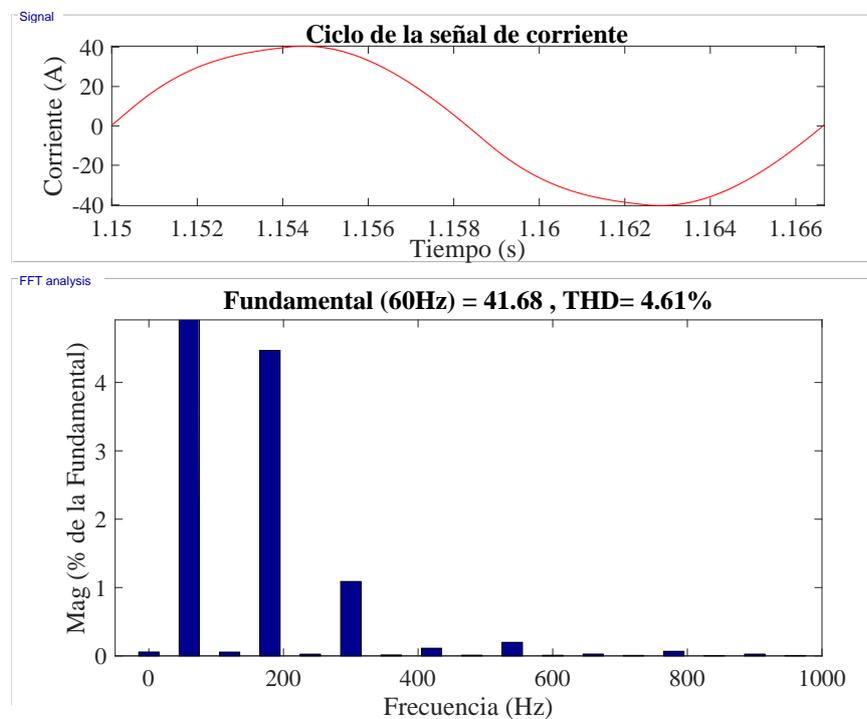


Figura 3.24.: Análisis de Fourier de la señal de corriente

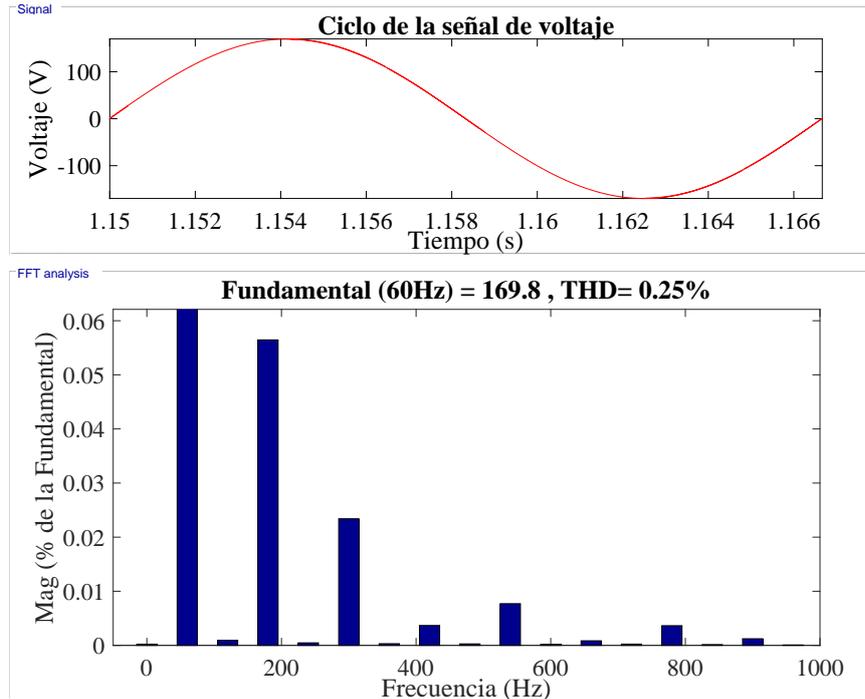


Figura 3.25.: Análisis de Fourier de la señal de tensión

El espectro armónico obtenido con análisis de Fourier, se consigue mediante el bloque de Simulink “powergui” herramienta FFT Analysis.

3.8.2. Cálculo de la eficiencia del sistema fotovoltaico conectado a la red con regulación de potencia

La eficiencia en cualquier tipo de sistema o proceso es uno de los parámetros más importantes al tener en cuenta ya que indica su confiabilidad y fiabilidad, garantizando un desempeño óptimo en cualquier campo de aplicación.

Con respecto al sistema solar descrito, el diseño contempla componentes que no generan pérdidas significativas en cuanto a potencia, garantizando una alta eficiencia lo que conlleva a que el sistema sea comercial y aplicable en el campo eléctrico.

