UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE CUENCA

CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

Memoria Técnica

"SIMULACIÓN Y EVALUACIÓN DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS RESIDENCIALES CONECTADOS A LA RED ELÉCTRICA"

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

Christian Jara Álvarez
Pablo Galarza Contreras

Ing. Diego Chacón Troya, Mdhd,
Director de Trabajo de titulación

Cuenca – Ecuador

2015

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Nosotros Christian Andrés Jara Álvarez con CI 0302077292 y Pablo Enrique Galarza Contreras CI 0104964796 declaramos bajo juramento, que el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría que no ha sido previamente presentado por ningún grado o calificación profesional, y que hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedemos los derechos de propiedad intelectual, correspondiente a este trabajo a la Universidad Politécnica Salesiana según lo establecido en la Ley de Propiedad Intelectual, por su reglamento y por la normativa institucional vigente.

Cuenca, 21 de diciembre del 2015

---	---
Christian Andrés Jara Álvarez	Pablo Enrique Galarza Contreras
CI: 0302077292	CI: 0104964796

CERTIFICACIÓN

En Facultad de Director del proyecto técnico de investigación "Simulación Y Evaluación De Sistemas Fotovoltaicos Residenciales Conectados A La Red Eléctrica" desarrollado por: Christian Andrés Jara Álvarez y Pablo Enrique Galarza Contreras, certifico la aprobación del presente trabajo de graduación, una vez ejecutado la supervisión y revisión de su contenido.

Cuenca, 21 de diciembre del 2015

Ing. Diego Chacón Troya, Mdhd
CI: 190026816-8

DEDICATORIA

Dedico este trabajo principalmente a Dios, por haberme dado la vida, salud y siempre está conmigo, permitiéndome el haber llegado hasta este momento tan importante de mi formación profesional. A mi madre, mi padre y mi hermana por ser mi pilar fundamental y motivación, mirando siempre hacia adelante a pesar de la adversidad, saliendo juntos de los momentos más difíciles y siempre demostrarme su apoyo y cariño incondicional, son y siempre serán lo más importante para mí. A mi familia que cree en mí y me enseña a salir adelante con sus consejos y por siempre estar pendientes apoyándome.

Christian Andrés Jara Álvarez

DEDICATORIA

Dedico este trabajo, a mis padres y hermano, personas muy importantes que siempre me han brindado su apoyo incondicional a lo largo de toda mi vida. A demás familiares que han aportado con su buena energía para todo lo que me he propuesto.

A mis amigos, pocos pero suficientes, a la música que es la tinta de la pluma que escribe el gran libro de la vida

Y finalmente dedico este trabajo a la gran energía infusa que hace que nuestra existencia sea maravillosa, que remueve tristezas y alimenta alegrías.

Pablo Enrique Galarza Contreras

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos principalmente a Dios por siempre estar con nosotros, a nuestros padres por brindarnos su apoyo que fue fundamental y nos permitió nuestro desarrollo profesional, a nuestros tutores Ing. Diego Chacón Troya, Mdhd y Dr. José Manuel Aller que con sus conocimientos, experiencia, y responsabilidad nos supieron guiar de una forma desinteresada para el desarrollo y culminación de este trabajo. También agradecemos al Dr. Julio Viola por su colaboración en la etapa final del proyecto.

Christian Andrés Jara Álvarez *Pablo Enrique Galarza Contreras*

RESUMEN

Este proyecto propone la simulación y evaluación de un inversor monofásico conectado a la red eléctrica residencial, mediante la aplicación de la topología Z-Source. Este documento se divide en cinco secciones:

La primera sección expone una introducción y datos generales del propósito del proyecto, como segunda sección se recopila información del sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica convencional, desde cómo se produce energía fotovoltaica, fórmulas de evaluación, normas y especificaciones, hasta detallar el funcionamiento de cada uno de los componentes que conforman el sistema inversor.

La tercera sección es el diseño y simulación de un inversor Z monofásico fotovoltaico de 10 kW, acoplado a la red convencional sin transformador. La topología Z permite realizar el acondicionamiento de la señal de potencia para encontrar el punto de máxima potencia de los paneles fotovoltaicos y otorga al sistema la capacidad de soportar cortocircuitos. Su arquitectura será desarrollada, descrita y simulada en Simulink® de Matlab® y su comportamiento es analizado en condiciones estándar de temperatura "STC". Con la finalidad de comprobar el funcionamiento y la operación adecuada del diseño.

En la cuarta sección se manifiesta un estudio técnico – económico en la que se estima la implementación real de sistema fotovoltaico propuesto y su valor en el mercado nacional ecuatoriano. De esta propuesta también se realiza un análisis financiero comparativo con inversores existentes en el mercado utilizando el software RETScreen® verificando el tiempo de recuperación de la inversión.

En la última sección se exponen las conclusiones que se obtuvieron del proyecto en cuestión.

ABSTRACT

This Project proposes the simulation and evaluation of a monophasic inverter connected to a residential power grid via the Z-source topology application. This project is divided into five sections:

The first section presents an introduction and general data of the project purpose, the second section gathers the information of the photovoltaic system connected to a conventional power grid, starting from how it produces photovoltaic energy, its formulas of evaluation, norms and specifications, up to detailing how each of its components work in a photovoltaic system.

The third section consists of design and simulation of a 10 kW photovoltaic monophasic Z inverter coupled to a conventional grid without a transformer. The Z topology allows the signal power conditioning in order to find the photovoltaic panels' maximum power and giving the system the ability to withstand shortcircuits. Its architecture will be developed, described and simulated in Matlab's ® Simulink ®, and its behavior will be analyzed in standard temperature conditions "STC". In order to check the performance and proper operation of the design.

In the fourth section, a technical – economic study will be done in order to estimate the real implementation of the proposed photovoltaic system and its value in the Ecuadorian national market. There will also be done a financial analysis which will compare it with already existing investors using the RETScreen® software, verifying the time that will take to recover the investment.

In the last session the conclusions obtained from the project in question are discussed.

PREFACIO:

Un sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica de distribución, es una alternativa para incrementar la fiabilidad y la generación de electricidad en nuestro medio influyendo en el desarrollo y mejora de la calidad de vida de las personas, porque genera una energía limpia que no produce gases de efecto invernadero perjudiciales para la vida en el planeta. En este tipo de instalaciones toda la energía que se produce se vierte a la red eléctrica general, vendiéndose a la correspondiente compañía eléctrica distribuidora. Su instalación en otros países está motivada, y su implementación coopera con el impulso de la generación distribuida y al desarrollo del concepto de las redes eléctricas inteligentes en donde estos sistemas son parte integral de su estructura.

El desarrollo del presente proyecto técnico de investigación, abarca cinco capítulos, su elaboración significó por una parte la recopilación de información del estado del arte de la red Z y de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica convencional, por otra parte, el diseño y simulación de un sistema fotovoltaico residencial aplicando el conversor Z con el fin de analizar su operación y las ventajas de utilizar su topología.

El objeto de este trabajo es aportar al impulso que el estado ecuatoriano está brindando a la matriz productiva y energética del país. Por tal razón se adiciona un análisis económico que aproxima el costo del inversor fotovoltaico propuesto en el mercado ecuatoriano para el caso de ser construido, junto con un estudio a mediano plazo que estima la recuperación de la inversión.

ÍNDICE:

CAPITULO 1 1

1.1. GRUPO OBJETIVO 5

1.2. OBJETIVOS 6

1.2.1. Objetivo general 6

1.2.2. Objetivos específicos 6

1.3. METODOLOGÍA APLICADA 6

CAPITULO 2 9

2.1. ENERGÍA SOLAR 9

2.2. RADIACIÓN SOLAR 9

2.2.1. Parámetros de radiación solar 10

2.2.2. Medición de radiación solar 12

2.2.3. Datos de radiación solar en el cantón Cuenca 12

2.3. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS 15

2.3.1. Modelo de la celda solar y módulos fotovoltaicos 16

2.3.2. Conversores y seguidores del máximo punto de potencia "*MPPT*" 20

2.4. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A LA RED ELÉCTRICA CONVENCIONAL 22

2.4.1. Inversor 23

2.4.2. Topologías de sistemas fotovoltaicos 25

2.4.3. Tipos de interfaces con la red 29

2.4.4. Filtros de red 31

2.4.5. Análisis de pérdidas del sistema 33

2.5. INVERSOR Z 34

2.5.1. Descripción topológica 34

2.5.2. Funcionamiento 35

2.5.3. Modelamiento matemático del inversor Z 38

2.5.4. Componentes de diseño del Inversor Z 40

2.6. MODULACIÓN POR ANCHO DE PULSO PWM 43

2.6.1. Modulación por ancho de un solo pulso: 44

2.6.2. Modulación de varios pulsos 45
2.6.3. Modulación senoidal por ancho de pulso *SPWM* 46
2.6.4. Índices de modulación 47
2.6.5. Factor de distorsión armónica "*THD* " 48
2.7. MÉTODO DE CONTROL SHORT THROUGH "*ST*" 50
2.7.1. Control simple boost control (*SBC*) 51
2.8. CAPACIDAD DE TOLERANCIA A FALLOS 51
2.9. FUNDAMENTOS ECONÓMICOS GENERALES 52
2.9.1. Activos fijos 52
2.9.2. Activos intangibles 52
2.9.3. Capital de trabajo 52
2.9.4. Presupuesto de gastos 53
2.9.5. Flujo de caja (flujo neto de fondos) 53
2.9.6. Cálculo del VAN y el TIR 53
2.10. SOFTWARE RETScreen® 54
2.10.1. Definición 54
2.10.2. Utilidad y aplicaciones 54
2.11. LEGISLACIÓN Y NORMATIVAS 55
2.11.1. Normativas sistemas fotovoltaicos conectados a la red convencional 56
2.11.2. Inversor de conexión a red 57
CAPITULO 3 64
3.1. VALORES TÉCNICOS CARACTERÍSTICOS DEL INVERSOR Z 64
3.2. SIMULACIÓN DE LAS CELDAS Y DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO FV65
3.2.1. Curvas características variando la irradiación solar 71
3.2.2. Curvas características variando la temperatura ambiental 72
3.2.3. Curvas características del panel FV en condiciones normales de funcionamiento . 72
3.3. DISEÑO Y SIMULACIÓN DEL CONVERSOR Z 73
3.3.1. Curvas características de operación de Z-Source 76
3.4. MODULACIÓN SPWM UNIPOLAR 77
3.5. SIMULACIÓN INVERSOR MONOFÁSICO 79
3.6. ALGORITMO MAXIMUM POWER POINT TRACKING 81

3.6.1. Algoritmo P&O 81

3.7. SIMULACIÓN DE MODULACIÓN SPWM MODIFICADA 82

3.7.1. Control de conversión SBC "Simple Boost Control" 82

3.8. SIMULACIÓN DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED CONVENCIONAL 83

3.9. PRUEBA DE TOLERANCIA A FALLOS 86

CAPITULO 4 88

4.1. DESARROLLO DEL PLAN DE NEGOCIO 88

4.1.1. Instalaciones y ubicación 89

4.1.2. Distribución de las instalaciones: 89

4.1.3. Acondicionamiento Local 89

4.1.4. Mobiliario 90

4.1.5. Equipo informático 90

4.1.6. Constitución y puesta en marcha 91

4.1.7. Puesta en operación y fondo de maniobra 91

4.1.8. Herramientas de trabajo 92

4.1.9. Alquiler: 92

4.1.10. Servicios básicos y otros gastos: 92

4.1.11. Gastos comerciales: 93

4.1.12. Jerarquía personal: 93

4.1.13. Inversión total inicial 93

4.1.14. Previsión de ingresos 93

4.2. ANÁLISIS PRESUPUESTARIO DE INGRESOS, COSTOS Y RESULTADOS94

4.2.1. Materia prima directa 94

4.2.2. Costo del inversor Z 96

4.2.3. Mano de obra directa 106

4.2.4. Costos indirectos de fabricación 107

4.2.5. Resultados presupuestarios 107

4.3. ANÁLISIS COMPARATIVO INVERSOR Z-SOURCE EN RETSCREEN®111

4.3.1. Inversor Z en RETScreen® 111

4.3.2. Resultado económico RETScreen® 111

CAPITULO 5 118

CONCLUSIONES 118
TRABAJO A FUTURO 119
REFERENCIAS 121
ANEXOS 125

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1. Radiación directa, reflejada y difusa. 11
Figura 2.2. Insolación global promedio. 13
Figura 2.3. Celda fotovoltaica. 16
Figura 2.4. Modulo Fotovoltaico. 17
Figura 2.5. Circuito equivalente de la celda fotovoltaica. 19
Figura 2.6. Diagrama de flujo algoritmo P&O. 21
Figura 2.7. Inversor de cuente completo. 23
Figura 2.8. Voltaje Vo suministrado por el inversor en la carga durante los 4 estados de operación. 24
Figura 2.9. Forma de onda Vo en la salida del inversor. 25
Figura 2.10. Topología del sistema fotovoltaico con transformador elevador. 26
Figura 2.11. Topología del sistema fotovoltaico con conversor de enlace CC. 26
Figura 2.12. Tecnología con topología centralizada. 27
Figura 2.13. Tecnología con topología descentralizada. 28
Figura 2.14. Tecnología con topología multirrama. 29
Figura 2.15. Tipos de interfaces con la red eléctrica convencional. 30
Figura 2.16. Filtro L conectado a la red. 31
Figura 2.17. Filtro LCL conectado a la red. 32
Figura 2.18. Topología inversor Z. 35
Figura 2.19. Modos de operación en el inversor Z. 36
Figura 2.20. Circuito equivalente - modo1 de operación del inversor Z. 36
Figura 2.21. Circuito equivalente - modo 2 de operación del inversor Z. 37
Figura 2.22. Circuito equivalente - modo 3 de operación del inversor Z. 38
Figura 2.23. Carga y descarga de inductor y capacitor en el inversor Z. 43
Figura 2.24. Grafica de ondas para modulación de un solo pulso. 44
Figura 2.25. Grafica de ondas para modulación de pulso múltiple. 45
Figura 2.26. Señales de modulación unipolar SPWM. 47
Figura 2.27. Formas de onda de un sistema sobre modulado. 48
Figura 2.28. Armónicos con múltiplo de frecuencia de la señal fundamental senoidal de 60 [Hz]. 48
Figura 2.29. Control SBC del conversor Z. 51
Figura 3.1. Diagrama de conversión grados Celsius a Kelvin. 65

Figura 3.2. Subsistema 1 de conversión de grados Celsius a Kelvin. 66
Figura 3.3. Modelo de la corriente fotogenerada. 67
Figura 3.4. Subsistema 3 modelando la corriente saturación inversa. 67
Figura 3.5. Subsistema 4 modelando la corriente saturación del sistema. 68
Figura 3.6. Modelo del factor NsAkT. 68
Figura 3.7. Diagrama de bloques de la corriente del módulo FV. 69
Figura 3.8. Subsistema 6 modelando la corriente del módulo FV o "PV según siglas en Ingles". 69
Figura 3.9. Diagrama de bloques del módulo FV. 70
Figura 3.10. Diagrama de bloques de módulo FV modelamiento completo. 70
Figura 3.11. Curva característica I-V con distintos valores de irradiación. 71
Figura 3.12. Curva característica P-V con distintos valores de irradiación. 71
Figura 3.13. Curva característica I-V con distintos valores de la temperatura. 72
Figura 3.14. Curva característica P-V con distintos valores de la temperatura. 72
Figura 3.15. Curva característica I-V y P-V del módulo FV en condiciones normales de funcionamiento. 73
Figura 3.16. Red LC conversor Z en Simulink®. 73
Figura 3.17. Carga de uno de los dos condensadores en el conversor Z en condiciones normales de operación. 76
Figura 3.18. Corriente a través de una de las inductancias en el conversor Z en condiciones normales de operación. 77
Figura 3.19. Subsistema modelando el convertidor Z. 77
Figura 3.20. Modulación SPWM con índice de modulación $Ma = 0.6$ y un índice de modulación de frecuencia $Mf = 10$. 78
Figura 3.21. Tren de pulsos VAO generado comparando la señal de referencia A y la portadora, con un factor de modulación de frecuencia Mf=10. 78
Figura 3.22. Tren de pulsos VBO generado comparando entre la señal de referencia B y la portadora con un factor de modulación de frecuencia Mf=10. 79
Figura 3.23. Secuencia de disparo de interruptores por tren de pulsos VAB con un factor de modulación de frecuencia $Mf = 10$. 79
Figura 3.24. Inversor monofásico de puente completo en Simulink/Matlab®. 80
Figura 3.25. Voltaje de salida del inversor monofásico de puente completo a frecuencia modulación de 10 [kHz]. 80
Figura 3.26. Subsistema del Inversor monofásico en Simulink/Matlab®. 81

Figura 3.27 Algoritmo P&O implementado en bloques de Simulink® de Matlab. 82
Figura 3.28. Valor de referencia $Vref$ de la salida del algoritmo P&O. 82
Figura 3.29. Voltaje y corriente del panel FV en el punto de máxima potencia. a) Salida de voltaje de la celda FV, b) Salida de corriente de la celda FV. 83
Figura 3.30. Inversor Z fotovoltaico conectado a la red eléctrica convencional. 84
Figura 3.31. Voltaje y corriente de salida del inversor Z inyectada a la red eléctrica convencional. 84
Figura 3.32. Diagrama de Bode del filtro pasivo L. 85
Figura 3.33. Análisis de Fourier del Voltaje de Salida del Inversor Z. 85
Figura 3.34. Análisis de Fourier de la corriente de salida del inversor Z. 85
Figura 3.35. Inversor de voltaje convencional "VSI" en condiciones de cortocircuito. ... 86
Figura 3.36. Salida de corriente y voltaje del inversor Z en condiciones de cortocircuito.87
Figura 4.1. Grafica de la Variación de Costos por número de componentes necesarios para producir el Inversores Z. 97
Figura 4.2. Condensador para la barra de CC. 97
Figura 4.3. Grafica de variación de costos por número de producción. 98
Figura 4.4. Grafica de los Costos por unidad del condensador Red Z. 99
Figura 4.5. Puente H. 99
Figura 4.6. Variación de los costos de adquisición de dispositivo Puente H. 100
Figura 4.7. Sensor aislado tensión. 101
Figura 4.8. Variación de Costos del Sensor aislado tensión. 101
Figura 4.9. Sensor aislado de corriente. 102
Figura 4.10. Variación de Costos por unidad del Sensor aislado de corriente. 103
Figura 4.11. Case de Aluminio modelo YGS-028. 104
Figura 4.12. Indicadores de resultados respecto a los ingresos. 110
Figura 4.13. Análisis Financiero del Inversor Z-Source, RETScreen®. 114
Figura 4.14. Inversor monofásicos Fronius IG-Plus A 10.0-1. 114
Figura 4.15. Análisis financiero Inversor Fronius, RETScreen®. 116

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.2.1. Valores prestablecidos de radiación solar. 11
Tabla 2.2.2. Zonas de insolación global promedio. 14
Tabla 2.2.3. Irradiación o insolación en las provincias y ciudades de Ecuador promedio. 14
Tabla 2.3.1. Parámetros módulos fotovoltaicos. 18
Tabla 2.4.1. Tabla de posibles combinaciones del inversor. 24
Tabla 2.5.1. Análisis comparativo de la eficiencia de inversores operando a distintos valores de potencia. 35
Tabla 2.11.1. Norma inversor y controlador de carga. 61
Tabla 2.11.2. Cableado. 61
Tabla 3.1.1. Tabla de valores característicos para la simulación del sistema fotovoltaico. 64
Tabla 4.1.1. Gatos de Puesta en Operación. 92
Tabla 4.2.1. Costos de dispositivos para un inversor Z. 95
Tabla 4.2.2. Costos de Inversores por unidad producida. 96
Tabla 4.2.3. Costos del Condensador para la barra de CC. 98
Tabla 4.2.4. Condensador Red Z. 99
Tabla 4.2.5 Costos de adquisición de dispositivo Puente H. 100
Tabla 4.2.6 Costos del Condensador sensor aislado tensión. 101
Tabla 4.2.7 Costos por unidad del Sensor aislado de corriente. 102
Tabla 4.2.8. Costo Fletes y Seguro. 104
Tabla 4.2.9. Impuestos Aduanas. 105
Tabla 4.2.10. Costos de Materiales Directos. 106
Tabla 4.2.11. Mano de obra directa. 106
Tabla 4.2.12. Costos indirectos de fabricación. 107
Tabla 4.2.13. Resultados Presupuestarios. 108
Tabla 4.2.14. Estado de Resultados Integral Presupuestado. 109
Tabla 4.2.15. Utilidades y Beneficios. 109
Tabla 4.3.1 Datos del panel Fotovoltaico. 112
Tabla 4.3.2. Datos Inversor Z-Source. 112
Tabla 4.3.3. Análisis financiero del inversor Z. 113
Tabla 4.3.4. Proveedores Inversores Monofásicos Comerciales. 114
Tabla 4.3.5. Análisis financiero inversor Fronius. 115
Tabla 4.3.6. Comparación de inversores. 117

ÍNDICE DE CUADROS

Cuadro 2.1. Regulaciones de acuerdo a la capacidad de potencia. 57
Cuadro 2.2. Características fundamentales. 58
Cuadro 2.3. Directivas de seguridad eléctrica. 58
Cuadro 2.4. Disposiciones del inversor. 59
Cuadro 2.5.Protecciones y controles. 59
Cuadro 2.6. Características de un inversor. 60
Cuadro 2.7. Información de un Inversor. 62
Cuadro 4.1. Distribución de las instalaciones. 89
Cuadro 4.2. Mobiliario. 90
Cuadro 4.3. Costo equipo informático. 91
Cuadro 4.4. Constitución y puesta en marcha. 91
Cuadro 4.5. Personal 93

CAPITULO 1

INTRODUCCIÓN

La energía solar fotovoltaica es una fuente de energía que produce electricidad de origen renovable (Pearce J. M., 2002), debido a que el sol con una edad de 5 mil millones de años, y con al menos 6 mil millones de años más de combustible, proyecta hacia la tierra solo el 0,2% de potencia de la energía solar emitida por año, lo que es suficiente para abastecer una cantidad de energía aproximada 4 mil veces superior a la que se consume en el planeta por lo que su potencial es considerado en la práctica como ilimitado (Oñate, 2014).

La energía que ofrece el sol en forma de luz y calor hoy puede ser transformada en electricidad mediante un dispositivo semiconductor denominado célula fotovoltaica (Pearce J. M., 2002), (Oñate, 2014).

La mayoría de instalaciones fotovoltaicas han sido concebidas como sistemas de generación para zonas donde la red eléctrica convencional no está presente o su instalación resulta excesivamente costosa. Estas instalaciones fotovoltaicas se denominan "instalaciones aisladas de red" (CONELEC, 2014).

En los últimos años se ha desarrollado otro tipo de instalaciones fotovoltaicas que son las denominadas instalaciones conectadas a la red de distribución. Estas instalaciones han experimentado una importante evolución debido a la reducción de costos de los componentes de sistemas fotovoltaicos, así como el incremento de su rendimiento, confiabilidad y siendo innecesario el uso de baterías, por lo que los hace mucho más amigables con el medio ambiente y atractivos en el mercado (CONELEC, 2014), (Bullis K., 2006).

Debido a la creciente demanda de energías renovables entre los años 2001 y 2015 se ha producido un incremento exponencial de la producción de energía fotovoltaica, duplicándose este crecimiento cada dos años aproximadamente (Roper L. D., 2011). La potencia total fotovoltaica instalada en el mundo (conectada a red) asciende a 180 GW de potencia fotovoltaica (Orlandi, 2014).

Por otra parte un sistema fotovoltaico de solamente $1\ kW$ de potencia evita la combustión de aproximadamente 77 kg (170 libras) de carbón, impide la emisión a la atmósfera de unos 136 kg (300 libras) de dióxido de carbono, y ahorra mensualmente el uso de 400 litros (105 galones) de agua (Roper L. D., 2011), (Orlandi, 2014).

Por tal motivo la energía solar es una de las fuentes predominantes de energía renovable en el escenario actual de los sistemas eléctricos de potencia constituyendo actualmente el 1% de la generación total instalada en el mundo (Orlandi, 2014).

El rápido incremento en los últimos años del número de instalaciones de generación mediante paneles solares debido también a factores como la liberalización del sector eléctrico a contribuido al aumento de la generación distribuida en el que una combinación de unidades generadoras de base y un gran número de pequeños generadores dispersos en la red eléctrica satisfacen la demanda de electricidad; esto es hoy en día una realidad en algunos países como Estados Unidos, España, Alemania. Japón, entre otros (Roncero C., E., & M., 2011), (Comunidad de Madrid, 2008).

Este concepto contribuye a la conservación del medio ambiente con (Roncero C., E., & M., 2011), (Comunidad de Madrid, 2008), (Peña I., 2014), (Blanco A. J., 2014):

- Descongestión de los sistemas de transporte de energía.
- Aplazan la necesidad de readecuación de los sistemas de transmisión.
- Ayuda al suministro de energía en periodos de gran demanda.
- Mejoramiento de la fiabilidad del sistema.
- Incremento de la calidad del servicio eléctrico.
- Evita costos de inversión en transmisión y distribución.
- Aumenta independencia de los consumidores.
- Brinda una rentabilidad económica y social en mediano plazo.
- Reducción de emisiones contaminantes ya que la GD se realiza con energías renovables.
- Base de Redes Inteligentes.

En América Latina se está desarrollando aceleradamente el uso de este tipo de tecnología, con una previsión de unos 3.500 MW instalados para 2016 (Flores Cela, 2013). Para

beneficio de esta región, los altos niveles de radiación solar que existen en comparación con otros lugares y la continuada tendencia a la baja en costos de los componentes, hacen que la energía solar fotovoltaica no esté mal posicionada en América, considerando el corto y mediano plazo (Mateu de Sulo C., 2011).

En algunas ciudades de México, Brasil, Chile y Perú, países de América Latina que apuestan en mayor cantidad a la energía fotovoltaica con una concentración del 70% de la potencia total instalada (Flores Cela, 2013), el coste nivelado de esta energía ("LCOE" por sus siglas en inglés) ya se sitúa muy cerca de la paridad de red (Mateu de Sulo C., 2011). Los sistemas fotovoltaicos tienen un coste inferior o igual al precio general de compra de la electricidad al proveedor de energía eléctrica (Laverón, 2012), lo que significa un gran avance en esta materia para la región.

Actualmente el panorama en Ecuador al igual que en Latinoamérica, existe un incremento de las iniciativas de uso de energías renovables. Ecuador cuenta con una energía de irradiación homogénea durante todo el año, variando entre 3,35 KWh/m^2 en mayo y los 4,33 KWh/m^2 en septiembre, lo que hace más eficiente y menos costoso el uso de la energía fotovoltaica para impulsar su industria a un coste menor que con la utilización de otras fuentes, reduciendo su dependencia energética de hidrocarburos (Laverón, 2012), (Almeida W., 2015).

Adicionalmente, Ecuador ha considerado tener un rol protagónico dentro del escenario energético de América Latina, al aprovechar sus recursos de energía renovable primaria (hidráulica, solar, eólica), propiciando el cambio de su matriz eléctrica de un escenario del 63% de penetración renovable en el año 2012 se pretende llegar al 94% en el 2016 contando con proyectos de emprendimiento de energía fotovoltaica como el proyecto fotovoltaico de Galápagos (MEER, 2015).

En el Ecuador no existe normativa que regule las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red desde el punto de vista técnico, pero sí en cuanto se refiere a la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la producción de energía eléctrica, considerando la diversificación y participación de las energías renovables no convencionales, a efectos de disminuir la vulnerabilidad y dependencia de generación eléctrica a base de combustibles fósiles (CONELEC, 2014), (MIDUVI, 1996).

Debido a que el sector residencial es el segundo mayor consumidor de energía, tiene un considerable empleo de GLP y electricidad, y la política actual se ha centrado en el aumento de la eficiencia energética (Lojano Chacha & Rios Gonzalez, 2013). Existe gran número de estudios que encaminan al desarrollo de este tipo de sistemas con un enfoque general, tales como estudios de requisitos, sostenibilidad, viabilidad y rentabilidad económica entre otros, con resultados que proponen muy buenas expectativas para la aplicación de este tipo de tecnología en nuestra región, pero sin tomar en cuenta el aspecto técnico, que es de mucha importancia para lograr un sistema robusto y con niveles de eficiencia y confiabilidad adecuados tanto para la instalación como para el funcionamiento, garantizando seguridad y adecuación de todo el sistema nacional interconectado (R. Morocho & S. Ríos K., 2015) (Lojano Chacha & Rios Gonzalez, 2013) (Orellana & Sarango, 2015) (Marquez, 2014).

Al contemplar el actual panorama del cambio de la matriz productiva del Ecuador, el cual intenta estimular la producción nacional utilizando para ello la investigación y la especialización con la finalidad de incrementar el valor agregado de la producción, para poder estabilizar y mejorar la balanza comercial del país (Rajapakse & Muthumuni, 2009), (Villena N., 2015).

Este trabajo propone un estudio detallado del sistema de generación fotovoltaica conectada a una red residencial para examinar los impactos de estos sistemas. Este modelo incluye los colectores solares, un esquema de acondicionamiento de la tensión de entrada del inversor, el sistema de conversión CC-CA y la conexión a la red. Como método de acondicionamiento de la potencia generada por los paneles solares se utiliza un esquema innovador acoplado al inversor, que permite ajustar los niveles de tensión a la entrada del convertidor electrónico de potencia para extraer la máxima energía posible de los paneles solares. Este esquema se conoce en la literatura con *Z Inverter* (Peng & Zheng, 2003), (Rajakaruna & Jayawickrama, 2010), (Zope, Patil, & Somkuwar, 2010). Este modelo permite el análisis, el diseño y la evaluación técnica económica de esta propuesta.

Este circuito de arquitectura simple, aumenta la eficiencia de conversión de energía en 1% en comparación con los sistemas convencionales, y es capaz de mejorar el rendi-

miento total del inversor en valores que van desde el 1% hasta un 15% con respecto al inversor PWM convencional, variando esta cifra según su aplicación. Además tiene la capacidad de mitigar los efectos adversos, que se presentan debido a variaciones bruscas de tensión y corriente, otorgándole cualidades de protección y acondicionamiento de energía sin necesidad de aumentar componentes ni realizar modificaciones importantes en el diseño de control o potencia del sistema FV (M. Shen, Wang J., & Adams) (Cordeiro A. & Resende M., 2011).

Para lograrlo se analizara cada uno de los componentes del sistema en Simulink de Matlab, el módulo fotovoltaico se describirá mediante modelos matemáticos que nos permitan aproximar su comportamiento real (Pandiarajan & Muthu, 2011), para modelar el conversor CC/AC monofásico se utiliza interruptores de accionamiento individual con el fin de obtener el control PWM modificado que es necesario para controlar el inversor Z que realiza la conversión e inversión de la señal a la entrada y salida del inversor (Peng & Zheng, 2003), (Rajakaruna & Jayawickrama, 2010), (Zope, Patil, & Somkuwar, 2010). Pasando a conectar mediante un filtro que acondiciona la señal de salida a la red eléctrica convencional, obteniendo un modelamiento completo del sistema con el propósito de evaluarlo detalladamente realizando un análisis de sus características técnicas y constructivas que nos permitan obtener un estudio económico que aproximará su costo real de construcción.

1.1. GRUPO OBJETIVO

El auge en la investigación e implementación que tiene la energía fotovoltaica, la reducción de costos, relativa sencillez de control y aplicación, a más de que a Ecuador, por sus características geográficas y climatológicas lo posicionan entre los países con mayor potencial solar de Latinoamérica, según la literatura, hace que este tipo de tecnología se convierta en foco de desarrollo y una gran oportunidad para investigaciones académicas que puedan aportar para el desarrollo industrial del Ecuador. Por tanto, de acuerdo al impulso e incremento que está teniendo la matriz energética y productiva en el Ecuador, los estudios e investigaciones técnicas realizadas para la incorporación de generación fotovoltaica en el sector residencial, concuerdan con que se puede y debe profundizar en el desarrollo de esta tecnología. Además se ha podido observar que los costos de estos equipos son elevados debido a rubros, tales como gastos de importación, certificaciones, firmas internacionales, necesidad de personal o mano de obra calificada para su imple-

mentación y mantenimiento. Estos costos han creado una barrera de entrada que ha sido determinante, y no ha permitido el desarrollo y proliferación de este tipo de tecnología en el mercado, por lo que se ha considerado fabricarlos localmente, surge así la necesidad de emprender un estudio para el análisis y evaluación de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red para su fabricación con el fin de reducir costos e incrementar eficiencia.

1.2. OBJETIVOS

1.2.1. Objetivo general

- Simular y evaluar un sistema de generación fotovoltaico conectado a la red eléctrica para el abastecimiento energético del sector residencial

1.2.2. Objetivos específicos

- Modelar los paneles fotovoltaicos para determinar sus características y capacidades
- Representar el esquema de conversión Z-Source para reducir los costos y mejorar la operatividad del sistema fotovoltaico
- Simular el inversor Z y la red eléctrica asociada al sistema de distribución residencial
- Evaluar el posible diseño de un sistema económico de generación fotovoltaica residencial
- Realizar una evaluación económica asociado a la construcción de esta alternativa

1.3. METODOLOGÍA APLICADA

Con la finalidad de alcanzar los objetivos propuestos en el presente proyecto técnico, se utilizó el siguiente proceso de metodología.

La metodología bibliográfico-documental utilizada para poder evaluar el funcionamiento y los costos de los equipos que deben ser incorporados en la generación solar fotovoltaica conectados a la red, se basa fundamentalmente en la búsqueda y adquisición de antecedentes de proyectos e investigaciones concernientes a las energías fotovoltaicas, estas aportan información preliminar y favorable en el avance o innovación para el desarrollo del tema.

La metodología aplicada en la investigación tiene como punto de partida el uso de una combinación de herramientas de modelación numérica adecuada para la posterior simulación del sistema fotovoltaico, de manera que se pueda realizar el respectivo análisis de sus limitaciones y sus características principales.

Se utilizó un Método sistémico que determina cada uno de los componentes, partiendo de los modelos de la celda fotovoltaica utilizados como fuente de los convertidores electrónicos de potencia, los mismos que son encargados de obtener el ajuste del punto óptimo de potencia "Maximum Power Point Tracking" (MPPT) de los colectores con la finalidad de entregarlos adecuadamente a la red eléctrica de potencia. Dentro de este análisis se tiene que realizar un estudio profundo del inversor Z source de manera que se pueda encaminar la aplicación de este equipo en el sistema fotovoltaico que se pretende realizar, esto teniendo en cuenta los aspectos relevantes de modulación y control para la magnitud y la frecuencia del voltaje de la salida que se debe tener en el sistema.

CAPITULO 2

FUNDAMENTOS TEÓRICOS

2.1. ENERGÍA SOLAR

El sol es la principal fuente de energía en la tierra, es responsable de fenómenos tales como la fotosíntesis, origen del viento y movimiento de los ciclos hidrológicos. La energía solar que llega a la superficie terrestre es absorbida en un 50% y el 30% es reflejada en el espacio, la energía absorbida se transforma en calor y retorna a la tierra; cerca de 49 000 $TW - año$ se reenvían como energía calorífica bajo la forma de radiación electromagnética y 40 000 $TW - año$ como energía calórica. El porcentaje restante es el que origina la aparición de vientos y proveen de energía a los ciclos hidrológicos, quedando una pequeña cantidad de alrededor de 100 TW responsable de la biodiversidad del planeta a través de la fotosíntesis. Las energías renovables tales como la biomasa primaria, energía hidráulica, eólica, geotérmica y solar, según estimaciones de potencial sugiere que su contribución se incrementará, alcanzando valores de hasta 10 o 15 $TW - año$. El desarrollo e introducción de las energías alternativas dependerá básicamente de tres principales factores; los impuestos que tienen las energías no renovables, las políticas energéticas que pueden entrar en vigencia, y principalmente de los costos asociados (CONELEC, Atlas Solar Del Ecuador Con Fines De Generación Eléctrica, 2008) .

Una de las ventajas más importantes que tiene la radiación solar por encima de otros recursos renovables como el eólico, es que es el recurso energético renovable distribuido más equitativamente por todo el globo terrestre (AEMET, 2010).

2.2. RADIACIÓN SOLAR

La radiación solar está definida como el conjunto de ondas electromagnéticas las cuales van desde la fuente solar que las emite hacia todas las direcciones, sin la necesidad de un medio físico o material para su propagación. La unidad que determina la radiación solar o global es la irradiación [W/m^2], en condiciones climatológicas óptimas llega a ser el

75% de la radiación extraterrestre, siendo la cantidad de radiación solar que llega a la superficie de la tierra directamente proporcional a la altura sobre el nivel del mar (AEMET, 2010).

La radiación solar máxima en la superficie de la tierra esta aproximadamente en los 1000 W/m^2, presente en lugares donde el sol pasa por países intertropicales y poseen una atmosfera clara, limpia y seca (Jaén A. & Carreras M., 2009).

A continuación se muestran los parámetros y conceptos más relevantes que intervienen en la radiación solar para su comprensión.

2.2.1. Parámetros de radiación solar

Irradiación o radiación solar (H) o (G): la integración de la irradiación durante un cierto periodo de tiempo, es la energía que proviene del Sol que incide sobre la superficie de la Tierra. Es la resultante de la sumatoria de las radiaciones directa, difusa y reflejada sus magnitudes físicas son [J/m^2] o [W/m^2] (NEC, 2010).

Radiación solar directa (HD); Es la radiación incidente que proviene directamente del sol sin sufrir ningún tipo de dispersión (NEC, 2010), (Nuria G., 2005).

La radiación difusa (*Hd*); es la radiación que llega a la superficie de la tierra, luego de haberse dispersado por las nubes y otros elementos que se encuentran en la atmósfera, va en todas las direcciones (NEC, 2010), (Nuria G., 2005).

Irradiancia solar (*I*): Es el flujo radiante o potencia incidente por unidad de área de todo tipo de radiación electromagnética [W/m^2] (NEC, 2010), (Nuria G., 2005).

Radiación reflejada (*Hr*): Proviene de la reflexión producida por el suelo o por otros elementos que rodean a la superficie, se considera a las superficies verticales como las que reciben mayor radiación reflejada. Además cuentan con un coeficiente de reflexibilidad denominado Albedo (NEC, 2010), (Nuria G., 2005), (Lojano Chacha & Rios Gonzalez, 2013).

Constante solar: Es la cantidad de radiación solar incluidas todas las longitudes de onda por unidad de área y tiempo sobre una superficie perpendicular a los rayos solares

localizada fuera de la atmosfera terrestre a la distancia media entre el sol y la tierra, teniendo en cuenta que la Tierra forma una órbita circular alrededor del sol, entonces durante un año este valor seria el mismo, claro que debido a que la órbita de la tierra es elíptica y no circular, el valor de la constante presentaría oscilaciones de hasta el 1% (Petterssen, 1968), (Ormeachea Ballesteros, 2012), (Lojano Chacha & Rios Gonzalez, 2013)

Radiación global: es la sumatoria de la radiación directa más la radiación difusa sobre una superficie (Nuria G., 2005), (Lojano Chacha & Rios Gonzalez, 2013).

Tabla 2.2.1. Valores prestablecidos de radiación solar.

Parámetros	Valor
Potencia radiada por el sol	$3.84 - 1023\ kW$
Potencia incidente sobre la tierra	$1.74 - 1014\ kW$
Constante solar (Io)	$1367 - 1395\ W/m^2$.

Fuente: (Lojano Chacha & Rios Gonzalez, 2013).

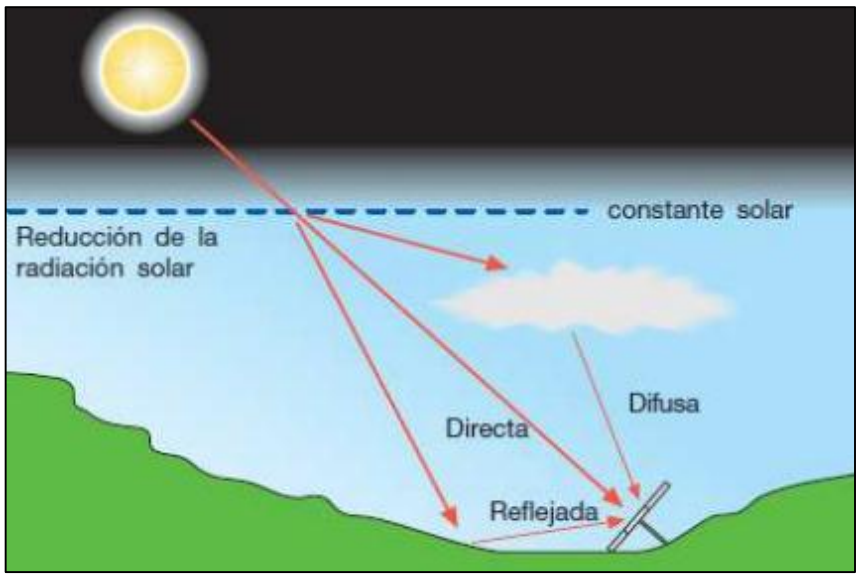


Figura 2.1. Radiación directa, reflejada y difusa.

Fuente: (Lojano Chacha & Rios Gonzalez, 2013).

2.2.2. Medición de radiación solar

Existen instrumentos y métodos para determinar la cantidad de energía o radiación solar que llega a una superficie, entre ellos:

Pirarómetro o solarímetro: Es un medidor de radiación hemisférica total del sol, sobre una superficie horizontal. Consta de un sensor colocado bajo una cubierta semiesférica (AEMET, 2010), (NEC, 2010).

Pirheliómetro o actinómetro: Utilizado para medir la radiación solar directa, necesitan un seguidor solar para realizar la medición durante el día. Esta proporciona medidas correctas cuando está enfocado directamente al Sol (AEMET, 2010), (NEC, 2010).

