



**Diseño e implementación vía simulación de estrategias de control secundario para  
plantas fotovoltaicas en micro-redes aisladas.**

Cajas Buenaño, Mildred Lisseth

Vicerrectorado de Investigación, Innovación y Transferencia Tecnológica

Centro de Posgrados

Maestría en Electrónica y Automatización mención Redes Industriales

Trabajo de titulación, previo a la obtención del título de Magíster en Electrónica y  
Automatización mención Redes Industriales

Ing. Ortiz Villalba, Diego Edmundo PhD.

22 de agosto de 2022

Latacunga



## Reporte De Verificación del Contenido

# COPYLEAKS

Versión Copyleaks Mildred Cajas.pdf

Scanned on: 19:44 August 21, 2022 UTC



Overall Similarity Score



Results Found



Total Words in Text

Identical Words	722
Words with Minor Changes	0
Paraphrased Words	0
Omitted Words	1514



Formado al autorizarlo con el sistema por:  
DIEGO EDMUNDO  
ORTIZ VILLALBA

Ing. Ortiz Villalba, Diego Edmundo PhD.  
Director  
C.C.: 1803225414



**Vicerrectorado De Investigación, Innovación y Transferencia De Tecnología**

**Centro de Posgrados**

**Certificación**

Certifico que el trabajo de titulación, “**Diseño e implementación vía simulación de estrategias de control secundario para plantas fotovoltaicas en micro-redes aisladas**” fue realizado por la señorita **Cajas Buenaño, Mildred Lisseth**; el mismo que cumple con los requisitos legales, teóricos, científicos, técnicos y metodológicos establecidos por la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE, además fue revisado y analizado en su totalidad por la herramienta de prevención y/o verificación de similitud de contenidos; razón por la cual me permito acreditar y autorizar para que se lo sustente públicamente

Latacunga, 22 de agosto de 2022

Firma:

.....  
**Ing. Ortiz Villalba, Diego Edmundo PhD.**

**Director**

**C.C.: 1803225414**



Vicerrectorado De Investigación, Innovación y Transferencia De Tecnología

Centro de Posgrados

Responsabilidad de Autoría

Yo **Cajas Buenaño, Mildred Lisseth**, con cédula de ciudadanía n° 0503497604, declaro que el contenido, ideas y criterios del trabajo de titulación: **“Diseño e implementación vía simulación de estrategias de control secundario para plantas fotovoltaicas en micro-redes aisladas”** es de mi autoría y responsabilidad, cumpliendo con los requisitos legales, teóricos, científicos, técnicos y metodológicos establecidos por la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE, respetando los derechos intelectuales de terceros y referenciando las citas bibliográficas.

Latacunga, 22 de agosto de 2022

Firma

.....

**Cajas Buenaño, Mildred Lisseth**

**C.C.: 0503497604**



Vicerrectorado De Investigación, Innovación y Transferencia De Tecnología

Centro de Posgrados

Autorización de Publicación

Yo, **Cajas Buenaño, Mildred Lisseth**, con cédula de ciudadanía n° 0503497604, autorizo a la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE publicar el trabajo de titulación: **“Diseño e implementación vía simulación de estrategias de control secundario para plantas fotovoltaicas en micro-redes aisladas”** en el Repositorio Institucional, cuyo contenido, ideas y criterios son de mi responsabilidad.

Latacunga, 22 de agosto de 2022

Firma

.....

**Cajas Buenaño, Mildred Lisseth**

**C.C.: 0503497604**

## Dedicatoria

A la flor más linda de mi jardín que es mi hijita Emilia Flores Cajas, a mi fortaleza más grande que es mi madre Rita Buenaño y a mi fuente de renovación que es mi padre Edwin Cajas. Las personas más importantes en mi vida que han estado de manera incondicional con su amor y apoyo para salir adelante.

Para ustedes mi razón de ser y estar.

*Pon en manos del Señor todas tus obras, y tus proyectos se cumplirán*

*(Proverbios 16:3)*

## **Agradecimiento**

Agradezco a Dios por la sabiduría que me ha dado y por poner a cada persona que me dio su mano para ingresar, estudiar y culminar el programa de maestría, en especial a mi tutor Ing. Diego Ortiz PhD por su continua guía durante el desarrollo de la investigación.