El cálculo de la eficiencia se realiza considerando la potencia generada por los paneles fotovoltaicos en su MPPT en este caso 3753W, y la potencia que se regula en el PCC del sistema.

$$Eficiencia = \frac{Potencia_{salida}}{Potencia_{entrada}} \cdot 100 \quad (3.6)$$

donde:

$$Potencia_{salida} = Potencia_{MPPT} - Potencia_{pérdidas} \quad (3.7)$$

$$Potencia_{entrada} = Potencia_{MPPT} \quad (3.8)$$

por lo tanto:

$$Eficiencia = \frac{3753 - 180}{3753} 100 = 95,19 \%$$

La eficiencia del sistema obtenida del 95,19 %, garantiza un sistema fiable y confiable para su respectiva aplicación.

3.9. Simulación del sistema fotovoltaico conectado a redes débiles

Las redes eléctricas que tiene baja capacidad de recepción de potencia pueden provocar grandes inconvenientes cuando se desea inyectar energía proveniente de sistemas alternos como el solar o el eólico. En el sistema evaluado los problemas se analizan en el PCC, conociendo de qué manera influye con mayor grado la inyección de la potencia MPPT proveniente de los paneles.

Una red débil se evalúa de acuerdo al valor de la inductancia de la red L_{red} , es decir mientras más grande este valor tiene a debilitarse y por consiguiente los problemas asociados tienden a presentarse.

Al considerar una red fuerte en análisis anteriores con $L_{red} = 45,4\mu H$, los valores a considerar para este análisis comprenderán desde un aumento del doble hasta 13 veces más este valor.

3.9.1. Problemas identificados en el análisis

En el Cuadro 3.4 se observa que a medida que la inductancia de la red es más grande, el problema de la distorsión armónica en la tensión se debe tener en consideración, ya que aumenta de manera proporcional. Se identifica que al aumentar trece veces L_{red} el valor de THD de la tensión es de 3,1 %, lo que indica que está al límite de lo recomendado por la norma IEEE-1547.

Inductancia de la red	Armónicos de tensión en PCC V_{PCC}
90,8 μH	$THD_V = 0,52 \%$
136,2 μH	$THD_V = 0,73 \%$
181,6 μH	$THD_V = 0,98 \%$
227 μH	$THD_V = 1,22 \%$
272,4 μH	$THD_V = 1,46 \%$
317,8 μH	$THD_V = 1,69 \%$
363,2 μH	$THD_V = 1,93 \%$
408,6 μH	$THD_V = 2,16 \%$
454 μH	$THD_V = 2,40 \%$
590,2 μH	$THD_V = 3,1 \%$

Cuadro 3.4.: Distorsión armónica con respecto al valor de la inductancia de la red

La Figura 3.26 muestra el aumento de THD, al presentarse redes menos susceptibles a la inyección de potencia.

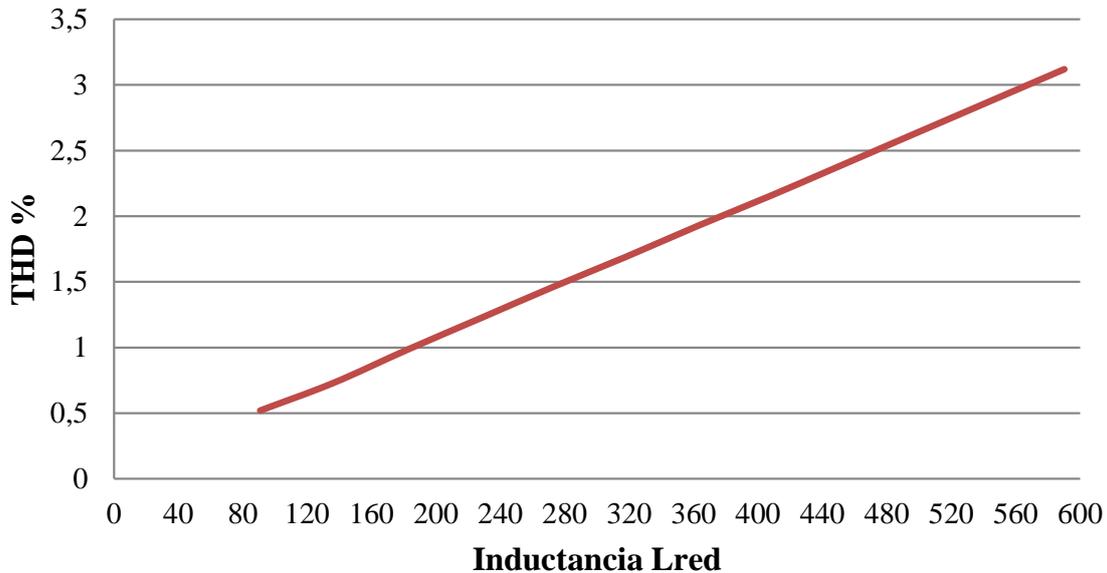


Figura 3.26.: Análisis del THD en la tensión dependiendo de L_{red}

En la Figura 3.27 se observa el voltaje y corriente en el PCC del sistema con L_{red} treces veces mayor, la tensión ya no presenta características óptimas con respecto al nivel de armónicos, lo que conlleva a problemas como calentamiento de conductores y daños en cargas conectadas a la red.