Heliógrafo: Registra las horas de sol brillante efectivas en el día, es decir mide la insolación. Para un sistema fotovoltaico, se debe saber cuánta energía solar promedio se cuenta en el lugar de la instalación (HSP) (AEMET, 2010), (NEC, 2010).

2.2.3. Datos de radiación solar en el cantón Cuenca

Para el estudio y posterior implementación de sistemas fotovoltaicos se necesita de la obtención de parámetros de radiación provenientes del lugar geográfico en donde van a estar ubicados, en este caso será el cantón Cuenca provincia del Azuay, todos estos datos que se presentaran a continuación son indispensables para determinar la eficiencia que estos sistemas pueden brindar para la producción de la energía eléctrica.

Basado en estudios e información recopilada de Aeronáutica Nacional y Administración Espacial "*NASA*" y la normativa ecuatoriana de construcción "*NEC*", se observa que los niveles de radiación en el Ecuador son óptimos para la generación fotovoltaica debido a su ubicación geográfica, siendo niveles de radiación relativamente altos que oscilan entre (4000 y 6000 $Wh/m^2/día$) promedio anual, estos valores se los obtiene a través de mediciones o lecturas hora a hora durante un periodo de un año. En el caso de no contar con la radiación de una zona específica se puede utilizar el dato de radiación promedio diaria de la zona en que se ubica el sistema FV, este valor promedio es de aproximadamente 4,5 $kWh/m^2/día$ para el Ecuador (CONELEC, Atlas Solar Del Ecuador Con Fines De Generación Eléctrica, 2008), (NEC, 2010).

El Ecuador gracias a su privilegiada ubicación geográfica es un país que no presenta mayor variación de la posición del sol durante el año, por lo cual las condiciones son favorables para la producción de energía eléctrica y calórica en base a energía proveniente del sol, teniendo 12 horas en promedio de sol durante un día (NEC, 2010).

En Ecuador el estudio de mayor relevancia sobre la radiación solar global en el país, es el Atlas solar del Ecuador con fines de generación eléctrica publicado por el CONELEC en el año 2008. Este documento se basó en información obtenida del Laboratorio Nacional de Energía Renovable *"NREL"* de los Estados Unidos (1985 y 1991), y finalmente fue elaborado por la Corporación para la Investigación Energética *"CIE"* este documento muestra resultados de la radiación solar difusa (isohelias a 100 $Wh/m^2/día$), directa (isohelias a 300 $Wh/m^2/día$), y global (isohelias a 150 $Wh/m^2/día$) con variaciones por cada mes del año (CONELEC, Atlas Solar Del Ecuador Con Fines De Generación Eléctrica, 2008), (NEC, 2010).

A continuación en la figura 2.2 podemos observar un mapa resumen con la insolación global promedio anual agrupada en cinco zonas que datan desde la zona I hasta la zona V en $Wh/m^2/día$.

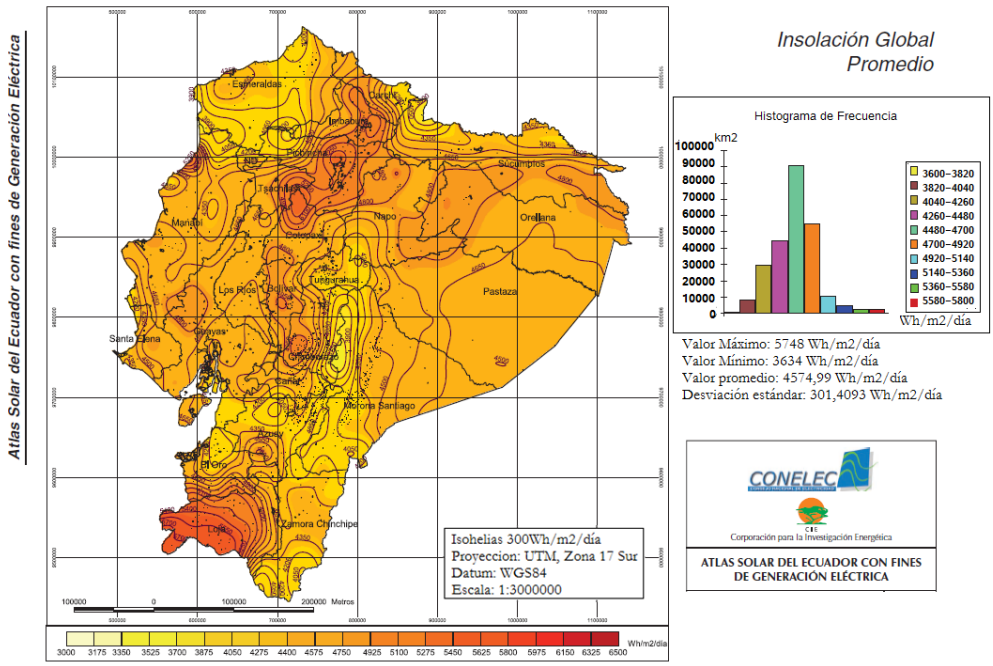


Figura 2.2. Insolación global promedio.

Fuente: (CONELEC, Atlas Solar Del Ecuador Con Fines De Generación Eléctrica, 2008).

Tabla 2.2.2. Zonas de insolación global promedio.

ZONA	Irradiación
Zona I:	3200 a 3600 $[Wh/m^2/día]$
Zona II:	3600 a 4000 $[Wh/m^2/día]$
Zona III:	4000 a 4400 $[Wh/m^2/día]$
Zona IV:	4400 a 4800 $[Wh/m^2/día]$
Zona V:	4800 a 5200 $[Wh/m^2/día]$

Fuente: (NEC, 2010).

Los datos de Insolación solar global para las provincias y ciudades del Ecuador son:

Tabla 2.2.3. Irradiación o insolación en las provincias y ciudades de Ecuador promedio.

PROVINCIA	CIUDAD	$Wh/m^2/día$	ZONA
Carchi	Tulcán	4200	II
Esmeraldas	Esmeraldas	4350	II
Imbabura	Ibarra	5250	IV
Manabí	Portoviejo	4650	III
Pichincha	Quito	5075	IV
Tsáchilas	Santo Dgo	4650	III
Cotopaxi	Latacunga	4800	IV
Napo	Tena	4350	II
Santa Elena	Salinas	4350	II
Guayas	Guayaquil	4513	III
Los Ríos	Babahoyo	4650	III
Bolívar	Guaranda	4800	IV
Tungurahua	Ambato	4650	III
Chimborazo	Riobamba	4200	II
Pastaza	Puyo	4200	II
Cañar	Azogues	4500	III
Morona Sgo	Macas	4050	II
Azuay	**Cuenca**	**4350**	**II**
El Oro	Machala	4200	II
Loja	Loja	4350	II
Zamora Chp	Zamora	4350	II
Galápagos	Puerto Ayora	5835	V

Fuente: (NEC, 2010).

En la Tablas 2.2.2 y 2.2.3 proporcionadas por el CONELEC, se muestran los índices de la insolación global promedio medidos en un rango de 3000 a 6500 $Wh/m^2/día$, se observó que el Cantón Cuenca cuenta con una radiación global entre 3600 a 4000 $Wh/m^2/día$ de manera que está dentro de la zona II, el dimensionamiento y diseño de los sistemas fotovoltaicos deberán obedecer a estos parámetros predeterminados en el cantón Cuenca.

2.3. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Los sistemas fotovoltaicos o también denominados sistemas "*FV*" por sus siglas en español, son los encargados de convertir la luz del sol o energía solar en energía eléctrica. La célula fotovoltaica es el dispositivo esencial de este sistema, estas pueden agruparse para conformar un panel o modulo solar (NEC, 2010), (Villalva, Gazoli, & others, 2009), (Pandiarajan & Muthu, 2011).

Independiente de la intermitencia de la luz solar, este tipo de energía está ampliamente disponible y es gratuita, actualmente los sistemas fotovoltaicos son la vanguardia en generación de energía eléctrica renovable. Se puede generar electricidad sin un impacto ambiental ni contaminación cuando se expone a la radiación solar. Al ser un dispositivo semiconductor, la instalación fotovoltaica es estática, libre de partes móviles, y tiene pequeños costos de operación y mantenimiento (Villalva, Gazoli, & others, 2009).

En un dispositivo "*FV*" las corrientes y tensiones en sus terminales pueden abastecer a diferentes tipos de cargas, desde motores C.C, iluminación, etc., hasta sistemas de mayor complejidad que requieren electrónica de potencia, siendo los convertidores los que procesen la energía cumpliendo la función de regular la tensión y la corriente en la carga para el control de flujo de energía en los sistemas que están conectados a la red y de esta manera realizar el seguimiento del punto máximo de potencia MPP del dispositivo (Villalva, Gazoli, & others, 2009), (Möller, 1993).

2.3.1. Modelo de la celda solar y módulos fotovoltaicos

2.3.1.1. Celda solar

Una celda o célula fotovoltaica es básicamente un diodo semiconductor cuya unión PN se expone a la luz. Las celdas fotovoltaicas están compuestas de varios tipos de semiconductores. Actualmente se pueden encontrar células de silicio monocristalinas y policristalinas en el mercado (Möller, 1993).

Debido a la propiedad del material semiconductor y las uniones de asociación de N y P a fin de crear un campo eléctrico, el funcionamiento de la célula es similar al diodo. Cuando la célula se expone a una fuerte radiación solar suficiente, los electrones de la banda de valencia son excitados por los fotones y llevados al paso de banda, dejando huecos en la banda de valencia. Los electrones son acelerados a un terminal negativo, y los huecos a un terminal positivo. Por lo tanto, la célula tiene el potencial de suministrar corriente cuando sus terminales están conectados a una carga (Villalva, Gazoli, & others, 2009) (Pandiarajan & Muthu, 2011).

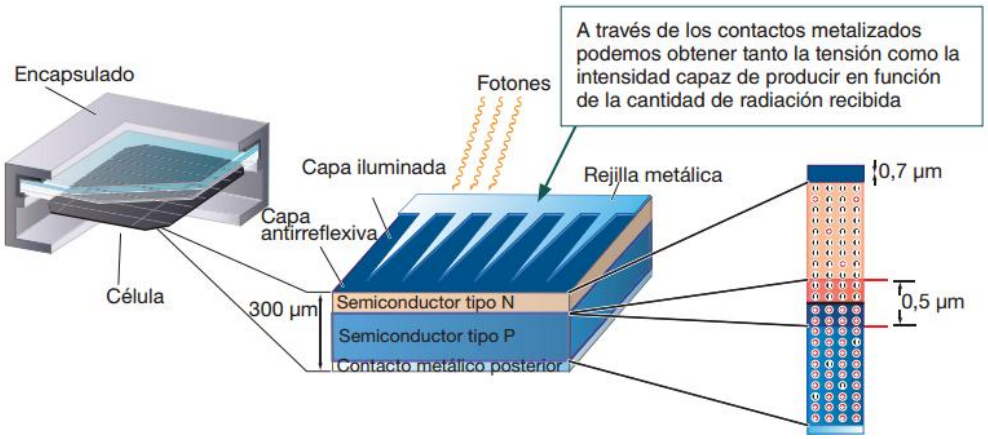


Figura 2.3. Celda fotovoltaica.

Fuente: (Borthakur & Narkhede, 2010).

2.3.1.2. Módulo fotovoltaico

Una célula solar típica de tamaño normal (10 x 10 cm) produce aproximadamente una potencia de (1 o 2 W) (Díaz & Carmona, 2010). El escaso valor de la tensión y la potencia hace necesaria la conexión de varias células en serie, esta disposición se la denomina módulo y representa la unidad de conversión de energía fundamental de un sistema generador fotovoltaico (Pandiarajan & Muthu, 2011). Generalmente la mayor parte de los

módulos fotovoltaicos comerciales consisten en 36 o 72 células conectadas en serie, estos tienen una eficiencia reducida comparada con la de una célula fotovoltaica, debido a que parte de la radiación es reflejada por la tapa de vidrio y el marco sombreado (Borthakur & Narkhede, 2010).

En la figura 2.4 se puede observar cómo está dispuesto físicamente un módulo fotovoltaico.

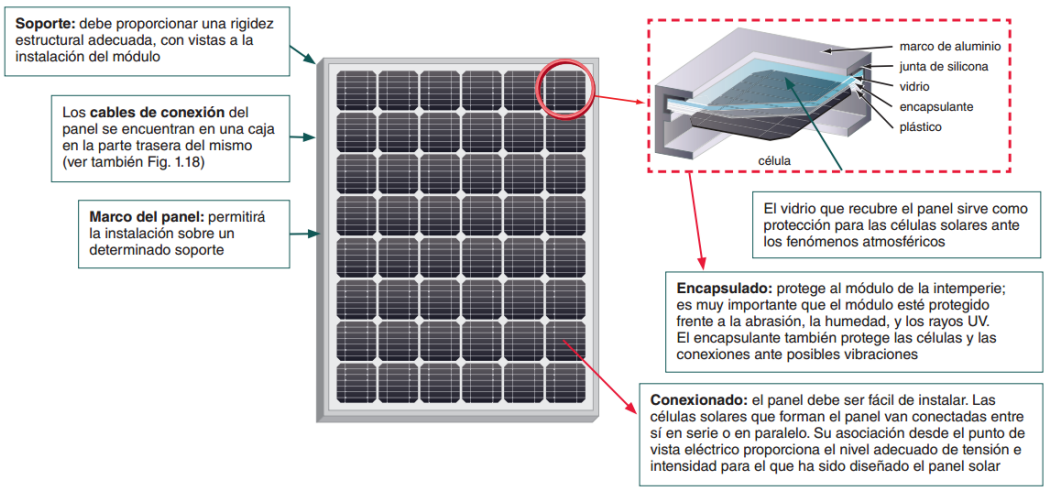


Figura 2.4. Modulo Fotovoltaico.

Fuente: (Borthakur & Narkhede, 2010).

2.3.1.3. Magnitudes y parámetros

Los parámetros fundamentales que determinan el funcionamiento de un módulo FV son la radiación solar, la temperatura de la célula y la tensión de salida del módulo FV (Borthakur & Narkhede, 2010). Para realizar el diseño y simulación de seguimiento del punto de máxima potencia "*MPPT*" por sus siglas en inglés, se tiene que realizar un modelamiento matemático en el intervienen los parámetros observados en la Tabla 2.3.1:

Tabla 2.3.1. Parámetros módulos fotovoltaicos.

Parámetro	Explicación	
I_{SCr}	Es la corriente de cortocircuito a 25°C y 1000 $[W/m^2]$,	[A]
V_{FV}	Tensión de salida del módulo FV	[V]
I_{FV}	Corriente de salida del módulo FV	[A]
T_r	Temperatura de referencia	[K°]
T	Temperatura de operación del modulo	[K°]
I_o	Es la corriente de saturación del módulo FV	[A]
I_{ph}	Es la corriente de la fuente (luz) en el módulo FV photocurrent	[A]
$A = B = u$	Factor de idealidad	[K°]
k	Constante de Boltzam $=1.3805x10^{-23}$	[J/K°]
q	Carga del electrón= $1.6x10^{-19}$	[C]
R_s	Resistencia serie del módulo FV	[Ω]
K_i	Coeficiente de I y temperatura =0.0017	[A/°C]
λ=*I*	Irradiancia solar $=1000\ [W/m^2]$	$[W/m^2]$
E_{go}	Energía del Gap =1.1eV	$[eV]$
N_s	Numero de celdas en serie	
N_P	Numero de celdas en paralelo	

Fuente: (Villalva, Gazoli, & others, 2009), (Pandiarajan & Muthu, 2011).

2.3.1.4. Modelo matemático

En la figura 2.5 se puede observar el circuito equivalente para el modelo de la celda fotovoltaica en el cual se tiene principalmente la fuente de corriente dependiente de la irradiancia, λ=I por donde pasa una corriente "*photocurrent*", también se tiene una corriente de saturación I_O en un diodo real y un factor de idealidad *A* (Villalva, Gazoli, & others, 2009), (Pandiarajan & Muthu, 2011), (Borthakur & Narkhede, 2010).

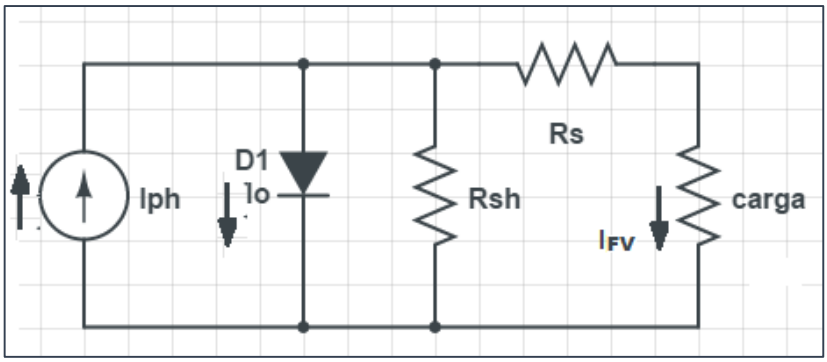


Figura 2.5. Circuito equivalente de la celda fotovoltaica.

Fuente: (Villalva, Gazoli, & others, 2009).

R_{sh} representa la resistencia por fuga de corriente y R_s es la resistencia en serie, esta hace referencia a las perdidas en contactos y conexiones. Por lo general, el valor de R_{sh} es muy grande y el de R_s es muy pequeño, por lo que puede ser depreciable (Villalva, Gazoli, & others, 2009), (Pandiarajan & Muthu, 2011), (Borthakur & Narkhede, 2010).

Para un módulo fotovoltaico se tiene las siguientes cuatro ecuaciones (1) - (4) que describen el funcionamiento real de una celda fotovoltaica (Villalva, Gazoli, & others, 2009), (Pandiarajan & Muthu, 2011), (Borthakur & Narkhede, 2010) :

Corriente foto generada del módulo

$$\mathrm{I_{ph}} = \left[\frac{\boldsymbol{\lambda}}{1000}\left(\mathrm{I}_{SCr} + \mathrm{K}_i(T - 298)\right)\right], \tag{1}$$

Donde λ=I

Corriente de saturación inversa

$$\mathrm{I_{rs}} = \mathrm{I_{SCr}}/(\exp\left(\frac{\mathrm{V_{oc}} * \mathrm{q}}{\mathrm{kATN_s}}\right) - 1)\,, \tag{2}$$

Corriente de saturación

$$\mathrm{I_o} = \mathrm{I_{rs}}(T/\mathrm{T_r})^3\left[\exp\left(\frac{\mathrm{E_{go}} * \mathrm{q}}{\mathrm{Ak}}\left[\frac{1}{\mathrm{T_r}} - \frac{1}{T}\right]\right)\right], \tag{3}$$

Corriente de salida del módulo fotovoltaico

$$I_{FV} = N_P * \left\{ I_{ph} - I_o * \left[exp\left(\frac{q[I_{FV} * R_s + V_{FV}]}{kATN_s} \right) \right] - 1 \right\}, \quad (4)$$

En esta ecuación se asume que los valores de $V_{FV} = \mathrm{V}_{OC}$.

2.3.2. Conversores y seguidores del máximo punto de potencia "*MPPT*"

La característica no lineal de las celdas fotovoltaicas, hace que su punto de máxima potencia no pueda ser alcanzado mediante una conexión directa a la carga. Por tanto, es necesario realizar un ajuste fino que permita regular el voltaje y/o corriente con el fin de encontrar el punto en el cual la celda ofrezca en sus terminales de salida la máxima potencia disponible en todo momento. A este punto se lo conoce como punto de máxima potencia *"MPP"* por sus siglas en inglés (Morales, 2010).

Algoritmos denominados Máximum Power Point Tracking "*MPPT*", son técnicas utilizadas para encontrar el punto de máxima potencia de los generadores fotovoltaicos, este punto depende de la temperatura ambiente y de las condiciones de irradiancia. Tales condiciones varían durante el día, en algunos países son diferentes dependiendo de la estación del año. Cabe recalcar, la irradiación puede cambiar rápidamente debido a los cambios atmosféricos (Bendib, Belmili, & Krim, 2015), (Selmi, Abdul-Niby, Devis, & others, 2014).

Muchas técnicas "*MPPT*" se han publicado, los algoritmos más comunes para aplicaciones de grandes y medianas potencias según la literatura son: Algoritmo de Perturbar y Observar (*P&O*), Algoritmo de Conductancia Incremental ("*InCond*") y el control de Lógica Difusa ("*FLC*") (Selmi, Abdul-Niby, Devis, & others, 2014).

Para el sistema propuesto se ha escogido el algoritmo "*P&O*", método muy utilizado y efectivo. Sus principales ventajas son su sencilla y económica aplicación para todos los tipos de módulos solares, poca necesidad de sensores para su implementación y se puede realizar en microcontroladores de baja capacidad y costo (Morales, 2010), (Bendib, Belmili, & Krim, 2015), (Selmi, Abdul-Niby, Devis, & others, 2014).

2.3.2.1. Algoritmo perturbar y observar (*P&O*)

Esta técnica es un método directo que utiliza como señales de entrada los valores instantáneos que entrega el panel fotovoltaico en sus terminales de Voltaje $V_{FV}(k)$ y Corriente $I_{FV}(k)$, para entregar a su salida un valor de referencia V_{ref} que indica al sistema el valor de voltaje y/o corriente necesario para extraer la máxima potencia de los paneles fotovoltaicos

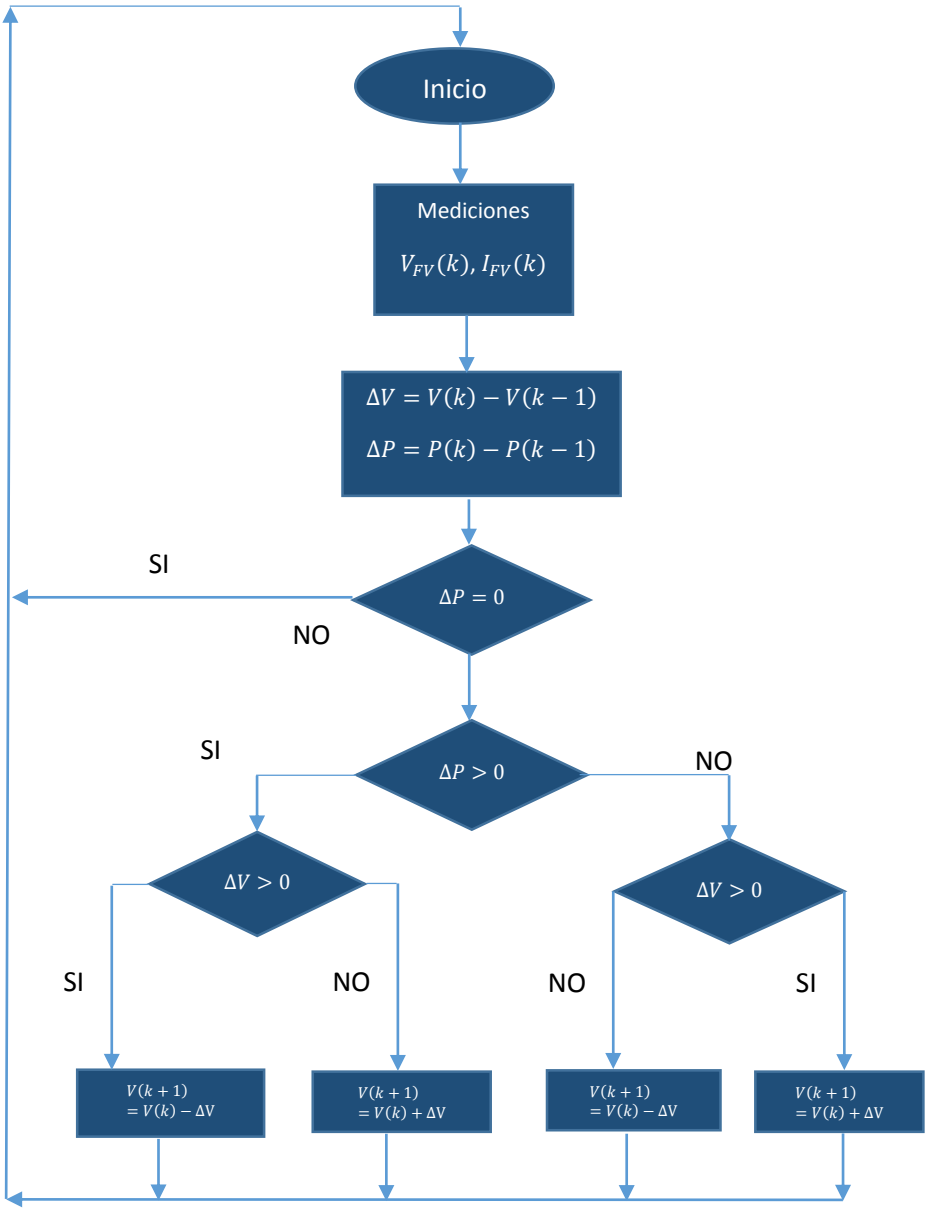


Figura 2.6. Diagrama de flujo algoritmo *P&O*.

Fuente: (Bendib, Belmili, & Krim, 2015).

El algoritmo descrito en la figura 2.6, se basa en la variación o perturbación de la señal de referencia V_{ref}. Si el voltaje de entrada $V_{FV}(k)$ del arreglo fotovoltaico se perturba en

cierta dirección y la potencia extraída del mismo se incrementa, significa que el punto de operación se ha movido hacia el punto de máxima potencia "MPP", el voltaje de operación deberá perturbarse en la misma dirección, de otra forma, si la potencia extraída del arreglo fotovoltaico disminuye el punto de operación se ha movido en dirección opuesta de la ubicación del "MPP", por consiguiente el voltaje de operación deberá ser perturbado en dirección contraria a la que se tenía, permitiendo al sistema tener un acondicionamiento de la señal incorporado y conectarse directamente con la red de uso residencial, consiguiendo transferir la máxima potencia del panel "*FV*" a la red o la carga continuamente (Bendib, Belmili, & Krim, 2015), (Selmi, Abdul-Niby, Devis, & others, 2014).

2.4. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A LA RED ELÉCTRICA CONVENCIONAL

Los sistemas fotovoltaicos "*FV*" conectados a la red convencional son un caso particular de las aplicaciones de estos esquemas, que trabajan en base a un intercambio de energía con la red eléctrica local. Estos sistemas pueden alimentar la carga durante las horas del día donde la energía proveniente del sol sea suficiente para este fin. Si esta energía es excedentaria podrían cargar baterías o inyectar este exceso a la red convencional, y en horas donde el sol no pueda realizar el aporte energético la carga puede ser alimentada desde la red eléctrica convencional o mediante la energía acumulada en baterías (Cupertino, de Resende, Pereira, Seleme Junior, & others, 2012), (Hart, 2001). Debido a la posibilidad de inyectar o absorber energía de la red eléctrica y la alta confiabilidad del sistema eléctrico, estos sistemas pueden operar sin almacenamiento de las baterías, con lo cual se obtiene reducciones en los costos de implementación.

La eficiencia global de un sistema "*FV*" conectado a la red convencional depende en gran medida de las pérdidas del inversor ocasionadas por su operación, topología y la capacidad del control para incrementar la conversión de energía solar en energía eléctrica. Los temas más relevantes que deben ser analizados en el inversor son: la operación en el punto de máxima potencia, el rendimiento, el control de la potencia inyectada a la red, el mejoramiento de factor de potencia, la reducción de la distorsión armónica y la capacidad de la red eléctrica para absorber la energía excedentaria (*anti-aislanding*) (Abella, 2005).

2.4.1. Inversor

2.4.1.1. Principio de funcionamiento

Los onduladores o inversores son convertidores estáticos de energía que transforman la corriente continua CC en corriente alterna CA o viceversa, con la posibilidad de alimentar una carga en alterna o en continua, de regular la tensión de la barra de corriente continua, así como la tensión y frecuencia de corriente alterna. En otras palabras, los inversores son capaces de transferir potencia desde una fuente de continua a una carga de alterna (Rashid, Gonzalez, & Fernandez, 2004).

2.4.1.2. Convertidor en puente de onda completa

El inversor de onda completa es un circuito básico en forma de puente H, que se utiliza para convertir corriente continua en alterna. A partir de una entrada de corriente continua V_{CC}, se obtiene una salida en corriente alterna V_{CA}. Esto se consigue abriendo y cerrando los interruptores en una determinada secuencia (*Switch On – Switch Off*). La tensión de salida V_O puede ser $+V_{CC}$, $-V_{CC}$, o cero, dependiendo del estado de operación de los interruptores (Rashid, Gonzalez, & Fernandez, 2004), (Hassaine, 2010).

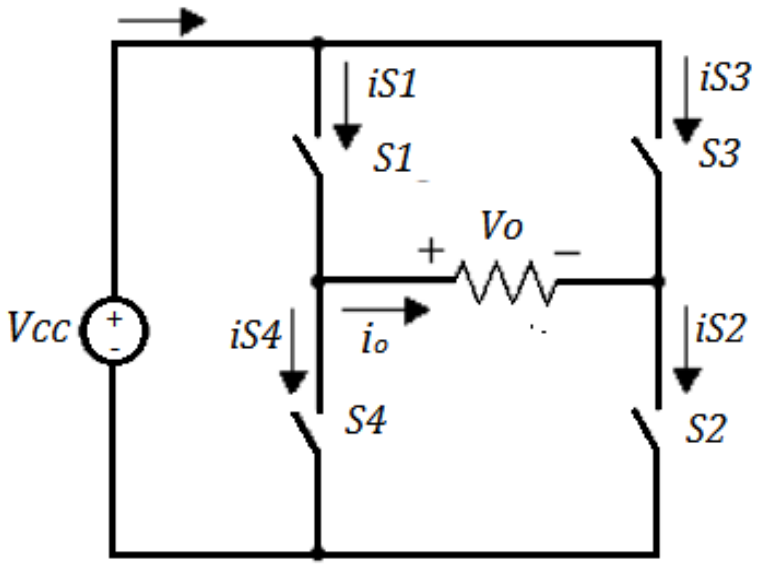


Figura 2.7. Inversor de cuente completo.

Fuente: (Rashid, Gonzalez, & Fernandez, 2004).

Tabla 2.4.1. Tabla de posibles combinaciones del inversor.

Interruptores cerrados	Voltaje de salida, V_o
S_1 y S_2	$+V_{CC}$
S_3 y S_4	$-V_{CC}$
S_1 y S_3	*0*
S_2 y S_4	*0*

Fuente: (Rashid, Gonzalez, & Fernandez, 2004).

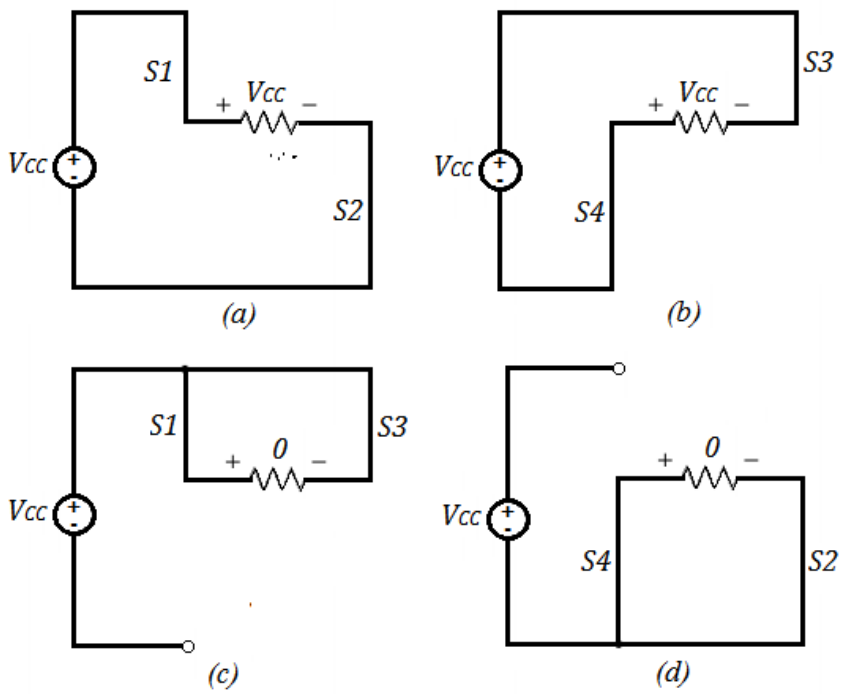


Figura 2.8. Voltaje V_o suministrado por el inversor en la carga durante los 4 estados de operación.

Fuente: (Rashid, Gonzalez, & Fernandez, 2004).

Como se observa en los esquemas de las figuras 2.7 y 2.8, si S_1 y S_4 están cerrados al mismo tiempo, o su correspondiente para el caso de los interruptores S_2 y S_3, se produce un cortocircuito directo de la fuente de corriente continua V_{CC}. También se debe tener en cuenta que los interruptores reales no cierran y abren instantáneamente, por tanto se debe considerar un tiempo permitido de conmutación o tiempo muerto para el diseño de control de conmutación (Cupertino, de Resende, Pereira, Seleme Junior, & others, 2012), (Rashid, Gonzalez, & Fernandez, 2004), (Hassaine, 2010).

Este convertidor CC/CA entrega en los terminales de salida una tensión V_o con la forma característica de onda cuadrada. Los interruptores conectan la carga a $+V_{CC}$ cuando

S_1 y S_2 están cerrados y a $-V_{CC}$ cuando S_3 y S_4 están cerrados (Rashid, Gonzalez, & Fernandez, 2004), (Hassaine, 2010). Por tanto la conmutación periódica en la carga de $+V_{cc}$ a $-V_{cc}$ genera una tensión alterna con forma de onda cuadrada. La forma de onda de la corriente depende de los componentes característicos de la carga (Rashid, Gonzalez, & Fernandez, 2004).

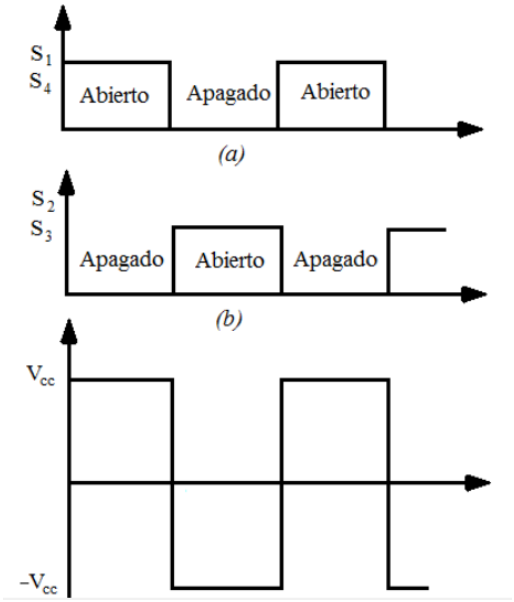


Figura 2.9. Forma de onda V_o en la salida del inversor.
Fuente: (Rashid, Gonzalez, & Fernandez, 2004).

La forma básica obtenida mediante el inversor que se muestra en la figura 2.9, contiene armónicas superiores a la fundamental que en algunas aplicaciones deben ser filtradas o eliminadas. Para este fin se puede utilizar filtros pasivos y técnicas de modulación del ancho del pulso de la señal (encendiendo y apagando varias veces por ciclo los interruptores del convertidor) (Rashid, Gonzalez, & Fernandez, 2004), (Hassaine, 2010).

2.4.2. Topologías de sistemas fotovoltaicos

Por lo general en la conexión entre el inversor y la red, existe impedancia para filtrar el contenido armónico de la corriente y/o tensión superior a la señal fundamental. El filtro utilizado, dependerá del tipo de modulación realizada. En la mayoría de las aplicaciones conectadas a la red eléctrica convencional, donde el nivel de potencia es considerable, se utiliza un transformador entre el inversor y la red, permitiendo elevar los niveles de potencia y aislar galvánicamente la fuente. Sin embargo, la introducción del transformador aumenta el coste, el peso y el volumen de la instalación (Abella, 2005).

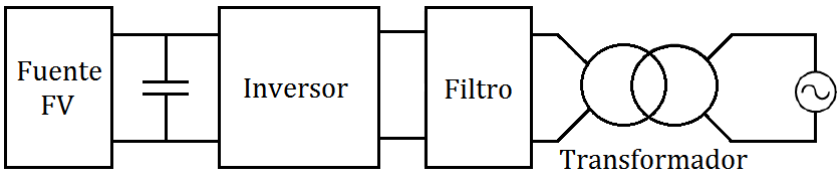


Figura 2.10. Topología del sistema fotovoltaico con transformador elevador.

Fuente: (Abella, 2005).

El acoplamiento a la red sin el uso de transformador es una alternativa de creciente interés, donde nuevas topologías son estudiadas con el fin de obtener arquitecturas de estado sólido, atenuar problemas relacionados con la conexión galvánica entre la red y el generador fotovoltaico, reducción de tamaño y desgaste físico (Patrao, Figueres, & González-Espín, 2011), (MAI Tuan Dat, 2012).

Para eliminar la necesidad de un transformador en estos dispositivos, se puede introducir un convertidor CC-CC entre la fuente y el inversor, para asegurar el nivel necesario de tensión según los niveles de la potencia a ser inyectada en la red. En este tipo de topología, el convertidor CC-CC tiene la función de producir una tensión de entrada hacia el inversor (también llamado enlace DC) al valor requerido por la fuente de alimentación (Abella, 2005), (Cruz Carrascal, Fuente Casal, & others, 2012).

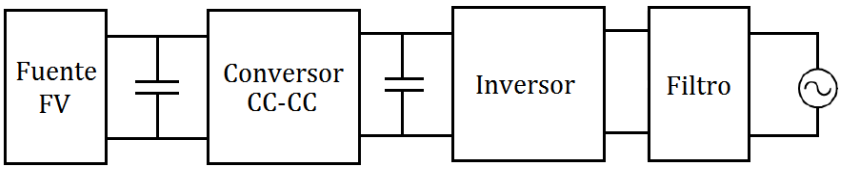


Figura 2.11. Topología del sistema fotovoltaico con conversor de enlace CC.

Fuente: (Abella, 2005).

Los inversores que permiten la conexión hacia la red sin la necesidad de transformador, pueden tener diversas configuraciones y suelen clasificarse según el nivel de potencia que van a aportar a la red.

2.4.2.1. Inversor centralizado

La primera topología de inversores conectados a la red. Se fundamenta en un inversor centralizado, que se utiliza como interfaz entre un gran número de módulos fotovoltai-

cos *FV* y la red. Los módulos *FV* están divididos en ramas de conexión serie (*Strings*). Cada conexión serie genera un nivel suficientemente alto de tensión. Las ramas de conexión serie de los módulos fotovoltaicos se conectan en paralelo para poder alcanzar altos niveles de corriente y potencia que van desde los 5 kW hasta 250 kW (Abella, 2005), (Cruz Carrascal, Fuente Casal, & others, 2012).

Esta topología requiere un diseño propio para cada instalación y da lugar a que esta sea poco flexible. Por otra parte, la principal ventaja de esta topología es que la tensión generada por la serie de módulos fotovoltaicos puede ser lo suficientemente alta como para evitar la adecuación de la tensión utilizando un transformador o un convertidor elevador (Abella, 2005), (Cruz Carrascal, Fuente Casal, & others, 2012).

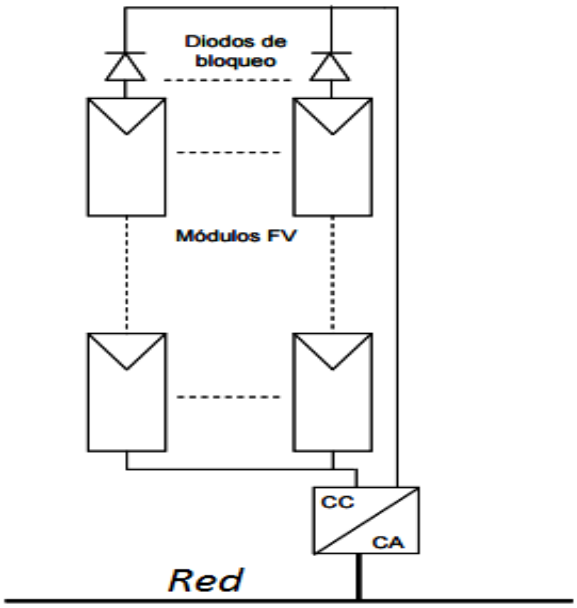


Figura 2.12. Tecnología con topología centralizada.
Fuente: (Cruz Carrascal, Fuente Casal, & others, 2012).

2.4.2.2. Inversor descentralizado

La tecnología de inversor descentralizado, consiste en convertidores CC/CA conectados en ramas o *strings*. Es una versión ampliada de la topología de inversores centralizados, cuando una sola rama de los módulos fotovoltaicos está conectada al inversor (Cruz Carrascal, Fuente Casal, & others, 2012).

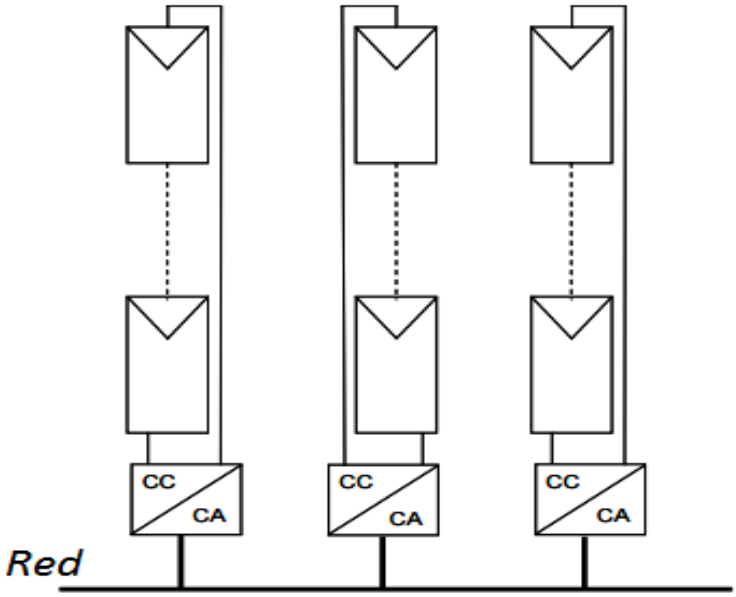


Figura 2.13. Tecnología con topología descentralizada.
Fuente: (Cruz Carrascal, Fuente Casal, & others, 2012).