Agradezco a mis padres, Edwin Cajas y Rita Buenaño por su apoyo para continuar con mis estudios y cuidar de mi hija Emilia Flores Cajas cubriendo mi ausencia en los días y noches que le dedique a todo el periodo de estudios. Gracias a mi pequeña hija por ser paciente mientras no podía jugar con ella debido a las largas jornadas de estudios, solo recuerda hijita, todo esfuerzo tiene su recompensa. A ella que es el motor e inspiración que Dios puso en mi corazón para seguir adelante.

Agradezco infinitamente a mi madre por cada consejo y el ejemplo que me ha dado, por formar mi carácter desde pequeña y motivarme a ser una mujer valiente.

## ÍNDICE DE CONTENIDOS

Carátula .....	1
Reporte de Verificación de Contenido .....	2
Certificación .....	3
Responsabilidad de Autoría.....	4
Autorización de Publicación .....	5
Dedicatoria .....	6
Agradecimiento.....	7
Índice de Contenidos.....	8
Índice de Tablas .....	10
Índice de Figuras .....	11
Resumen.....	13
Abstract .....	14
Capítulo I: Generalidades .....	15
Antecedentes.....	15
Planteamiento del problema.....	17
Objetivos.....	19
<i>General</i> .....	19
<i>Específicos</i> .....	19
Justificación, importancia y alcance del proyecto.....	20
Hipótesis de investigación .....	21
Capítulo II: Marco Teórico Referencial .....	22
Marco legal.....	22
Generación Distribuida .....	24
Seguimiento al Punto de Máxima Potencia (MPPT) .....	27



Derrateo .....	32
Regulación de Frecuencia .....	34
Capítulo III: Metodología.....	37
Etapa 0: Revisión del Estado del arte .....	38
Etapa 1: Diseño de la planta fotovoltaica .....	38
Etapa 2: Diseño de los convertidores DC/DC.....	38
Etapa 3: Diseño del Inversor trifásico.....	39
Etapa 4: Diseño del algoritmo de control “de-rating” .....	39
Etapa 5: Validación de la propuesta.....	39
Capítulo IV: Caso De Estudio.....	41
Diseño de la Planta Fotovoltaica.....	42
Diseño de los convertidores DC/DC.....	43
<i>Diseño del convertidor BOOST.....</i>	<i>43</i>
<i>Diseño del BUCK .....</i>	<i>44</i>
Diseño del Inversor trifásico.....	46
Diseño del algoritmo de control “de-rating” .....	51
Análisis de resultados .....	52
Resultados obtenidos .....	57
<i>Frecuencia.....</i>	<i>57</i>
<i>Voltaje.....</i>	<i>59</i>
<i>Potencia.....</i>	<i>62</i>
Capítulo V: Conclusiones y Recomendaciones.....	66
Conclusiones.....	66
Recomendaciones.....	68
Bibliografía .....	69
Anexos.....	75

## ÍNDICE DE TABLAS

<b>Tabla 1</b> <i>Sistemas A.C. con un voltaje nominal entre 100V y 1000V.....</i>	<b>24</b>
<b>Tabla 2</b> <i>Comparativa de los algoritmos de control para MPPT.....</i>	<b>30</b>
<b>Tabla 3</b> <i>Determinación de los valores porcentuales de derrateo con 800W/m<sup>2</sup> de Irradiancia.....</i>	<b>55</b>
<b>Tabla 4</b> <i>Determinación de los valores porcentuales de derrateo con 1000W/m<sup>2</sup> de Irradiancia.....</i>	<b>55</b>
<b>Tabla 5</b> <i>Variación de valores de carga con 800W/m<sup>2</sup> de irradiancia.....</i>	<b>56</b>
<b>Tabla 6</b> <i>Variación de valores de carga con 1000 W/m<sup>2</sup> de irradiancia.....</i>	<b>57</b>
<b>Tabla 7</b> <i>Valores de Potencia, Voltaje, Corriente, Frecuencia con diferentes porcentajes de Derrateo con 800W/m<sup>2</sup> de Irradiancia.....</i>	<b>58</b>
<b>Tabla 8</b> <i>Valores de Potencia, Voltaje, Corriente, Frecuencia con diferentes porcentajes de Derrateo con 1000W/m<sup>2</sup> de Irradiancia.....</i>	<b>58</b>