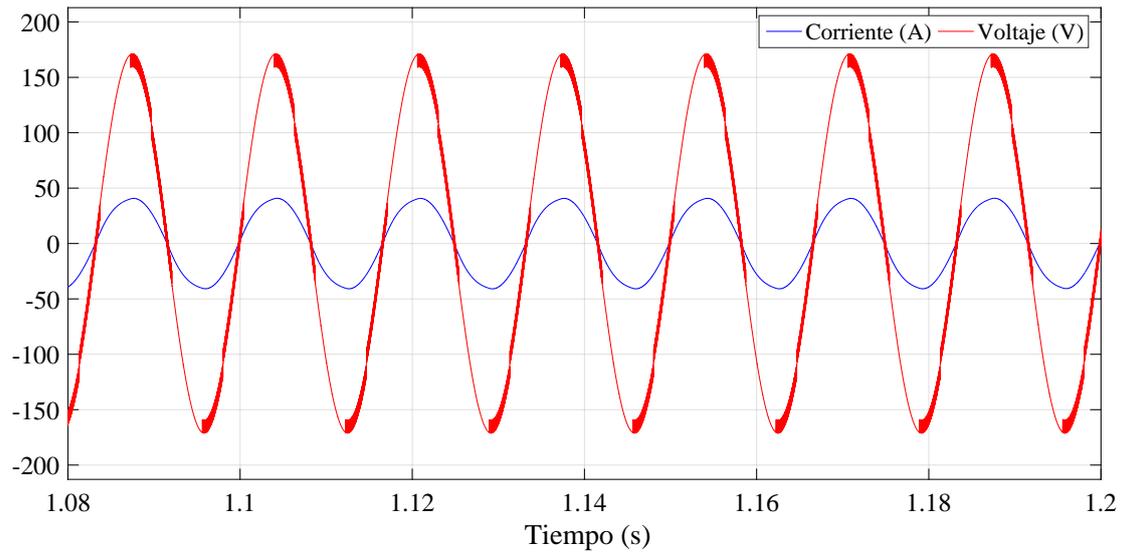


Figura 3.27.: Tensión y Corriente de la red con una inductancia $L_{red} = 590,2\mu H$

4. Capitulo 4: Conclusiones y Recomendaciones

4.1. Conclusiones

El diseño del sistema descrito, considera el análisis de distintos elementos que contemplan aspectos muy importantes para obtener una estabilidad óptima del circuito.

El convertidor elevador (boost) al ser un modelo no lineal implica considerar un rango de variación de ciclo de trabajo, ya que para ciertos valores existe inestabilidad en los controles y algoritmos de supervisión de la red eléctrica. Este convertidor permite obtener el MPPT de los paneles de forma fácil adaptándose a los niveles de corriente y voltaje del mismo, sin embargo al evaluar el Algoritmo P&O debido a las características del convertidor conectado a la red existen varios ciclos de trabajo para obtener el MPPT lo que conlleva a que la tensión en el condensador del convertidor esté cambiando. Algo por recalcar del Algoritmo P&O es que el parámetro de variación (ΔD) mientras más pequeño el resultado es más aproximado, pero el tiempo en obtener el MPPT es mas largo.

El control de potencia reactiva al estar involucrado en el índice de modulación del inversor monofásico, se tiene en cuenta que la variación se mantenga en valores de sobre modulación no mayores a 1.30, por la presencia de armónicos en la corriente superiores al 8%. Además este control esta diseñado para contrarrestar el cambio de voltaje de salida del convertidor Boost, es decir cambia de manera proporcional para mantener rangos de voltaje necesarios para la modulación del inversor, garantizado que los parámetros en el PCC del sistema se mantengan equilibrados. Los controles de potencia activa y reactiva trabajan en conjunto por lo que deben estar correctamente calibrados.

El análisis en escenarios de redes débiles, es necesario debido a que en la actualidad el rápido crecimiento de sistemas solares conectados a la red, en determinado momento puede llegar a provocar inestabilidad en el sistema eléctrico de potencia, debido a que las redes no tendrían la capacidad suficiente de recepción de potencia. Los problemas identificados en el análisis recaen en los niveles de armónicos en la señal de voltaje principalmente, por la disminución de la eficiencia del filtro y a su vez por la presencia de mayor reactancia en la red provocando mayores pérdidas.