Con este tipo de topología se obtiene un mejor control debido a que cada rama tiene un inversor independiente, por otra parte se obtiene un incremento importante del costo debido a un mayor número de componentes, y un aumento del tiempo de implementación y mantenimiento requerido.

2.4.2.3. Topología Multirrama (*Multi-String*)

La evolución de la tecnología de rama (*string topology*) aplicada para potencias elevadas es la topología multi-rama (*multi-string topology*). Esta topología se obtiene conectando un inversor a ramas de módulos *FV*. En esta topología varias ramas se conectan a un inversor CC/CA común, a través de un convertidor CC-CC específico para cada una de las ramas como se muestra en la figura 2.14 (Cruz Carrascal, Fuente Casal, & others, 2012).

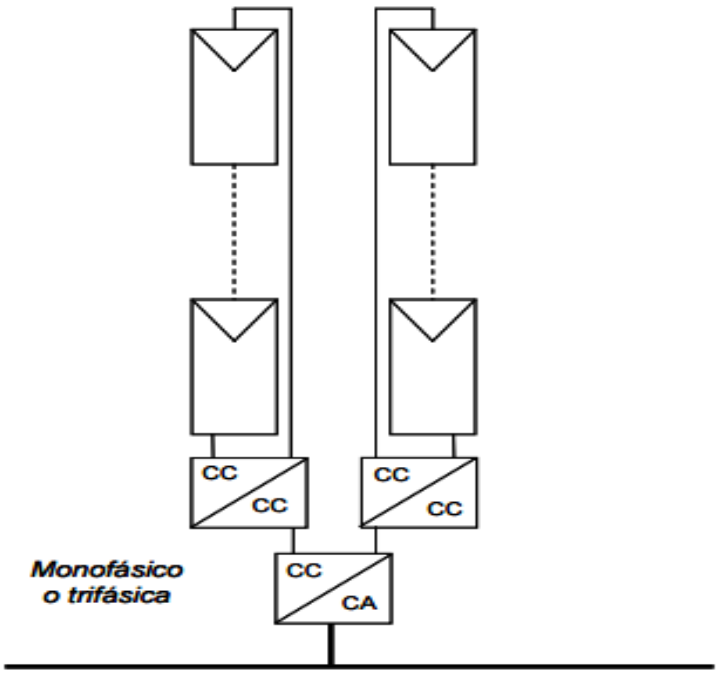


Figura 2.14. Tecnología con topología multirrama.

Fuente: (Cruz Carrascal, Fuente Casal, & others, 2012)

2.4.3. Tipos de interfaces con la red

Uno de los objetivos del inversor es inyectar corriente a la red, por tal razón es necesario un valor mínimo de voltaje V_O de salida del inversor para que la dirección del flujo de potencia sea hacia la red (Abella, 2005), (Cruz Carrascal, Fuente Casal, & others, 2012). Estos sistemas operan en un rango variable de tensión e interactúan con la red eléctrica convencional, razón por la que deben contar con un sistema de control y protección, que debe entran en acción cuando se presenten tensiones o frecuencias fuera de rango, sobretensiones y/o perturbaciones. También es necesario asegurar la entrega continua de potencia hacia la red, según las condiciones impuestas por la entidad gubernamental a cargo (Rodriguez, Amoros, Sanfeliu, & Moreno, 2012).

En la siguiente figura 2.15 se muestra las formas más comunes de interfaz con la red

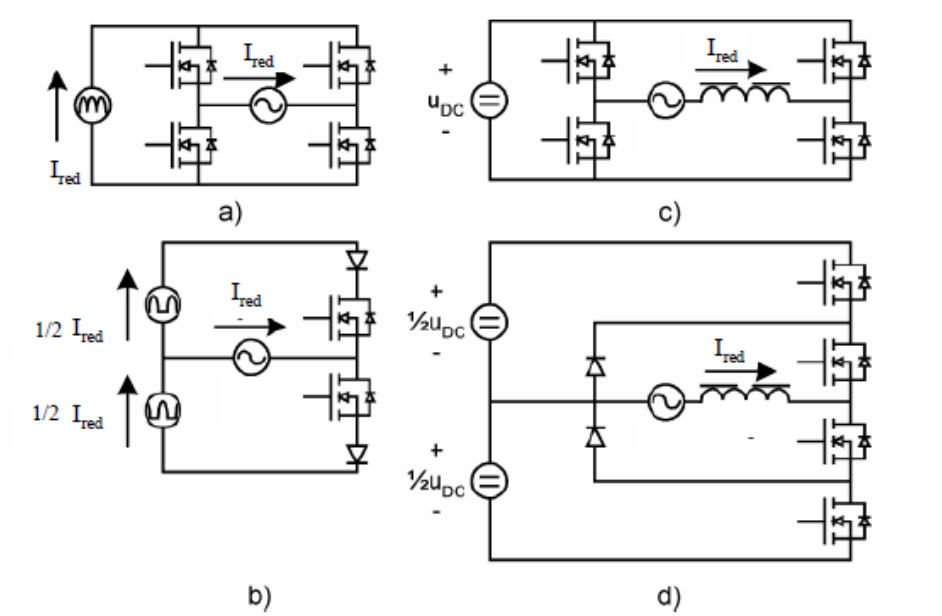


Figura 2.15. Tipos de interfaces con la red eléctrica convencional.

Fuente: (Abella, 2005).

Las topologías (a) y (b) de la figura 2.15; detallan inversores conmutados con fuente de corriente *CSI* (*Current Source Inverter*). En estos esquemas se realiza una inversión, donde la corriente en el circuito de potencia está modulada y controlada para seguir una sinusoidal rectificada y el circuito se encarga de regenerar una corriente sinusoidal e inyectarla en la red (Abella, 2005), (Cruz Carrascal, Fuente Casal, & others, 2012), (Rodriguez, Amoros, Sanfeliu, & Moreno, 2012).

Las topologías (c) y (d) ilustrada en la figura 2.15; se refieren a los inversores *VSI, (Voltage Source Inverter)*, en el caso (c) se refiere a un puente completo que puede generar una corriente sinusoidal. Para su control, suele aplicarse una modulación del ancho del pulso "*PWM"* por sus siglas en inglés, o un control por histéresis (control delta), haciendo común la utilización de un filtro a la salida del inversor hacia la red que tiene la función de atenuar las componentes armónicas distintas de la señal fundamental. Una variante es la topología de la figura 2.15 (d) es un esquema en puente medio, que puede generar dos distintas tensiones que exige doble tensión en la barra de corriente continua y doble frecuencia de conmutación para alcanzar el mismo rendimiento de un inversor en puente completo (Abella, 2005), (Cruz Carrascal, Fuente Casal, & others, 2012).

2.4.4. Filtros de red

Para conectar el convertidor CC/CA a la red eléctrica convencional es necesario utilizar un filtro de corriente entre la salida del inversor y la red, pues una conexión directa provoca un cortocircuito. Además, la calidad de la onda depende en gran medida de este elemento, esta red es la encargada de atenuar las corrientes armónicas de alta frecuencia. La corriente está formada por una componente fundamental de frecuencia 50 ó 60 Hz, más una serie de corrientes superpuestas de frecuencias múltiplos de la fundamental, que se denominan armónicos. El resultado es una deformación de la corriente, y como consecuencia de la tensión (Rodriguez, Amoros, Sanfeliu, & Moreno, 2012), (Hanif, Basu, & Gaughan, 2011), (Meera, 2014).

Los filtros de red o filtros de línea tienen fundamentalmente dos funciones (Rodriguez, Amoros, Sanfeliu, & Moreno, 2012), (Meera, 2014)

- Eliminar los armónicos de alta frecuencia, debidos a las conmutaciones PWM del convertidor CC/CA, con el objetivo de atenuar frecuencias que aparecen por la conmutación y entregar a la red corrientes sinusoidales de componente fundamental.
- Introducir una impedancia intermedia entre dos fuentes de tensión que son el Inversor y la red eléctrica convencional.

Según (Rodriguez, Amoros, Sanfeliu, & Moreno, 2012), (Meera, 2014) (Viola, Restrepo, Quizhpi, & Aller, 2015) en aplicaciones de sistemas convertidores conectados a la red eléctrica, los dos filtros más usados son:

2.4.4.1. Filtro L

Es un filtro de primer orden, por tanto, la frecuencia de conmutación del convertidor tiene que ser alta para obtener una atenuación elevada de los armónicos causados por la PWM con un tamaño razonable de la inductancia (Meera, 2014).

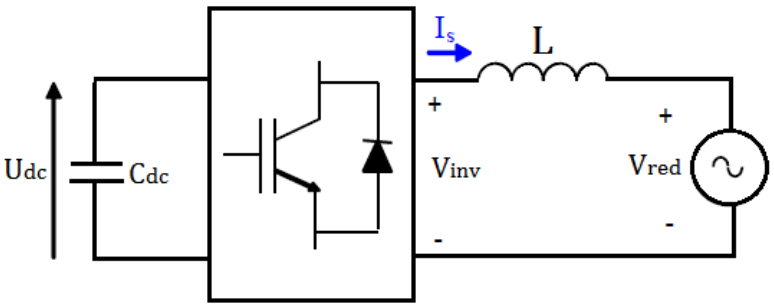


Figura 2.16. Filtro L conectado a la red.

Fuente: (Meera, 2014).

En la ecuación (5) de la función de transferencia del filtro L se relaciona la tensión de entrada y la intensidad a través del filtro:

$$G_l = \frac{i_o}{V_i} = \frac{1}{Ls + R} \tag{5}$$

Este filtro de primer orden tiene una atenuación de 20 dB/dec, es estable y no presenta problemas de resonancia. Esto supone una gran ventaja, ya que no es necesario aplicar técnicas de amortiguamiento para su implementación (Meera, 2014).

2.4.4.2. Filtro LCL

Es un filtro de tercer orden, con el que se pueden obtener mayor atenuación para la misma inductancia equivalente en comparación con el filtro L. La atenuación es función de la posición de los armónicos que se generan por la conmutación y la frecuencia de resonancia del filtro. Como tiene un condensador, el filtro produce potencia reactiva, por lo que es una solución muy útil en convertidores usados para generar potencia reactiva. Las desventajas del filtro LCL con respecto al filtro L son:

- La elección de los componentes es más complicada y,
- los algoritmos de control son más sofisticados para evitar las posibles inestabilidades del filtro (Hanif, Basu, & Gaughan, 2011), (Meera, 2014).

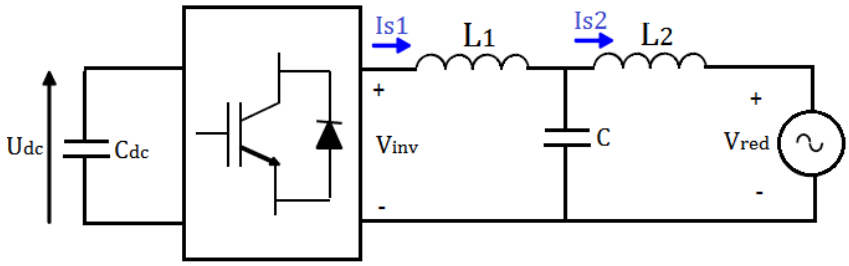


Figura 2.17. Filtro LCL conectado a la red.

Fuente: (Meera, 2014).

Su función de transferencia es:

$$G_l = \frac{1}{sL_1} * \frac{sC + 1}{s^3CL_1L_2 + s^2C(L_1 + L_2) + s(L_1 + L_2)} \tag{6}$$

Hay que tomar en cuenta en el diseño del filtro que los armónicos de la corriente pueden causar saturaciones de las inductancias o resonancias del filtro. Por otro lado cuanto

mayor sean las inductancias, menor es el rizado de las corrientes de red, el coste y las pérdidas del sistema limitan los valores de las inductancias (Rodriguez, Amoros, Sanfeliu, & Moreno, 2012), (Hanif, Basu, & Gaughan, 2011), (Meera, 2014). El objetivo en el diseño de los filtros L y LCL es emplear las inductancias de menor valor posible para reducir el coste del sistema (Meera, 2014).

2.4.5. Análisis de pérdidas del sistema

Es fundamental que los inversores trabajen con el máximo rendimiento posible con el objetivo de aprovechar de la mejor manera la energía incidente en los paneles fotovoltaicos. Generar energía eléctrica con una determinada calidad (baja distorsión armónica, elevado factor de potencia y bajas interferencias electromagnéticas) es importante para obtener un alto rendimiento global del sistema, ya que se evita perdidas innecesarias que se disipan en forma de calor en los dispositivos de conversión (Ferichola, 2009) (Palomar Lozano, 2009).

2.4.5.1. Rendimiento global

El rendimiento global, o "*Performance Ratio*", se utiliza ampliamente en los sistemas fotovoltaicos como indicador de calidad desde que fuese incluido en un estándar de IEC en 1993. Este parámetro se define como la relación entre la energía que un sistema *FV* vende realmente a la red, y la que vendería un hipotético sistema fotovoltaico ideal, suponiendo que el sistema solar trabajase siempre en condiciones de temperatura constante "*STC*" por sus siglas en inglés, temperatura de referencia (25ºC) y una irradiancia de 1000 W/m^2. (Ferichola, 2009) (Palomar Lozano, 2009). Los valores de rendimiento que determinan si un sistema fotovoltaico está funcionando en condiciones adecuadas de operación tienen que superar un performance de 0.9, según la norma (NEC, 2011).

Matemáticamente el rendimiento de conversión eléctrica η_{Inv}, se define como (Palomar Lozano, 2009):

$$\eta_{Inv} = \frac{P_{CA}}{P_{FV}} \tag{7}$$

2.5. INVERSOR Z

El inversor de uso más frecuente en la actualidad es el conversor CC/CA de fuente de voltaje convencional o "*VSI*" por sus siglas en inglés. Este esquema no tiene la capacidad de acondicionar por sí mismo la tensión de entrada de la fuente. Por lo tanto, es necesario incorporar un convertidor CC–CC en cascada entre la fuente de energía CC y la entrada del inversor, con la intensión de acondicionar la energía de entrada hacia el inversor VSI convencional. Esta configuración no solamente aumenta la complejidad de los circuitos y del control, sino también el costo, y el requisito de espacio (Peng & Zheng, 2003), (Rajakaruna & Jayawickrama, 2010), (Zope, Patil, & Somkuwar, 2010) (Das, Lahiri, & Dhakar, 2008).

Para conseguir un sistema capaz de realizar la conversión en la tensión de entrada al inversor y realizar la inversión de la señal CA, se han propuesto muchas nuevas topologías como por ejemplo, la red denominada *Z Source*, convertidor Z, Zinverter o (ZSI). Este esquema propuesto por F. Peng en 2003 (Peng & Zheng, 2003), ha atraído mayor atención sobre los demás, porque continúa empleando un VSI convencional, pero incorpora una etapa de modulación que permite controlar la tensión y energía a su entrada, sin necesidad de aumentar dispositivos de conversión CC-CC y componentes de control y potencia. Aumentando la eficiencia y fiabilidad del sistema (Peng & Zheng, 2003), (Rajakaruna & Jayawickrama, 2010), (Zope, Patil, & Somkuwar, 2010).

2.5.1. Descripción topológica

Topológicamente el conversor Z se acopla entre el inversor CC/CA y la fuente de alimentación primaria de corriente continua. Consiste en un filtro LC, con una configuración en forma de "X" entre dos bobinas y dos condensadores, normalmente de capacidad mucho menor a los utilizados en un conversor convencional equivalente y un diodo a continuación de la fuente CC, es utilizado para forzar el flujo de la corriente en una sola dirección, hacia la carga. En esta configuración, la conexión de dos interruptores de una misma rama del puente H inversor, no cortocircuitan la fuente, evitando averías en el sistema en caso de cortocircuitos, adicionalmente esta red LC, puede ser utilizada como convertidor amplificador o reductor de tensión (*Buck o Boost*) (Peng & Zheng, 2003) sin la necesidad de realizar cambios de topología en el sistema. Por tanto, este circuito es más eficiente que los convertidores convencionales y puede lograr un rango

de variación de tensión amplio (Peng & Zheng, 2003), (Rajakaruna & Jayawickrama, 2010), (Zope, Patil, & Somkuwar, 2010), (Das, Lahiri, & Dhakar, 2008).

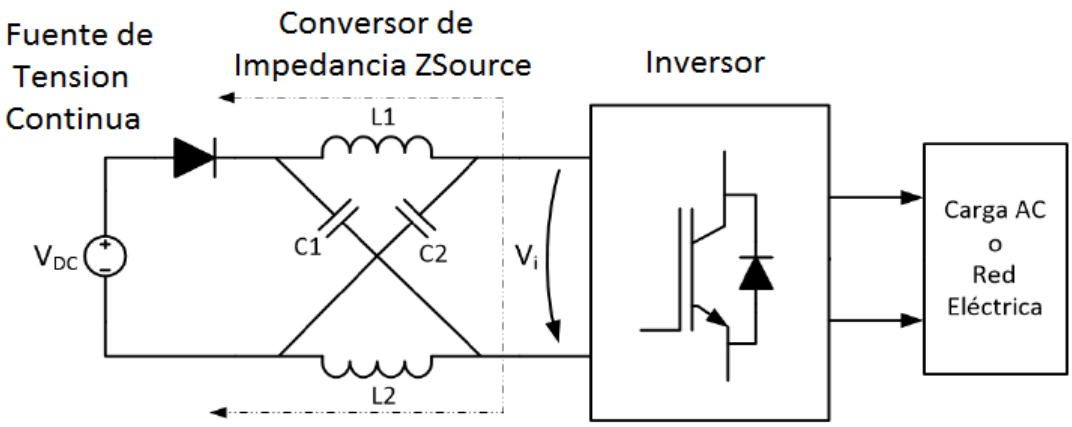


Figura 2.18. Topología inversor Z.

Fuente: (Peng & Zheng, 2003).

Tabla 2.5.1. Análisis comparativo de la eficiencia de inversores operando a distintos valores de potencia.

Tipo de Inversor	Eficiencia				
Potencia Inversor (*kW*)	10 kW	20 kW	30 kW	40 kW	50 kW
Inversor Convencional "VSI" Voltage Source Inverter	0.968	0.968	0.968	0.966	0.964
DC/DC Boost + Inversor Convencional "VSI"	0.964	0.966	0.966	0.965	0.964
Inversor Z	0.973	0.973	0.973	0.971	0.969

Fuente: (Hanif, Basu, & Gaughan, 2011).

2.5.2. Funcionamiento

Como se describió en la sección 2.4.1, un inversor monofásico convencional posee 4 estados de operación. El inversor Z, cuenta con un estado adicional de operación denominado en la literatura como *Short Through ("ST"),* que sirve para amplificar el nivel de tensión a la salida del conversor Z. Por lo tanto, este esquema cuenta con 5 estados de operación, clasificados en 3 modos que muestra la figura 2.19 (Peng & Zheng, 2003), (Rajakaruna & Jayawickrama, 2010), (Zope, Patil, & Somkuwar, 2010), (Das, Lahiri, & Dhakar, 2008), (Sheng, Joseph, Huang, Peng, & Qian, 2006):

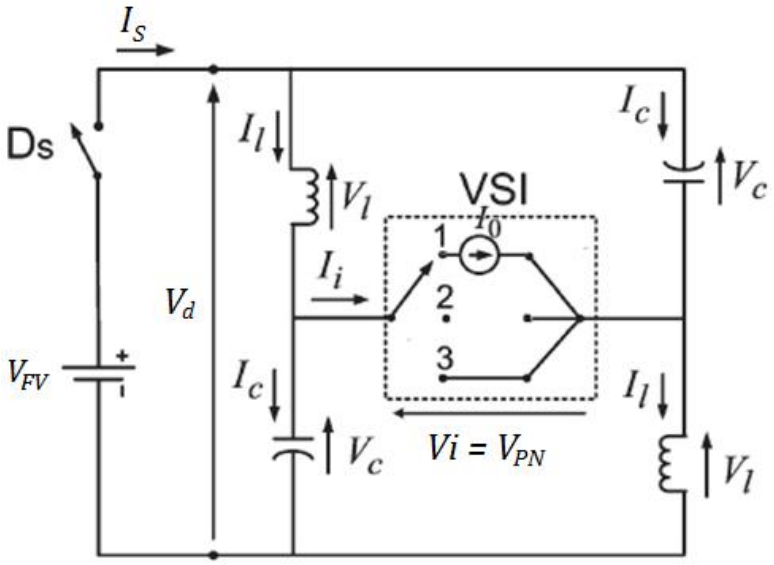


Figura 2.19. Modos de operación en el inversor Z.

Fuente: (Rajakaruna & Jayawickrama, 2010).

Modo 1:

El puente inversor está funcionando en uno de los dos estados de operación convencional del inversor, en este modo, los interruptores del puente se abren y cierran de manera coordinada haciendo fluir la corriente a través de la carga. Estos dos estados se los representa con un circuito equivalente, mediante una fuente de corriente como muestra la figura 2.20. Cuando el inversor está operando en este modo, la tensión CC de la fuente V_{FV}, aparece a través del inductor y el condensador. El condensador se carga (se mantiene cargado en estado estable) y el inductor se descarga haciendo fluir la energía hacia la carga (Zope, Patil, & Somkuwar, 2010), (Das, Lahiri, & Dhakar, 2008), (Sheng, Joseph, Huang, Peng, & Qian, 2006).

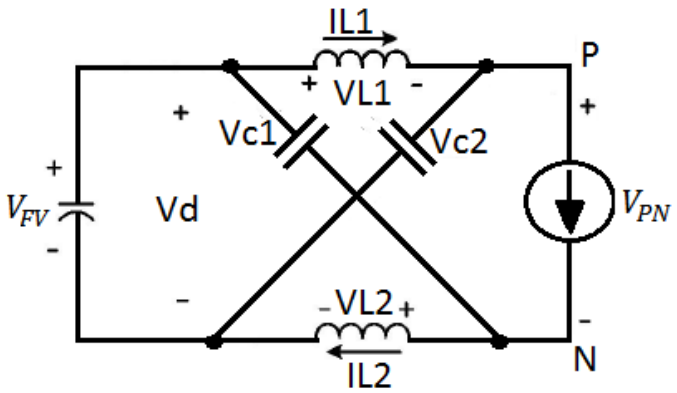


Figura 2.20. Circuito equivalente - modo1 de operación del inversor Z.

Fuente: (Sheng, Joseph, Huang, Peng, & Qian, 2006).

Modo 2:

El Puente inversor está operando en cualquiera de los dos estados cero que tiene el puente "H" inversor. En este modo los interruptores cortocircuitan la carga a través de cualquiera de los dispositivos de conmutación superiores o inferiores, desconectando la carga de la fuente de alimentación CC. Durante este modo de operación, el puente inversor puede ser visto como un circuito abierto (fuente de corriente con amplitud cero), como se muestra en la figura 2.21. El voltaje de la fuente CC aparece a través del inductor y el condensador y no fluye corriente hacia la carga desde la fuente de CC (Zope, Patil, & Somkuwar, 2010), (Das, Lahiri, & Dhakar, 2008), (Sheng, Joseph, Huang, Peng, & Qian, 2006).

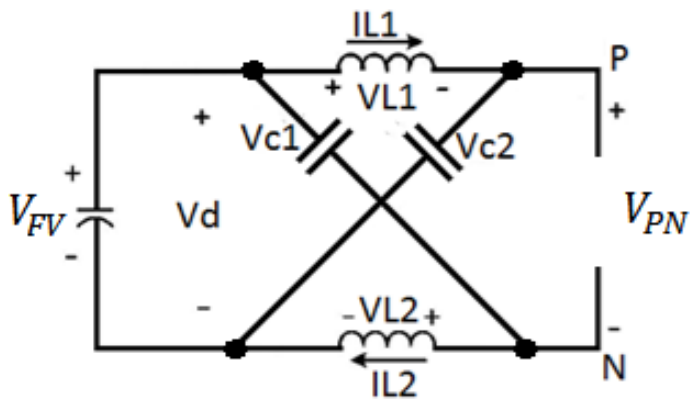


Figura 2.21. Circuito equivalente - modo 2 de operación del inversor Z.

Fuente: (Sheng, Joseph, Huang, Peng, & Qian, 2006).

Modo 3:

En este último modo de operación, el puente inversor está funcionando en la condición denominada *Short Through o* ST. El puente es visto como un corto circuito desde el enlace de CC del inversor, como se muestra en la figura 2.22. Durante este modo, no hay tensión en la carga de igual forma que en el modo 2. El condensador se carga de acuerdo al tiempo T_0 de ST. Este intervalo ST (T_0) se inserta en los estados cero, para impulsar la tensión de salida cada vez que el panel FV es incapaz de proporcionar el valor de tensión requerida o durante cualquier caída de voltaje debido a cambios en la insolación (irradiancia) o la temperatura (Zope, Patil, & Somkuwar, 2010), (Das, Lahiri, & Dhakar, 2008), (Sheng, Joseph, Huang, Peng, & Qian, 2006).

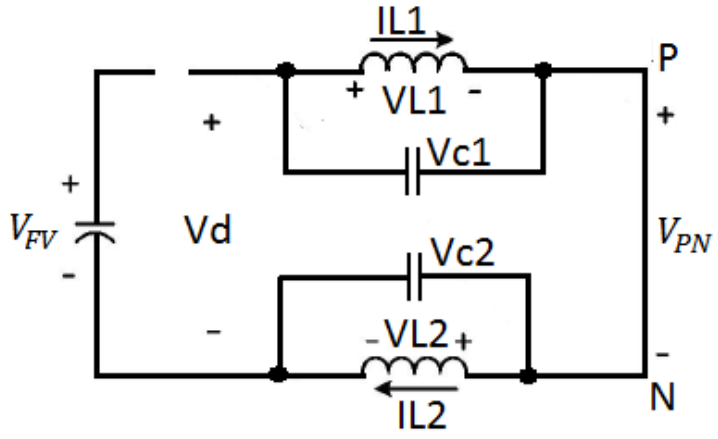


Figura 2.22. Circuito equivalente - modo 3 de operación del inversor Z.

Fuente: (Sheng, Joseph, Huang, Peng, & Qian, 2006).

Hay que considerar que en este modo de operación, la fuente de alimentación CC del panel FV, está separada del puente inversor por el diodo, debido a que se cumplen las condiciones $V_d > V_{FV}$, $V_d = 2V_C$. La tensión de los condensadores aparece a través de bobinas, por lo que en este modo se cargan los inductores (Zope, Patil, & Somkuwar, 2010), (Das, Lahiri, & Dhakar, 2008), (Sheng, Joseph, Huang, Peng, & Qian, 2006).

2.5.3. Modelamiento matemático del inversor Z

Asumiendo que los inductores L_1 y L_2 , y los condensadores C_1 y C_2 tienen el mismo valor respectivamente $L_1 = L_2$, $C_1 = C_2$, se tiene que (Zope, Patil, & Somkuwar, 2010), (Hanif, Basu, & Gaughan, 2011), (Sheng, Joseph, Huang, Peng, & Qian, 2006):

$$\left.\begin{aligned} V_{L1} &= V_{L2} = V_L \\ V_{C1} &= V_{C2} = V_C \end{aligned}\right\} \tag{8}$$

En el modo 3 durante el tiempo de *Short Through o* ST denominado T_0 se tiene que:

$$\left.\begin{aligned} V_L &= V_C \\ V_d &= 2V_C \\ V_{PN} &= 0 \end{aligned}\right\} \tag{9}$$

donde V_{FV} es la tensión de salida del panel FV y V_{PN} es el voltaje en el puente inversor. Durante el *Modo 1* y el *Modo 2* de operación se modelan los siguientes valores:

$$\left.\begin{aligned} V_L \neq V_C,\ V_{FV} &= V_d = V_L + V_C \\ V_L = V_{FV} - V_C &= V_C - V_{PN} \\ V_{PN} = V_C - V_L &= 2V_C - V_{FV} \end{aligned}\right\} \tag{10}$$

La tensión promedio V_L durante el periodo de conmutación T se describe como:

$$\bar{V}_L = V_C * T_0 + (V_{FV} - V_C) * T_1 = 0$$
$$\frac{V_C}{V_{FV}} = \frac{T_1}{T_1 - T_0} \tag{11}$$

Donde T_1 es el tiempo complementario al tiempo T_0 de *Short Through* por tanto:

$$T = T_0 + T_1$$

La tensión promedio en el puente inversor se puede expresar como:

$$\bar{V}_{PN} = \frac{0 * T_0 + (2V_C - V_{FV}) * T_1}{T} = \frac{(2V_C - V_{FV}) * T_1}{T} = \frac{T_1}{T_1 - T_0} V_{FV}.$$

De la ecuación (11) se obtiene:

$$V_C = \frac{T_1}{T_1 - T_0} V_{FV,} \tag{12}$$

el voltaje pico durante el tiempo T_1 es

$$\hat{V}_{PN} = V_C - V_L = 2V_C - V_{FV}. \tag{13}$$

Con V_C de la ecuación (12) y sustituyéndola en la ecuación (10) se obtiene que:

$$\hat{V}_{PN} = \frac{T}{T_1 - T_0} V_{FV} = B\, V_{FV}\ . \tag{14}$$

Donde a B se lo conoce como factor de amplificación o *Bosting Factor*

$$B = \frac{T}{T_1 - T_0} = \frac{1}{1 - (2T_0/T)} \geq 1. \tag{15}$$

El pico de Voltaje AC a la salida del puente inversor se puede describir como:

$$\hat{V}_{AC} = \frac{M\hat{V}_{PN}}{2} = \frac{MB\, V_{FV}}{2}\ , \tag{16}$$

donde M es el índice de modulación del inversor donde siempre $M \leq 1$, de esta manera se puede escoger el factor *Buck-Boost* apropiado variando $B_B = MB$, con el fin de obtener el valor deseado en la salida del inversor.

El voltaje en el condensador, también se puede expresar como:

$$V_C = \frac{T_1}{T_1 - T_0} V_{FV} = \frac{T_1}{T} \frac{T_1}{T_1 - T_0} V_{FV} = \frac{1 - (T_0/T)}{1 - (2T_0/T)} V_{FV} \,. \tag{17}$$

De la ecuación (15) se tiene:

$$\frac{T_0}{T} = \frac{B - 1}{2B}, \tag{18}$$

por lo tanto:

$$1 - \frac{T_0}{T} = \frac{B + 1}{2B}. \tag{19}$$

Sustituyendo la ecuación (15) y (18) en la ecuación (17), el voltaje en el condensador V_C también se puede expresar como:

$$V_C = \frac{1 - (T_0/T)}{1 - (2T_0/T)} V_{FV} = \frac{B + 1}{2B} * B * V_{FV},$$

$$V_C = \frac{B + 1}{2} V_{FV}. \tag{20}$$

Si se reemplaza la ecuación (20) en la ecuación (14) se puede expresar el voltaje pico $\hat{V}_{PN}$ del inversor en el tiempo T_1 como:

$$\hat{V}_{PN} = B\, V_{FV} = B * \frac{2V_C}{B + 1} V_C. \tag{21}$$

2.5.4. Componentes de diseño del Inversor Z

2.5.4.1. Diseño del Inductor

Durante la operación normal del inversor, es decir, el modo 1, se inyecta corriente a la carga, la corriente del inductor disminuye linealmente y su tensión resulta ser la diferencia entre la tensión de entrada FV y la tensión del condensador. En el modo 2 de operación, el inversor deja a la carga en circuito abierto, la tensión de entrada aparece en los condensadores y una pequeña corriente CC fluye a través de los inductores. Durante este modo de operación la función del inductor es limitar el rizado de la corriente, y por último en el modo ST o modo de operación 3, la corriente del inductor aumenta linealmente y el voltaje a través del inductor es igual a la tensión a través del condensador (Zope, Patil, & Somkuwar, 2010), (Hanif, Basu, & Gaughan, 2011), (Sheng, Joseph, Huang, Peng, & Qian, 2006).

Al considerar la función de la inductancia en cada modo de operación se tiene que la corriente media a través del inductor es:

$$\bar{I}_L = \frac{P}{V_{FV}}, \tag{22}$$

donde P es la Potencia total del sistema.

El máximo rizado de la corriente a través de los inductores ocurre cuando está operando en el modo *ST*. Debido a esto, se utiliza este modo de operación para el diseño de los inductores (Zope, Patil, & Somkuwar, 2010), (Das, Lahiri, & Dhakar, 2008). En la literatura se utiliza una regla general para la mayoría de casos que implican una topología de inversor Z, la cual consiste en seleccionar aproximadamente un 30% pico o un 60% pico a pico como especificación para el rizado de la corriente (Sheng, Joseph, Huang, Peng, & Qian, 2006), (Thangaprakash, 2012), (Zope P. H., 2012).

$$\hat{I}_L = \bar{I}_L + 30\%, \qquad Corriente\ Máxima\ en\ el\ Inductor$$

$$\check{I}_L = \bar{I}_L - 30\%, \qquad Corriente\ Mínima\ en\ el\ Inductor$$

Dado que en el estado *ST*, $V_L = V_C = V$, se calcula V usando la siguiente expresión:

$$V = \frac{V\ (en\ el\ modo1{,}2) + V(en\ el\ modo3)}{2} \tag{23}$$

Valor que también se puede calcular utilizando la ecuación (20) (Sheng, Joseph, Huang, Peng, & Qian, 2006), (Thangaprakash, 2012), (Zope P. H., 2012):

Al obtener V se puede calcular la inductancia de la red Z como:

$$L = \frac{V * T_0}{\Delta L}, \tag{24}$$

donde $\Delta L = \hat{I}_L - \check{I}_L$ y T_0 es el tiempo de *ST,* y puede ser calculado usando

$$B = \frac{T}{T_1 - T_0} = \frac{1}{1 - (2T_0/T)},$$

y:

$$T = \frac{1}{Frecuencia\ de\ Modulacion\ del\ Inversor, F}$$

2.5.4.2. Diseño del Capacitor

La función del condensador radica en absorber el rizado de la corriente y estabilizar la tensión de la barra de corriente continua, con la finalidad de que el inversor pueda producir una tensión sinusoidal de calidad a la salida de este. Como se ha explicado anteriormente en el modo 3, el capacitor se carga durante el periodo de *ST,* y la corriente a través del condensador y del inductor son iguales $I_L = I_C$ (Hanif, Basu, & Gaughan, 2011),(Sheng, Joseph, Huang, Peng, & Qian, 2006), (Thangaprakash, 2012), (Zope P. H., 2012).

Para definir la especificación de rizado de la tensión en el condensador ΔV_C, se considera una tolerancia aproximada al 3% pico de la tensión, según se utiliza en la mayoría de aplicaciones en diferentes trabajos donde se diseñan conversores Z (Rajakaruna & Jayawickrama, 2010), (Hanif, Basu, & Gaughan, 2011), (Zope P. H., 2012). De esta manera el valor del condensador puede ser estimado utilizando:

$$C = \frac{\bar{I}_L * T_0}{\Delta V_C}, \tag{25}$$

donde T_0 es el período *ST*, $\bar{I}_L$ es la corriente media a través del inductor calculada utilizando la ecuación (18), ΔV_C es considerando el 3% de V_C. La figura 2.23 muestra las formas de onda de voltaje en la inductancia y en el condensador de la red Z en operación. Se observa como el condensador se carga durante el no-ST y se descarga en el período ST, respectivamente. La tensión del condensador es igual a la tensión del inductor durante *ST*.

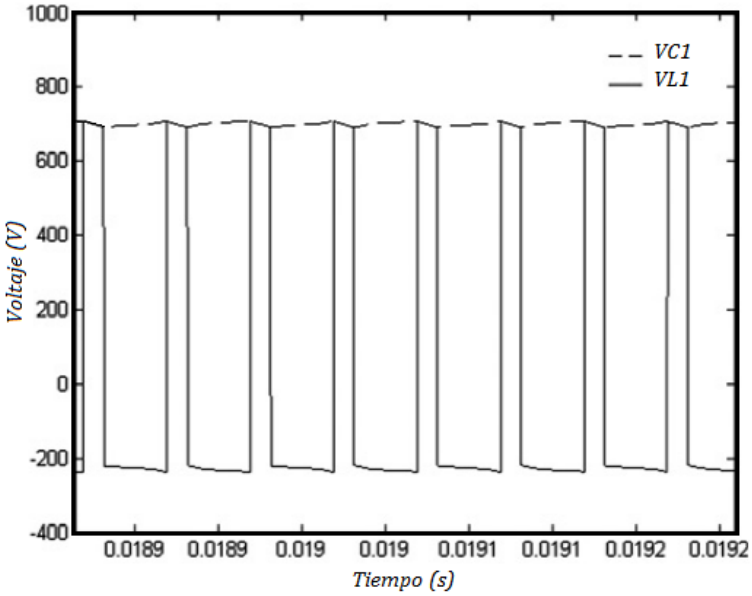


Figura 2.23. Carga y descarga de inductor y capacitor en el inversor Z.

Fuente: (Das, Lahiri, & Dhakar, 2008).

2.6. MODULACIÓN POR ANCHO DE PULSO PWM

La Modulación por Ancho de Pulso (PWM) es una técnica de control para inversores, que permite obtener a la salida del inversor una señal con notables características, de elevadas prestaciones, con reducido contenido armónico y según sea la aplicación, permite una salida de parámetros fijos o variables de tensión y frecuencia (Vernavá & Gibbons, 2006).

Modular consiste en modificar alguna de las características de una señal, llamada señal portadora, de acuerdo con las características de otra señal que se denomina señal moduladora. Para la generación de modulación PWM convencional se compara una onda senoidal de referencia con una onda portadora triangular de alta frecuencia (Vernavá & Gibbons, 2006), (Luna Merino, 2010).

Existen Diferentes modos de operación PWM, que se pueden agrupar de la siguiente manera (Vernavá & Gibbons, 2006), (Luna Merino, 2010):

- Pulso único (con referencia lineal constante o referencia senoidal).
- Pulsos Múltiples idénticos (con referencia lineal constante).
- Pulsos Múltiples no idénticos:

i. con Referencia Senoidal.

ii. con Referencia Senoidal Modificada.

iii. con Control Vectorial (en trifásica).

2.6.1. Modulación por ancho de un solo pulso:

En el control de modulación por ancho de un solo pulso, aplica solamente un pulso por cada medio ciclo, se modifica su ancho para controlar el voltaje de salida del inversor. Las señales de disparo se generan, comparando una señal de referencia rectangular, de amplitud Ar, con una onda portadora triangular de amplitud Ac. La frecuencia de la señal de referencia determina la frecuencia fundamental del voltaje de salida (Vernavá & Gibbons, 2006), (Luna Merino, 2010).

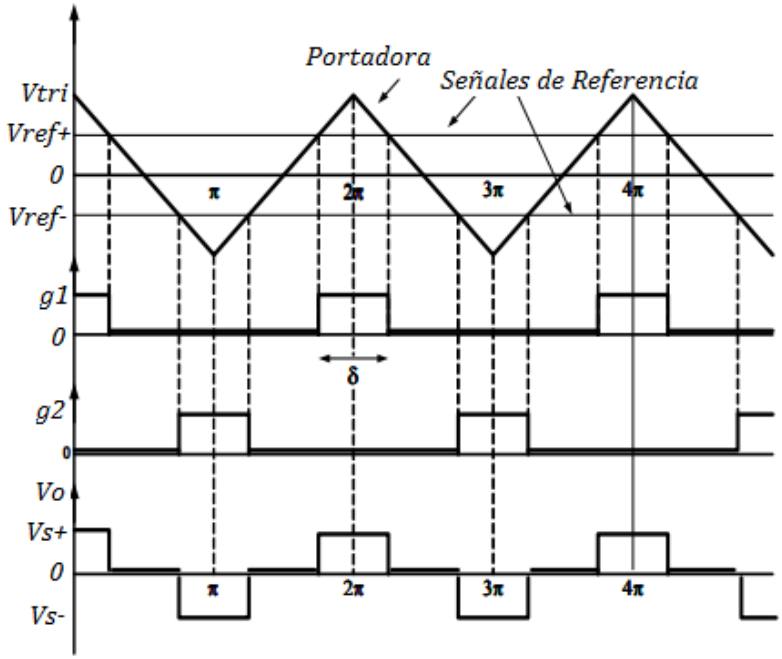


Figura 2.24. Grafica de ondas para modulación de un solo pulso.

Fuente: (Castro Iturralde, Guapisaca Lino, Morales Duque, & Plaza, 2009).

El voltaje a la salida tiene armónicos de orden impar en rango infinito, como se puede observar al realizar la descomposición de la onda de voltaje de salida por medio de serie de Fourier (Vernavá & Gibbons, 2006), (Luna Merino, 2010), (Castro Iturralde, Guapisaca Lino, Morales Duque, & Plaza, 2009).

$$V_0(t) = \Sigma \frac{4V}{n\pi} Sen\ \frac{n\delta}{2}\ Sen\ (nwt); n = 1,3,5, \ldots \tag{26}$$

2.6.2. Modulación de varios pulsos

En este tipo de modulación se obtiene varios pulsos de igual magnitud en cada medio ciclo, el ancho de los pulsos es variable, según la frecuencia de la portadora. De esta manera se puede controlar el voltaje a la salida del inversor, consiguiendo una reducción de armónicos importante, comparada con la modulación de un solo pulso descrita anteriormente (Vernavá & Gibbons, 2006), (Luna Merino, 2010), (Castro Iturralde, Guapisaca Lino, Morales Duque, & Plaza, 2009).

La frecuencia de señal triangular o portadora f_p, determina el número de pulsos por cada medio ciclo p, en tanto que la frecuencia de la onda rectangular resultante o modulante f_m es la que fija la frecuencia de salida.