## ÍNDICE DE FIGURAS

<b>Figura 1</b> <i>Sistema de Generación Distribuida</i> .....	25
<b>Figura 2</b> <i>Generación distribuida fotovoltaica</i> .....	26
<b>Figura 3</b> <i>Seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT)</i> .....	28
<b>Figura 4</b> <i>Diagrama de flujo (P&amp;O)</i> .....	30
<b>Figura 5</b> <i>Diagrama de flujo (INC)</i> .....	31
<b>Figura 6</b> <i>Diagrama de flujo P&amp;O modificado con Derrateo</i> .....	33
<b>Figura 7</b> <i>Etapas de regulación de frecuencia</i> .....	35
<b>Figura 8</b> <i>Diagrama de Bloques de la metodología propuesta</i> .....	37
<b>Figura 9</b> <i>Diagrama de simulación, algoritmo MPPT &amp; Derating</i> .....	41
<b>Figura 10</b> <i>Parámetros de Paneles Fotovoltáicos</i> .....	42
<b>Figura 11</b> <i>Esquema del convertor Boost</i> .....	43
<b>Figura 12</b> <i>Esquema del convertor Buck</i> .....	45
<b>Figura 13</b> <i>Inversor trifásico</i> .....	47
<b>Figura 14</b> <i>Puente IGBT-Diodo</i> .....	48
<b>Figura 15</b> <i>Bloque de parámetros: Puente universal</i> .....	49
<b>Figura 16</b> <i>Muestreo Natural</i> .....	50
<b>Figura 17</b> <i>Bloque de generador PWM (2 niveles)</i> .....	51
<b>Figura 18</b> <i>El bloque de medición V-I trifásica</i> .....	51
<b>Figura 19</b> <i>Recuperación de la señal de Frecuencia para diferentes porcentajes de derrateo para 800 W /m<sup>2</sup> de irradiancia</i> .....	59
<b>Figura 20</b> <i>Recuperación de la señal de Frecuencia para diferentes porcentajes de derrateo para 1000 W /m<sup>2</sup> de irradiancia</i> .....	60
<b>Figura 21</b> <i>Voltaje de fase 109V<sub>RMS</sub>, 0% derrateo y 800W /m<sup>2</sup> irradiancia</i> .....	61
<b>Figura 22</b> <i>Voltaje de fase 109,2V<sub>RMS</sub>, 5% derrateo y 800W /m<sup>2</sup> irradiancia</i> .....	61

<b>Figura 23</b> Voltaje de fase $111,1 V_{RMS}$ , 8% derrateo y $800W/m^2$ irradiancia.....	61
<b>Figura 24</b> Voltaje de fase $112,5 V_{RMS}$ , 13% derrateo y $800W/m^2$ irradiancia.....	62
<b>Figura 25</b> Voltaje de fase $105,9 V_{RMS}$ , 0% derrateo y $1000W/m^2$ irradiancia.....	62
<b>Figura 26</b> Voltaje de fase $111,6 V_{RMS}$ , 10% derrateo y $1000W/m^2$ irradiancia.....	62
<b>Figura 27</b> Voltaje de fase $113,3 V_{RMS}$ , 15% derrateo y $1000W/m^2$ irradiancia.....	63
<b>Figura 28</b> Voltaje de fase $114,6 V_{RMS}$ , 17% derrateo y $1000W/m^2$ irradiancia.....	63
<b>Figura 29</b> Potencia en la carga $\cong 39 kW$ , 0% derrateo y $800W/m^2$ irradiancia.....	64
<b>Figura 30</b> Potencia en la carga $\cong 38kW$ , 5% derrateo y $800W/m^2$ irradiancia.....	64
<b>Figura 31</b> Potencia en la carga $\cong 37kW$ , 8% derrateo y $800W/m^2$ irradiancia.....	64
<b>Figura 32</b> Potencia en la carga $\cong 36kW$ , 13% derrateo y $800W/m^2$ irradiancia.....	65
<b>Figura 33</b> Potencia en la carga $\cong 48kW$ , 0% derrateo y $1000W/m^2$ irradiancia.....	65
<b>Figura 34</b> Potencia en la carga $\cong 45kW$ , 10% derrateo y $1000W/m^2$ irradiancia.....	66
<b>Figura 35</b> Potencia en la carga $\cong 43kW$ , 15% derrateo y $1000W/m^2$ irradiancia.....	66
<b>Figura 36</b> Potencia en la carga $\cong 41 kW$ , 17% derrateo y $1000W/m^2$ irradiancia.....	66