La tensión en el PCC es el parámetro que más problemas presenta al considerar redes eléctricas débiles, lo que conllevaría fallos de los algoritmos de control o regulación de potencia que se inyecte, provocando desbalances muy severos en el sistema obteniendo un factor de potencia muy bajo y reduciendo la eficiencia.

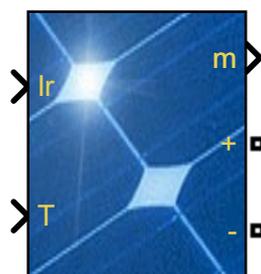
4.2. Recomendaciones

Para obtener mejor respuesta en los controladores de potencia activa y reactiva, se consideraría implementar el filtro del sistema con mejores características para aumentar la capacidad de inyección de potencia a la red y a su vez reducir la presencia de armónicos.

Por último es necesario continuar este trabajo incluyendo la modelación dinámica del sistema de potencia, los límites de estabilidad y un análisis de las condiciones que debería exigir una empresa eléctrica en sus normativas para poder incluir la conexión de sistemas solares a sus redes de distribución.

A. Anexos

A.1. Anexo 1: Características del panel Modelo «1Soltech 1STH-250-WH»



1Soltech 1STH-250-WH

Module data

Module: 1Soltech 1STH-250-WH

Plot I-V and P-V characteristics when a module is selected

Maximum Power (W)	Cells per module (Ncell)
250.205	60
Open circuit voltage Voc (V)	Short-circuit current Isc (A)
37.3	8.66
Voltage at maximum power point Vmp (V)	Current at maximum power point Imp (A)
30.7	8.15
Temperature coefficient of Voc (%/deg.C)	Temperature coefficient of Isc (%/deg.C)
-0.36901	0.086998

Figura A.1.: Características del panel Modelo 1Soltech 1STH-250-WH

A.2. Anexo 2: Parámetros y Código del Algoritmo MPPT

Parámetros para el algoritmo MPPT P&O

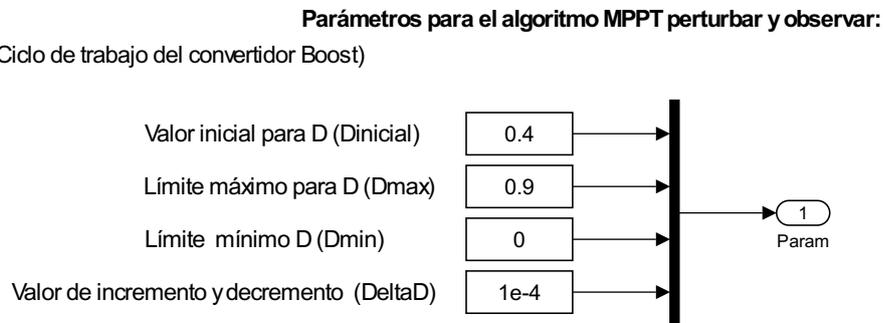


Figura A.2.: Parámetros para el algoritmo MPPT perturbar y observar

Código para el Algoritmo P&O

```

1 function D = PyO(Param, Activacion, V, I)
2 %           Algoritmo P&O
3
4 % Salida D = ciclo de trabajo para el
5 % convertidor boost (valor entre 0 y 1)
6 % Activación = 1 activación del algoritmo
7 % V = voltaje del panel (V)
8 % I = corriente del panel (A)
9 % Parámetros de entrada:
10 Dinicial = Param(1); % Valor Inicial de D
11 Dmax = Param(2); % Máximo valor para
12 D Dmin = Param(3); % Mínimo valor para D
13 deltaD = Param(4); % Valor utilizado para el incremento-
14 % decremento del ciclo de trabajo D
15
16 persistent Vold Pold Dold;
17 dataType = 'double';
18
19 if isempty(Vold)
20     Vold=0;
21     Pold=0;
22     Dold=Dinicial;
23 end
24
25 P= V*I;
26 dV= V - Vold;
27 dP= P - Pold;
28
29 if dP ~= 0 & Activacion ~=0
30     if dP < 0
31         if dV < 0
32             D = Dold - deltaD;
33         else
34             D = Dold + deltaD;

```

```

35         end
36     else
37         if dV < 0
38             D = Dold + deltaD;
39         else
40             D = Dold - deltaD;
41         end
42     end
43 else
44         D=Dold;
45 end
46
47 if D >= Dmax | D<= Dmin
48     D=Dold;
49 end
50     Dold=D;
51     Vold=V;
52     Pold=P;