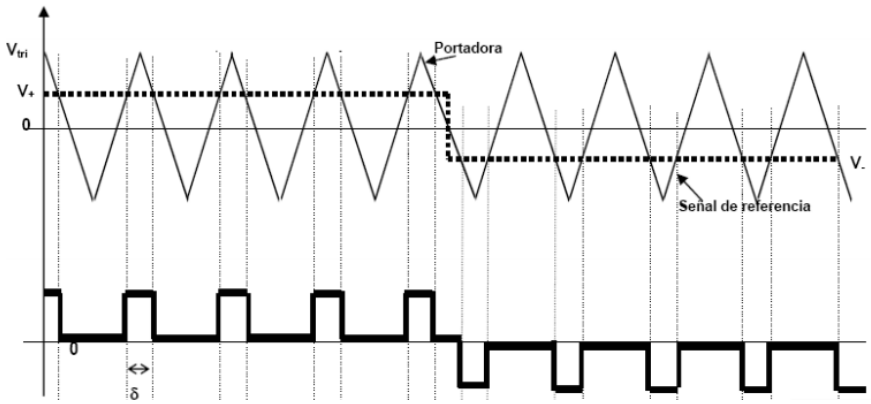


Figura 2.25. Grafica de ondas para modulación de pulso múltiple.
Fuente: (Castro Iturralde, Guapisaca Lino, Morales Duque, & Plaza, 2009).

Cuando el voltaje de referencia V_r de la señal de referencia, excede al voltaje de la portadora V_p, la señal de salida del comparador es "alto", cuando V_r es menor que V_p, la salida del comparador es "bajo".

Se puede observar que el voltaje RMS de salida V_0, depende del ancho de pulso δ y es expresado como (Castro Iturralde, Guapisaca Lino, Morales Duque, & Plaza, 2009):

$$V_0 = V\sqrt{\frac{p\delta}{\pi}} \tag{27}$$

2.6.3. Modulación senoidal por ancho de pulso *SPWM*

En esta técnica PWM, el patrón de conmutación es generado en tiempo real, permitiendo variar fácilmente la tensión y frecuencia de salida, convirtiendo esta técnica en una de las más utilizadas para aplicaciones con inversores donde frecuencia y tensión son variables. Esta modulación en conjunto con la técnica de control vectorial patentada por Siemens®, son los esquemas más empleados para aplicaciones con inversores (Castro Iturralde, Guapisaca Lino, Morales Duque, & Plaza, 2009).

Su principio de funcionamiento es idéntico a la modulación de varios pulsos descrita anteriormente. Con la diferencia de que se reemplaza la onda cuadrada de referencia, por una señal senoidal. De esta manera el ancho de pulso en cada medio ciclo es modulado sinusoidalmente, en vez de mantener igual ancho de pulso en todo el ciclo, como en la modulación anterior, el ancho de pulso varía en proporción con la amplitud de la onda senoidal evaluada. Consiguiendo reducir los armónicos en forma significativa (Luna Merino, 2010), (Castro Iturralde, Guapisaca Lino, Morales Duque, & Plaza, 2009).

2.6.3.1. Control Unipolar

En este tipo de control existen dos sinusoidales de control, una señal es opuesta a la otra. Con esto se consigue mejorar el contenido armónico de la señal, eliminando componentes que no son eficientes en lo que a potencia se refiere (Luna Merino, 2010), (Castro Iturralde, Guapisaca Lino, Morales Duque, & Plaza, 2009).

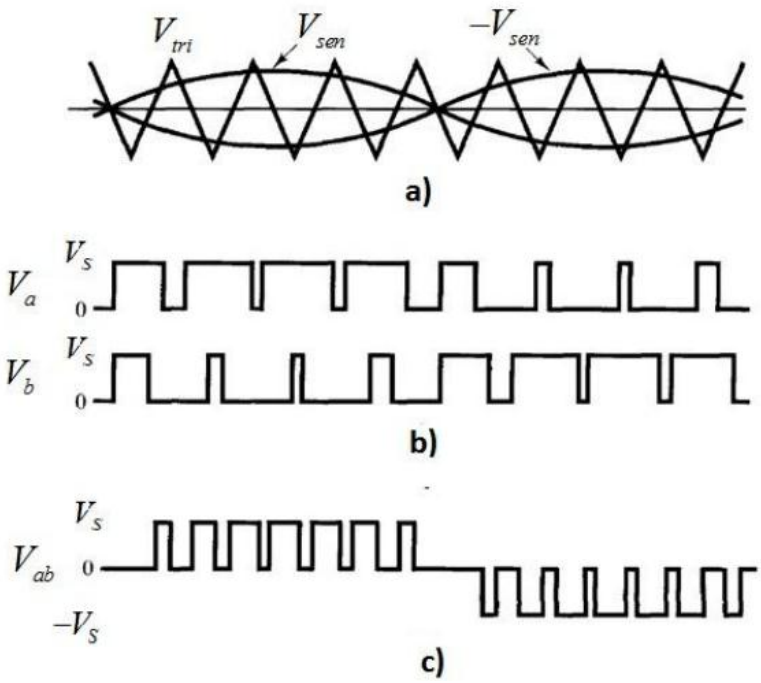


Figura 2.26. Señales de modulación unipolar SPWM.

Fuente: (Castro Iturralde, Guapisaca Lino, Morales Duque, & Plaza, 2009).

El voltaje *RMS* de salida puede controlarse si se varia el índice de la modulación M. El voltaje de salida es descrito por (Castro Iturralde, Guapisaca Lino, Morales Duque, & Plaza, 2009):

$$V_o = V_s \left(\sum_{m=1}^{p} \frac{\delta_m}{\pi} \right)^{1/2} \tag{28}$$

La variación controlada de estos parámetros nos permite ajustar las características de la onda de salida. Existen algunas consideraciones eléctricas importantes que deben tomarse en cuenta al usar un inversor de este tipo.

2.6.4. Índices de modulación

El índice de modulación en amplitud se define como la relación entre la amplitud pico de la onda senoidal de referencia y la amplitud pico de la señal moduladora triangular de manera que (Luna Merino, 2010), (Castro Iturralde, Guapisaca Lino, Morales Duque, & Plaza, 2009):

$$M_a = \frac{V_p}{V_t}, \tag{29}$$

si $M_a < 1$, se denominan sistemas modulados y si $M_a > 1$, se denominan sistemas sobre modulados.

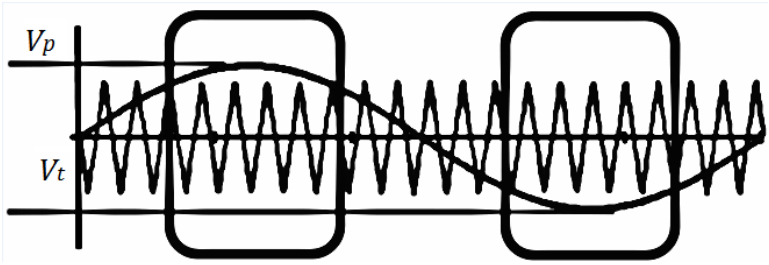


Figura 2.27. Formas de onda de un sistema sobre modulado.

Fuente: (Das, Lahiri, & Dhakar, 2008).

El índice de modulación por frecuencia se expresa como (Castro Iturralde, Guapisaca Lino, Morales Duque, & Plaza, 2009):

$$M_f = \frac{F_t}{F_p}, \tag{30}$$

donde, F_t es la frecuencia de la señal triangular y F_p es la frecuencia de la señal portadora.

2.6.5. Factor de distorsión armónica "*THD*"

En la actualidad en las redes eléctricas comerciales e industriales es muy común hallar conectados aparatos eléctricos y electrónicos que distorsionan la señal pura o fundamental de la red, la calidad de energía en los alimentadores de distribución se ve afectada por la aparición de señales con valores de frecuencia múltiplos de la frecuencia fundamental, a estas señales se las denomina armónicos (Tejada & Llamas, 2010) (Hart, 2001).

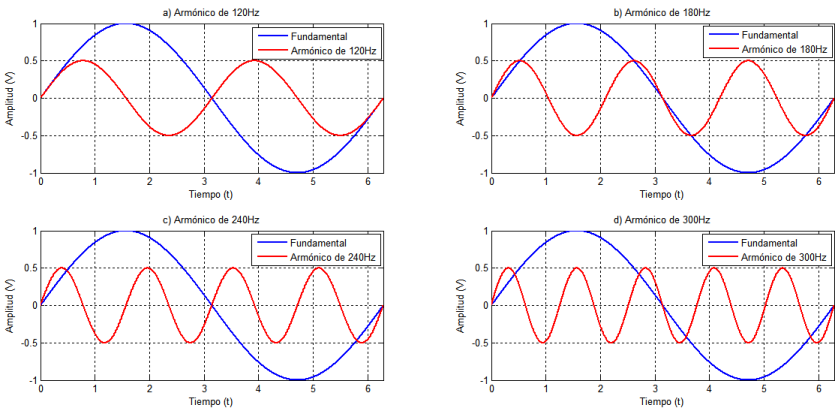


Figura 2.28. Armónicos con múltiplo de frecuencia de la señal fundamental senoidal de 60 [Hz].

Fuente: (Hart, 2001).

Estas señales parásitas aparecen por la introducción masiva de cargas no lineales en la red, dispositivos de conmutación electrónica como inversores, rectificadores, variadores de frecuencia y una serie de instrumentos de nueva generación que causan perturbaciones en el voltaje y corriente de las redes de alimentación (redes de baja tensión) (Tejada & Llamas, 2010).

Con la finalidad de garantizar la calidad de la energía, la señal senoidal de la red no debe contener señales que distorsionen su forma, frecuencia y amplitud (Tejada & Llamas, 2010).

Existen normas que restringen el valor máximo de distorsión armónica. Según la Norma Internacional IEC 61000-3-2 e IEEE-Std 929-2000 los valores máximos de THD aceptados son (Lojano Chacha & Rios Gonzalez, 2013):

- Distorsión armónica de voltaje $THD_V = 5\%$
- Distorsión armónica de corriente $THD_I = 15\%$

2.6.5.1. Definición matemática del THD

Si en un sistema no lineal introducimos una señal de frecuencia f_0, en la salida tendremos esa misma señal (con una amplitud y fase posiblemente diferentes), sumada a ella señales de frecuencia $f_2, f_3, \ldots,$ o armónicos de la fundamental f_0. A partir de este concepto el THD se puede expresar mediante la fórmula para armónicos de tensión (Tejada & Llamas, 2010) (Hart, 2001) (Bueno, Fajardo, Quizhpi, Viola, & Restrepo, 2014):

$$THD_V = \frac{\sqrt{V_{RMS}^2 - V_1^2}}{V_1}, \tag{31}$$

donde el voltaje eficaz es:

$$V_{RMS} = \sqrt{V_{CD}^2 + V_1^2 + V_2^2 + \cdots + V_n^2}. \tag{32}$$

Para el caso de la distorsión armónica de corriente se expresa como:

$$THD_I = \frac{\sqrt{I_{RMS}^2 - I_1^2}}{I_1}, \tag{33}$$

donde la corriente I_{RMS} es:

$$I_{RMS} = \sqrt{I_{CD}^2 + I_1^2 + I_2^2 + \cdots + I_n^2}. \tag{34}$$

2.7. MÉTODO DE CONTROL SHORT THROUGH "*ST*"

Este método de control es una técnica propuesta por Peng (Peng & Zheng, 2003) para el control del conversor *Z-Source*. Esta estrategia como se mencionó en la sección 2.5.2, se introduce en el modo 2 de operación del inversor Z o *ZSI*. Es necesario el uso de estrategias de modulación PWM modificadas con el fin de generar las señales adecuadas que permitan operar al sistema de la manera deseada. Por lo que se han desarrollado y puesto en práctica nuevos métodos de modulación aplicable al ZSI, técnicas que han sido foco de intensa investigación por varios autores (Das, Lahiri, & Dhakar, 2008), (Thangaprakash, 2012), (Zope P. H., 2012), (Luna Merino, 2010). Los principales objetivos de los métodos estudiados residen en el modo de operación 3 o *ST*, con el objetivo de maximizar el índice de modulación y garantizar los niveles necesarios de tensión en la entrada del inversor, con el fin de obtener la máxima potencia de energía de los paneles FV, realizar la adecuación e inversión de energía, reducir el contenido armónico de las componentes alternas y asegurar la calidad de filtrado (Das, Lahiri, & Dhakar, 2008), (Thangaprakash, 2012), (Zope P. H., 2012), (Luna Merino, 2010). De los métodos existentes en la literatura, se destacan los métodos: Control Simple de Elevación (SBC), Control de Máxima Elevación (MBC) y Control de Máxima Elevación Constante (MCBC). Se encontró que el control de corriente por histéresis, a pesar de su gran potencial de aplicación en inversores convencionales, según la literatura, rara vez se dirigió sobre su aplicación en el control de la topología Z (Das, Lahiri, & Dhakar, 2008), (Zope P. H., 2012), (Luna Merino, 2010).

2.7.1. Control simple boost control (*SBC*)

El método SBC propuesto por Peng (Peng & Zheng, 2003),es un método de control para el ZSI basado en la modulación PWM tradicional, donde se adiciona dos líneas horizontales de referencia llamadas V_P y V_N donde $V_P = -V_N$, a las señales de modulación como muestra la figura 2.29. Estos dos niveles de referencia se comparan con la señal portadora para generar el tiempo *ST* de control del conversor Z. Como restricción, los niveles de referencia V_P y V_N siempre deben ser mayores al índice de modulación de amplitud M_a, con el fin de asegurar la operación adecuada de los cuatro vectores sin interferir con la modulación convencional del inversor monofásico. Limitando el valor tiempo de *ST* por el índice de modulación. Tomando en cuenta la restricción anterior, el valor del ciclo de trabajo ST es el índice de modulación (Özgün Girgin, 2015), (Suresh L. & Naga Kumar, 2013).

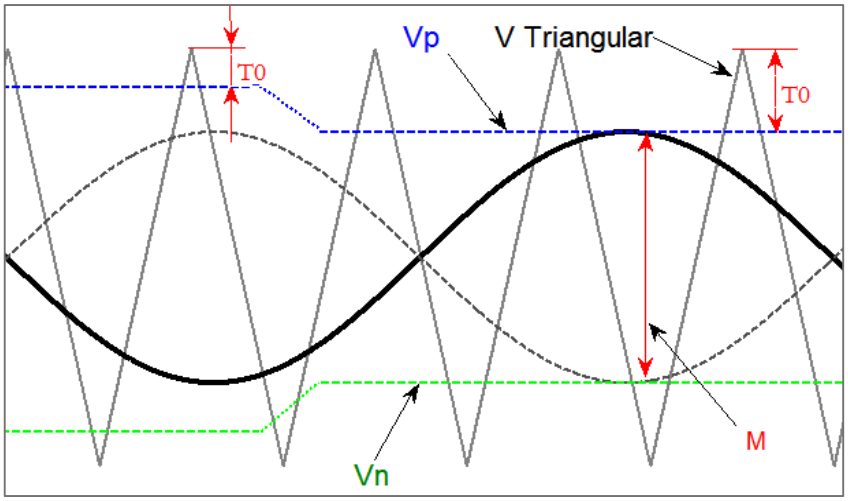


Figura 2.29. Control SBC del conversor Z.

Fuente: Los Autores.

2.8. CAPACIDAD DE TOLERANCIA A FALLOS

Garantizar la continuidad operativa de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red es un tema de mucha importancia para su funcionamiento, haciendo crítico el análisis de tolerancia a fallos en este tipo de sistemas (B.Chavan & Chavan, 2014) (Tajfar & Mazumder, 2012). Los dispositivos electrónicos que conforman el sistema, deben garantizar su funcionamiento y operatividad, razón por la cual son considerados los componentes más vulnerables de acuerdo a estudios de fiabilidad (Petrone, Spagnuolo, Teodorescu, Veerachary, & Vitelli, 2008), (Dhople, Davoudi, Garcia, & Chapman, 2012). La capacidad para tolerar fallos reduce la degradación e incrementa su rendimien-

to y operatividad. Sin embargo, para lograr este objetivo el sistema fotovoltaico requiere de un mayor número de componentes haciendo su operación más compleja, aumentando su costo, peso y tamaño (Quizhpi, Saavedra, & Llanos, 2014). Convirtiéndose en un desafío a futuro incrementar el rendimiento general de los sistemas FV, con la finalidad de mejorar la vida útil de los componentes armonizados, reducir pérdidas e incrementar su fiabilidad (Cordeiro, Palma, Maia, & Resende, 2011), (Petrone, Spagnuolo, Teodorescu, Veerachary, & Vitelli, 2008), (Tuan, Wijnhoven, & Driesen, 2012).

La arquitectura del inversor Z al contar con dos inductancias colocadas en serie entre la fuente CC y el inversor, lo proveen de la capacidad de limitar la variación d_i/d_t de los dispositivos, permitiendo una desconexión oportuna en caso de contingencias, evitando de esta manera daños parciales o la destrucción total del sistema (Peng & Zheng, 2003), (Zope, Patil, & Somkuwar, 2010).

2.9. FUNDAMENTOS ECONÓMICOS GENERALES

2.9.1. Activos fijos

Estos son los bienes muebles e inmuebles de permanencia para uso de la empresa con la finalidad de contribuir a la generación de ingresos y valor agregado a la misma, estos pueden ser muebles y enseres, maquinaria y equipo, equipos de computación y software, edificios, terrenos, etc. (Lasso M.B. & Gordon P., 2009).

2.9.2. Activos intangibles

Están formados por cierto tipo de inversiones realizadas para el funcionamiento del negocio como los gastos de constitución, patentes, marcas, derechos de autor, etc. Son considerados activos porque serán de perpetuidad de la empresa y generaran un valor agregado a la empresa (Lasso M.B. & Gordon P., 2009).

2.9.3. Capital de trabajo

Es el monto con el cual la empresa va a contar para cubrir obligaciones, imprevistos o nuevas inversiones necesarias en la marcha del negocio; es un respaldo que según su magnitud va a atraer inversionistas y facilitar el financiamiento externo ya que mientras más alto sea el índice de valuación del capital de trabajo brindara más seguridad a las

instituciones financieras y por tanto facilitará la obtención de financiamiento (Lasso M.B. & Gordon P., 2009).

2.9.4. Presupuesto de gastos

Es una estimación o proyección de las erogaciones necesarias para la operación efectiva de la empresa, en este punto irán fondos destinados a solventar la adquisición de inventarios, gastos de mano de obra, costos indirectos, gastos administrativos y de ventas que se utilizarán al inicio y en la marcha del negocio (Longenercher & Moore, 2007),(Lasso M.B. & Gordon P., 2009).

2.9.5. Flujo de caja (flujo neto de fondos)

Es la circulación del efectivo, nos marca la disponibilidad que tiene la empresa de dinero físico circulante para el desarrollo de su operación. Marca la diferencia con el capital de trabajo ya que el capital de trabajo incluye valores exigibles y realizables en cambio el flujo del efectivo nos mostrará la disponibilidad neta de metálico (Lasso M.B. & Gordon P., 2009), (Agama C.A. , 2008).

2.9.6. Cálculo del VAN y el TIR

El VAN es un procedimiento que permite calcular la rentabilidad absoluta neta que proporciona el proyecto. El procedimiento consiste en descontar al momento actual todos los flujos de caja futuros del proyecto, a este valor se le resta la inversión inicial, de tal modo que el valor obtenido es el valor actual neto del proyecto (R. Morocho & S. Ríos K., 2015), (Lasso M.B. & Gordon P., 2009).

El cálculo del VAN, se lo realiza con el fin de verificar si el proyecto es rentable o no. Para el cálculo del VAN se utiliza la expresión (35) (R. Morocho & S. Ríos K., 2015) :

$$\mathrm{VAN} = \sum_{t=1}^{N} \frac{V_t}{[1+k]^t} - I_{O,} \qquad (35)$$

dónde:

Vt Representa los flujos de caja en cada período t

Io Es el valor del desembolso inicial de la inversión

n Es el número de períodos considerados.

K Es el tipo de interés

Tasa Interna de Retorno (TIR) mide la rentabilidad relativa media bruta por período del proyecto de inversión sobre el capital. Se define como la tasa de descuento que hace que el valor actual neto sea cero; es decir que el valor presente de las entradas de efectivo sea exactamente igual a la inversión inicial neta realizada (R. Morocho & S. Ríos K., 2015), (Lasso M.B. & Gordon P., 2009). La ecuación (36) con la que se calcula la TIR es:

$$\mathrm{TIR} = \mathrm{i1} + (\mathrm{i2} + \mathrm{i1}) + \left(\frac{\mathrm{VANi1}}{\mathrm{VANi1} - \mathrm{VANi2}}\right) \tag{36}$$

dónde:

TIR Tasa interna de retorno

i es la tasa de interés

2.10. SOFTWARE RETScreen®

2.10.1. Definición

Software para el estudio y análisis de sistemas energéticos. Este software no es un programa de simulación, pero es una herramienta clave que ayuda en el proceso de diseño se sistemas en que la energía es una variable importante (Bauza, 2013), (Román R., 2012).

Nos permite analizar la viabilidad de diferentes tecnologías de energías renovables, permitiendo así reducir los costes, el tiempo y los errores asociados a la preparación de los estudios de viabilidad preliminares (THEVENARD D., LENG G. and MARTEL S., 2000.), (Román R., 2012).

2.10.2. Utilidad y aplicaciones

Este novedoso software permite a los ingenieros, arquitectos y responsables económicos modelar y analizar todos los proyectos de energía limpia para llevar a cabo un análisis estándar de cinco pasos, incluyendo:

- Análisis energético,
- Análisis de costos,
- Análisis de emisiones,
- Análisis financiero y
- Análisis de sensibilidad y riesgo.

Los modelos de proyecto de RETScreen® engloban a todas las tecnologías e incluyen tanto las fuentes de energía limpia tradicionales como las no tradicionales, además de las fuentes y tecnologías de energía convencionales (Bauza, 2013), (Román R., 2012).

Los modelos de proyectos incluyen: eficiencia energética (desde grandes instalaciones industriales hasta viviendas individuales), calefacción, enfriamiento (ej. biomasa, bombas de calor y calefacción solar de aire/agua), energía (incluyendo energías renovables como solar, eólica, , hidráulica, geotérmica, etc. y las tecnologías convencionales como las turbinas de vapor/gas y los motores reciprocantes) y calor y energía combinados (o cogeneración).

Dentro de las herramientas de análisis se han integrado bases de datos de productos, proyectos, hidrológicos y climatológicos (esta última incluye 4700 estaciones terrestres y datos de satélites de la NASA, que cubren toda la superficie del planeta), así como enlaces a mapas de recursos energéticos de todo el mundo.

Para que el usuario pueda comenzar rápidamente a llevar a cabo los análisis, RETScreen® ha integrado una amplia biblioteca de plantillas de proyectos genéricos de energías limpias (Román R., 2012).

2.11. LEGISLACIÓN Y NORMATIVAS

La legislación y las normativas que rigen las instalaciones de los sistemas fotovoltaicos se encuentran actualmente en desarrollo. El Ecuador es un país que no cuenta con un marco normativo presentado por el CONELEC para este tipo de tecnología, no obstante se tiene una serie de documentos guía, basados en regulaciones y requerimientos técnicos que de cierta manera incentivan la integración de este tipo de energía en el país. Estos estipulan condiciones para las instalaciones de sistemas de generación con energías renovables no convencionales (Davila G. L., 2011), (CONELEC, Proyecto Fotovoltaico Montecristi, 2014).

2.11.1. Normativas sistemas fotovoltaicos conectados a la red convencional

En base a las siguientes regulaciones estipuladas por el CONELEC, se analiza y estudia la viabilidad de posibles normativas que establezcan las condiciones para la instalación, operación y comercialización de los sistemas FV en sincronía a la red de distribución, a pesar de no tener esta normativa vigente, se cuenta con una normativa de construcción para la generación fotovoltaica. (MIDUVI, 1996), (NEC, 2011).

- No. CONELEC 001/13 "Participación de los Generadores de Energía Eléctrica producida con Recursos Energéticos Renovables no Convencionales".

- No. CONELEC 002/13, "Procedimiento de Calificación y Registro de los Proyectos de Generación de Energías Renovables no Convencionales menores a $1MW$".

El MIDUVI y la Cámara de la Construcción son las entidades emisoras de estas normativas, y que a través del NEC-10 (Norma Ecuatoriana de Construcción) parte 14-2, "Sistemas de generación con energía solar fotovoltaica para sistemas aislados y conexión a red de hasta 100 kW en el Ecuador", se pretende impulsar la generación fotovoltaica en el país (NEC, 2010).

La regulación 004/11 del CONELEC vigente hasta el año 2012, estipulaba la tarifa para proyectos fotovoltaicos menores a 1 MW de 40.03 $cUSD/kWh$, esta tarifa fue para proyectos aprobados en ese año; por lo que no existe una normativa actual que regule el precio por la venta de energía fotovoltaica.
De acuerdo a normas internacionales los sistemas fotovoltaicos pueden describir sus regulaciones por la capacidad de potencia (Davila G. L., 2011) citado en el cuadro 2.1.

Cuadro 2.1. Regulaciones de acuerdo a la capacidad de potencia.

Baja potencia (1kW-20)kW

- Son instalaciones a 220 V monofásicas, presentes en el sector residencial doméstico, podemos también encontrar alguna con inversor trifásico. Lo normal es que en estos casos se divida la instalación en varias monofásicas que se conectan en configuración trifásica.

Media potencia (20 kW-100kW)

- Se las utiliza para implementaciones fotovoltaicas en edificios comerciales, industriales y de oficinas, aparcamientos, pequeñas huertas fotovoltaicas, etc. En este caso las instalaciones son siempre a 380 V trifásica.

Plantas fotovoltaicas centralizadas (100 kW -10 MW)

- Precisan terrenos donde instalar el sistema fotovoltaico y la subestación de media tensión.

Fuente: (Davila G. L., 2011).

El proceso de desarrollo obedece a las experiencias y propuestas de instalaciones fotovoltaicas que están en operación, siendo los principales puntos de referencia para que la legislación favorezca la formación de disposiciones como la de utilización de contadores bidireccionales de energía consumida y generada, establecimiento de requisitos técnicos de calidad de onda o como la de definir exigencias de seguridad eléctrica (Davila G. L., 2011)

La presente investigación estudia a todo el sistema fotovoltaico conectado a la red de manera general, pero el motivo de la investigación se centra meramente en el desarrollo de nuevas tecnologías para inversores, por esta razón, a continuación se aborda las normativas y requerimientos correspondientes a los inversores conectados a red eléctrica.

2.11.2. Inversor de conexión a red

El inversor de conexión a red debe cumplir los requisitos de la norma IEC 61683:1999, UL458 u otras normas equivalentes aplicables, además puede incluir internamente los elementos de protección y señalización exigidos en la norma NEC-10, de no ser así estos deben estar fuera del inversor. En el cuadro 2.2 se puede observar las características fundamentales de un inversor conectado a la red eléctrica.

Cuadro 2.2. Características fundamentales.

Las características fundamentales

- Fuentes de corriente.
- Autoconmutado.
- Seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador.
- No funcionará en modo aislado.

Fuente: (NEC, 2010).

Se debe cumplir con directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y compatibilidad electromagnética que incorporen protecciones contra factores mostrados en el Cuadro 2.3 y 2.4, además deben ser certificadas por el fabricante de las mismas.

Cuadro 2.3. Directivas de seguridad eléctrica.

Directivas de Seguridad Eléctrica

- Cortocircuitos en alterna.
- Tensión de red fuera del rango.
- Frecuencia de red fuera de rango.
- Sobretensiones mediante varistores o similares.
- Perturbaciones en la red como microcortes, pulsos, ausencia y retorno de la red, etc.

Fuente: (NEC, 2010).

Cuadro 2.4. Disposiciones del inversor.

Diposiciones del Inversor
•Dispondrá de las señalizaciones necesarias para su correcta operación y controles automáticos para supervisión y manejo. •Debe tener protección contra polaridades inversas. •Operación menor a 40dB no ruidos por transformadores ni desajustes mecánicos. •Perturbaciones aceptadas por la normativa ecuatoriana.

Fuente: (NEC, 2010).

El inversor debe cumplir con las condiciones de calidad y confiablidad, tendrán un grado de protección mínima IP 20 para inversores en el interior de edificios y lugares inaccesibles, IP 30 para inversores en el interior de edificios y lugares accesibles, y de IP 65 para inversores instalados a la intemperie además debe incorporar las siguientes protecciones como mínimas.

Cuadro 2.5. Protecciones y controles.

Protecciones necesarias
•Cortocircuitos en alterna. •Tensión de red fuera de rango. •Frecuencia de red fuera de rango. •Sobretensiones, mediante varistores o similares. •Perturbaciones presentes en la red como micro cortes, pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de la red, etc
Controles Manuales
•Encendido y apagado general del inversor. •Conexión y desconexión del inversor a la CA de la red. Podrá ser externo al inversor.

Fuente: (NEC, 2010).

Un inversor cuenta con las características eléctricas que se pueden observar en el Cuadro 2.6.

Cuadro 2.6. Características de un inversor.

Caracteristicas de un Inversor

- Deben ser de onda senoidal pura.
- La eficiencia a potencia pico será mayor a 90%.
- Autoconsumo en modo nocturno debe < 1 % de la potencia nominal.
- Fp>0,96 ; entre el 25 % y el 100 % de la potencia nominal.
- El inicio de inyección de energía a la red, debe ocurrir antes del 10 % de su potencia nominal.
- La potencia pico instantánea deberá ser mayor al 100% de la potencia nominal.
- THD total <2%.
- Cumplir por lo menos con las especificaciones de seguridad y compatibilidad electromagnética dada en las normas UL 458 / FCC class B.
- Satisfaga la especificación e-mark e-13* 72/245/EEC, 95/54/EC.
- Pueden operar en condiciones ambientales: entre 0 °C y 40 °C de temperatura y entre 0 % y 85 % de humedad relativa.
- La vida útil de los inversores de conexión a la red no debe ser inferior a 10 años.

Fuente: (NEC, 2010).

La normativa internacional IEC 61000-3-2 e IEEE Std 929-2000 el límite de distorsión de tensión aceptado es de $THDv = 5\%$ para redes industriales en baja tensión, en cambio para redes de media y alta tensión el nivel recomendado es de $THDv = 3\%$. (Lojano Chacha & Rios Gonzalez, 2013).

El desarrollo de la tecnología fotovoltaica ha dado como resultado la creación de normativas para mejorar las condiciones de operatividad y seguridad de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red, sobre todo en baja tensión; en donde se analizan todo tipo de protecciones ante fallos de aislamiento.

Como se mencionó el Ecuador no cuenta con una normativa vigente que estipule requisitos que se debe cumplir para las instalaciones de sistemas fotovoltaicos conectados a la red sin embargo las normativas internacionales son una perfecta guía y sirven de gran ayuda para mantener sistemas más seguros y confiables en nuestro país.
La norma NEC-10 prevé que el inversor sea fabricado bajo la norma UL 1741.

Tabla 2.11.1. Norma inversor y controlador de carga.

Denominación	Codificación	Especificación	Ed
InversorCC/C A	IEC 61683 UL 1741	Sistemas fotovoltaicos - Acondicionadores de potencia - Procedimiento para la medida del rendimiento.	. Ed.1. 1999 Esp
Controlador de carga	IEC 62093 UL 1741	Componentes de acumulación, conversión y gestión de energía de sistemas fotovoltaicos. Cualificación del diseño y ensayos ambientales.	Ed.1. 2005 Esp

Fuente: (NEC, 2010).

Otro punto importante a tener en consideración para un sistema fotovoltaico es el cableado interno del sistema FV, estos deben cumplir con al menos una de las siguientes normas:

Tabla 2.11.2. Cableado.

Cableado		
Código Eléctrico Ecuatoriano, NEC 2008	UL Type PV,	USE-2,
UTE C 32-502	UL 4703,	UNE 20.460-5-52,

Fuente: (NEC, 2010).

El cableado tiene que tener características físicas de buenas condiciones para operar a la intemperie, según el Código Eléctrico Ecuatoriano o la norma internacional IEC 60811. (NEC, 2010).

La conexión de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red debe hacerse en baja tensión, es decir para voltajes de suministro en el punto de entrega inferiores a 600 V en corriente alterna y su diseño será similar a cualquier sistema de generación convencional (grupo electrógeno, central mini hidráulica, etc.) (Almeida W., 2015).

Uno de los requerimientos de este tipo de instalaciones FV es el evitar someter al personal de mantenimiento y operación de la red de distribución a situaciones peligrosas, sin generar perturbaciones en la red como armónicos, flickers, etc. (CONELEC, Proyecto Fotovoltaico Montecristi, 2014).

El inversor debe contener al menos la siguiente información:

Cuadro 2.7. Información de un Inversor.

Informacion de un Inversor
•Sello de la entidad que otorgó la certificación. •Identificación del fabricante. •Modelo. •Número de serie. •Lugar y fecha de fabricación. •Tipo de inversor: onda senoidal modificada u onda senoidal pura. •Voltaje de entrada CC (12 V cc). •Voltaje de salida CA (110 V ca). •Intensidad de corriente máxima. •Frecuencia. •Potencia en W. •Potencia instantánea máxima en W y tiempo. •Además el inversor debe identificar correctamente lo siguiente: •Terminales de conexión para la red y batería identificados. •Todos los indicadores o testigos (leds) asociados deben estar claramente identificados en cuanto a la función que realizan. •Norma de fabricación.

Fuente: (NEC, 2010).

2.11.2.1. Medidas para prueba de Inversores

Para realizar pruebas de inversores es necesario cumplir con los siguientes requerimientos : inspección visual, medidas en el lado AC (medida de potencia nominal y de arranque, regulación de la tensión y de la frecuencia, distorsión armónica), medidas en el lado CC (umbrales de desconexión, rizado), características generales del inversor (rendimiento CC/CA, fiabilidad). Estos procedimientos están diseñados para ser realizados por

cualquier laboratorio acreditado y su resultado es la certificación de los equipos de acuerdo a la normativa.

CAPITULO 3

SIMULACIONES Y RESULTADOS DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

En este capítulo se presenta la simulación y los resultados de un sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica convencional de 220 V a 60 Hz, mediante la topología del inversor Z.

Este prototipo inyecta a la red una corriente aproximada de 40 A proporcionando una potencia de 8,800 W, suficiente para abastecer la carga de un abonado tipo A según lo establecido en las normas de la Regional Centro Sur (Ministerio de Electricidad y Enegias Renovables, 2015).

El sistema es implementado en el software Simulink® de Matlab®. Se describe individualmente cada uno de las elementos que constituyen la topología propuesta, posteriormente se valida los resultados de la simulación comparándolos con los valores calculados a partir de la teoría que expone el Capítulo 2. La simulación es ejecutada bajo condiciones de temperatura estándar "STC", parámetros que son utilizados para dimensionar este tipo de sistemas. El funcionamiento de cada uno de los subsistemas que conforma el inversor Z, se detalla mediante gráficas y tablas.

3.1. VALORES TÉCNICOS CARACTERÍSTICOS DEL INVERSOR Z

Tabla 3.1.1. Tabla de valores característicos para la simulación del sistema fotovoltaico.

Parámetros:	Valor:
Punto de máxima potencia	8800 $[W]$
Voltaje al máximo punto de potencia	220 [V]
Corriente al máximo punto de potencia	40 [A]
Numero de paneles	42
Irradiación	$1000\frac{W}{m^2}$
Temperatura	$25°C$
Voltaje máximo entrada del inversor	630 [V]
Corriente de cortocircuito del inversor	100 [A]

Frecuencia de modulación	10 [kHz]
Tipo de conexión	Monofásica, 220 [V], 60[Hz]
Acondicionamiento	Conversor y filtro a la red

Fuente: Los Autores.

3.2. SIMULACIÓN DE LAS CELDAS Y DEL MÓDULO FOTO-VOLTAICO FV

En primer lugar se modela el sistema FV, el cual se fundamenta en las expresiones (1), (2), (4) de acuerdo a lo desarrollado en el Capítulo 2:

$$I_{FV} = N_P * \left\{ I_{ph} - I_o * \left[exp\left(\frac{q[I_{FV} * R_s + V_{FV}]}{kATN_s} \right) \right] - 1 \right\}, \quad (4)$$

donde

$$I_{ph} = [I_{SCr} + K_i(T - 298)] * \frac{\lambda}{1000}, y \quad (1)$$

$$I_{rs} = I_{SCr}/[\exp(V_{oc}/N_s kAT) - 1]. \quad (2)$$

Mediante diagramas de bloques se modela las ecuaciones en Simulink® de Matlab®:

Paso 1: Modelación de un subsistema de conversión de grados Celsius a grados Kelvin tal como se presenta en la figura 3.1

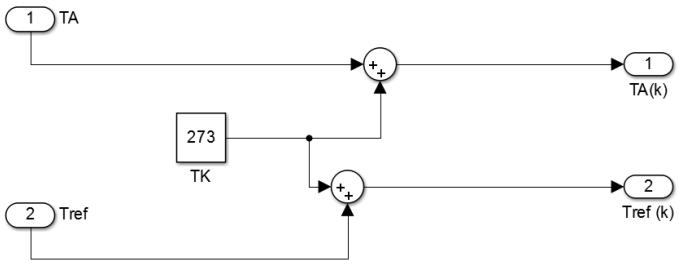


Figura 3.1. Diagrama de conversión grados Celsius a Kelvin.

Fuente: Los Autores.

La expresión que transforma de grados Celsius a Kelvin es $T_k = T_c + 273$, de esta manera se obtiene la temperatura ambiente T_A, y la temperatura de referencia 25°C en

grados Kelvin. En la figura 3.2 se muestra el subsistema de conversión de temperatura implantado en el modelo.

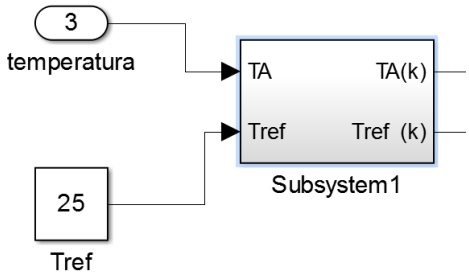


Figura 3.2. Subsistema 1 de conversión de grados Celsius a Kelvin.

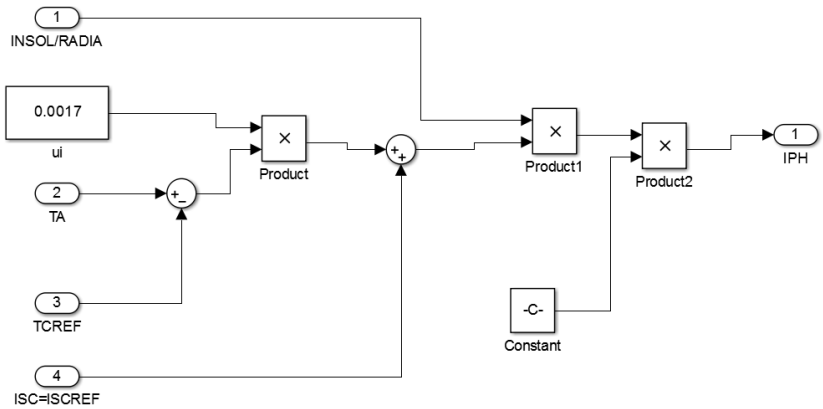
Fuente: Los Autores.

Paso 2: La corriente foto generada I_{Ph} descrita por la ecuación (1), utiliza los siguientes datos de entrada:

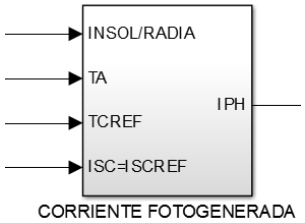
$$I_{ph} = [I_{SCr} + K_i(T_A - 298)] * \frac{\lambda}{1000} \tag{1}$$

- Irradiación $\frac{\lambda}{1000}$
- Temperatura de referencia $T_{ref} = 298\ [k]$
- Temperatura ambiente T_A
- Corriente de cortocircuito I_{SCr}
- Coeficiente de temperatura de cortocircuito $K_i = 0.0017\ A/°C$

La corriente de cortocircuito del módulo por lo general es el 1,25 de la corriente nominal del panel. La expresión se describe en Simulink® como:



a) Diagrama de bloques Corriente Foto generada



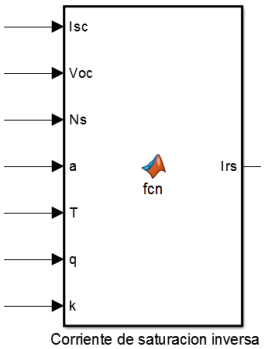
b) Subsistema 2 Corriente Foto generada.

Figura 3.3. Modelo de la corriente fotogenerada.

Fuente: Los Autores.

Paso 3: Una vez obtenida la corriente foto generada I_{ph} , con esta expresión se calcula la corriente de saturación inversa I_{rs} mediante la introducción de un function en Simulink con la cual se declara las variables de entrada y salida que va a tener el subsistema y posteriormente se introduce en la programación la ecuación que modelará la corriente de saturación inversa a la salida como se muestra a continuación:

```
function Irs = fcn(Isc,Voc,Ns,a,T,q,k)
Irs=Isc/(exp((q*Voc)/(Ns*k*T*a))-1);
end
```



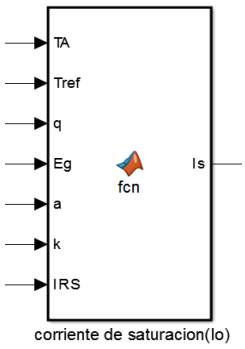
(a) Código de Corriente de Saturación Inversa *(b) Subsistema de I_{rs}*

Figura 3.4. Subsistema 3 modelando la corriente saturación inversa.

Fuente: Los Autores.

Paso 4: En este paso mediante un function toma los valores de la corriente de saturación inversa actual I_{rs} , el valor de la temperatura de referencia T_{ref} y el módulo de la temperatura de funcionamiento T_A como variables de entrada y calcula la corriente de saturación del módulo a su salida.

```
function Is = fcn(TA,Tref,q,Eg,a,k,IRS)
Is=IRS*((TA/Tref)^3)*exp(((q*Eg)*
((1/Tref)-(1/TA)))/(a*k));
end
```

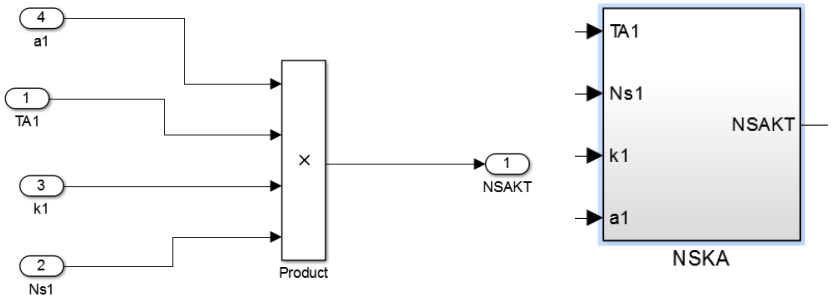


(a) Código de Corriente de Saturación del Sistema *(b) Subsistema de I_s*

Figura 3.5. Subsistema 4 modelando la corriente saturación del sistema.

Fuente: Los Autores.

Paso 5: Este subsistema toma la temperatura ambiente en grados Kelvin T_A y calcula el producto NsAkT. Donde su resultado es el denominador de la función exponencial en la ecuación (4).



(a) Diagrama de bloques del Subsistema 5. *(b) Subsistema 5 modelando el denominador $NsAkT$.*

Figura 3.6. Modelo del factor NsAkT.

Fuente: Los Autores.

Los factores de la figura 3.6 (a) son:

- A, es el factor de idealidad del diodo, y
- N_s , es el número de celdas conectadas en serie del sistema.

Paso 6: El subsistema 6 modela la ecuación (4), como muestra la figura 3.7

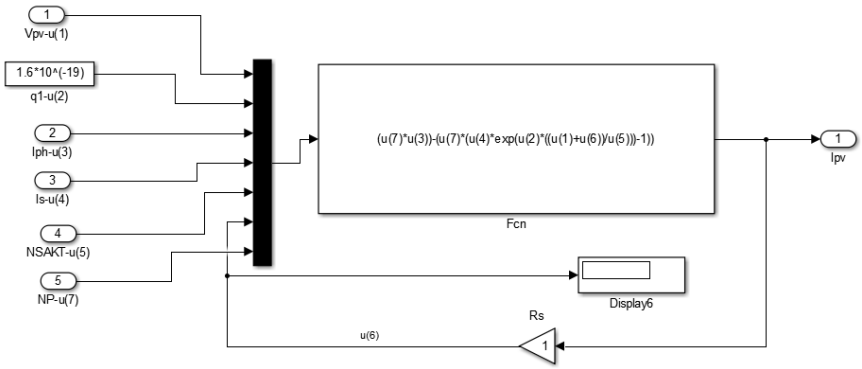


Figura 3.7. Diagrama de bloques de la corriente del módulo FV.

Fuente: Los Autores.

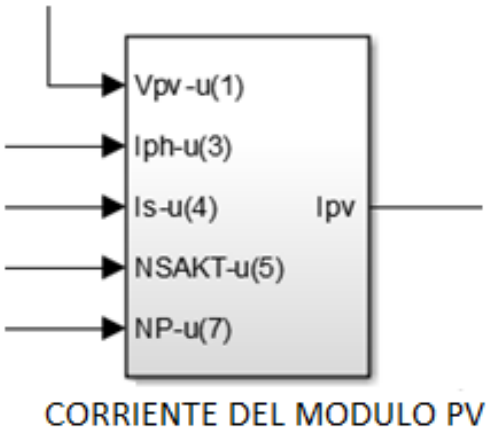


Figura 3.8. Subsistema 6 modelando la corriente del módulo FV o "PV según siglas en Ingles".

Fuente: Los Autores.

Paso7: El modulo fotovoltaico completo se muestra en la figura 3.9, este sistema FV es producto de interconectar los 6 Subsistemas descritos anteriormente y se expone la interconexión de estos en el ANEXO I.

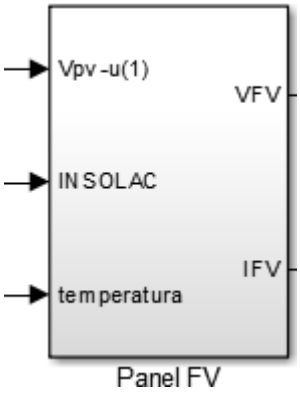


Figura 3.9. Diagrama de bloques del módulo FV.

Fuente: Los Autores.

Este modelo se basa en ecuaciones de la biblioteca Math Operations de Simulink®, Matlab® considera el resultado de estas ecuaciones como datos numéricos.

Para transformar esta información a señales físicas, se utiliza una fuente de corriente dependiente de la librería Simscape, en la cual se ingresa la información en forma de dato y lo transforma a una señal física, generando de esta manera la señal de corriente del panel fotovoltaico.

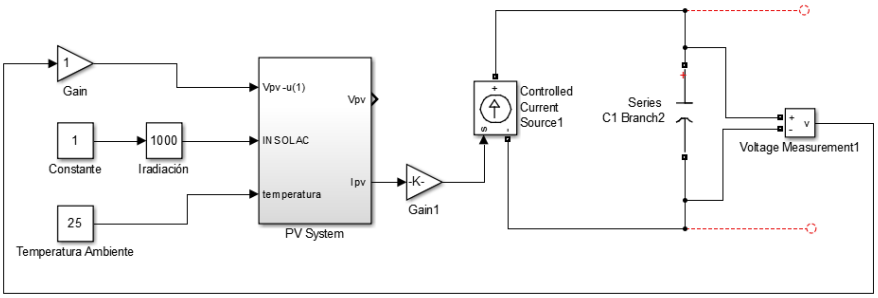


Figura 3.10. Diagrama de bloques de módulo FV modelamiento completo.

Fuente: Los Autores.

V_{FV} o V_{PV} es una variable dependiente del valor de la corriente de salida del módulo fotovoltaico, por esta razón se realiza la retroalimentación de esta señal. Las gráficas características del módulo se obtienen mediante la captura de las variables instantáneos de V_{FV} e I_{FV} utilizando la función To Workspace y se las grafica con el comando plot (x, y) de Matlab®.

3.2.1. Curvas características variando la irradiación solar

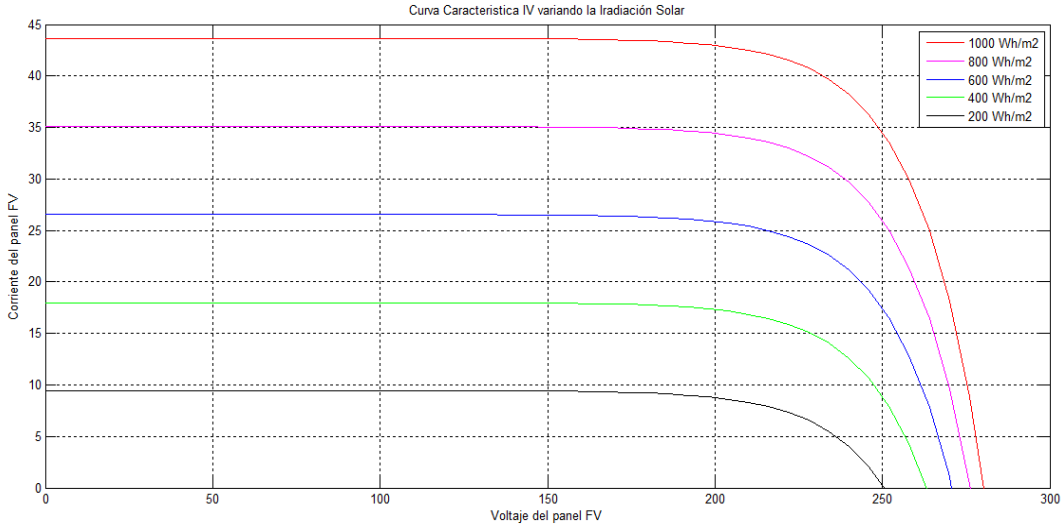


Figura 3.11. Curva característica I-V con distintos valores de irradiación.

Fuente: Los Autores.

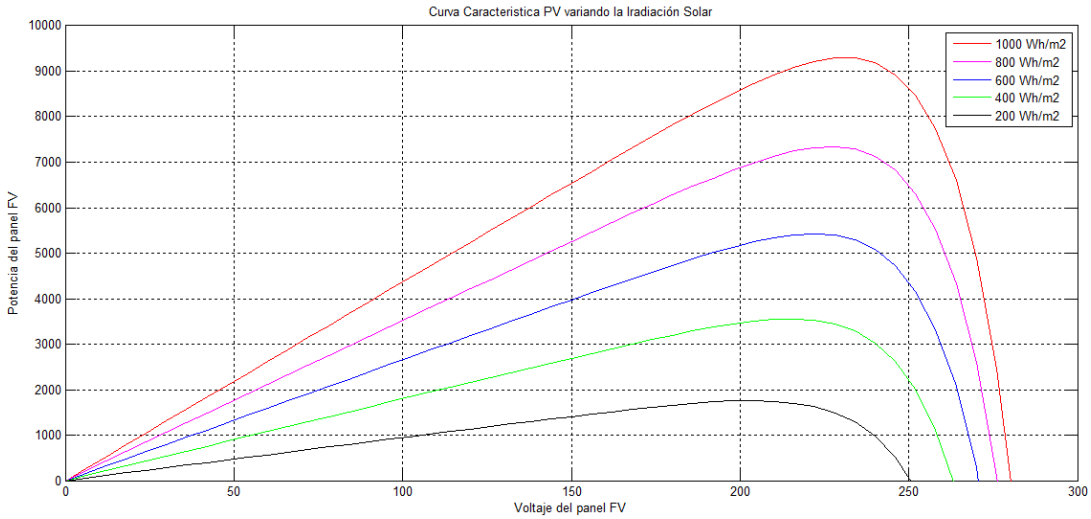


Figura 3.12. Curva característica P-V con distintos valores de irradiación.

Fuente: Los Autores.

3.2.2. Curvas características variando la temperatura ambiental

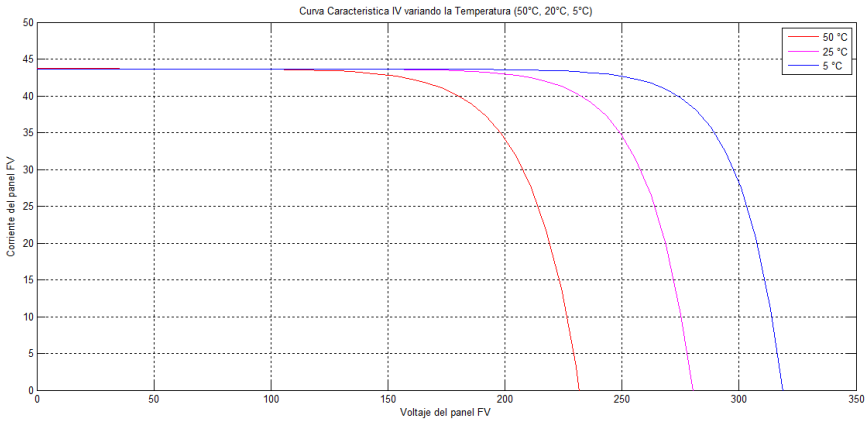


Figura 3.13. Curva característica I-V con distintos valores de la temperatura.

Fuente: Los Autores.

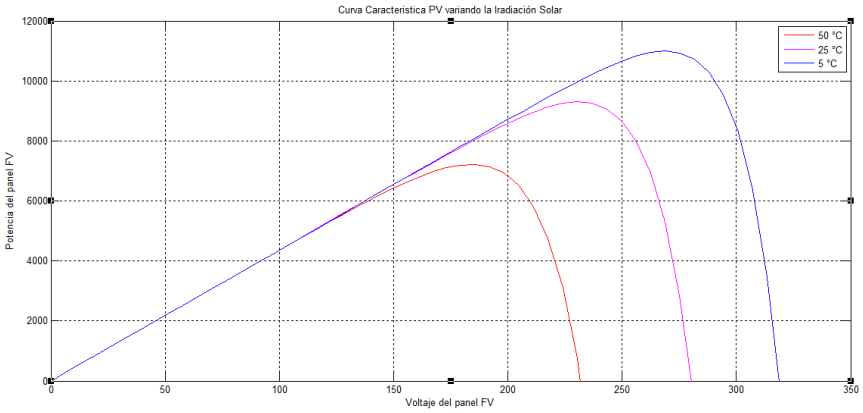


Figura 3.14. Curva característica P-V con distintos valores de la temperatura.

Fuente: Los Autores.

3.2.3. Curvas características del panel FV en condiciones normales de funcionamiento

Como muestra la figura 3.15 los valores de voltaje y corriente a los que se extrae la máxima potencia del panel FV son:

$$V_{MPP} = 222\ V, \qquad I_{MPP} = 40.5\ A\ , \qquad P_{MPP} = 8{,}800\ W$$

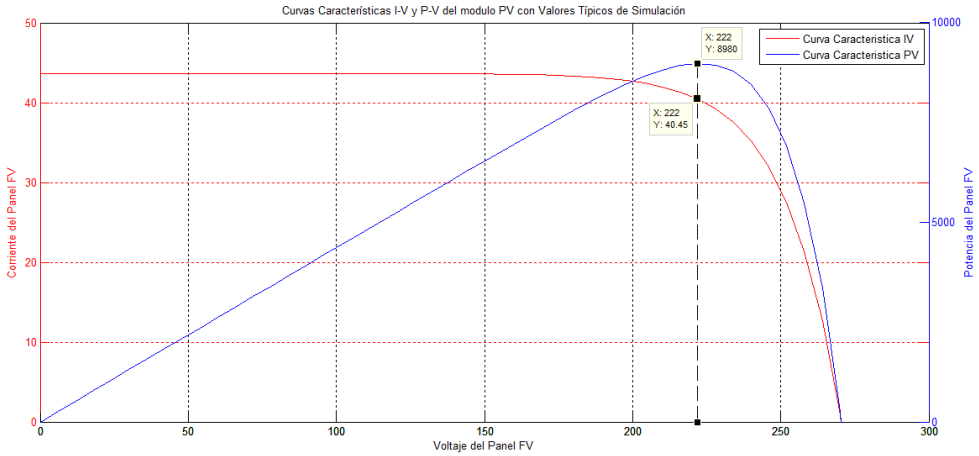


Figura 3.15. Curva característica I-V y P-V del módulo FV en condiciones normales de funcionamiento.

Fuente: Los Autores.

3.3. DISEÑO Y SIMULACIÓN DEL CONVERSOR Z

El Convertidor Z se diseñó mediante la conexión en "X" de dos inductancias y dos capacitores, adicionalmente se colocó un diodo que sirve para forzar a que la corriente fluya solamente en dirección a la carga durante los modos de operación de la red Z. El circuito Z se describe en Simulink® como muestra la figura 3.16:

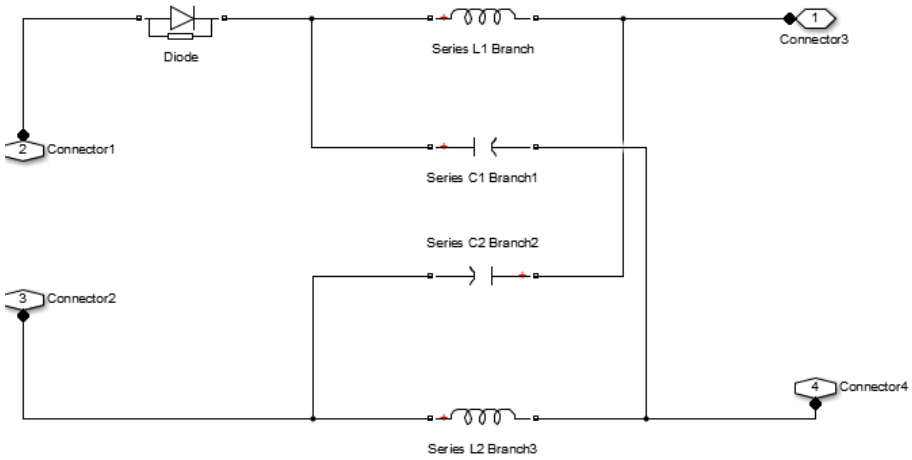


Figura 3.16. Red LC conversor Z en Simulink®.

Fuente: Los Autores.

Es necesario calcular los valores de las inductancias y condensadores de la red Z, para lograrlo se debe conocer los valores del punto de máxima potencia del panel FV, los cuales son:

- $Voltaje\ MPP = 220\ V$
- $Corriente\ MPP = 40\ A$
- $Potencia\ \ MPP = 8800\ W.$

Para calcular el valor de las inductancias se utiliza la ecuación (20)

$$L = \frac{V * T_0}{\Delta L}$$

La variación de corriente ΔL, se estima con los valores de pico máximo y mínimo de corriente a través del inductor, de manera:

$$\hat{I}_L = \bar{I}_L + 30\%, \qquad Corriente\ Máxima\ en\ el\ Inductor$$

$$\hat{I}_L = 40 + (0{,}3 * 40)$$

$$\hat{I}_L = 52\ [A],$$

$$\check{I}_L = \bar{I}_L - 30\%, \qquad Corriente\ Mínima\ en\ el\ Inductor$$

$$\check{I}_L = 40 - (0{,}3 * 40)$$

$$\check{I}_L = 28\ [A],$$

$$\Delta L = \hat{I}_L - \check{I}_L \quad \therefore$$

$$\Delta L = 52 - 28\ [A]$$

$$\Delta L = 24\ [A]$$

El máximo factor de amplificación B del convertidor se calcula utilizando la ecuación (13), siendo necesario conocer el voltaje pico de salida $\hat{V}_{AC} = 311\ V$ del voltaje eficaz $V_{RMS} = 220\ V$, y el factor de modulación escogido $M = 0{,}6$, obteniendo el factor Buck-Boost apropiado, para un $V_{FV} = 220\ V$,

$$\hat{V}_{AC} = \frac{M\hat{V}_{PN}}{2} = \frac{MB\ V_{FV}}{2},$$

$$B = \frac{2\hat{V}_{AC}}{V_{FV} * M} \quad \therefore$$

$$B = \frac{2 * 311}{220 * 0{,}6}$$

$$B = 4{,}71$$

Es necesario señalar que el panel FV puede operar bajo condiciones variables de insolación y temperatura, por lo tanto el punto MPP operativo de la celda se modificará.

Se puede variar el factor de amplificación B y ajustar el punto donde se extraiga la máxima potencia al sistema fotovoltaico. Además, si la potencia no es suficiente el factor de modulación M también se puede modificar para aumentar el voltaje a la salida del sistema.

Para una frecuencia de modulación de $10\ kHz$ usamos la ecuación (15)

$$\frac{T_0}{T} = \frac{B-1}{2B},$$

de manera que el tiempo se ST es

$$T_0 = \frac{B-1}{2B} * T$$

$$T_0 = \frac{4{,}71-1}{2*4{,}71} * (1*10^{-4})$$

$$T_0 = 39{,}38\ \mu s.$$

Mientras está transcurriendo el modo *ST* durante el tiempo T_0, se observa que $V_C = V_L = V$. Por tanto, al utilizar la ecuación (17) se obtiene

$$V_C = \frac{B+1}{2} V_{FV}$$

$$V_C = \frac{4{,}71+1}{2} * 220 \quad \therefore$$

$$V_C = 628{,}1\ [V]$$

Usando la ecuación (20), se calcula el valor de la inductancia para la red Z

$$L = \frac{V * T_0}{\Delta L}$$

$$L = \frac{628{,}1[V] * 39{,}38[\mu s]}{24[A]}$$

$$L = 1030{,}6\ \mu H \cong 1\ mH$$

Usando la ecuación (21), considerando un rizado del 3% del voltaje en el condensador, se obtiene que:

$$C = \frac{\bar{I}_L * T_0}{\Delta V_C}$$

$$C = \frac{40[A] * 39{,}38[\mu s]}{0{,}03 * 628{,}1}$$

$$C = 83{,}6\ \mu F$$

Las ecuaciones utilizadas para el análisis son aproximaciones del convertidor Z y no consideran factores como transitorios debido a conmutaciones, transitorios de resonancia, ni las resistencias de los componentes. Por esta razón aparecen oscilaciones que no se predicen en el diseño, entonces según la información obtenida en la litera

tura, (Hanif, Basu, & Gaughan, 2011), (Rajakaruna & Jayawickrama, 2010), se considera aumentar la estabilidad de voltaje a la salida del conversor mediante una capacitancia de $C \cong 1000\ \mu F$.

3.3.1. Curvas características de operación de Z-Source

3.3.1.1. Voltaje en el condensador de la Red Z

Las figuras 3.17 y 3.18 muestran las gráficas del voltaje y la corriente de los condensadores e inductancias del conversor Z respectivamente, cuando el Inversor Z conectado a la red está en funcionamiento.

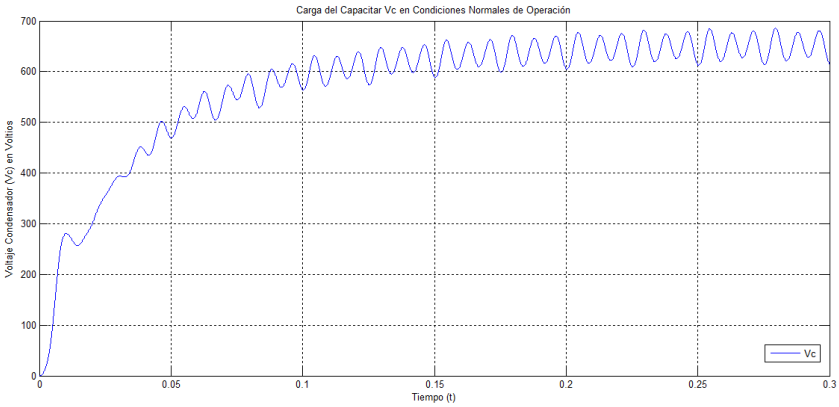


Figura 3.17. Carga de uno de los dos condensadores en el conversor Z en condiciones normales de operación.

Fuente: Los Autores.

3.3.1.2. Corriente a través condensador de la Red Z

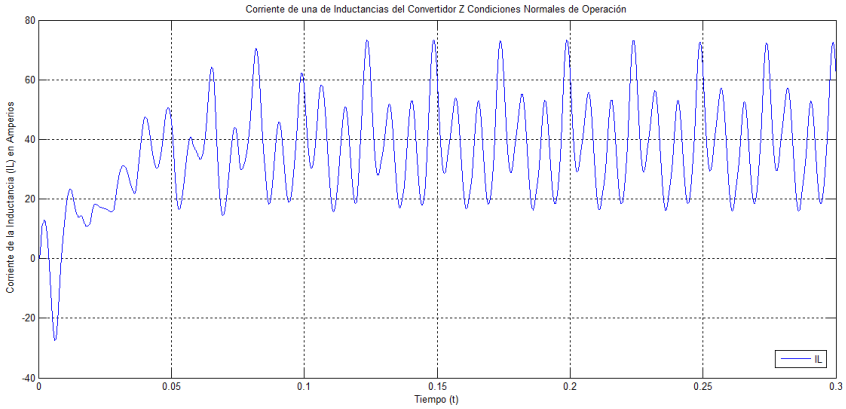


Figura 3.18. Corriente a través de una de las inductancias en el conversor Z en condiciones normales de operación.

Fuente: Los Autores.

Las gráficas obtenidas en Simulink® de Matlab®, indican que los valores de la simulación son muy aproximados a los obtenidos mediante el cálculo. Razón por la que se comprueba el correcto funcionamiento de inversor Z propuesto.

En la figura 3.19 se observa el subsistema del conversor Z en Simulink®.

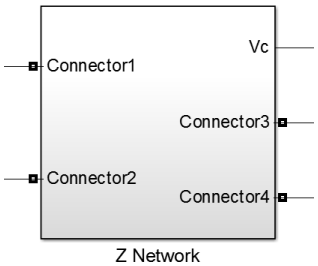


Figura 3.19. Subsistema modelando el convertidor Z.

Fuente: Los Autores.

3.4. MODULACIÓN SPWM UNIPOLAR

El sistema utiliza la modulación SPWM Unipolar, en donde dos señales de referencia sinusoidal opuestas una con respecto a la otra (desfasadas $\pi\, rad$) con amplitud de 0.6 y frecuencia de 60 Hz se comparan con una señal portadora triangular de amplitud unitaria con una frecuencia de 10 kHz. Genera una señal con un factor de modulación de amplitud $M_a = 0.6$, como muestra en la figura 3.20:

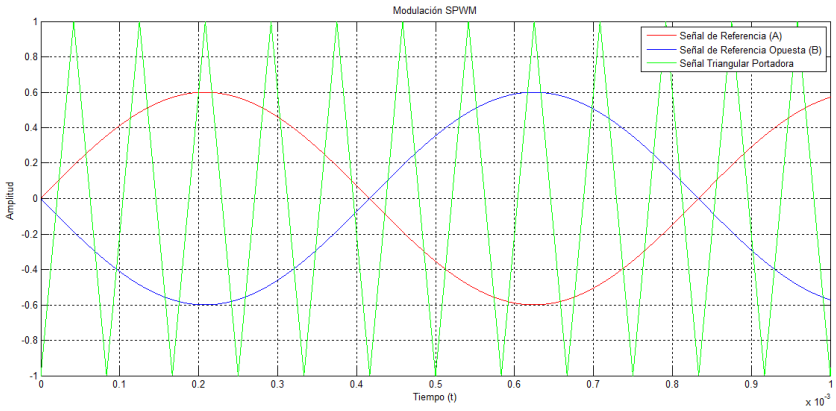


Figura 3.20. Modulación SPWM con índice de modulación $\boldsymbol{M_a = 0.6}$ y un índice de modulación de frecuencia $\boldsymbol{M_f = 10}$.

Fuente: Los Autores.

Para obtener la señal de modulación deseada se emplean comparaciones entre las señales sinusoidal de referencia y la señal portadora triangular, si la señal portadora es mayor a la senoidal, los comparadores dan a su salida una señal en "alto" y si la señal portadora es menor que la de referencia el comparador brindan a su salida una señal en "bajo" como muestra la figura 3.21

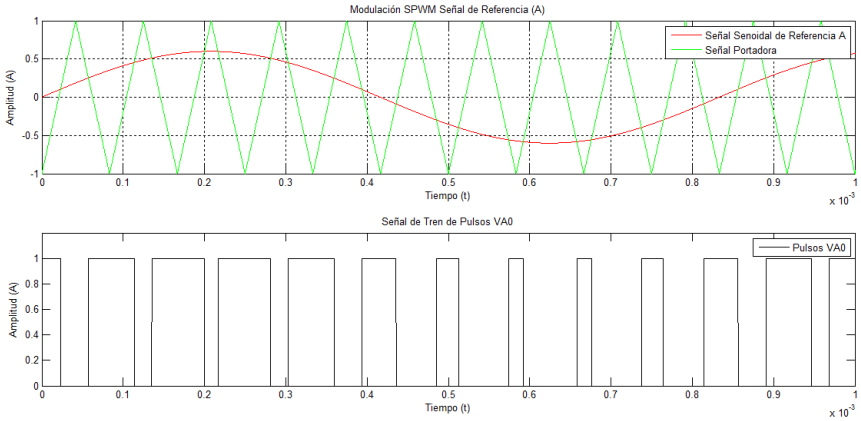


Figura 3.21. Tren de pulsos $\boldsymbol{V_{AO}}$ generado comparando la señal de referencia A y la portadora, con un factor de modulación de frecuencia $\boldsymbol{M_f}$=10.

Fuente: Los Autores.

Para el caso de la señal de referencia opuesta de la misma manera los comparadores, brindan a su salida un valor en "alto" si la portadora es menor a la referencia y "bajo" si la portadora es mayor que la señal de referencia desfasada, como describe la figura 3.22

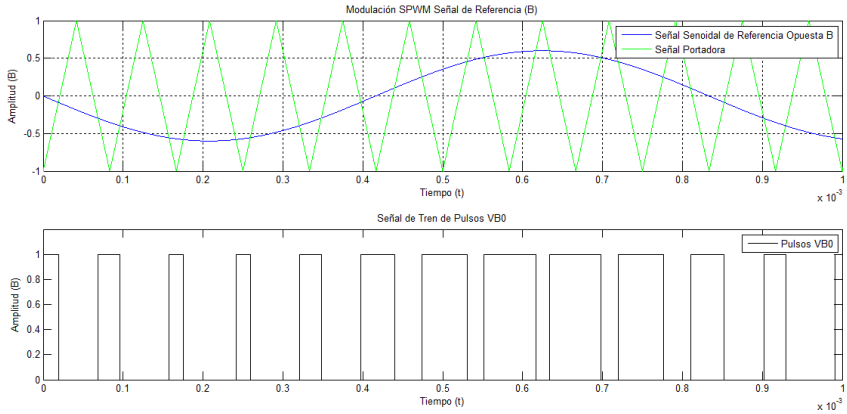


Figura 3.22. Tren de pulsos $\boldsymbol{V_{BO}}$ generado comparando entre la señal de referencia B y la portadora con un factor de modulación de frecuencia $\boldsymbol{M_f}$=10.

Fuente: Los Autores.

Las señales tren de pulsos V_{A0} y V_{B0} se inyectan en las compuertas (*Gate*) de los interruptores IGBT del puente inversor monofásico. Con el fin de calcular $V_{AB} = V_{A0}$ - V_{B0}, se cambia el signo de la señal V_{B0} multiplicándola por (*-1*) mediante operadores de Simulink® obteniendo de esta la secuencia de disparo V_{AB} de la Figura 3.23.

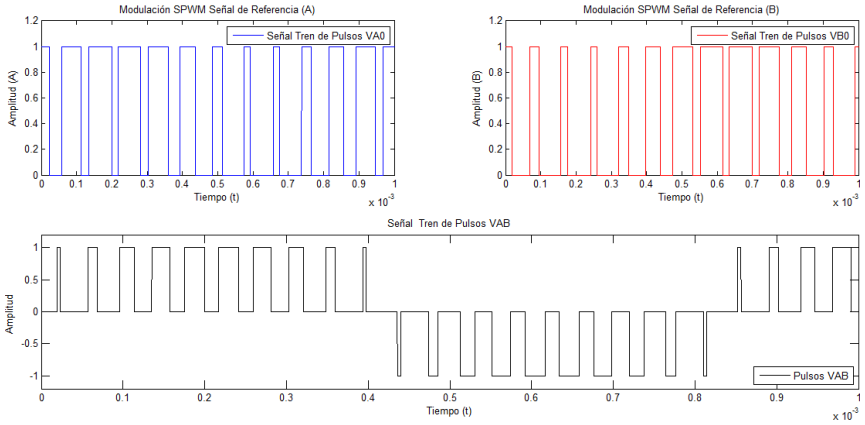


Figura 3.23. Secuencia de disparo de interruptores por tren de pulsos $\boldsymbol{V_{AB}}$ con un factor de modulación de frecuencia $\boldsymbol{M_f = 10}$.

Fuente: Los Autores.

3.5. SIMULACIÓN INVERSOR MONOFÁSICO

El inversor monofásico de puente completo, se diseñó mediante cuatro IGBT's en configuración de puente H, en cada interruptor se conecta un diodo volante, este opera como protección de las corrientes que regresan de la carga debido a efectos dinámicos

en la conmutación de los interruptores. La figura 3.24 describe la arquitectura del inversor implementado en Simulink®.

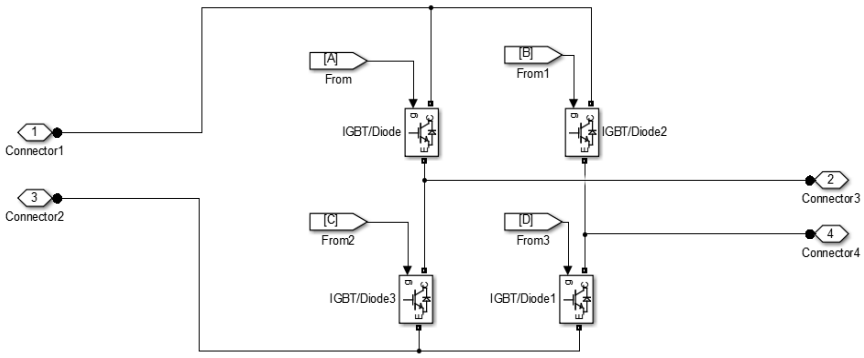


Figura 3.24. Inversor monofásico de puente completo en Simulink/Matlab®.

Fuente: Los Autores.

Este esquema utiliza un From de Simulink en cada una de las compuertas (*Gate's*) de los *IGBT´s*, el cual es el encargado de entregar los datos provenientes de la modulación PWM, que sirve para el control del conversor estático. La figura 3.25 describe la salida directa de voltaje del inversor sin filtro y la figura 3.26 describe el subsistema del inversor, los Conectores 1 y 2 son las entradas de este subsistema los cuales están conectados a la salida del conversor Z, los Conectores 3 y 4 van hacia el filtro de red L y V_P recibe la señal de referencia para el control SBC.

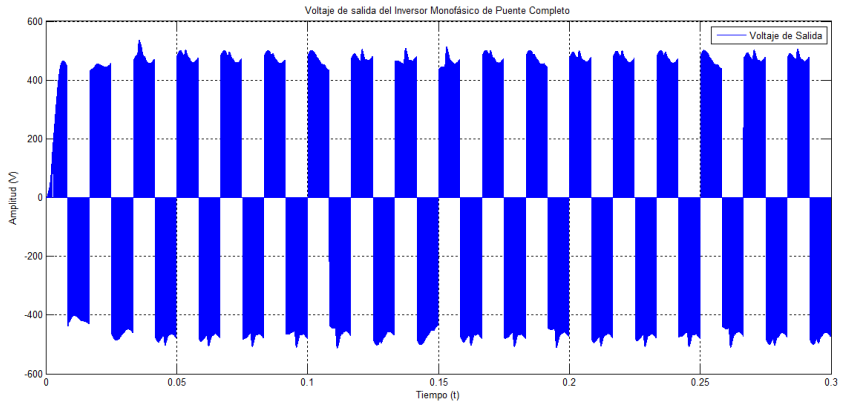


Figura 3.25. Voltaje de salida del inversor monofásico de puente completo a frecuencia modulación de 10 [kHz].

Fuente: Los Autores.

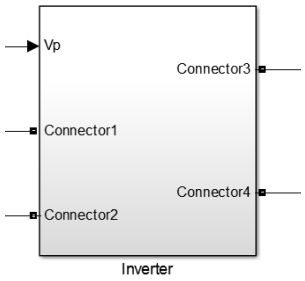


Figura 3.26. Subsistema del Inversor monofásico en Simulink/Matlab®.

Fuente: Los Autores.

3.6. ALGORITMO MAXIMUM POWER POINT TRACKING

3.6.1. Algoritmo P&O

Esta técnica es implementada en Simulink® mediante bloques que reciben las señales de salida de voltaje $V_{FV}(k)$ y corriente $I_{FV}(k)$ del panel FV, las discretizan y calcula la potencia instantánea, a partir de estas señales, cada valor discreto se almacena temporalmente en un delay, posteriormente se compara el valor actual con el valor anterior de los valores de voltaje y potencia mediante operadores que realizan una resta $\Delta P = P_{FV}(k) - P_{FV}(k-1), V(k) - V_{FV}(k-1)$ y obtienen el signo de estas variaciones.

Al obtener el signo de variación, este algoritmo incrementa o decrementa una constante predeterminada que genera el valor de referencia V_{ref} a la salida del sistema MPPT, cuando el resultado de las comparaciones entre valor actual y anterior de voltaje y potencia es cero, no existe incremento o decremento del valor de referencia, revelando que se encontró el punto máximo de potencia. El sistema descrito se muestra la figura 3.27, el diagrama de bloques que conforma este algoritmo en Simulink® se expone en el ANEXO II.

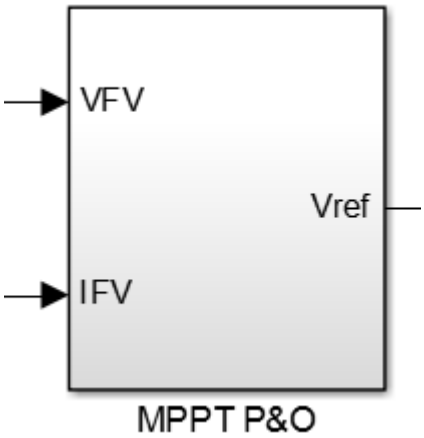


Figura 3.27 Algoritmo P&O implementado en bloques de Simulink® de Matlab.

Fuente: Los Autores.

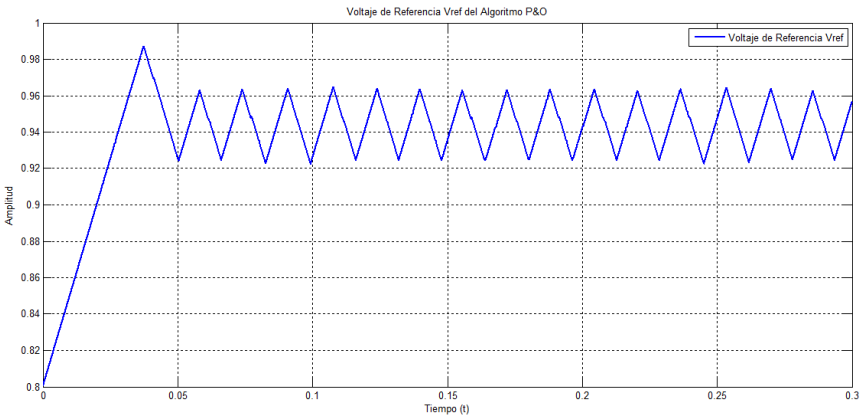


Figura 3.28. Valor de referencia V_{ref} de la salida del algoritmo P&O.

Fuente: Los Autores.

3.7. SIMULACIÓN DE MODULACIÓN SPWM MODIFICADA

3.7.1. Control de conversión SBC "Simple Boost Control"

Para realizar el control de conversión de la señal de entrada en el Inversor Z se escogió la técnica de control Simple Boost Control, debido a su sencilla implementación, adicionalmente según la literatura, esta técnica es la más adecuada para un inversor Z monofásico de puente completo (Peng & Zheng, 2003).

Como se mencionó en el Capítulo 2, este control actúa cuando la modulación SPWM del inversor está en el punto muerto o modo 2 de operación. Por lo tanto, se debe coordinar el esquema para que actúe a su debido tiempo de operación. Para lograrlo el control SBC utiliza dos señales de referencia llamadas V_p y V_n que varían según el valor de

referencia V_{ref} del algoritmo *P&O*. Con esta señal de referencia se determina el tiempo (T_0) de $\boldsymbol{ST}$ para el inversor Z, si el V_{ref} crece, significa que el sistema necesita aumentar la corriente que se extrae del panel FV, por lo que es necesario aumentar el tiempo (T_0) de $\boldsymbol{ST}$ del inversor Z, si V_{ref} decrece también lo hace el tiempo (T_0) de $\boldsymbol{ST}$ del inversor Z.

De esta manera se consigue encontrar el punto en el cual se extrae la máxima potencia del panel FV. La figura 3.29 muestra la salida de voltaje y corriente del módulo FV cuando el panel está entregando la máxima potencia a la red.

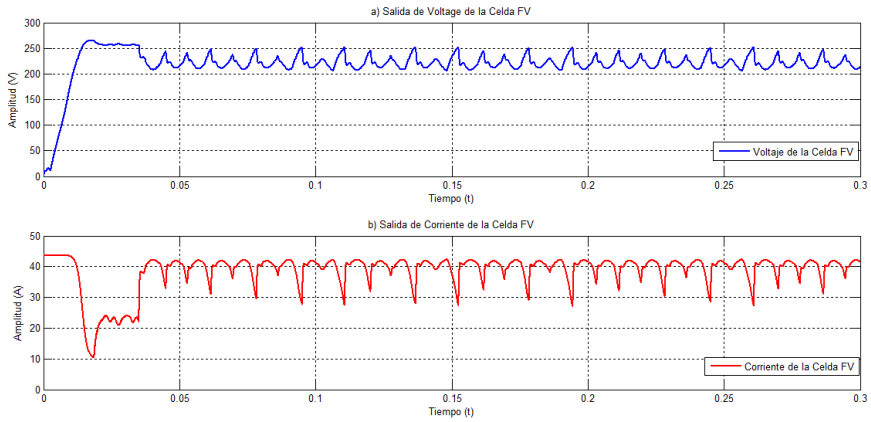


Figura 3.29. Voltaje y corriente del panel FV en el punto de máxima potencia. a) Salida de voltaje de la celda FV, b) Salida de corriente de la celda FV.

Fuente: Los Autores.

El diagrama de bloques implementando el Simulink® de la modulación SPWM modificada se expone en el ANEXO III.

3.8. SIMULACIÓN DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED CONVENCIONAL

Esta sección expone la salida del inversor Z conectado a la red eléctrica convencional del sistema fotovoltaico completo, como muestra la figura 3.30, para el acoplamiento a la red se ha considerado un filtro tipo L, obteniendo como resultado a la salida de filtro las señales de voltaje y corriente que describe la figura 3.31.

La red eléctrica convencional esta modelada mediante una fuente de tensión fija de 220 V y 60 Hz, el inversor genera un voltaje superior al de la red permitiendo inyectar a esta

la corriente máxima que puede extraerse del panel fotovoltaico en su punto de máxima potencia.