```

A.3. Anexo 3: Circuito del sistema de control de potencia activa en Simulink

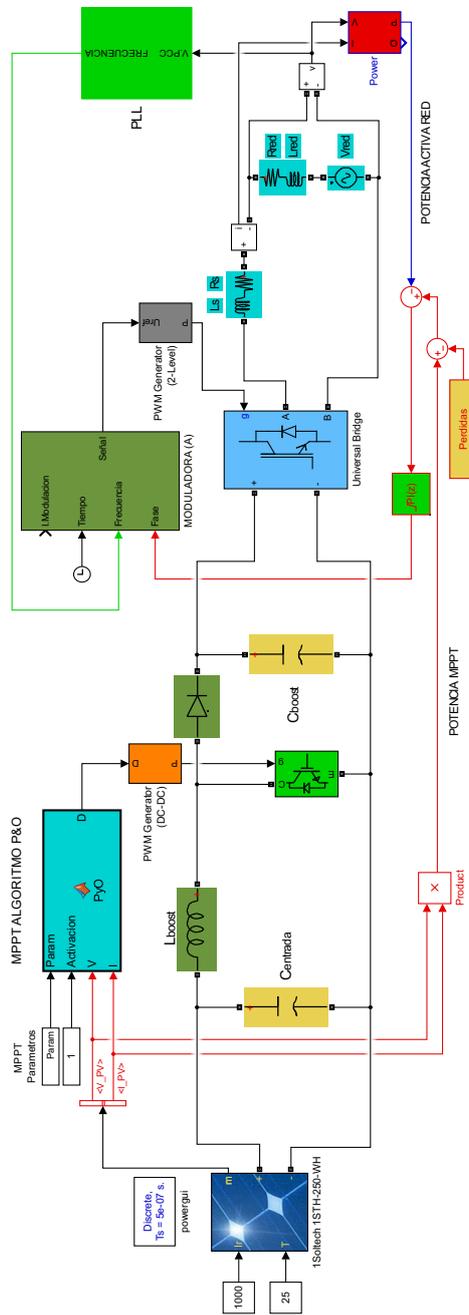


Figura A.3.: Circuito del sistema de control de potencia activa en Simulink

A.4. Anexo 4: Circuito del sistema de control de potencia reactiva en Simulink

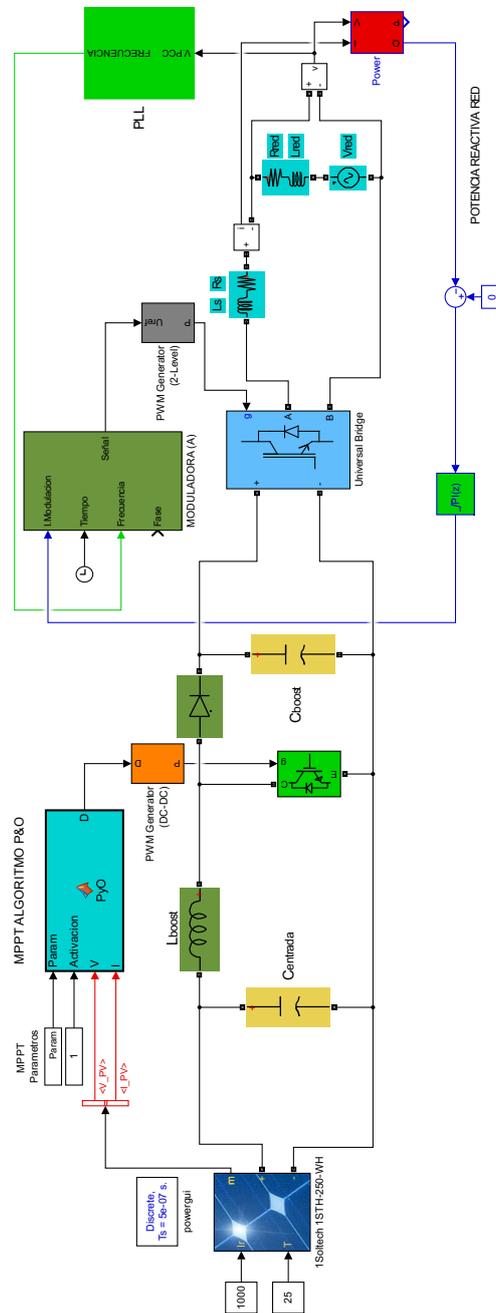


Figura A.4.: Circuito del sistema de control de potencia reactiva en Simulink

A.5. Anexo 5: Circuito del sistema solar fotovoltaico conectado a la red en Simulink