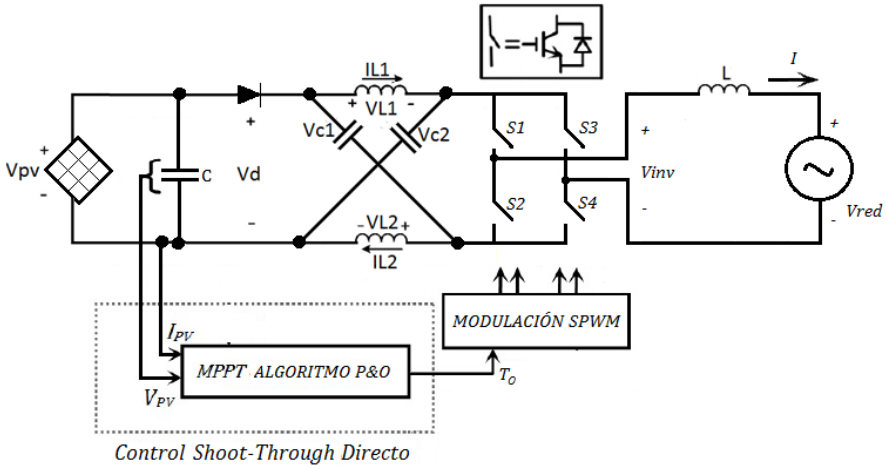


Figura 3.30. Inversor Z fotovoltaico conectado a la red eléctrica convencional.

Fuente: (Thangaprakash, 2012).

Las señales de voltaje y corriente que muestra la figura 3.31, pasan a través de un filtro L, este tipo de filtro tiene una atenuación de 20 dB/dec, el circuito atenúa las señales de frecuencias no deseadas, permite conectar el inversor Z con la red eléctrica convencional e inyectar una señal de bajo contenido armónico y con calidad adecuada. Utilizando la ecuación (7) se obtiene que el rendimiento del inversor Z es de 0.965.

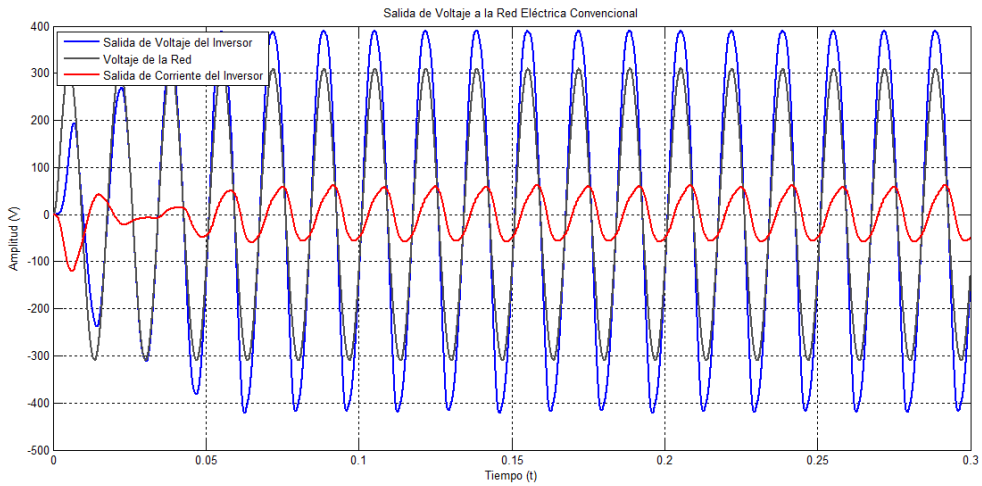


Figura 3.31. Voltaje y corriente de salida del inversor Z inyectada a la red eléctrica convencional.

Fuente: Los Autores.

El diagrama de bode del filtro tipo L se muestra en la figura 3.32

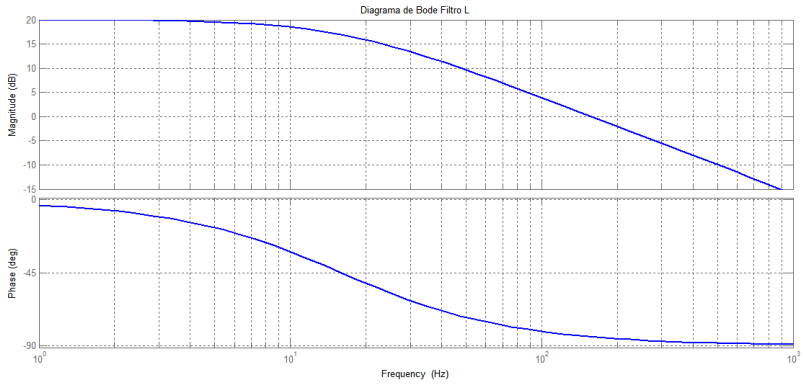


Figura 3.32. Diagrama de Bode del filtro pasivo L.

Fuente: Los Autores.

El contenido armónico obtenido mediante el cálculo del THD y de la transformada de Fourier aplicada a la señal de salida del inversor se muestra en la figura 3.33 y 3.34. El factor de distorsión armónica se obtuvo mediante la función Powergui de Simulink® "FFT Analysis".

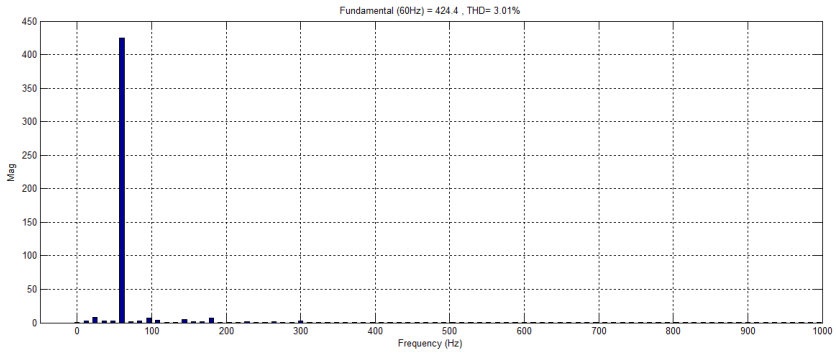


Figura 3.33. Análisis de Fourier del Voltaje de Salida del Inversor Z.

Fuente: Los Autores.

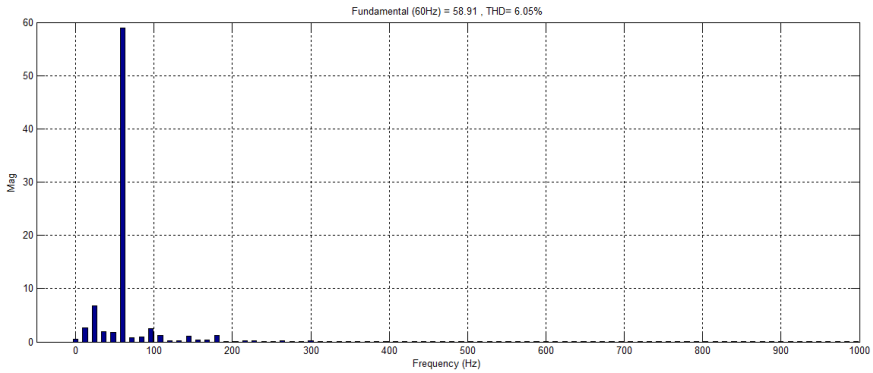


Figura 3.34. Análisis de Fourier de la corriente de salida del inversor Z.

Fuente: Los Autores.

La transformada de Fourier y el cálculo del factor de distorsión armónica del inversor a la red eléctrica convencional, indica que el inversor está dentro de los parámetros que imponen las normas de contenido armónico internacional que es un máximo del 5% para el caso del THD de voltaje y el 15% para el caso del THD de Corriente.

3.9. PRUEBA DE TOLERANCIA A FALLOS

Al aparecer un corto circuito durante la conmutación del inversor o en la carga, en un inversor "VSI" convencional se produce una variación brusca de corriente respecto al tiempo d_i/d_t , que produce una fuerte fatiga del equipo inversor o una destrucción del sistema, como muestra la figura 3.35 para un cortocircuito con un tiempo de falla $t_f = 0.016\ s$, igual a un ciclo de la frecuencia fundamental 60 Hz.

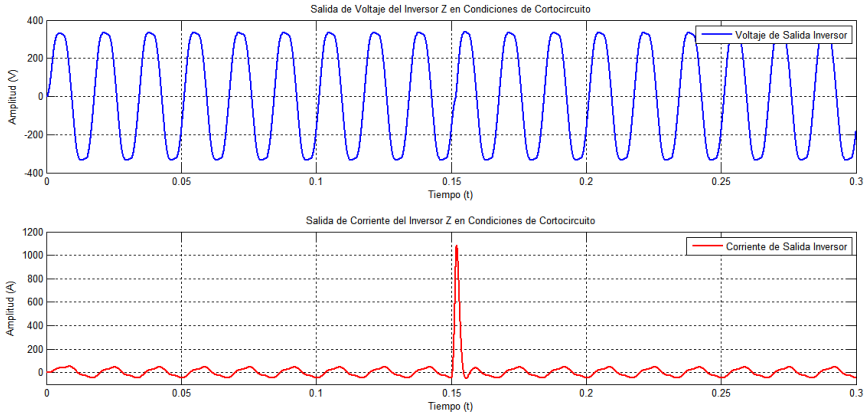


Figura 3.35. Inversor de voltaje convencional "VSI" en condiciones de cortocircuito.

Fuente: Los Autores.

Como consecuencia se genera una corriente de corto circuito muy elevada en poco tiempo que pasa inadvertido por las protecciones provocando en el mejor de los casos sobre esfuerzos en los componentes o lo que pasa comúnmente la destrucción total del sistema poniendo en gran riesgo al sistema fotovoltaico y la carga.

Con el Inversor Z de la figura 3.36 expone claramente, que para un mismo tiempo de falla la red Z atenúa en gran medida la variación d_i/d_t del sistema esta característica permite al sistema seguir funcionando normalmente después de haber ocurrido la contingencia lo que no ocurre en el caso de un inversor convencional, aumentado la fiabilidad del sistema.

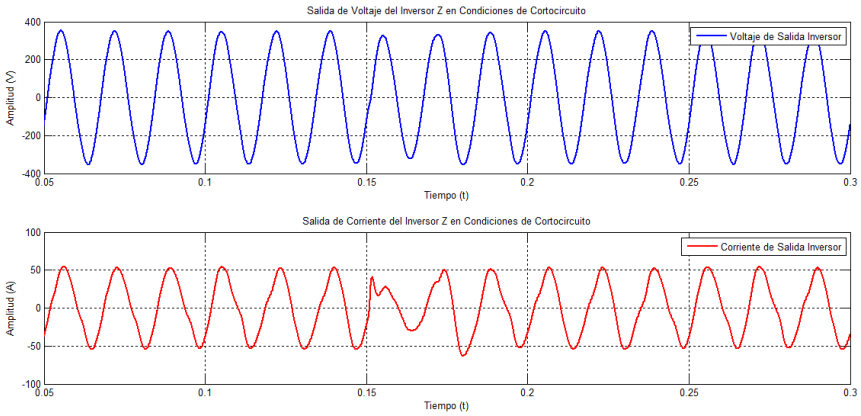


Figura 3.36. Salida de corriente y voltaje del inversor Z en condiciones de cortocircuito.

Fuente: Los Autores.

CAPITULO 4

ANÁLISIS ECONÓMICO Y PLAN DE NEGOCIO

Con la finalidad de realizar la evaluación económica de la construcción del inversor Z, se plantea un análisis presupuestario que determina la aproximación de los costos asociados a la producción local de esta alternativa, para esto es necesario realizar un plan de negocio, el cual se basa en la creación de una empresa dedicada a la fabricación de los inversores, este estudio determina los parámetros esenciales para determinar la inversión inicial y los gastos contemplados para la construcción del inversor, teniendo en cuenta que el estudio de factibilidad que se debe realizar antes de la construcción del prototipo podría tener una aproximación desde el $\pm 15\%$ hasta un $\pm 25\%$ del costo real (Minister of Natural Resources Canada , 2006).

La creación de una empresa para producir inversores Z es necesaria para estimar el precio de construcción y precio de venta en el mercado de esta alternativa, también es una propuesta para impulsar la industria y la tecnología en el país ya que esta tecnología es nueva y no está desarrollada en el Ecuador, gozaría de preferencia en el mercado nacional por el apoyo que se da a la innovación de productos locales, por tal razón se analiza la posibilidad de producir estos dispositivos a gran escala, con el objetivo de obtener un producto competitivo para el mercado internacional.

Para evaluar el diseño del inversor Z propuesto se realiza un análisis comparativo en el software RETScreen® en donde se expone la rentabilidad y factibilidad que tendría implementar este equipo a lo largo del tiempo.

A continuación se realizará una revisión de los aspectos y parámetros a tener en cuenta en un análisis económico y planificación negocios.

4.1. DESARROLLO DEL PLAN DE NEGOCIO

Para la creación de una empresa dedicada al ensamblaje y comercialización de inversores fotovoltaicos, se debe plantear un estudio o plan de negocio que pretenda limitar y evitar pérdidas económicas que puedan presentarse cuando el proyecto esté en operación. De manera que este estudio puede llegar a ser un referente para solicitar créditos a entidades financieras (Longenercher & Moore, 2007), (Lasso M.B. & Gordon P., 2009), a

continuación se muestra cada uno de los aspectos importantes que se deben tomar en cuenta a la hora de emprender un proyecto empresarial.

4.1.1. Instalaciones y ubicación

Un punto inicial o de partida para la implementación de la empresa es la ubicación de las instalaciones de la misma, en la cual se debe tener una área destinada para el trabajo de ensamblaje de los inversores, un almacén para los equipamientos y materiales adquiridos, y finalmente un departamento dedicado a la comercialización y administración(oficinas), de manera que se puede prever un lugar preferentemente ubicado en un polígono industrial que cuente con parqueaderos y un local con un dimensión de 180m2 aproximadamente, el cual va a ser necesario para despacho, movilidad y favorable desempeño del personal en sus labores (Consejería de Empleo Empresa y Comercio, 2015).

4.1.2. Distribución de las instalaciones:

El departamento o instalaciones se pueden asignar como se observa en el cuadro 4.1.

Cuadro 4.1. Distribución de las instalaciones.

Zona de Recepción

Servicios Higiénicos

Parqueaderos

Despacho para los principales administrativos

- Gerente
- Ingenieros técnicos
- Administrativo

Área de producción

- Almacén de dispositivos solicitados a los proveedores
- Área de ensamblaje
- Empaquetamiento y despacho

Fuente: Los Autores.

4.1.3. Acondicionamiento Local

Estos costos dependerán del estado inicial del local pero en el mismo se incluirá costes de la licencia de obra, la obra y los costes del proyecto. Estos costes pueden rondar los

4,000.00 USD (IVA incluido) aunque esta cifra varía mucho en función del estado en el que se encuentre el local (Consejería de Empleo Empresa y Comercio, 2015).

4.1.4. Mobiliario

En cuanto a la mobiliaria que la empresa debe tener, estará enfocado a las necesidades de cada trabajador o empleado para el correcto desempeño de sus labores diarias, en el Cuadro 4.2 se puede observar la mobiliaria relevante (Consejería de Empleo Empresa y Comercio, 2015):

Cuadro 4.2. Mobiliario.

Mobiliario
• Mesas y sillas de trabajo para el gerente, ingeniero y administrativo • Armarios para cada despacho • Sillas y mesas para la obra • Muebles de recepción • Estanterías para el almacén • Lámparas
Costo Aprox = USD 2,000.00

Fuente: (Consejería de Empleo Empresa y Comercio, 2015).

4.1.5. Equipo informático

Para este tipo de negocio es recomendable disponer de herramientas informáticas tales como internet, software, impresora, etc. Además, también se considera aquí la compra de una fotocopiadora. Todos estos equipos son de gran utilidad para el desarrollo de las actividades (Consejería de Empleo Empresa y Comercio, 2015).

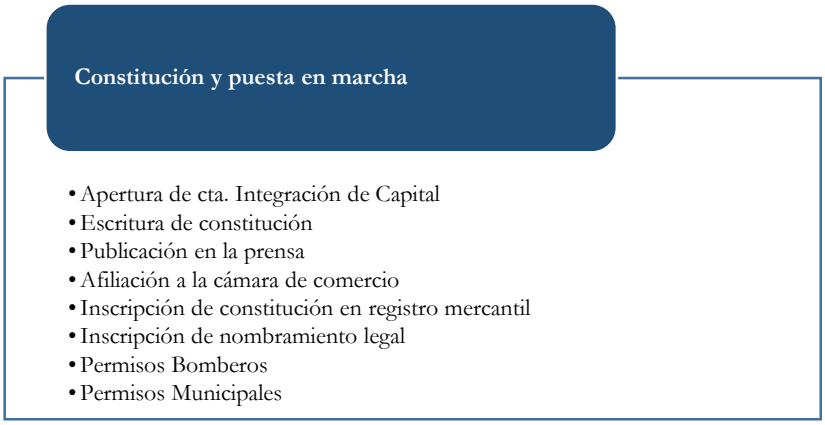
Cuadro 4.3. Costo equipo informático.

Fuente: Los Autores.

4.1.6. Constitución y puesta en marcha

En este apartado se consideran las principales directrices para la constitución y operación del negocio o empresa, (Agama C.A. , 2008), (Consejería de Empleo Empresa y Comercio, 2015):

Cuadro 4.4. Constitución y puesta en marcha.



Fuente: (Agama C.A. , 2008), (Consejería de Empleo Empresa y Comercio, 2015)

4.1.7. Puesta en operación y fondo de maniobra

A la hora de estimar el fondo de maniobra se ha considerado una cantidad suficiente para hacer frente a los pagos mensuales y en el 1er año:

Tabla 4.1.1. Gatos de Puesta en Operación.

Denominación	Mensual		TOTAL
	PROD.	VENTAS	
Arrendamiento	$ 150.00	$ 50.00	$ 200.00
Internet	$ 30.00	$ 30.00	$ 60.00
Servicios Básicos	$ 70.00	$ 70.00	$ 140.00
Seguros	$ 33.00	$ 33.00	$ 66.00
Transporte		$ 30.00	$ 30.00
Depreciación de equipos	$ 36.11	$ 127.77	$ 163.88
Material Oficina	$ 25.00	$ 25.00	$ 50.00
Gastos varios	$ -	$ 1,500.00	$ 1,500.00
serv. Prof.		$ 1,400.00	$ 1,400.00

Fuente: (Agama C.A. , 2008), (Consejería de Empleo Empresa y Comercio, 2015).

Esta cuantía es muy variable de un caso a otro pues dependerá del coste del proyecto técnico, etc. además aumentará en el caso de que se decida crear una sociedad.

4.1.8. Herramientas de trabajo

El equipo de trabajo estará conformado por los socios fundadores para los cuales se contará con una caja de herramientas y de una variedad de accesorios necesarios para el ensamblaje de los inversores. El coste de estos elementos es aproximadamente de 500.00 USD (IVA incluido).

4.1.9. Alquiler:

Para este negocio es necesario contar con un local de, al menos, 180m^2. El precio aproximado para un local de estas dimensiones, es de unos 150.00 USD mensuales. (Agama C.A. , 2008), (Consejería de Empleo Empresa y Comercio, 2015).

4.1.10. Servicios básicos y otros gastos:

Aquí se consideran los gastos relativos a suministros tales como: luz, agua, teléfono... También se incluyen servicios y otros gastos (limpieza, consumo de bolsas, material de

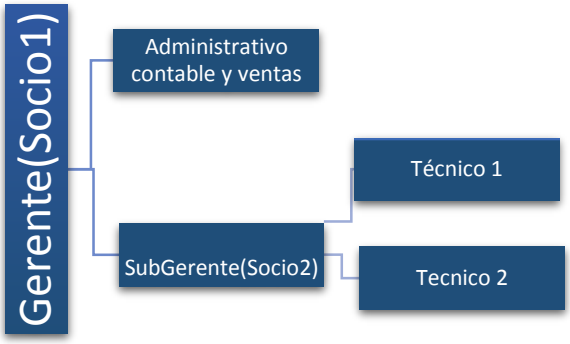
oficina, etc.). Estos gastos se estiman en unos 100.00 USD mensuales. (Agama C.A. , 2008), (Consejería de Empleo Empresa y Comercio, 2015).

4.1.11. Gastos comerciales:

Para dar a conocer el negocio y atraer a clientes, tendremos que soportar ciertos gastos comerciales y de publicidad de unos 120.00 USD mensuales. (Agama C.A. , 2008), (Consejería de Empleo Empresa y Comercio, 2015).

4.1.12. Jerarquía personal:

Cuadro 4.5. Personal



Fuente: Los Autores.

4.1.13. Inversión total inicial

El monto de inversión inicial será utilizado en varios componentes necesarios para establecer el negocio, y cuando comience a desarrollar sus operaciones, esta inversión puede provenir de dos fuentes de financiamiento ya sea de financiamiento externo como del capital aportado por los socios y se destinará y distribuirá en la Inversión Proyectada a 10 años plazo con un interés del 8% anual (taza de interés basada en promedio de cobro de intereses para inversiones). En el ANEXO IV se puede observar la tabla correspondiente a la amortización de la inversión.

4.1.14. Previsión de ingresos

El factor más importante a la hora de establecer el precio final del producto es el coste de los equipamientos que nos proporcionan los proveedores o fabricantes. Dependiendo de las características y variedad de los productos/servicios, pueden surgir múltiples

precios, en función de las especificaciones técnicas de cada equipo. (Consejería de Empleo Empresa y Comercio, 2015).

4.2. ANÁLISIS PRESUPUESTARIO DE INGRESOS, COSTOS Y RESULTADOS

El análisis presupuestario es una herramienta de gestión cuya finalidad es determinar si la empresa genera rentas y cubre de forma eficiente sus costos, en otros términos se lo denomina como la medida de rentabilidad de una empresa para el primer año de operaciones de acuerdo a los ingresos presupuestados y gastos implícitos en la misma (Muñiz, L., & Gonzalez, L. M., 2009), (Welsch, G. A. , 2005).

El presupuesto del resultado de operación del primer año y los costos de producción vendida denominados plan de producción dependen de tres elementos importantes.

- Materia prima directa.
- Mano de obra directa.
- Costos indirectos de fabricación.

4.2.1. Materia prima directa

La materia prima hace referencia a elementos o componentes sometidos a una transformación, dando como resultado productos entregables o terminados, esto puede ser mediante maquinaria o mano de obra. (Welsch, G. A. , 2005).

4.2.1.1. Costos FOB de la materia prima

La empresa se dedicará al ensamblaje y comercialización de inversores para sistemas fotovoltaicos conectados a la red, para esto la tecnología o diseño de este tipo de equipos de conversión será de nacionalidad ecuatoriana, basado en el modelo y simulación desarrollada. Antes de establecer el proyecto a futuro se debe previamente someterlo a pruebas en laboratorios con el fin de obtener un producto de calidad a nivel nacional e internacional.

Para la fabricación de los inversores es necesario obtener el precio unitario de los componentes o materia prima para la producción de las unidades necesarias según el capital y la demanda que se pueda tener. En la tabla 4.2.1 se pueden observar los costos de cada uno de los dispositivos que conforman un inversor Z-Source, estos datos son

obtenidos directamente de los proveedores o fabricantes y se ha enlistado la materia prima disponible en el mercado internacional con las características que el equipo requiere.

Tabla 4.2.1. Costos de dispositivos para un inversor Z.

Descripción	Número de parte	Precio x1 ($)	Precio x1200 ($)	U/ producto	FOB
Condensador bus CC	400LSQ6800MNB77X151	$ 77.50	$ 58.12	2.00	$ 16.24
Condensador red Z	382LX102M400A082	$ 10.60	$ 6.62	2.00	$ 3.24
Inductor red Z	HA55L-4523500LF	$ 0.15	$ 0.15	2.00	$ 0.30
Puente H	APTGT75A60T1G	$ 50.18	$ 34.71	2.00	$ 69.42
Sensor aislado tensión	LV 20-P	$ 42.35	$ 25.60	2.00	$ 51.20
Sensor aislado corriente	LA 55-P	$ 24.86	$ 15.03	2.00	$ 30.06
PCB circuito de sensado y control	(Diseño propio) Tarjeta 4 capas con dimensiones estimadas de 10x15cm	$ 215.00	$ 16.50	1.00	$ 16.50
PCB drivers	(Diseño propio) Tarjeta 2 capas con dimensiones estimadas de 5x7cm	$ 119.00	$ 4.40	1.00	$ 4.40
Borneras entradas CC y CA	16021-2	$ 58.79	$ 50.38	2.00	$ 100.76
Breakers CC y CA	EA1-B0-24-810-32C-DC	$ 58.22	$ 58.22	2.00	$ 116.44
Fusibles CC y CA	C22G125	$ 29.03	$ 29.03	2.00	$ 58.06
Fuente alimentación circuitería	VSK-S10-12UA	$ 20.13	$ 16.28	1.00	$ 16.28
Case Aluminio	YGS-028	$ 35.00	$ 21.10	1.00	$ 21.10
			Total		**$ 1,092.48**

Fuente: (Digi-Key Electronics, 1995-2015), **(**SIERRA CIRCUITS**, 2015)**, (Yonggu, Foshan Nanhai, 2015).

El costo total de los materiales necesarios para producir una unidad de conversión (Inversor Z Source) es de aproximadamente $1,092.48, este valor se lo denomina FOB y representa el precio que ofrece los proveedores al borde del barco es decir que los materiales llegaran al puerto de envió. En el ANEXO V se puede observar los costos de uno de los proveedores online.

4.2.2. Costo del inversor Z

En la tabla 4.2.2 se puede observar el número de unidades a producir y el precio FOB que brindan los proveedores según el número de materiales requeridos para la producción de 1 a 1,200 inversores.

Tabla 4.2.2. Costos de Inversores por unidad producida.

Producción unidades	Precio(USD)
1	**1,092.48**
10	**880.63**
100	**714.23**
1,200	**614.00**

Fuente: (Digi-Key Electronics, 1995-2015), (Yonggu, Foshan Nanhai, 2015), (SIERRA CIRCUITS, 2015).

Como se revisó en las Tablas 4.2.1 y 4.2.2 el inversor tiene un costo de 1,092.48 dólares si se realiza el pedido de materiales para producir una sola unidad, se puede en observar en la figura 4.1 que al realizar un pedido masivo de los componentes para la fabricación de un estimado de 1,200 unidades, se tiene una reducción significativa en el costo de adquisición de componentes a un precio aproximado de 614.00 dólares por fabricación de una unidad inversora, por lo que se prevé comprar los componentes en masa para abaratar costos y obtener ganancias. Se debe acotar que los valores de los costos obtenidos son los de adquisición del producto en precio FOB. Es por ello que comenzar la actividad se vio la necesidad de adquirir y almacenar los materiales necesarios para la implementación de 1,200 unidades, para poder así atender la posible demanda de clientes durante un año.

En la figura 4.1, se observa mediante una curva representativa, la tasa de reducción de costos asociados a la adquisición de componentes para la producción de unidades inversoras.

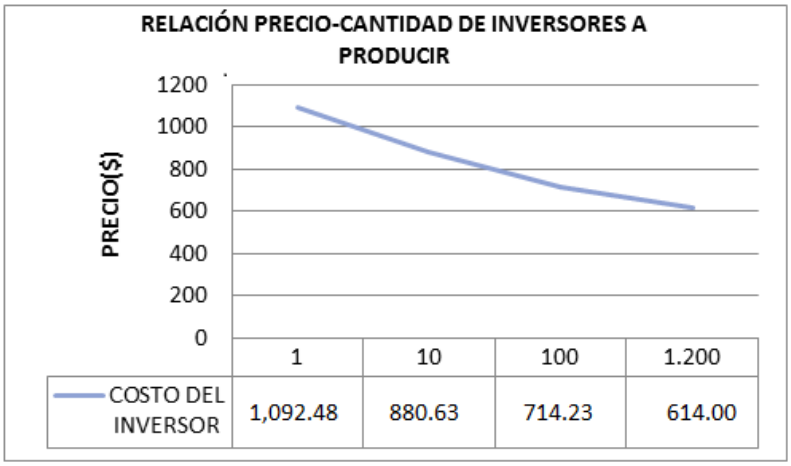


Figura 4.1. Grafica de la Variación de Costos por número de componentes necesarios para producir el Inversores Z.

Fuente: Los Autores.

A continuación se detallará cada uno de los dispositivos necesarios para la producción de los inversores conjuntamente con sus precios FOB.

Costos de adquisición de un condensador para la barra de CC

En la Tabla 4.2.3 se puede observar un análisis de los costos de un condensador para la barra de corriente continua, teniendo en consideración el precio por unidad, el cual se ha obtenido pensando en la adquisición de 1,000 unidades,. De esta manera se puede observar una importante reducción en los costos que representaría la adquisición de este dispositivo en gran escala.

Figura 4.2. Condensador para la barra de CC.

Fuente: (Digi-Key Electronics, 1995-2015).

En el caso de solicitar una cantidad aproximada de 1,000 de estos dispositivos visto en la Tabla4.2.3 se obtiene un precio extendido de $50,282.40 de manera que los costos por unidad decrecen a $50.28, siendo este análisis de suma importancia a la hora de determinar el número de dispositivos que se deben solicitar según la inversión y capital inicial del proyecto a emprender. Este caso es para la producción de 1000 unidades, pero según

la investigación de costos realizada al solicitar 1,200 condensadores, los costos no varían significantemente por ende se optó por la producción de 1,200 unidades.

Tabla 4.2.3. Costos del Condensador para la barra de CC.

CANTIDAD	Unit. (USD)	Precio extendido(USD)
1	67.04	67.04
10	62.85	628.53
50	56.56	2,828.39
100	54.47	5,447.26
250	53.42	13,356.26
500	52.37	26,188.75
1,000	50.28	50,282.40

Fuente: (Digi-Key Electronics, 1995-2015).

En la figura 4.3 se muestra como varia la relación precio-cantidad de producción y en los puntos siguientes se presenta la variación de los precios de los componentes de mayor relevancia analizados desde el mismo punto de vista realizado en este apartado.

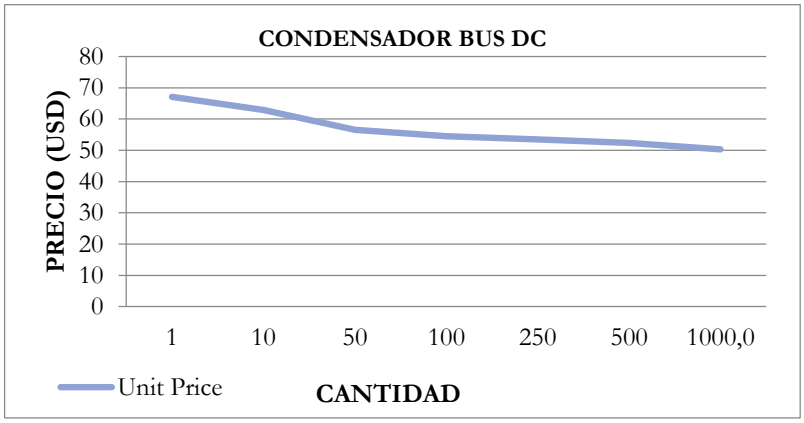


Figura 4.3. Grafica de variación de costos por número de producción.

Fuente: (Digi-Key Electronics, 1995-2015).

Costos de adquisición del condensador red Z

Para el condensador utilizado en la Red Z se tienen los costos por unidad adquirida tomados del catálogo digital Digi-Key Electronics (ANEXO V):

Tabla 4.2.4. Condensador Red Z.

CANTIDAD	Unit (USD)	Precio ext.(USD)
1	10.6	10.6
10	10.07	100.7
100	7.95	795
250	7.42	1,855.00
500	7.049	3,524.50
1,000	6.625	6,625.00
5,000	6.36	31,800.00

Fuente: (Digi-Key Electronics, 1995-2015).

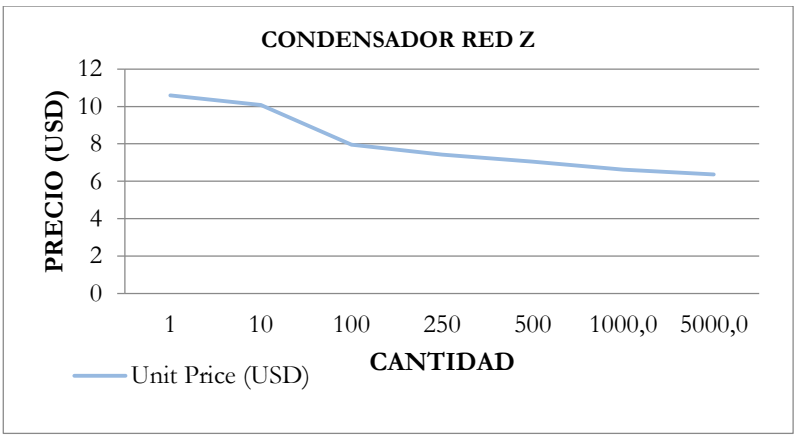


Figura 4.4. Grafica de los Costos por unidad del condensador Red Z.

Fuente: (Digi-Key Electronics, 1995-2015).

Costos de adquisición de dispositivo Puente H

El análisis es el mismo de los apartados anteriores, para la adquisición del puente H se presentan los valores de precio-cantidad de producción en tabla 4.2.5 y figura 4,6.

Figura 4.5. Puente H.

Fuente: (Digi-Key Electronics, 1995-2015).

Tabla 4.2.5 Costos de adquisición de dispositivo Puente H.

CANTIDAD	Unit. (USD)	Precio Ext (USD)
1	50.18	50.18
10	46.92	469.21
50	43.39	2,169.74
100	40.68	4,068.27
250	37.97	9,492.63
500	36.07	18,036.00
1,000	34.71	34,715.90
2,500	33.63	84,077.58
5,000	32.54	162,730.80

Fuente: (Digi-Key Electronics, 1995-2015).

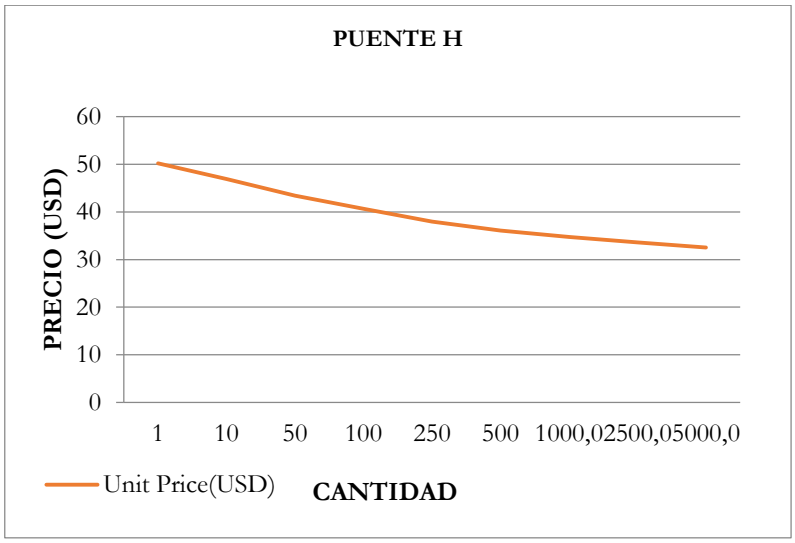


Figura 4.6. Variación de los costos de adquisición de dispositivo Puente H.

Fuente: (Digi-Key Electronics, 1995-2015).

Sensor aislado de tensión

Los costos de adquisición del sensor aislado de tensión se presentan en la tabla 4.2.6.

Figura 4.7. Sensor aislado tensión.

Fuente: (Digi-Key Electronics, 1995-2015).

Tabla 4.2.6 Costos del Condensador sensor aislado tensión.

CANTIDAD	Unit. (USD)	Precio Ext(USD)
1	42.35	42.35
5	40.42	202.13
10	36.57	365.75
25	33.68	842.19
50	29.83	1,491.88
100	28.87	2,887.50
250	27.92	6,978.13
500	26.95	13,475.00
1,000	25.60	25,602.50

Fuente: (Digi-Key Electronics, 1995-2015).

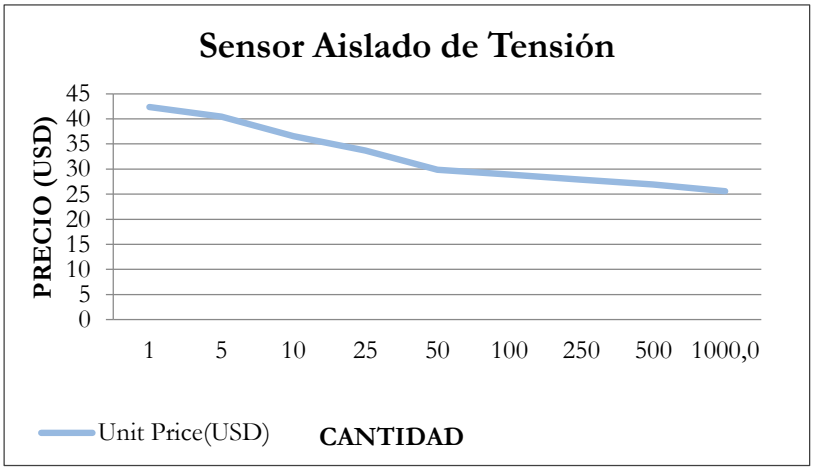


Figura 4.8. Variación de Costos del Sensor aislado tensión.

Fuente: (Digi-Key Electronics, 1995-2015).

Sensor aislado de corriente

La disposición física, los costos de adquisición y grafica de variación de precio- cantidad de producción del sensor aislado de corriente se muestran en la figura 4.9, tabla 4.2.7 y figura 4.10 respectivamente.

Figura 4.9. Sensor aislado de corriente.

Fuente: (Digi-Key Electronics, 1995-2015).

Tabla 4.2.7 Costos por unidad del Sensor aislado de corriente.

CANTIDAD	Unit. (USD)	Precio Ext(USD)
1	24.86	24.86
5	23.73	118.65
10	21.47	214.7
25	19.77	494.38
50	17.51	875.75
100	16.95	1,695.00
250	16.38	4,096.25
500	15.82	7,910.00
1,000	15.02	15,029.00

Fuente: (Digi-Key Electronics, 1995-2015).

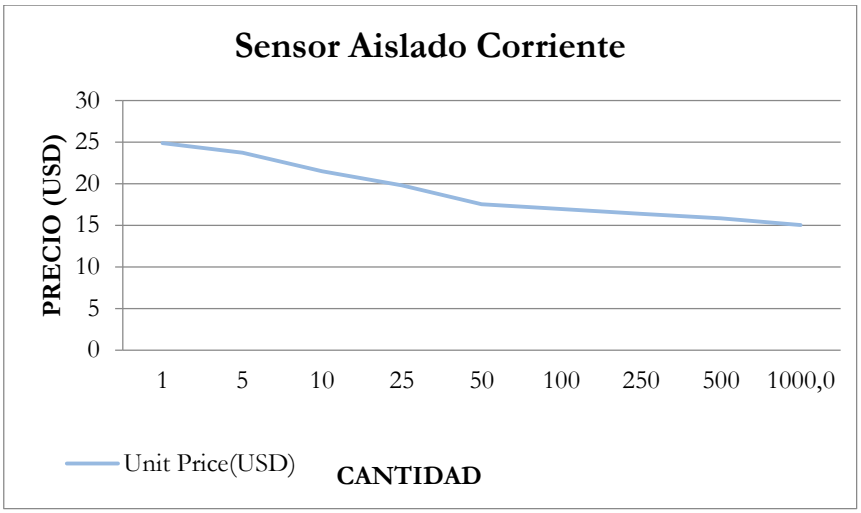


Figura 4.10. Variación de Costos por unidad del Sensor aislado de corriente.

Fuente: (Digi-Key Electronics, 1995-2015).

Placas de circuito impreso "PCB's" de sensado/control y de los Drivers

Los circuitos de sensado, control y drivers serán diseñados en la empresa y desarrollados por empresas encargadas del montaje y venta de PCB's por pedido. Se solicitó a los proveedores (SIERRA CIRCUITS, 2015) placas que cuentan con Tarjetas 4 capas y dimensiones estimadas de 10x15cm y Tarjetas 2 capas con dimensiones estimadas de 5x7cm para las PCB Drivers.

Breakers y Fusibles CC y CA

Para estos dispositivos se obtuvo los costos del proveedor (Digi-Key Electronics, 1995-2015) con los precios mostrados en la tabla 4.2.1.

Case Aluminio

El case o gabinete necesario para el inversor Z se lo reviso en el catálogo virtual (Yonggu, Foshan Nanhai, 2015) siendo uno de los más accesibles económicamente con la calidad requerida.

Figura 4.11. Case de Aluminio modelo YGS-028.

Fuente: (Yonggu, Foshan Nanhai, 2015).

4.2.2.1. Rubros por Importación

Transportes y seguros

Tabla 4.2.8. Costo Fletes y Seguro.

Descripción	Peso Gr	Flete	Seguro
Condensador bus DC	100.00	$ 2.50	$ 1.40
Condensador red Z	50.00	$ 1.95	$ 0.70
Inductor red Z	10.00	$ 0.39	$ 0.14
Puente H	1,632.90	$ 63.65	$ 22.86
Sensor aislado tensión	90.00	$ 3.51	$ 1.26
Sensor aislado corriente	15.00	$ 0.58	$ 0.21
PCB circuito de sens. y ctrl.	70.00	$ 1.36	$ 0.49
PCB drivers	70.00	$ 1.36	$ 0.49
Borneras entradas CCy CA	50.00	$ 1.95	$ 0.70
Breakers DC y AC	80.00	$ 3.12	$ 1.12
Fusibles DC y AC	30.00	$ 1.17	$ 0.42
Fuente alimentación	20.00	$ 0.39	$ 0.14
Case Aluminio	4,540.00	$ 88.48	$ 31.78

Fuente: (Hapag-lloyd), (World freigh trates, 2013), (Digi-Key Electronics, 1995-2015).

La tabla 4.2.8 muestra los rubros de seguros y fletes o transporte de la materia prima. De acuerdo a los términos de envió, se eligió empresas de transporte vía marítima mediante contenedores, debido a que el pedido de materiales es considerable.