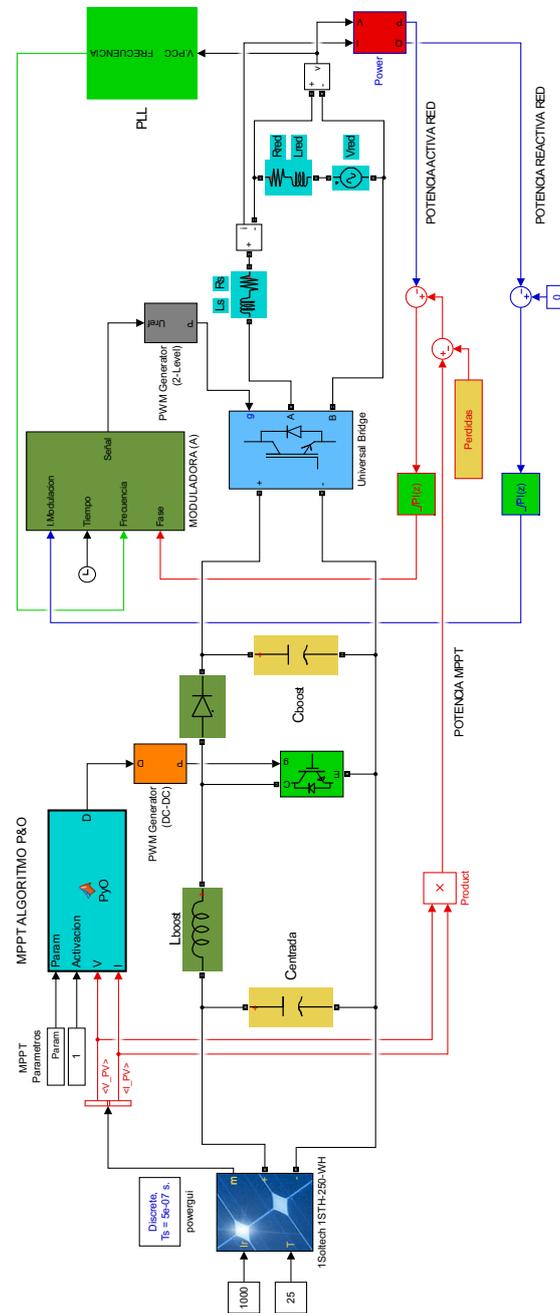


Figura A.5.: Circuito del sistema solar fotovoltaico conectado a la red en Simulink

Bibliografía

- [1] C. Capa, “Análisis regulatorio de la energía fotovoltaica,” 2013.
- [2] S. Jain, *Single Stage Grid Connected Photovoltaic Systems with Maximum Power Point Tracking*. PhD thesis, Indian Institute of Technology, 2007.
- [3] N. Femia, G. Petrone, G. Spagnuolo, and M. Vitelli, *Power Electronics and Techniques for Maximum Energy Harvesting in Photovoltaic Systems*. CRC Press, 2013.
- [4] A. Belkaid, J.-P. Gaubert, A. Gherbi, and L. Rahmani, “Maximum power point tracking for photovoltaic systems with boost converter sliding mode control,” in *2014 IEEE 23rd International Symposium on Industrial Electronics (ISIE)*, IEEE, jun 2014.
- [5] C. Jara and P. Galarza, “Simulación y evaluación de sistemas fotovoltaicos residenciales conectados a la red eléctrica,” 2015.
- [6] N. Kopacak and M. Aydin, “Sample criteria for integration of solar plant systems to electrical distribution network,” in *2015 9th International Conference on Electrical and Electronics Engineering (ELECO)*, IEEE, nov 2015.
- [7] A. Bueno, *Electrónica de Potencia: Aspectos Generales y Convertidores Electrónicos*. Universidad Simón Bolívar, Feb. 2016.
- [8] B. Hauke, “Basic calculation of converters power stage,” application report, Texas Instruments, Jan. 2014.
- [9] A. López and M. Sánchez, “Estudio, simulación e implementación de estructuras power gyrators, su control y su aplicación en procesado de energía,” Jan. 2012.
- [10] R. Erickson and D. Maksimovic, *Fundamentals of Power Electronics*. 2 ed., 2001.
- [11] M. Johnston, J. Morales, and D. Uriu, “Senior design project: The boost converter,” tech. rep., University of California Irvine, July 2006.
- [12] D. Estrella, “Diseño de un inversor monofásico autónomo de baja frecuencia ajustable mediante bus dc,” June 2009.
- [13] M. Rashid, *Electrónica de Potencia: Circuitos, Dispositivos y Aplicaciones*, vol. 1. Prentice Hall Hispanoamericana S.A., 3 ed., 2004.
- [14] F. Núñez, “Acciones de control,” 2007.
- [15] M. Delgado, “Diseño e implementación experimental de un inversor monifásico operando en modo isla,” June 2012.
- [16] L. Hassaine, *Implementación de un Control Digital de Potencia Activa y Reactiva para Inversores. Aplicación a Sistemas Fotovoltaicos Conectados a Red*. Tesis doctoral, Universidad Carlos III de Madrid, Leganés, 2010.

- [17] L. Conesa and P. Ruano, “Análisis y evaluación de un sintetizador de frecuencia fraccional de tipo sigma-delta,” 2011.
- [18] M. A. G. de Brito, L. P. Sampaio, G. Luigi, G. A. e Melo, and C. A. Cane-sin, “Comparative analysis of MPPT techniques for PV applications,” in *2011 International Conference on Clean Electrical Power (ICCEP)*, IEEE, jun 2011.
- [19] M. A. Eltawil and Z. Zhao, “Grid-connected photovoltaic power systems: Tech-nical and potential problems—a review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 14, pp. 112–129, jan 2010.
- [20] R. Teodorescu, M. Liserre, and P. Rodríguez, *Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems*, vol. 1. New Delhi, India: Wiley Ltda., 1 ed., 2011.
- [21] R. Teodorescu, M. Liserre, P. Rodriguez, and F. Blaabjerg, *Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems*. John Wiley and Sons Ltd, 2011.
- [22] L. Cipcigan and P. Taylor, “Investigation of the reverse power flow requirements of high penetrations of small-scale embedded generation,” *IET Renewable Po-
wer Generation*, vol. 1, no. 3, p. 160, 2007.
- [23] H. Cun, T. Yongjie, and H. Fei, “A fuzzy power flow calculation based on forward-backward sweep method,” in *2016 Chinese Control and Decision Con-
ference (CCDC)*, IEEE, may 2016.
- [24] Y. Deng, Y. Tao, G. Chen, G. Li, and X. He, “Enhanced power flow control for grid-connected droop-controlled inverters with improved stability,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, pp. 1–1, 2016.
- [25] M. Dietmannsberger and D. Schulz, “Impacts of low-voltage distribution grid codes on ancillary services and anti-islanding detection of inverter-based gen-eration,” *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 31, pp. 1287–1294, dec 2016.
- [26] T. Funashi, *Integration of Distributed Energy Resources in Power Systems*. El-sevier Science & Technology, 2016.
- [27] E. GHIANI and F. PILO, “Smart inverter operation in distribution networks with high penetration of photovoltaic systems,” *Journal of Modern Power Sys-
tems and Clean Energy*, vol. 3, pp. 504–511, oct 2015.
- [28] T. H. Odell, “Phase locked loop circuits,” in *Circuits for Electronic Instrumen-
tation*, pp. 159–186, Cambridge University Press, 2005.
- [29] X. Wang, Y. B. Choi, M. Je, and W. G. Yeoh, “A simulink model for all-digital-phase-locked-loop,” in *2007 IEEE International Workshop on Radio-Frequency
Integration Technology*, IEEE, dec 2007.
- [30] I. V. Banu and M. Istrate, “Modeling of maximum power point tracking algo-rithm for photovoltaic systems,” in *2012 International Conference and Expositi-
on on Electrical and Power Engineering*, IEEE, oct 2012.
- [31] M. K. Kazimierczuk, *Pulse-Width Modulated DC-DC Power Converters*. John Wiley & Sons Inc, 2015.
- [32] S. Maheshri and P. Khampariya, “Simulation of single phase spwm (unipolar) inverter,” *International Journal of Innovative Research in Advanced Enginee-
ring (IJIRAE)*, vol. 1, no. 3, 2014.

- [33] K. Vijayakumar, R. S. Raj, and S. Kannan, “Application of sinusoidal pulse width modulation based matrix converter as revolutionized power electronic converter,” in *Lecture Notes in Electrical Engineering*, pp. 9–17, Springer India, nov 2014.
- [34] K. N. D. Babu, R. Ramaprabha, V. Rajini, and K. Bansal, “Auto synchronization of photovoltaic fed grid systems,” in *2016 3rd International Conference on Electrical Energy Systems (ICEES)*, IEEE, mar 2016.
- [35] L. Gonzalez, F. Cabrera, P. Vanegas, and O. Carranza, “Diseño de un sistema de conversión de energía eléctrica a partir de fuentes renovables,” *Revista EPN*, 2014.
- [36] J. Enrique, *Diseño, modelo y optimización de sistemas de seguimiento del punto de máxima potencia de generadores fotovoltaicos mediante convertidores CC/CC*. PhD thesis, 2011.
- [37] A. Canova, L. Giaccone, F. Spertino, and M. Tartaglia, “Electrical impact of photovoltaic plant in distributed network,” *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 45, no. 1, pp. 341–347, 2009.
- [38] M. Chamana and B. H. Chowdhury, “Impact of smart inverter control with PV systems on voltage regulators in active distribution networks,” in *2014 11th Annual High Capacity Optical Networks and Emerging/Enabling Technologies (Photonics for Energy)*, IEEE, dec 2014.
- [39] Y. Ueda, T. Oozeki, K. Kurokawa, T. Itou, K. Kitamura, Y. Miyamoto, M. Yokota, H. Sugihara, and S. Nishikawa, “Analytical results of output restriction due to the voltage increasing of power distribution line in grid-connected clustered PV systems,” in *Conference Record of the Thirty-first IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 2005.*, IEEE, 2005.
- [40] F. Bouhafs, M. Mackay, and M. Merabti, *Communication Challenges and Solutions in the Smart Grid*. Springer New York, 2014.
- [41] J. Escamilla, “Sistema fotovoltaico de 8kw interconectado a la red,” 2011.
- [42] D. Cervantes and O. Muñoz, “Diseño de control y simulación de un sistema de generación de energía eléctrica basado en paneles fotovoltaicos, un inversor trifásico conectado a la red y una unidad de almacenamiento smes,” 2010.
- [43] S. Jain and V. Agarwal, “A single-stage grid connected inverter topology for solar PV systems with maximum power point tracking,” *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 22, pp. 1928–1940, sep 2007.
- [44] V. Paredes, “Simulación mediante psim de algoritmos de seguimiento del punto de máxima potencia en sistemas fotovoltaicos,” 2014.
- [45] K. Ayache, A. Cheriti, H. Labar, and A. Sandali, “Practical considerations for a photovoltaic system connected to the network,” in *2015 IEEE 28th Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering (CCECE)*, IEEE, may 2015.
- [46] M. Makhlof, F. Messai, K. Nabti, and H. Benalla, “Modeling and simulation of grid-connected photovoltaic distributed generation system,” in *2012 First International Conference on Renewable Energies and Vehicular Technology*, IEEE, mar 2012.