Para determinar estos costos de envió se tiene en cuenta las dimensiones y el peso de cada uno de los componentes, esta información fue recopilada de los recursos web de los proveedores y de empresas que cotizan los gastos de transporte según el producto. Estos son rubros que se adjuntan al valor de la mercadería por la importación (Hapag-lloyd), (World freigh trates, 2013), (Digi-Key Electronics, 1995-2015).

Impuestos de aduanas

Los términos tributarios generales que la aduana solicita a tener en consideración para importaciones son: el fodibfa, Advalorem (salvaguarda), IVA 12% los cuales se presentan en la tabla 4.2.9.

Tabla 4.2.9. Impuestos Aduanas.

B. IMP. ADUANERA	fodibfa	advalorem-salvaguarda	SUBTOTAL ANTES DE ICE	SUBTOTAL ANTES DE IVA	IVA	AGENTES DE ADUANAS	COSTO MERCADERIA EN ECUADOR
$ 120.14	$ 0.60	$ 48.06	$ 168.79	$ 168.79	$ 20.26	$ 1.89	$ 190.94
$ 15.89	$ 0.08	$ 6.36	$ 22.32	$ 22.32	$ 2.68	$ 0.25	$ 25.25
$ 0.83	$ 0.00	$ 0.33	$ 1.16	$ 1.16	$ 0.14	$ 0.01	$ 1.32
$ 155.93	$ 0.78	$ 62.37	$ 219.08	$ 219.08	$ 26.29	$ 2.45	$ 247.83
$ 55.97	$ 0.28	$ 22.39	$ 78.64	$ 78.64	$ 9.44	$ 0.88	$ 88.95
$ 30.85	$ 0.15	$ 12.34	$ 43.35	$ 43.35	$ 5.20	$ 0.49	$ 49.04
$ 18.35	$ 0.09	$ 7.34	$ 25.79	$ 25.79	$ 3.09	$ 0.29	$ 29.17
$ 6.25	$ 0.03	$ 2.50	$ 8.79	$ 8.79	$ 1.05	$ 0.10	$ 9.94
$ 103.41	$ 0.52	$ 41.36	$ 145.29	$ 145.29	$ 17.43	$ 1.63	$ 164.35
$ 120.68	$ 0.60	$ 48.27	$ 169.55	$ 169.55	$ 20.35	$ 1.90	$ 191.80
$ 59.65	$ 0.30	$ 23.86	$ 83.81	$ 83.81	$ 10.06	$ 0.94	$ 94.80
$ 16.81	$ 0.08	$ 6.72	$ 23.62	$ 23.62	$ 2.83	$ 0.26	$ 26.72
$ 141.36	$ 0.71	$ 56.55	$ 198.62	$ 198.62	$ 23.83	$ 2.22	$ 224.68
							$ 1,344.78

Fuente: Los Autores.

Entre otros términos importantes respecto a los impuestos aduaneros tenemos:

Agentes de ADUANA

Valor proporcional que se paga a personas que sacan la mercadería de las aduanas proceso desaduanización.

Impuesto de salida de divisas

No es un rubro aduanero pero se le carga al costo de los materiales.

Valor neto de materiales

Por términos tributarios normados en el código tributario ecuatoriano y la ley de régimen tributario CODIFFICACION2004026 interno LORTI se reduce el IVA, las Unidades necesarias para fabricar producción y el monto de costos de materiales a utilizar en la producción serán:

Tabla 4.2.10. Costos de Materiales Directos.

ISD	VALOR NETO DE MATERIALES DIRECTOS	UNIDADES NECESARIAS PARA PRODUC	COSTO DE MATERIALES DIRECTOS
$ 6.01	$ 154.55	2,400.00	$ 370,909.26
$ 0.79	$ 20.44	2,400.00	$ 49,055.06
$ 0.04	$ 1.06	2,400.00	$ 2,555.89
$ 7.80	$ 200.59	2,400.00	$ 481,415.26
$ 2.80	$ 72.00	2,400.00	$ 172,793.98
$ 1.54	$ 39.69	2,400.00	$ 95,253.39
$ 0.92	$ 23.61	1,200.00	$ 28,333.17
$ 0.31	$ 8.05	1,200.00	$ 9,654.64
$ 5.17	$ 133.03	2,400.00	$ 319,260.81
$ 6.03	$ 155.24	2,400.00	$ 372,577.67
$ 2.98	$ 76.73	2,400.00	$ 184,159.17
$ 0.84	$ 21.62	1,200.00	$ 25,948.95
$ 7.07	$ 181.85	1,200.00	$ 218,221.71
			$ 2,330,138.95

Fuente: Los Autores.

4.2.3. Mano de obra directa

La mano de obra directa compete al uso de la fuerza laboral que prestan trabajadores u obreros que elaboran directamente el producto, para obtener el valor de cada hora que se empleó en el producto estos rubros han sido obtenidos según las disposiciones del código del trabajo CODIFICACION 2005-017 y sus respectivas reformas a la fecha.

Esto fue considerando que se tiene dos trabajadores técnicos encargados meramente de la mano de obra de producción, a medida que el negocio vaya creciendo y la demanda sea mayor, se podrá contratar como refuerzo a más trabajadores a tiempo parcial o completo en función de las necesidades que surjan.

Tabla 4.2.11. Mano de obra directa.

DESCRIPCION	RUBROS	HORAS TRAB.	VALOR POR HORA	N° DE TRAB.	VALOR TOTAL	V.TOT. / HORA	HORAS. TOTALES A TRAB	MOD EMPLEADA
SUELDO BASICO	$ 500.00	240.00	2.08	2	$ 1,000.00	$ 4.17	2,880.00	$ 12,000.00
DECIMO TERCERO	$ 41.67	240.00	0.17	2	$ 83.33	$ 0.35	2,880.00	$ 1,000.00
DECIMO CUARTO	$ 29.50	240.00	0.12	2	$ 59.00	$ 0.25	2,880.00	$ 708.00
VACACIONES	$ 20.83	240.00	0.09	2	$ 41.67	$ 0.17	2,880.00	$ 500.00
APORTE PATRONAL	$ 60.75	240.00	0.25	2	$ 121.50	$ 0.51	2,880.00	$ 1,458.00
FONDOS DE RESERVA	$ 41.67	240.00	0.17	2	$ 83.33	$ 0.35	2,880.00	$ 1,000.00
TOTAL	**$ 694.42**	**$ 240.00**	**$ 2.89**	**$ 2.00**	**$ 1,388.83**	**$ 5.79**	**$ 2,880.00**	**$ 16,666.00**

Fuente: Los Autores.

En el análisis se considera las horas laborables al año y costos por hora de trabajo que emplean los obreros en la producción.

4.2.4. Costos indirectos de fabricación

Son rubros que intervienen en la fabricación del producto pero no son fácilmente identificables o cuantificables, dentro de estos valores están los de dispositivos electrónicos que para pedidos en grandes cantidades el precio no resulta significativo en relación con los materiales directos de la tabla 4.2.1, por tal motivo su costo será aproximado al 5% de costo total del inversor.

Tabla 4.2.12. Costos indirectos de fabricación.

DESCRIPCION	CANT	V. UNITARIO	V. TOTAL
MATRIALES INDIRECTOS			$ 23,301.39
MANO DE OBRA INDIRECTA	12	$ 200.00	$ 2,400.00
DEPRECIACION	12	$ 36.11	$ 433.32
SERVICIOS BASICOS	12	$ 100.00	$ 1,200.00
AMORTIZACIONES	12	$ 20.00	$ 240.00
ARRIENDO	12	$ 150.00	$ 1,800.00
GASTOS DE SEGUROS	12	$ 33.00	$ 396.00
TOTAL			**$ 29,770.71**

Fuente: Los Autores.

Pueden ser materiales indirectos: cajas, tornillos, mano de obra indirecta, supervisores en revisar trabajo, depreciación de equipos y servicios básicos para producción, etc. Debido a que la planeación de la producción es homogénea y de un solo tipo de producto la distribución de estos costos se la realiza únicamente en su monto total para las unidades producidas sin utilizar métodos de asignación de costos indirectos.

4.2.5. Resultados presupuestarios

En base a los tres componentes analizados se estableció el costo de producción, que se muestra en la tabla 4.2.13.

Tabla 4.2.13. Resultados Presupuestarios.

HOJA DE COSTOS			
PRODUTO:	INVERSOR Z SOURCE		
UNIDADES A PRODUCIR			1,200.00
COMPONENTES DEL COSTO			
MPD	**MOD**	**CIF**	
$ 2,330,138.95	$ 16,666.00	$ 29,770.71	
COSTO DE PRODUCCION		**$ 2,376,575.66**	
COSTO UNITARIO-PRECIOS DE VENTA			
COSTO UNITARIO		**$ 1,980.48**	
MARGEN DE UTILIDAD 1	10%	**$ 2,178.53**	DISTRIBUIDOR
MARGEN DE UTILIDAD 2	25%	**$ 2,475.60**	COMERCIALIZADOR
MARGEN DE UTILIDAD 3	40%	**$ 2,772.67**	CONSUMIDOR

Fuente: Los Autores.

4.2.5.1. Costo de producción

En la tabla 4.2.13 se observa los costos de producción de una unidad, es las sumatoria de mano de obra, costos de materia prima y costos indirectos de fabricación.

4.2.5.2. Costos unitarios – precios de venta

A estos costos se le asigna porcentajes de utilidad para generar los precios de venta, para los cuales se determinan tres precios, con diferentes porcentajes de utilidad, los cuales se ha estipulado más bajos que el común desarrollo de la industria ya que se consideran precios de introducción, para lograr el posicionamiento del producto en el mercado.

- Distribuidor
- Comercializador
- Consumidor

Como se observa en la Tabla 4.2.13 el precio de consumidor es de **$** 2,772.67, siendo el precio referencial de venta al consumidor que tendrá un inversor Z en el mercado nacional, este precio está relativamente a la par con precios de inversores comerciales salvo que generalmente los precios en catálogos no incluye los costos de impuestos, aduaneros, IVA y costos de transporte contemplados en este estudio por tal razón el inversor Z sería el más adecuado económicamente en el Ecuador.

4.2.5.3. Estado de resultados

Basado en los procedimientos mencionados se genera una producción presupuestaria de un estado de resultados. El cual mide la factibilidad de las operaciones de la empresa, y determina si estas operaciones generan utilidad o pérdida.

Tabla 4.2.14. Estado de Resultados Integral Presupuestado.

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRAL PRESUPUESTADO			
INGRESOS POR VENTAS		**$ 3,327,205.92**	**100%**
VENTAS DE BIENES 12%	$ 3,327,205.92		
COSTO DE VENTAS		**$ 2,376,575.66**	**71.43%**
COSTO DE PRODUCTOS VENDIDOS	$ 2,376,575.66		
UTILIDAD BRUTA EN VENTAS		**$ 950,630.26**	**28.57%**
GASTOS		**$ 197,522.33**	**5.94%**
GASTOS ADMINISTRATIVOS Y DE VENTAS	**$ 197,522.33**		
GASTOS DE SUELDOS	$ 6,000.00		
GASTOS DE BENEFICIOS SOCIALES	$ 2,333.00		
GASTOS DE ARRIENDO	$ 600.00		
GASTOS DE PUBLICIDAD	$ 150,000.00		
GASTOS DE SUMINISTROS Y MATERIALES	$ 300.00		
GASTOS DE SERVICIOS BASICOS	$ 1,200.00		
GASTOS POR SERV. PROFESIONALES	$ 16,800.00		
GASTOS DE DEPRECIACION	$ 1,533.33		
GASTOS VARIOS	$ 18,000.00		
GASTOS DE TRANSPORTE	$ 360.00		
GASTOS DE SEGUROS	$ 396.00		

Fuente: Los Autores.

Se sabe que un presupuesto es la determinación anticipada valorada en términos monetarios de actividades de una empresa. Entonces como resultado de este análisis se determina que la utilidad disponible para repartir entre los inversionistas es de un 15% (estado de resultados) del total de los ingresos, tomando en cuenta que los réditos (rentabilidad) obtenidos en una inversión financiera no superan el 12% anual.

Tabla 4.2.15. Utilidades y Beneficios.

UTILIDAD OPERATIVA		**$ 753,107.93**	**22.63%**
GASTOS FINANCIEROS		$ 11,450.00	0.34%
UTILIDAD ANTES DE PARTICIPACIONES E IMPUESTOS		**$ 741,657.93**	**22.29%**
PARTICIPACIONES		$ 111,248.69	
IMPUESTOS		$ 138,690.03	
UTILIDAD ATRIBUIBLE A LOS SOCIOS		**$ 491,719.21**	**14.78%**
			32.78%

Fuente: Los Autores.

Esto en cuanto a la inversión que representaría alrededor de un 32.78% estimado, (porque la utilidad generada es de **$**491,719.21 y la inversión proyectada es de **$**1,500,000 lo que demuestra que se puede recuperar la inversión en un promedio menor a 39 meses (ANEXO IV), siendo el promedio general de recuperación de inversión a nivel de empresas a 60 meses.

En la figura 4.12 se puede observar los indicadores de resultados que se obtienen del análisis presupuestario.

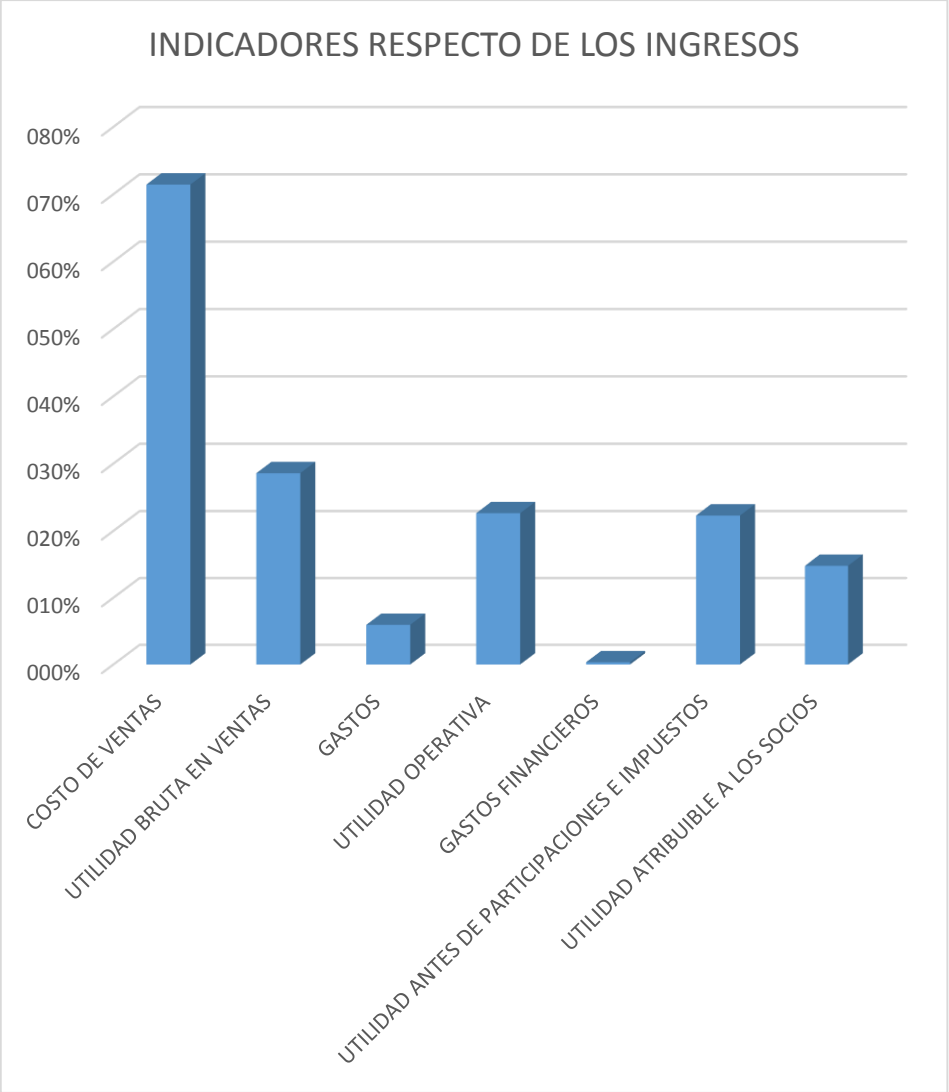


Figura 4.12. Indicadores de resultados respecto a los ingresos.

Fuente: Los Autores.

4.3. ANÁLISIS COMPARATIVO INVERSOR Z-SOURCE EN RETSCREEN®

Una vez desarrollado el estudio presupuestario de la empresa dedicada a la fabricación y comercialización de inversores Z-Source, es necesario comprobar si la implementación del producto en cuestión es rentable. Para lograrlo se realiza una comparación con inversores comerciales con especificaciones técnicas similares.

Para realizar esta comparación se simula un escenario en el software RETScreen®, este software realiza un flujo de caja según las condiciones ambientales y características técnicas - económicas de inversor analizado, e indica la tasa de retorno de la inversión al para implementar un sistema fotovoltaico conectado a la red con el inversor a analizar.

Para modelar el escenario ecuatoriano es necesario introducir los siguientes datos:

Datos de temperatura y radiación solar, características del inversor a evaluar, factor de planta, precio del inversor, tasa de inflación del país en el que se va a realizar la implementación del sistema, precio de venta de la energía, precio de los paneles fotovoltaicas, características de los paneles FV y precio de la instalación.

4.3.1. Inversor Z en RETScreen®

Para poder utilizar el software RETScreen® en sistemas FV se debe (Román R., 2012) :

• Analizar el sistema a estudiar aislado de la red eléctrica convencional (el mismo tipo de controlador con el mismo tipo de inversor, el mismo lugar y los mismos paneles).

• Allí RETScrenn® indica el Factor de Planta (FP) del inversor, que es la fracción de tiempo que el sistema entrega potencia a lo largo del año.

• Luego se analiza el sistema conectado a red. Aquí ingresamos el FP obtenido en el paso anterior.

• Finalmente se obtiene el flujo de caja que determina el tiempo en el que retorna la inversión al implementar el sistema propuesto

4.3.2. Resultado económico RETScreen®

El sistema debe ser ubicado en la ciudad de Cuenca-Ecuador, pero debido a que los datos característicos de Radiación Solar que emite RETScreen® por defecto, se utilizó los datos de la ciudad más cercana en este caso es Azogues.

Para la evaluación de recursos se utilizó los siguientes datos:

-Tarifa de exportación de electricidad

Este valor es establecido por el CONELEC 2014, el cual estipula que el precio oficial de la energía en el Ecuador es de 9,33ctvs.

4.3.2.1. Datos del panel fotovoltaico

Tabla 4.3.1 Datos del panel Fotovoltaico.

Descripción	Cantidad	Potencia	Eficien-cia.
Panel Sun Power ,mono SPR-210-BLK	42	8,82 kW	16.9%

Fuente: ANEXO VI.

De los paneles predeterminados que tiene RETScreen®, se seleccionó la marca Sun Power, mono SPR-210-BLK (ANEXO VI), debido a que sus características son aproximadas a los valores requeridos, cuenta con una capacidad de generación eléctrica de 8.82 kW próxima a 9kW y una eficiencia de 16.9%, sumando un total de 42 unidades que conforman el panel con un costo aproximado de $12,000.00.

4.3.2.2. Datos del inversor Z

Tabla 4.3.2. Datos Inversor Z-Source.

Descripción	Factor de utilización	Potencia	Eficiencia.	Energía anual exportada
Inversor Z-Source	16.0%	8800 kW	96.0%	94,0 MWh

Fuente: Los Autores.

Basado en los valores determinados en la Tabla 3.1.1 del capítulo 3, se tiene que el inversor de diseño propio presenta una eficiencia de un 96.0% y una potencia de 8.8 kW, con estos datos y adjuntando el costo de venta de **$ 2,772.67**, se puede decir que el inversor cumple con los requerimientos que necesita el sistema.

4.3.2.3. Análisis financiero en RETScreen®

Inversor Z-Source

En la figura 4.13 se puede observar los resultados flujo de caja para inversor Z-Source. Los parámetros financieros y económicos utilizados son:

Tabla 4.3.3. Análisis financiero del inversor Z.

Parámetros del análisis financiero	
Tasa de inflación anual	3.9%.
Vida de proyecto	20 años
Precio en el mercado de paneles FV	$11,768.00
Precio inversor Z en el mercado	$2,772.67
Precio instalación del sistema FV	$250.00
Costo inicial total del sistema FV	$14,800.00
Factor Utilización	16%
Repago de capital	Año 10.2

Fuente: Los Autores.

Con los datos expuestos en la tabla 4.3.3 ingresados en RETScreen®, este software expone un análisis financiero para el inversor diseñado, con un TIR de 8.8% y un retorno del capital en el décimo año.

Análisis Financiero		
Parámetros financieros		
Tasa de inflación	%	3,9%
Tiempo de vida del proyecto	año	20
Relación de deuda	%	0%
Costos iniciales		
Sistema eléctrico de potencia	$	14.800
Otro	$	
Costos iniciales totales	$	14.800
Incentivos y donaciones	$	0
Costos anuales/pagos de deuda		
Costo de O y M (ahorros)	$	
Costo de combustible - caso propuesto	$	0
	$	
Costos anuales totales	$	0
Ahorros y renta anuales		
Costo de combustible - caso base	$	0
Renta por exportación de electricidad	$	1.164
	$	0
Total renta y ahorros anuales	$	1.164
Viabilidad financiera		
TIR antes - impuestos - activos	%	8,8%
Pago simple de retorno del capital	año	12,7
Repago - capital	año	10,2

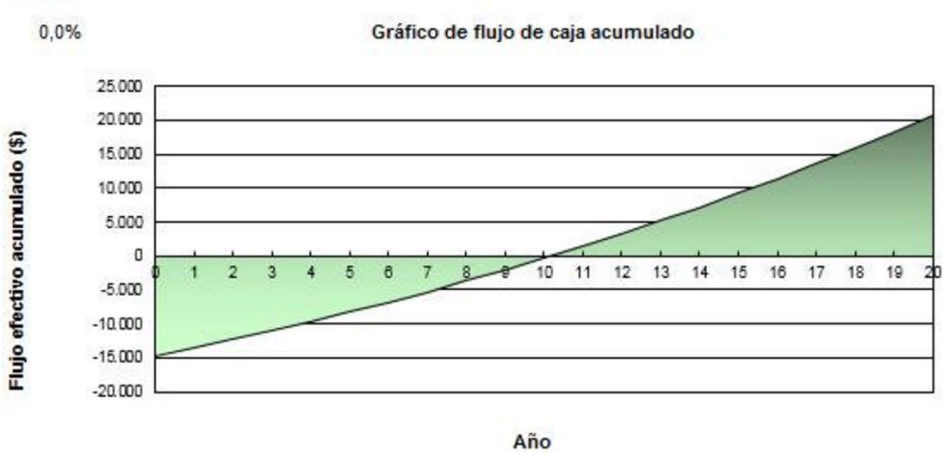


Figura 4.13. Análisis Financiero del Inversor Z-Source, RETScreen®.

Fuente: Los Autores.

Inversor Fronius

A continuación la tabla 4.3.4 expone una lista de inversores disponibles en el mercado con características equivalentes al inversor Z propuesto.

Tabla 4.3.4. Proveedores Inversores Monofásicos Comerciales.

Proveedor Inversor	Tensión	Pnom/Pmax	P.V.P.
RED STECA GRID 10KW	350-700V	10.000W	$ 2,856.00
AROS HP10065 conectores incluidos	230/600V	10000W/11000W	$ 3,545.00
Fronius IG 100V-Plus-1 (Monofásico)	240-600V	10000W	$ 3,187.00

Fuente: (Dr. José Luna Ayal, 2015), (JHRoerden).

El producto mostrado en la figura 4.14, es el inversor seleccionado para realizar el análisis comparativo con el inversor Z. Este inversor se escogió por sus características, calidad y precio y prestigio en el mercado.

Figura 4.14. Inversor monofásicos Fronius IG-Plus A 10.0-1.

Fuente: (Dr. José Luna Ayal, 2015).

Especificaciones técnicas

Los inversores monofásicos Fronius IG-Plus A 10.0-1 está disponible en una potencia de 10 kW u 11kW como se ve en el ANEXO VII . Estos inversores pueden ser configurados a 208, 240 o 277 V y son generalmente utilizados en aplicaciones residenciales o pequeñas instalaciones comerciales, vienen equipados con un interruptor por falla de arco (Arc Fault Circuit Interrupter - AFCI) para ofrecer la mayor seguridad posible (Dr. José Luna Ayal, 2015), (JHRoerden).

La primera comparación que se puede realizar entre el inversor comercial Fronius y el sistema diseñado Inversor Z-Source, es el costo. Claramente se observa que el inversor propuesto de $ 2,772.67 tiene una ventaja económica, contra los $ 3,187.00 que puede llegar a costar un Inversor Fronius, esto es sin considerar los costos de envío, los cuales pueden ser desarrollados de igual manera que en la sección 4.2.5 por lo que la diferencia de precio será aún mayor.

Tabla 4.3.5. Análisis financiero inversor Fronius.

Parámetros del análisis financiero	
Tasa de inflación anual	3.9%.
Vida de proyecto	20 años
Precio en el mercado de paneles FV	$11,768.00
Precio del inversor en el mercado	$3,187.00
Precio Instalación sistema FV	$250.00
Costo inicial total del sistema FV	$15,984.00
Factor Utilización	16%
Repago del capital	Año 10.9

Fuente: Los Autores.

Como se puede observar en la figura 4.15 el inversor Fronius IG-Plus A 10.0-1 analizado en RETScreen, tiene un TIR de 7.9% y un repago de capital en el año 10.9, Además cuenta con una eficiencia de 96.2%, potencia de $10kW$ y cuyo precio del proveedor al borde del barco "FOB" sería de $3,187.00US, no obstante para la venta en el Ecuador el producto tendrá un precio de $3,984.00US, este aumenta debido a los costos de en-

vió, impuestos, aranceles etc. Llegando a ser alrededor del 25% del costo del producto (JHRoerden).

Análisis Financiero

Parámetros financieros		
Tasa de inflación	%	3,9%
Tiempo de vida del proyecto	año	20
Relación de deuda	%	0%
Costos iniciales		
Sistema eléctrico de potencia	$	15.984
Otro	$	
Costos iniciales totales	$	15.984
Incentivos y donaciones	$	0
Costos anuales/pagos de deuda		
Costo de O y M (ahorros)	$	
Costo de combustible - caso propuesto	$	0
	$	
Costos anuales totales	$	0
Ahorros y renta anuales		
Costo de combustible - caso base	$	0
Renta por exportación de electricidad	$	1.164
	$	0
Total renta y ahorros anuales	$	1.164
Viabilidad financiera		
TIR antes - impuestos - activos	%	7,9%
Pago simple de retorno del capital	año	13,7
Repago - capital	año	10,9
0,0%		

Gráfico de flujo de caja acumulado

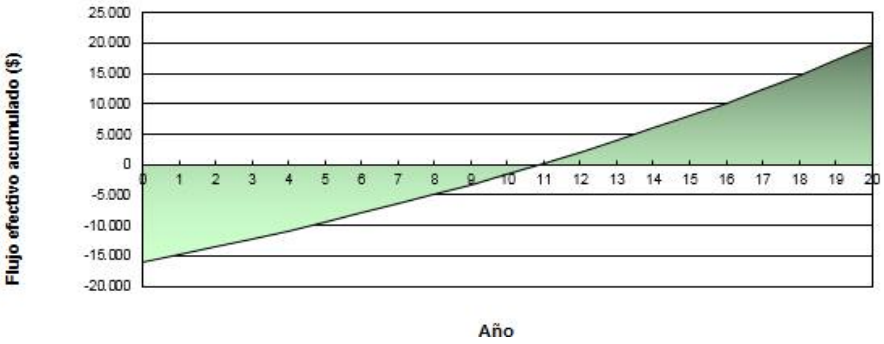


Figura 4.15. Análisis financiero Inversor Fronius, RETScreen®.

Fuente: Los Autores.

Comparación de Resultados

El beneficio o rentabilidad de los dos sistemas fotovoltaicos con los inversores propuestos, obedecerá al flujo de caja acumulado a lo largo de su operación en el tiempo.

En las gráficas de flujo acumulado de las figuras 4.14 y 4.15 se observa que el inversor importado Fronius aunque supera con poco las características de eficiencia al inversor Z-Source, no llega a tener un mejor flujo de caja positivo, esto se da debido a que el inversor Z es más barato en el mercado, permitiendo recuperar la inversión en un tiempo más corto. De manera que el inversor Z llegaría tener una mejor viabilidad financiera que Fronius, en la tabla 4.3.6 se observa con mayor claridad las características de cada inversor.

Tabla 4.3.6. Comparación de inversores.

Tabla Comparativa		
Inversores	Z-Source	Fronius
Eficiencia	96.0%	96.2%
Precio del inversor en el mercado	$2,772.67	$3,984.00
Flujo de caja positivo en el año :	10.2	10 .9

Fuente: Los Autores.

Al contemplar los resultados en RETScreen® y el precio que podría tener el inversor Z en el mercado. Se puede afirmar que la decisión de adoptar un sistema fotovoltaico con el inversor Z diseñado sería la más óptima por su costo y viabilidad en el tiempo.

También se observa que es factible la construcción física de un prototipo con la topología Z, con el fin de comprobar los resultados de forma experimental en laboratorios, y así verificar su comportamiento y características técnicas para corroborar su precio real al momento de ser implementado.

CAPITULO 5
CONCLUSIONES

Para diseñar el inversor propuesto fue necesario modelar cada uno de los componentes del sistema individualmente, mediante representaciones matemáticas en diagrama de bloques. El comportamiento de cada subsistema se analiza y presenta cuando todo el inversor Z está funcionando en conjunto.

El inversor Z está compuesto por un modelo matemático del panel fotovoltaico. La modulación SPWM, el Control SBC y el algoritmo MPPT P&O se simulan mediante Matlab Fuctions y Operadores Matemáticos. Para el modelo del inversor monofásico de puente completo, la red Z-Source, el filtro LC, y la red eléctrica convencional se describen usando la librería SimScape de Simulink®.

Para conseguir que el conversor funcione según lo deseado, es necesaria una recopilación detallada de información de cada uno de los subsistemas que componen el sistema fotovoltaico, siendo necesario adquirir datos acerca del estado del arte de teorías y conceptos.

Este inversor se diseñó con topologías simples con el fin de utilizar la menor cantidad de componentes en su implementación, abaratar costos y conseguir un sistema con eficiencia eléctrica elevada.

En los resultados de las simulaciones realizadas se comprobaron las ventajas que tiene implementar un inversor con la red Z. Demostrando que es un sistema con el que es posible realizar un control simple y con menos componentes, el acondicionamiento de la señal de entrada al inversor, encontrar el punto de máxima potencia de los paneles fotovoltaicos, también atenúa la variación di/dt del sistema otorgando al inversor la capacidad de resistir cortocircuitos y aumenta la fiabilidad del sistema de inyección a la red con un rendimiento que bordea el 95%, siendo idóneo comprobar estos resultados mediante la implementación real del sistema.
Luego de haber comprobado el correcto funcionamiento del diseño, se propone un estudio o plan de negocio, dentro de las principales directivas de este plan es realizar

un análisis presupuestario para definir todos los parámetros que intervienen en el precio de construcción y venta del producto en el mercado ecuatoriano, el precio del inversor se determina a partir de la materia prima solicitada a proveedores, mano de obra y costos indirectos de fabricación.

El plan de negocio se realizó, para estimar un precio competitivo de construcción y venta del inversor Z, ya que calcular el precio de un solo inversor no se ve beneficiado por las economías de escala en la que son producidos sus equivalentes en el mercado dejando de ser competitivo.

La evaluación económica de la construcción de inversores Z-Source, muestra un estado de resultados, encargado de medir la rentabilidad de las operaciones de la empresa propuesta, determinando que estas operaciones generen utilidades. En el estudio realizado se obtuvo ganancias significativas que califican al proyecto como viable. Estas utilidades bordean los $491,719.21 anuales en el caso de vender los 1,200 inversores propuestos, considerando una inversión inicial de $1'500,000.00. Estas cifras permiten a la empresa tomar decisiones, tales como las de reducir el precio de venta al consumidor de manera que el producto sea más accesible y se pueda incrementar la producción anual del mismo.

Es necesario recalcar que la aproximación del costo de este inversor en el mercado ecuatoriano, está dentro de un análisis financiero preliminar y cae en una etapa puntual de este tipo de estudio denominada Estudio de Factibilidad antes de la Construcción del Prototipo, que según la literatura podría tener una aproximación que va desde $\pm 15\%$ hasta un $\pm 25\%$ del costo real.

Mediante RETScreen® se calculó que la recuperación del capital es menor que si se invirtiera en un inversor equivalente comercial. Se puede afirmar que adoptar un sistema fotovoltaico con el inversor Z sería óptimo por sus características técnicas, costo, tamaño y rentabilidad.

TRABAJO A FUTURO

Como trabajo a desarrollar en el futuro está, la implementación de un prototipo del inversor Z-Source, partiendo de pruebas en laboratorios para corroborar el comportamiento, las características y beneficios técnicos evaluados en el estudio realizado.

La evaluación económica realizada dio como resultado una aproximación a la realidad que supone la creación de un negocio para la fabricación de dispositivos inversores, no obstante, para complementar el trabajo realizado se requiere de un análisis más profundo y meramente económico de aspectos tales como estudios de mercados, fuentes de financiamiento, análisis de indicadores costo-beneficio, periodo de recuperación, análisis de sensibilidad, entre otros, con el fin de sostener y justificar la viabilidad económica-financiera de este proyecto.

REFERENCIAS

Pilco D. A. (2012). *Sistemas autónomos de provisión de energía y nuevos modelos de.* Tesis, UNIVERSIDAD TÉCNICA PARTICULAR DE LOJA, Ingenieria, Loja.

Román R. (2012, Mayo). Guia para el uso de RETscreen. *Retscreen: Un programa para Sistemas Energéticos*. Universidad de Chile.

Abella, M. A. (2005). *Sistemas fotovoltaicos.* Master's thesis.

AEMET. (2010, November). Radiación Solar. *Radiación Solar.* Retrieved from www.aemet.es/docuemntos /es/eltiempo/observacion/radiacion_solar.pdf

Agama C.A. . (2008). *Plan de negocios para una microempresa que ofrece servicios de diseño y fabricación de circuitos impresos.* Tesis de Gradl , Escuela Superior Politecnica del Litoral, Fac.Ing., Guayaquil.

Almeida W. (2015). Generación Distribuida Y Su Potencial Aplicación En Ecuador. *Generación Distribuida Y Su Potencial Aplicación En Ecuador.* Retrieved from http://biblioteca.cenace.org.ec/jspui/handle/123456789/189

B.Chavan, S., & Chavan, M. S. (2014, September). Power Switch Faults, Diagnosis and Tolerant Schemes in Converters of Photovoltaic Systems- A Review. *Department of Electronic \& Communication Technology, 3, Issue 9,*(9).

Bauza, A. (2013). Software de Análisis de Proyectos de Energía Limpia RETScreen. Arica , Chile: Ministerio de Energía.

Bendib, B., Belmili, H., & Krim, F. (2015). A survey of the most used MPPT methods: Conventional and advanced algorithms applied for photovoltaic systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews, 45*, 637-648.

Blanco A. J. (2014). Rentabilidad De Proyectos De Generación Distribuida Para Autoconsumo. *Rentabilidad De Proyectos De Generación Distribuida Para Autoconsumo*. Retrieved from http://www.olade.org/sites/default/files/elec-2014/Jorge%20Blanco%20-%20Acesolar.pdf

Borthakur, R., & Narkhede, S. (2010). *Modeling of Photovoltaic Array.* Master's thesis.

Bueno, H., Fajardo, M., Quizhpi, F., Viola, J., & Restrepo, J. (2014). Shunt active power filter for harmonic compensation of two-phase nonlinear loads. 1-6.

Bullis K. (2006, June 23). Large-Scale, Cheap Solar Electricity,. Retrieved from http://www.technologyreview.com/news/405975/large-scale-cheap-solar-electricity/

Castro Iturralde, O. F., Guapisaca Lino, J. A., Morales Duque, C. G., & Plaza, D. (2009). *Diseño y construcción de un convertidor dc/ac trifásico utilizando la técnica pwm y control de frecuencia mediante microcontrolador.*

Código del trabajo ecuatoriano codificación , 2005-017 (2005).

Comunidad de Madrid. (2008). *Guía Básica de la Generación Distribuida.* ELISA S.A,. http://www.fenercom.com/pdf/publicaciones/guia-basica-de-la-generacion-distribuida-fenercom.pdf: Graficas Elisa S.A.

CONELEC. (2008, Agosto). *Atlas Solar Del Ecuador Con Fines De Generación Eléctrica.* Tech. rep., Corporación para la Investigación Energética. Retrieved from http://www.conelec.gob.ec/archivos_articulo/Atlas.pdf

CONELEC. (2014). Proyecto Fotovoltaico Montecristi. Escuela Politécnica Nacional. Retrieved from http://www.conelec.gob.ec/images/documentos/doc_10176_3.%20Linea%20base.pdf

Consejería de Empleo Empresa y Comercio. (2015). *Guía para crear un plan personalizado.* (España, Ed.) Retrieved from http://www.juntadeandalucia.es

Cordeiro A., P. J., & Resende M. (2011). Fault-Tolerant Design of a Classical Voltage-Source. *IEEE*, 6.

Cordeiro, A., Palma, J., Maia, J., & Resende, M. (2011). Fault-tolerant design of a classical voltage-source inverter using z-source and standby redundancy. *Electrical Power Quality and Utilization (EPQU), 11th International Conference, IEEE*, 1-6.

Cruz Carrascal, E., Fuente Casal, P. d., & others. (2012). *Inversores en aplicaciones fotovoltáicas.*

Cupertino, A., de Resende, J., Pereira, H., Seleme Junior, S., & others. (2012). A grid-connected photovoltaic system with a maximum power point tracker using passivity-based control applied in a boost converter. 1-8.

Das, A., Lahiri, D., & Dhakar, A. (2008). Residential solar power systems using Z-source inverter.

Davila G. L. (2011). *Modelado para la simulación, el diseño y la validación de inversores fotovoltaicos conectados a la red eléctrica.* Universidad Nacional De Educación A Distancia, Ingenieria Electrica,Electronica y Control. Escuela Técnica Superior De Ingeniería Industrial.

Dhople, S., Davoudi, A., Garcia, A. D., & Chapman, P. (2012). A unified approach to reliability assessment of multiphase DC--DC converters in photovoltaic energy conversion systems. *Power Electronics, IEEE Transactions on, 27*(2), 739-751.

Díaz, T., & Carmona, G. (2010). *Unidad 1. Componentes de una instalación solar fotovoltaica.* Mcgraw Hill.

Digi-Key Electronics. (1995-2015). *Digi-Key Electronics catalogue.* Retrieved 2015, from http://www.digikey.com/

Dr. José Luna Ayal. (2015). *webosolar store.* Retrieved from http://webosolar.com/store/es/inversores-centrales/768-inversor-fronius-ig-plus-a-100-1-uni-interconexion-10000w.html#idTab9

Flores Cela, C. (2013). El Futuro de la Energía Fotovoltaica en América Latina. http://www.suelosolar.com/newsolares/newsol.asp?id=7581.

Hanif, M., Basu, M., & Gaughan, K. (2011). Understanding the operation of a Z-source inverter for photovoltaic application with a design example. *IET power electronics, 4*(3), 278-287.

Hapag-lloyd. (n.d.). *Hapag-Lloyd AG* . Retrieved from https://www.hapag-lloyd.com/es/tariffs/ocean_tariff.html

Hart, D. W. (2001). *Electrónica de potencia.* Pearson Education, SA.

Hassaine, L. (2010). *Implementación de un control digital de potencia activa y reactiva para inversores. Aplicación a sistemas fotovoltaicos conectados a red.* Ph.D. dissertation, Tesis de doctorado.

INEC. (2015). *Instituto nacional de estadisticas y censo*. Retrieved from http://www.ecuadorencifras.gob.ec/

Jaén A. & Carreras M., R. S. (2009, febrero). *Tecnología Energética y Medio Ambiente.* (U. P. de Catalunya, Ed.) España.

JHRoerden. (n.d.). *Energia solar, Lista de precios 12/3.2.* Retrieved from http://webosolar.com/store/es/inversores-centrales/768-inversor-fronius-ig-plus-a-100-1-uni-interconexion-10000w.html

Lasso M.B. & Gordon P. (2009). *Plan de negocios para la creación de una empresa dedicada a la importación de piezas y partes desde Taiwán.* Tesis In., Escuela Politécnica Nacional,, Fac. Cien.Adm.

Laverón, F. (2012). Paridad Eléctrica y el Balance Neto. *Paridad Eléctrica y el Balance Neto*. http://www.funciva.org/uploads/ficheros_documentos/1363348666_la_paridad_de_red_y_el_balance_neto.pdf.

Lojano Chacha, D. I., & Rios Gonzalez, O. D. (2013). *Análisis Técnico-Económico Para La Generación De Energía Solar Fotovoltaica En El Ecuador Y Su Conexión A La Red Pública, Basada En El Artículo 63 De La Regulación No. Conelec – 004/11.* Thesis.

Longenercher, & Moore. (2007). *"Administración de Pequeñas Empresas" Enfoque Emprendedor* (13 ed.). México D.F.: Editorial Thomson.

Luna Merino, M. A. (2010). *Diseño y simulación de inversor monofásico en puente completo modulado mediante PWM para un sistema fotovoltaico.* Master's thesis, Universidad Carlos III Madrid.

M. Shen, J. A., Wang J., P. F., & Adams, D. (n.d.). Comparison of Traditional Inverters and Z-Source. *Oak Ridge National Laboratory*, 8.

MAI Tuan Dat, T. W. (2012). Fault-Tolerant Topology of a Grid-Connected PV. *ESAT-ELECTA*, 6.

Marquez, A. L. (2014). *Requisitos para interconectar los sistemas fotovoltaicos a la red de distribucion de Ecuador.* Thesis.

Mateu de Sulo C. (2011). En Latinoamérica está el futuro de la energía solar fotovoltaica. *En Latinoamérica está el futuro de la energía solar fotovoltaica*. Retrieved from http://www.suelosolar.com/newsolares/newsol.asp?id=6407

MEER. (2015). Desarrollo De Estudios Para Aprovechamientos Del Recurso Renovable Para El País. *Desarrollo De Estudios Para Aprovechamientos Del Recurso Renovable Para El País*. Retrieved from http://www.energia.gob.ec/desarrollo-de-estudios-para-aprovechamientos-del-recurso-renovable-para-el-pais/

Meera, M. (2014). Single Phase Stand-Alone Photovoltaic System Based On Z Source DC-DC Converter. *International Journal of Engineering Science & Advanced Technology*, 9.

MIDUVI. (1996). Norma Ecuatoriana De Construcción Sistemas De Generación Con Energía Solar Fotovoltaica Para Sistemas Aislados Y Conectados A La Res De Hasta 100 Kw En El Ecuador.

Minister of Natural Resources Canada . (2006). *Clean Energy Project Analysis Course.*

Ministerio de Electricidad y Enegias Renovables. (2015). *Normativa para la revisión y recepción de obras.* www.centrosur.com.ec/?q=revision.

Möller, H. J. (1993). *Semiconductors for solar cells.* Artech House Publishers.

Morales, D. S. (2010). *Maximum power point tracking algorithms for photovoltaic applications.* Master's thesis.

Muñiz, L., & Gonzalez, L. M. (2009). *CONTROL PRESUPUESTARIO: Planificación, elaboración, implantación y seguimiento del presupuesto.* Profit editorial.

NEC. (2010). Energias Renvables. *Norma Ecuatoriana de Construcción-NEC 11-CAP14-.*

Nuria G. (2005, Marzo). Energía Solar. *Energía Solar.* http://www.eve.es/CMSPages/GetFile.aspx?guid=62739949-bde7-4cdc-bcb4-04145ba9b511.

Oñate, L. F. (2014). *Mecanismo Para La Promoción De Energías Renovables No Convencionales Para La Producción De Energía Eléctrica En El Ecuador.* Ph.D. dissertation, QUITO/EPN/2014.

Orellana, A., & Sarango, J. F. (2015). *Estudio de Factibilidad para el Uso de Energía Solar y Eólica en Sistemas de Alumbrado Público para la Vía de Integración Barrial, Sector El Plateado Servido por la Empresa Regional Centro Sur.* Thesis.

Orlandi, S. (2014). *Snapshot of Global PV Markets, Report IEA 2015,.* Tech. rep., Becquerel Institute,IEA International Energy Agency., http://www.iea-pvps.org/fileadmin/dam/public/report/technical/PVPS_report_-_A_Snapshot_of_Global_PV_-_1992-2014.pdf.

Ormeachea Ballesteros, C. (2012). *Análisis comparativo de inversores fotovoltaicos de conexión a red con potencia igual o superior a 100 kw.* Master's thesis, Universidad Carlos III de Madrid.

Özgün Girgin, V. E. (2015, July). Analysis and Comparison of Control Methods of Z-Source.

Pandiarajan, N., & Muthu, R. (2011). Mathematical modeling of photovoltaic module with Simulink. 3-5.

Patrao, I., Figueres, E., & González-Espín, G. G. (2011). Transformerless topologies for grid-connected single-phase photovoltaic. (U. d. Valencia, Ed.)

Pearce J. M. (2002). Photovoltaics, a path to sustainable futures. *Futures, 34*(7), 663-674.

Peña I. (2014, Noviembre). Experiencias con sistemas conectados a la red Generación Distribuida. *Experiencias con sistemas conectados a la red Generación Distribuida*. Retrieved from http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getdocument.aspx?docnum=39277420

Peng, F., & Zheng. (2003). Z-source Inverter. *Industry Applications, IEEE Transactions on, 39*(2), 504-510.

Petrone, G., Spagnuolo, G., Teodorescu, R., Veerachary, M., & Vitelli, M. (2008, July). Reliability issues in photovoltaic power processing systems. *IEEE Trans Ind Electron, 55*(7).

Petterssen, S. (1968). *Introducción a la Meteorología.* Uabc.

Quizhpi, F., Saavedra, C., & Llanos, A. (2014). Fault detection and correction on real time of a two-stage three-phase multilevel inverter of controlled by vector modulation. 1-6.

R. Morocho, I., & S. Ríos K. (2015). *Estudio Técnico-Económico para Incorporar Generación Distribuida Fotovoltaica en el Sector Residencial del Cantón Cuenca.* Thesis.

Rajakaruna, S., & Jayawickrama, L. (2010). Steady-state analysis and designing impedance network of Z-source inverters. *Industrial Electronics, IEEE Transactions on, 57*(7), 2483-2491.

Rajapakse, A. D., & Muthumuni, D. (2009). Simulation tools for photovoltaic system grid integration studies. 1-5.

Rashid, M. H., Gonzalez, M. H., & Fernandez, P. A. (2004). *Electrónica de potencia: circuitos, dispositivos y aplicaciones.* Pearson Education.

Rodriguez, T. C., Amoros, F., Sanfeliu, G. G., & Moreno, J. G. (2012). Diseño, modelado e implementación de inversor conectado a la red eléctrica a partir de fuentes renovables. *Tecnura, 16*(32), 12-28.

Roncero C., C. E., E., R., & M., M. a. (2011). Modelo de String Fotovoltaico para PSCAD/EMTDC basado en las Especificaciones Tecnicas del Fabricante. *Seminario Anual de Automatica, Electronica Industrial e Instrumentacion*, 933-938.

Roper L. D. (2011, Agosto). World Photovoltaic Energy. *World Photovoltaic Energy*. http://www.roperld.com/science/worldphotovoltaicenergy.htm.

Selmi, T., Abdul-Niby, M., Devis, L., & others. (2014). P&O MPPT implementation using MATLAB/Simulink. 1-4.

Sheng, M., Joseph, A., Huang, Y., Peng, F. Z., & Qian, Z. (2006). Design and development of a 50kW Z-source inverter for fuel cell vehicles. *2*, 1-5.

SIERRA CIRCUITS. (2015). *Sierra Circuits, PCB products and circuits*. Retrieved from https://www.protoexpress.com

Suresh L., G., & Naga Kumar, M. S. (2013, December). Simulation of Z-Source Inverter Using Maximum.

Tajfar, A., & Mazumder, S. (2012, Oct). A fault-tolerant switching scheme for a high-power high-frequency-link inverter. *IECON 2012 - 38th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society*, 5898-5903.

Thangaprakash, S. (2012). Unified MPPT control strategy for Z-source inverter based photovoltaic power conversion systems. *Journal of Power Electronics, 12*(1), 172-180.

THEVENARD D., LENG G. and MARTEL S. (2000.). The RETScreen model for assessing potential PV projects. *En Photovoltaic Specialists Conference,* (pp. 1626-1629.). Conference Record of the Twenty-Eighth IEEE.

Tuan, M., Wijnhoven, T., & Driesen, J. (2012). Fault-tolerant topology of a grid-connected PV inverter coupled by a Scott transformer. *IPEC, 2012 Conference on Power and Energy, IEEE*, 428-433.

Vernavá, A., & Gibbons, R. (2006). *Implementacion de PWM Monofasico*. Retrieved from eie.fceia.unr.edu.ar.\~potencia

Villalva, M. G., Gazoli, J. R., & others. (2009). Comprehensive approach to modeling and simulation of photovoltaic arrays. *Power Electronics, IEEE Transactions on, 24*(5), 1198-1208.

Villena N. (2015). *El Ecuador Y El Proceso De Cambio De La Matriz Productiva: Consideraciones Para El Desarrollo Y Equilibrio De La Balanza Comercial.* Universidad Estatal de Guayaquil.

Viola, J., Restrepo, J., Quizhpi, F., & Aller, J. (2015). Predictive control of a three-phase power converter coupled with LCL filter. 2322-2326.

Welsch, G. A. . (2005). *Presupuestos: planificación y control.* . Pearson Educación.

World freigh trates. (2013). *World freigh trates*. Retrieved from https://www.hapag-lloyd.com/es/tariffs/ocean_tariff.html

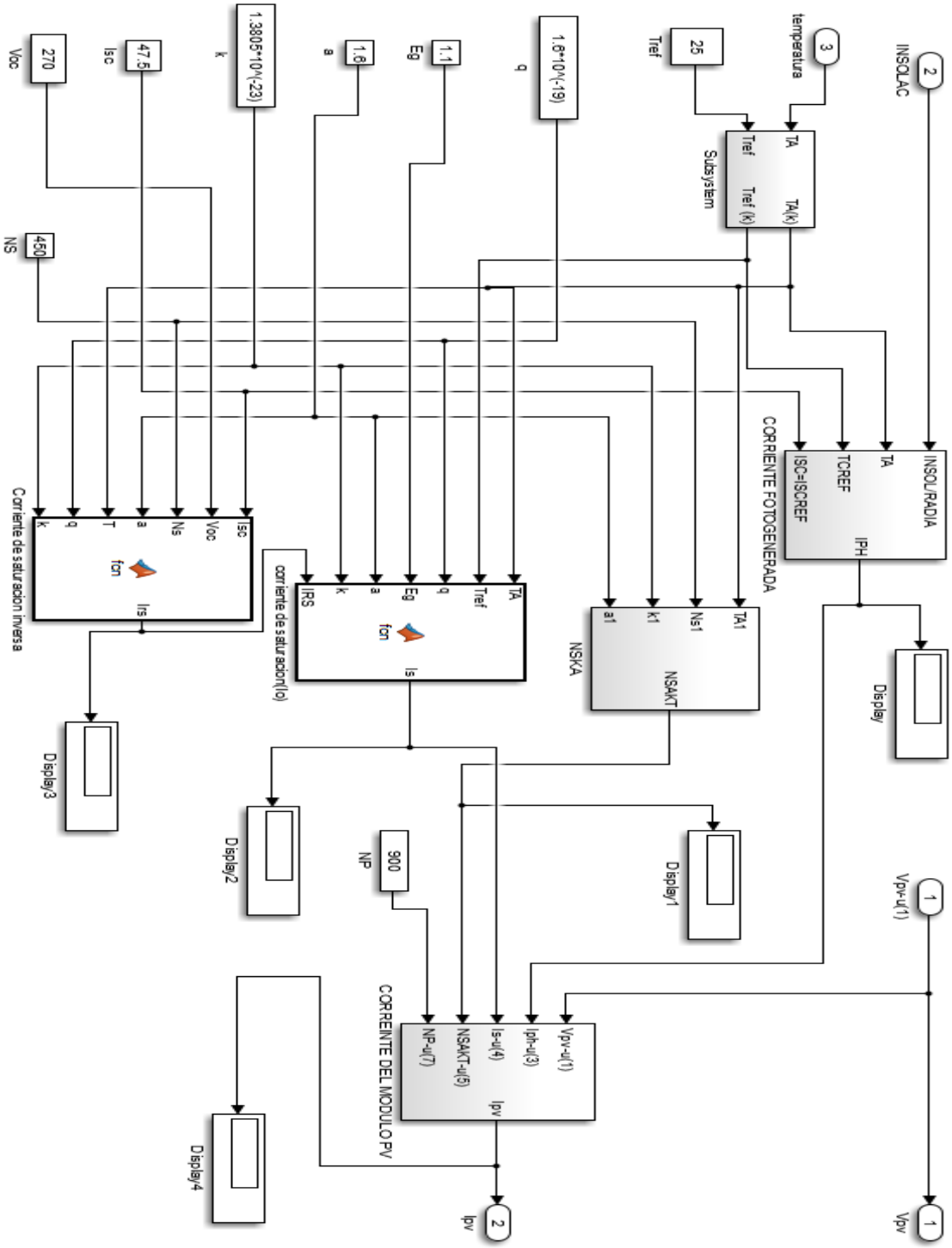
Yonggu, Foshan Nanhai. (2015). *Yonggu Hardware Products Factory*. Retrieved from http://www.yonggu-enclosure.com/p-185.html

Zope, P. H. (2012). *Modeling and Simulation of Z-Source Inverter Design and Control Strategies.* Ph.D. dissertation, Jodhpur National University.

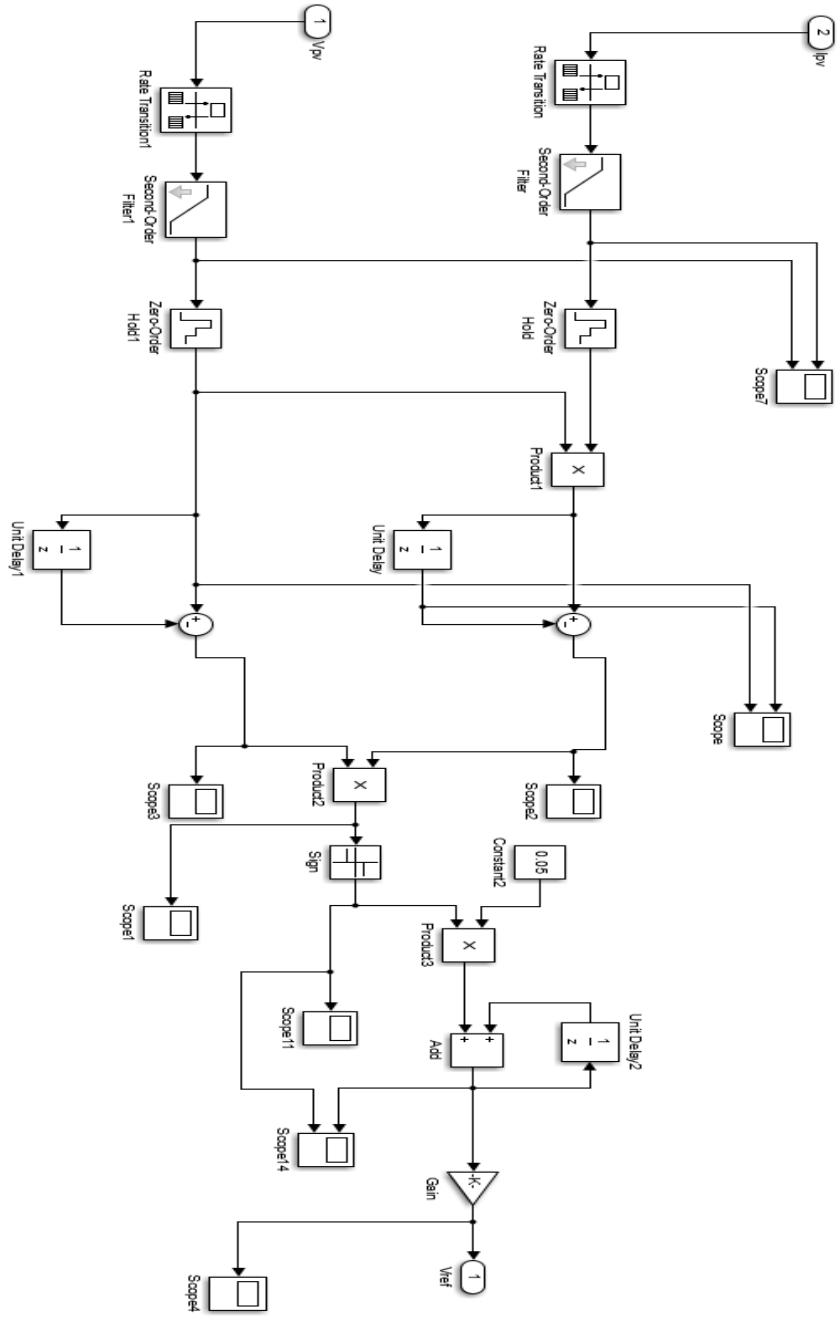
Zope, P., Patil, A., & Somkuwar, A. (2010). Performance and simulation analysis of single-phase grid connected PV system based on Z-source inverter. 1-6.

ANEXOS

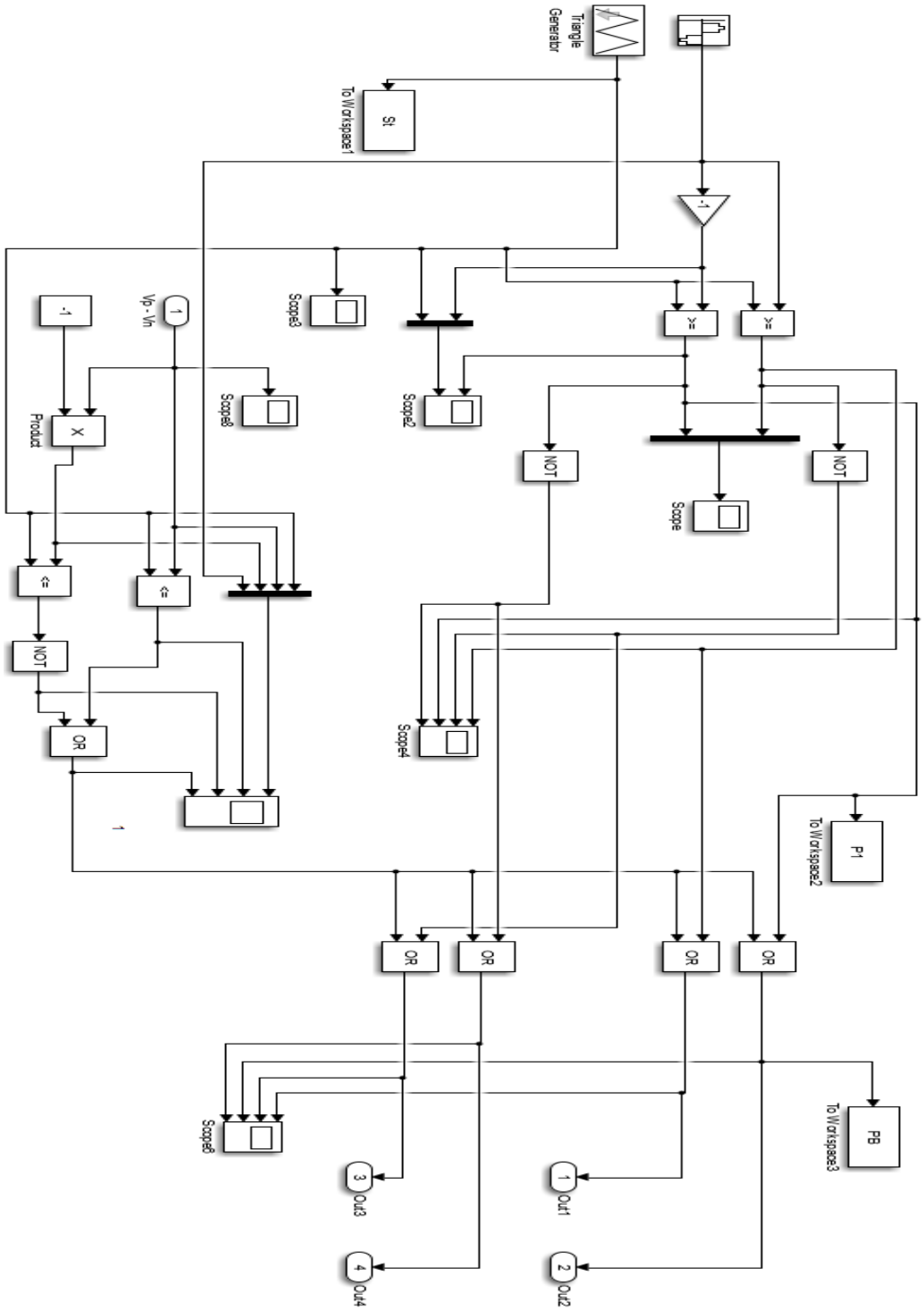
ANEXO I. Diagrama de bloques panel fotovoltaico



ANEXO II. Diagrama de bloques del Algoritmo MPPT P&O



ANEXO III: Diagrama de bloques de la modulación SPWM modificada



ANEXO IV: Amortización de la inversión

TABLA DE AMORTIZACION DE LA INVERSION				
N° PER	CAPITAL	MONTO CAP	INTERES	CUOTA A PAGAR
1	$ 1,500,000.00	$ 12,500.00	$ 1,000.00	$ 13,500.00
2	$ 1,487,500.00	$ 12,500.00	$ 991.67	$ 13,491.67
3	$ 1,475,000.00	$ 12,500.00	$ 983.33	$ 13,483.33
4	$ 1,462,500.00	$ 12,500.00	$ 975.00	$ 13,475.00
5	$ 1,450,000.00	$ 12,500.00	$ 966.67	$ 13,466.67
6	$ 1,437,500.00	$ 12,500.00	$ 958.33	$ 13,458.33
7	$ 1,425,000.00	$ 12,500.00	$ 950.00	$ 13,450.00
8	$ 1,412,500.00	$ 12,500.00	$ 941.67	$ 13,441.67
9	$ 1,400,000.00	$ 12,500.00	$ 933.33	$ 13,433.33
10	$ 1,387,500.00	$ 12,500.00	$ 925.00	$ 13,425.00
11	$ 1,375,000.00	$ 12,500.00	$ 916.67	$ 13,416.67
12	$ 1,362,500.00	$ 12,500.00	$ 908.33	$ 13,408.33
13	$ 1,350,000.00	$ 12,500.00	$ 900.00	$ 13,400.00
14	$ 1,337,500.00	$ 12,500.00	$ 891.67	$ 13,391.67
15	$ 1,325,000.00	$ 12,500.00	$ 883.33	$ 13,383.33
16	$ 1,312,500.00	$ 12,500.00	$ 875.00	$ 13,375.00
17	$ 1,300,000.00	$ 12,500.00	$ 866.67	$ 13,366.67
18	$ 1,287,500.00	$ 12,500.00	$ 858.33	$ 13,358.33
19	$ 1,275,000.00	$ 12,500.00	$ 850.00	$ 13,350.00
20	$ 1,262,500.00	$ 12,500.00	$ 841.67	$ 13,341.67
21	$ 1,250,000.00	$ 12,500.00	$ 833.33	$ 13,333.33
22	$ 1,237,500.00	$ 12,500.00	$ 825.00	$ 13,325.00
23	$ 1,225,000.00	$ 12,500.00	$ 816.67	$ 13,316.67
24	$ 1,212,500.00	$ 12,500.00	$ 808.33	$ 13,308.33
25	$ 1,200,000.00	$ 12,500.00	$ 800.00	$ 13,300.00
26	$ 1,187,500.00	$ 12,500.00	$ 791.67	$ 13,291.67
27	$ 1,175,000.00	$ 12,500.00	$ 783.33	$ 13,283.33
28	$ 1,162,500.00	$ 12,500.00	$ 775.00	$ 13,275.00
29	$ 1,150,000.00	$ 12,500.00	$ 766.67	$ 13,266.67
30	$ 1,137,500.00	$ 12,500.00	$ 758.33	$ 13,258.33
31	$ 1,125,000.00	$ 12,500.00	$ 750.00	$ 13,250.00
32	$ 1,112,500.00	$ 12,500.00	$ 741.67	$ 13,241.67
33	$ 1,100,000.00	$ 12,500.00	$ 733.33	$ 13,233.33
34	$ 1,087,500.00	$ 12,500.00	$ 725.00	$ 13,225.00
35	$ 1,075,000.00	$ 12,500.00	$ 716.67	$ 13,216.67
36	$ 1,062,500.00	$ 12,500.00	$ 708.33	$ 13,208.33
37	$ 1,050,000.00	$ 12,500.00	$ 700.00	$ 13,200.00
38	$ 1,037,500.00	$ 12,500.00	$ 691.67	$ 13,191.67
39	$ 1,025,000.00	$ 12,500.00	$ 683.33	$ 13,183.33
40	$ 1,012,500.00	$ 12,500.00	$ 675.00	$ 13,175.00
41	$ 1,000,000.00	$ 12,500.00	$ 666.67	$ 13,166.67
42	$ 987,500.00	$ 12,500.00	$ 658.33	$ 13,158.33
43	$ 975,000.00	$ 12,500.00	$ 650.00	$ 13,150.00
44	$ 962,500.00	$ 12,500.00	$ 641.67	$ 13,141.67
45	$ 950,000.00	$ 12,500.00	$ 633.33	$ 13,133.33
46	$ 937,500.00	$ 12,500.00	$ 625.00	$ 13,125.00
47	$ 925,000.00	$ 12,500.00	$ 616.67	$ 13,116.67
48	$ 912,500.00	$ 12,500.00	$ 608.33	$ 13,108.33
49	$ 900,000.00	$ 12,500.00	$ 600.00	$ 13,100.00
50	$ 887,500.00	$ 12,500.00	$ 591.67	$ 13,091.67
51	$ 875,000.00	$ 12,500.00	$ 583.33	$ 13,083.33
52	$ 862,500.00	$ 12,500.00	$ 575.00	$ 13,075.00
53	$ 850,000.00	$ 12,500.00	$ 566.67	$ 13,066.67
54	$ 837,500.00	$ 12,500.00	$ 558.33	$ 13,058.33
55	$ 825,000.00	$ 12,500.00	$ 550.00	$ 13,050.00
56	$ 812,500.00	$ 12,500.00	$ 541.67	$ 13,041.67
57	$ 800,000.00	$ 12,500.00	$ 533.33	$ 13,033.33
58	$ 787,500.00	$ 12,500.00	$ 525.00	$ 13,025.00
59	$ 775,000.00	$ 12,500.00	$ 516.67	$ 13,016.67
60	$ 762,500.00	$ 12,500.00	$ 508.33	$ 13,008.33

61	$ 750,000.00	$ 12,500.00	$ 500.00	$ 13,000.00
62	$ 737,500.00	$ 12,500.00	$ 491.67	$ 12,991.67
63	$ 725,000.00	$ 12,500.00	$ 483.33	$ 12,983.33
64	$ 712,500.00	$ 12,500.00	$ 475.00	$ 12,975.00
65	$ 700,000.00	$ 12,500.00	$ 466.67	$ 12,966.67
66	$ 687,500.00	$ 12,500.00	$ 458.33	$ 12,958.33
67	$ 675,000.00	$ 12,500.00	$ 450.00	$ 12,950.00
68	$ 662,500.00	$ 12,500.00	$ 441.67	$ 12,941.67
69	$ 650,000.00	$ 12,500.00	$ 433.33	$ 12,933.33
70	$ 637,500.00	$ 12,500.00	$ 425.00	$ 12,925.00
71	$ 625,000.00	$ 12,500.00	$ 416.67	$ 12,916.67
72	$ 612,500.00	$ 12,500.00	$ 408.33	$ 12,908.33
73	$ 600,000.00	$ 12,500.00	$ 400.00	$ 12,900.00
74	$ 587,500.00	$ 12,500.00	$ 391.67	$ 12,891.67
75	$ 575,000.00	$ 12,500.00	$ 383.33	$ 12,883.33
76	$ 562,500.00	$ 12,500.00	$ 375.00	$ 12,875.00
77	$ 550,000.00	$ 12,500.00	$ 366.67	$ 12,866.67
78	$ 537,500.00	$ 12,500.00	$ 358.33	$ 12,858.33
79	$ 525,000.00	$ 12,500.00	$ 350.00	$ 12,850.00
80	$ 512,500.00	$ 12,500.00	$ 341.67	$ 12,841.67
81	$ 500,000.00	$ 12,500.00	$ 333.33	$ 12,833.33
82	$ 487,500.00	$ 12,500.00	$ 325.00	$ 12,825.00
83	$ 475,000.00	$ 12,500.00	$ 316.67	$ 12,816.67
84	$ 462,500.00	$ 12,500.00	$ 308.33	$ 12,808.33
85	$ 450,000.00	$ 12,500.00	$ 300.00	$ 12,800.00
86	$ 437,500.00	$ 12,500.00	$ 291.67	$ 12,791.67
87	$ 425,000.00	$ 12,500.00	$ 283.33	$ 12,783.33
88	$ 412,500.00	$ 12,500.00	$ 275.00	$ 12,775.00
89	$ 400,000.00	$ 12,500.00	$ 266.67	$ 12,766.67
90	$ 387,500.00	$ 12,500.00	$ 258.33	$ 12,758.33
91	$ 375,000.00	$ 12,500.00	$ 250.00	$ 12,750.00
92	$ 362,500.00	$ 12,500.00	$ 241.67	$ 12,741.67
93	$ 350,000.00	$ 12,500.00	$ 233.33	$ 12,733.33
94	$ 337,500.00	$ 12,500.00	$ 225.00	$ 12,725.00
95	$ 325,000.00	$ 12,500.00	$ 216.67	$ 12,716.67
96	$ 312,500.00	$ 12,500.00	$ 208.33	$ 12,708.33
97	$ 300,000.00	$ 12,500.00	$ 200.00	$ 12,700.00
98	$ 287,500.00	$ 12,500.00	$ 191.67	$ 12,691.67
99	$ 275,000.00	$ 12,500.00	$ 183.33	$ 12,683.33
100	$ 262,500.00	$ 12,500.00	$ 175.00	$ 12,675.00
101	$ 250,000.00	$ 12,500.00	$ 166.67	$ 12,666.67
102	$ 237,500.00	$ 12,500.00	$ 158.33	$ 12,658.33
103	$ 225,000.00	$ 12,500.00	$ 150.00	$ 12,650.00
104	$ 212,500.00	$ 12,500.00	$ 141.67	$ 12,641.67
105	$ 200,000.00	$ 12,500.00	$ 133.33	$ 12,633.33
106	$ 187,500.00	$ 12,500.00	$ 125.00	$ 12,625.00
107	$ 175,000.00	$ 12,500.00	$ 116.67	$ 12,616.67
108	$ 162,500.00	$ 12,500.00	$ 108.33	$ 12,608.33
109	$ 150,000.00	$ 12,500.00	$ 100.00	$ 12,600.00
110	$ 137,500.00	$ 12,500.00	$ 91.67	$ 12,591.67
111	$ 125,000.00	$ 12,500.00	$ 83.33	$ 12,583.33
112	$ 112,500.00	$ 12,500.00	$ 75.00	$ 12,575.00
113	$ 100,000.00	$ 12,500.00	$ 66.67	$ 12,566.67
114	$ 87,500.00	$ 12,500.00	$ 58.33	$ 12,558.33
115	$ 75,000.00	$ 12,500.00	$ 50.00	$ 12,550.00
116	$ 62,500.00	$ 12,500.00	$ 41.67	$ 12,541.67
117	$ 50,000.00	$ 12,500.00	$ 33.33	$ 12,533.33
118	$ 37,500.00	$ 12,500.00	$ 25.00	$ 12,525.00
119	$ 25,000.00	$ 12,500.00	$ 16.67	$ 12,516.67
120	$ 12,500.00	$ 12,500.00	$ 8.33	$ 12,508.33
	$ -	$ -	$ 60,500.00	0

ANEXO V: Catalogo Digikey

All Products

PRODUCTS | MANUFACTURERS | RESOURCES | LIVE CHAT

Shopping Cart: Name This Cart Edit

Web ID 151260664 **Access ID** 63194 **Salesorder Number** Uncommitted

Pricing is valid for this Web ID until **12/23/2015** if you place your order online.
Quantities are not reserved until the order has been submitted.

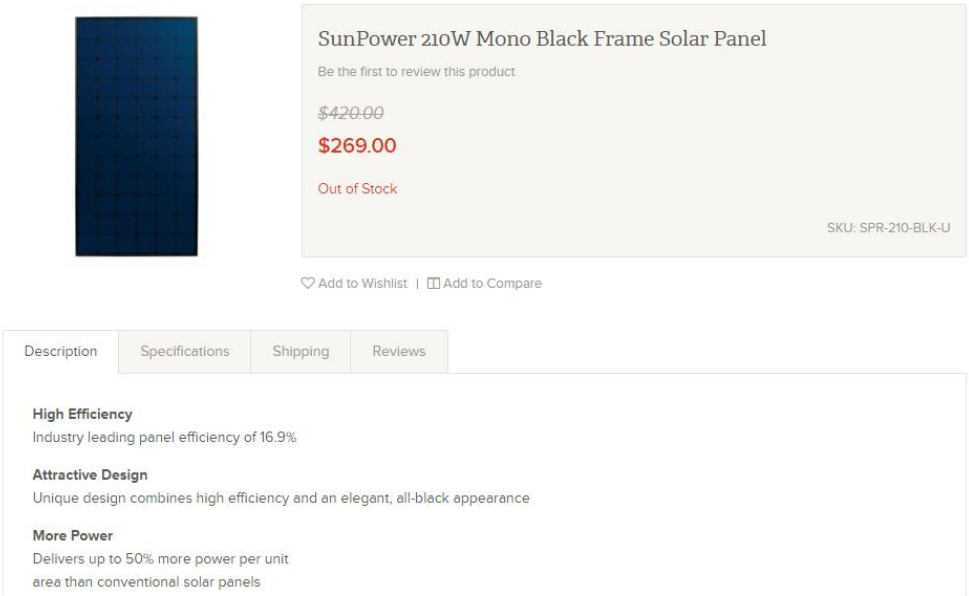
Checkout

Quantity	Part Number	Customer Reference	
			Add to Cart

All prices are in US dollars.

Index	Quantity	Image	Part Number	Description	Customer Reference	Available Quantity	Backorder Quantity	Unit Price	Extended Price
1	1200		APTGT75A60T1G-ND	IGBT PHASE LEG TRENCH 600V SP1		14 Immediate	1,186 Lead Time	34.71590	$41,659.08
2	1200		338-2121-ND	CAP ALUM 1000UF 20% 400V SNAP		69 Immediate	1,131 Lead Time	6.62500	$7,950.00
3	1200		565-3770-ND	CAP ALUM 15000UF 20% 350V SCREW		9 Immediate	1,191 Lead Time	58.12800	$69,753.60
4	72	Photo Not Available	HA55L-4523500LF-ND	FIXED IND 50UH 32A 8.35 MOHM TH		0 Immediate	72 Lead Time	10.73875	$773.19
5	1200		398-1020-ND	TRANSDUCR VOLTAG CLOSE LOOP 10MA		58 Immediate	1,142 Lead Time	25.60250	$30,723.00
6	1200		398-1010-ND	SENSOR CURRENT HALL 50A AC/DC		1,200 Immediate	0	15.02900	$18,034.80
7	1200		283-3698-ND	TERM BLOCK PWR 2POS 600V PDB		21 Immediate	1,179 Lead Time	50.38800	$60,465.60
8	1200		432-1037-ND	CIR BRKR 100A 600VAC 125VDC		0 Immediate	1,200 Lead Time	58.22000	$69,864.00
9	1200		102-2394-ND	CONV AC/DC 10W 12V 0.9A PCB		815 Immediate	385 Lead Time	16.28000	$19,536.00
10	1200 NCNR		C22G125-ND	FUSE INDUST 125A 400V CLASS GG		0 Immediate	1,200 Lead Time	29.02700	$34,832.40
								Subtotal	$353,591.67
								Shipping	Estimate

ANEXO VI: Catalogo real goods panel fotovoltaico



SunPower 210W Mono Black Frame Solar Panel

Be the first to review this product

~~$420.00~~

$269.00

Out of Stock

SKU: SPR-210-BLK-U

Add to Wishlist | Add to Compare

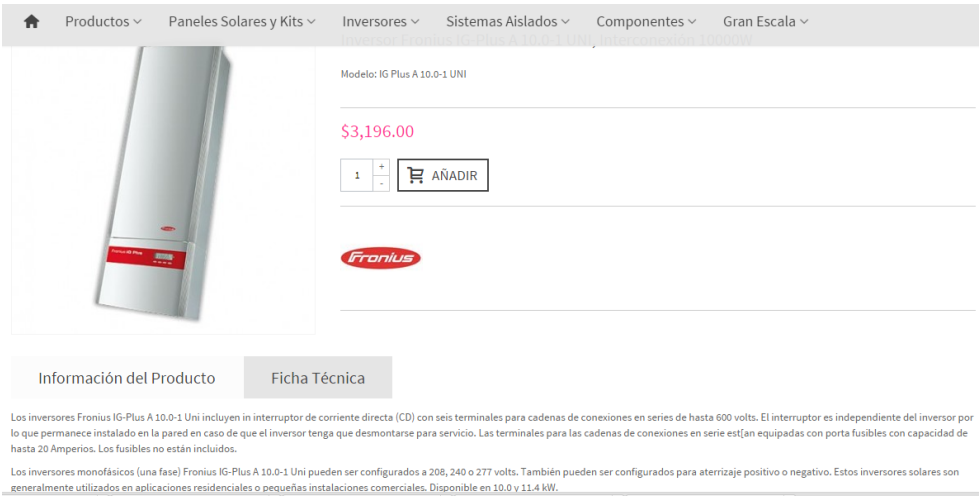
Description | Specifications | Shipping | Reviews

High Efficiency
Industry leading panel efficiency of 16.9%

Attractive Design
Unique design combines high efficiency and an elegant, all-black appearance

More Power
Delivers up to 50% more power per unit area than conventional solar panels

ANEXO VII: Catalogo online, costo de inversor Fronius



Productos | Paneles Solares y Kits | Inversores | Sistemas Aislados | Componentes | Gran Escala

Inversor Fronius IG-Plus A 10.0-1 UNI, Interconexión 10000W

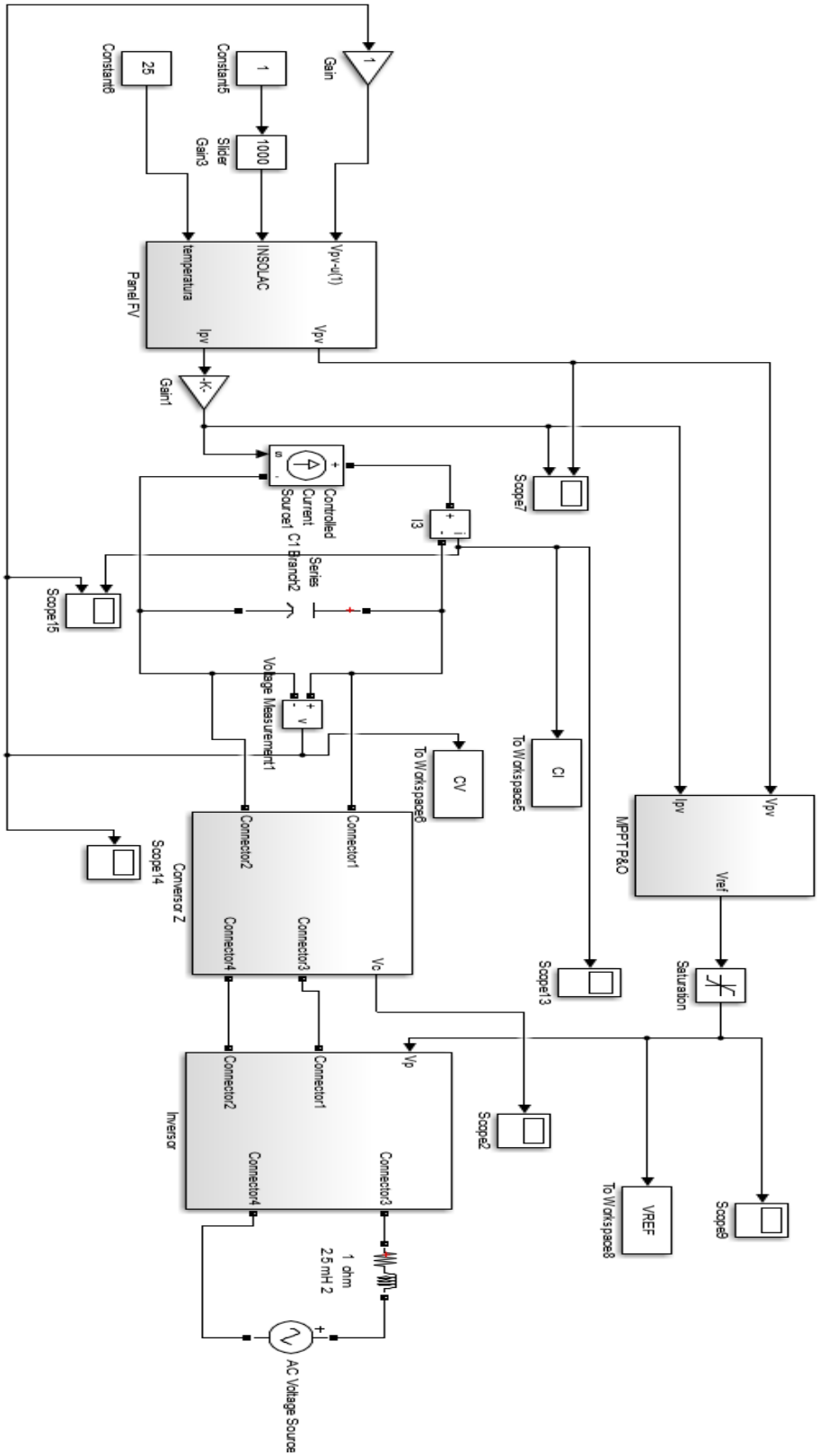
Modelo: IG Plus A 10.0-1 UNI

$3,196.00

1 AÑADIR

Información del Producto | Ficha Técnica

Los inversores Fronius IG-Plus A 10.0-1 Uni incluyen in interruptor de corriente directa (CD) con seis terminales para cadenas de conexiones en series de hasta 600 volts. El interruptor es independiente del inversor por lo que permanece instalado en la pared en caso de que el inversor tenga que desmontarse para servicio. Las terminales para las cadenas de conexiones en serie est[an equipadas con porta fusibles con capacidad de hasta 20 Amperios. Los fusibles no están incluidos.

Los inversores monofásicos (una fase) Fronius IG-Plus A 10.0-1 Uni pueden ser configurados a 208, 240 o 277 volts. También pueden ser configurados para aterrizaje positivo o negativo. Estos inversores solares son generalmente utilizados en aplicaciones residenciales o pequeñas instalaciones comerciales. Disponible en 10.0 y 11.4 kW.

ANEXO VIII: Inversor Z en Simulink de Matlab®