- [47] M. Alsumiri, L. Jiang, and W. Tang, “Maximum power point tracking controller for photovoltaic system using sliding mode control,” in *3rd Renewable Power Generation Conference (RPG 2014)*, Institution of Engineering and Technology, 2014.
- [48] M. Datta, T. Senjyu, A. Yona, and T. Funabashi, “Minimal-order observer-based coordinated control method for isolated power utility connected multiple photovoltaic systems to reduce frequency deviations,” *IET Renewable Power Generation*, vol. 4, no. 2, p. 153, 2010.
- [49] G. Remy, O. Bethoux, C. Marchand, and H. Dogan, “Review of mppt techniques for photovoltaic systems,” *Laboratoire de Génie Electrique de Paris (LGEP)/SPEE-Labs, Université Pierre et Marie Curie P*, vol. 6, 2009.
- [50] J. S. Kumari, D. C. S. Babu, and A. K. Babu, “Design and analysis of p&o and ip&o mppt techniques for photovoltaic system,” *International Journal of Modern Engineering Research*, vol. 2, no. 4, pp. 2174–2180, 2012.
- [51] M. Villalva, T. de Siqueira, and E. Ruppert, “Voltage regulation of photovoltaic arrays: small-signal analysis and control design,” *IET Power Electronics*, vol. 3, no. 6, p. 869, 2010.
- [52] E. Bianconi, J. Calvente, R. Giral, E. Mamarelis, G. Petrone, C. A. Ramos-Paja, G. Spagnuolo, and M. Vitelli, “Perturb and observe MPPT algorithm with a current controller based on the sliding mode,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 44, pp. 346–356, jan 2013.
- [53] Y.-H. Ji, D.-Y. Jung, C.-Y. Won, B.-K. Lee, and J.-W. Kim, “Maximum power point tracking method for PV array under partially shaded condition,” in *2009 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition*, IEEE, sep 2009.
- [54] M. Rashid, *Electrónica de Potencia: Circuitos, Dispositivos y Aplicaciones*, vol. 1. Naucalpan de Juárez: Prentice Hall Hispanoamericana S.A., 2 ed., 1995.
- [55] D. Hart, *Electrónica de Potencia*, vol. 1. Madrid: Pearson Educación S.A, 1 ed., 2001.
- [56] IEEE, “1547-2003 - iee standard for interconnecting distributed resources with electric power systems,” July 2003.
- [57] IEEE, “519-2014 - iee recommended practice and requirements for harmonic control in electric power systems,” June 2014.
- [58] P. Valencia and C. Ramos-Paja, “Sliding-mode controller for maximum power point tracking in grid-connected photovoltaic systems,” *Energies*, vol. 8, pp. 12363–12387, nov 2015.
- [59] D. Rabinovich and O. Santa-Cruz, “Pll - phase loop locked - lazos enganchados en fase,” *electrónica aplicada iii*, Universidad Tecnológica Nacional, Córdoba - Argentina, 2010.
- [60] ARCONEL, “Regulación n. arconel-004/15: Requerimientos técnicos para la conexión y operación de generadores renovables no convencionales a las redes de transmisión y distribución,” 2015.
- [61] C. Trujillo, D. Velasco, E. Giguere, G. Garcerá, and J. Guacaneme, “Diseño, modelado e implementación de inversor conectado a la red eléctrica a partir de fuentes renovables,” *Tecnura*, vol. 16, no. 32, pp. 12–28, 2012.

- [62] A. Hurns and M. Soljagic, “Principios básicos de la transmisión inalámbrica de energía y fórmulas de desarrollo,” tech. rep., Escuela Politécnica Superior de Barcelona, 2009.