## Resumen

Las fuentes de energía renovables están en continuo desarrollo, por la disminución de los recursos hidroeléctricos y fósiles. Una solución para la generación de energía eléctrica es la energía solar, siendo un recurso renovable y con una tecnología prometedora. Para estimar el rendimiento de los paneles fotovoltaicos o diseñar un sistema de control adecuado, mediante modelos matemáticos que permitan simular el panel y el sistema de control para abastecer la demanda. Actualmente los sistemas de generación fotovoltaica no realizan regulación de frecuencia debido a los cambios de radiación solar, presencia de nubes bajas, densas y aisladas, modificando la potencia que entrega del parque solar, estos cambios provocan la variación de la frecuencia eléctrica, en comparación con los sistemas de generación móviles, que poseen sistemas de control para mantener una frecuencia eléctrica dentro de lo permitido. Se implementó una estrategia de control secundario para plantas fotovoltaicas denominado "derrateo", la propuesta fue implementada en el software de simulación Simulink de Matlab. El tamaño de la planta fotovoltaica bajo estudio tiene 51,15 kW, consta de un arreglo de 240 paneles conectados en serie y paralelo, modelados para dos patrones seleccionados de radiación a  $800 W/m^2$  y  $1000 W/m^2$  con dos convertidores DC (Boost y Buck) y un inversor trifásico para abastecer cargas con valores de voltaje y frecuencia fundamental, el esquema de control es capaz de restaurar la señal de frecuencia a sus valores nominales de  $\pm 0,05\%$  de 60Hz luego de ocurrida un escalón de demanda (simulando mediante variaciones de carga) y manteniendo en un rango permisible el valor de voltaje  $\pm 10\%$ . La estrategia de control se basó en modificar el algoritmo de control MPPT P&O a nivel del convertidor DC tipo BOOST el cual mediante la modulación del ancho de pulso permite la variabilidad de conmutación en los transistores en función de la demanda, dependiendo de la variación de la carga permite simular un porcentaje de derrateo en un rango de tiempo.

*Palabras clave:* micro-red, PV (Fotovoltaic), derrateo, frecuencia.

## Abstract

The renewable energy sources are in continuous development, due to the decrease of hydroelectric and fossil resources. One solution for electricity generation is solar energy, a renewable resource with promising technology. In order to estimate the performance of photovoltaic panels or to design an adequate control system, mathematical models are required to simulate the panel's behavior and the control system to supply the demand. Currently, photovoltaic generation systems do not perform frequency regulation due to changes in solar radiation, by the presence of low, dense, and isolated clouds, modifying the power delivered by the solar park. These changes cause the variation of the electrical frequency compared to mobile generation systems, which have control systems to maintain an electrical frequency within the margins allowing to avoid collapse in the system (disconnection of loads). In the present work, a secondary control strategy for photovoltaic plants called "derating" was implemented in the Simulink simulation software of Matlab. The size of the PV plant under study has an installed power of 51,15 kW, consists of an array of 240 panels connected in series and parallel, modeled for two selected radiation patterns at  $800 \text{ W/m}^2$  and  $1000 \text{ W/m}^2$  with two DC converters (Boost and Buck) and a three-phase inverter to supply loads with fundamental voltage and frequency values, the proposed control scheme is able to restore the frequency signal to its nominal values of  $\pm 0,05\%$  of 60Hz after the occurrence of a demand step (simulating through load variations) and maintaining in an allowable range the voltage value  $\pm 10\%$ . The control strategy implemented was based on modifying the MPPT P&O control algorithm at the BOOST DC converter level, which by means of pulse width modulation allows the switching variability in the transistors depending on the demand, which depending on the load variation allows simulating a derating percentage in a time range.

Key words: micro-grid, PV (Photovoltaic), Derating, frequency

## **Capítulo I**

### **Generalidades**

#### **Antecedentes**

Varias comunidades remotas tienen acceso restringido a la electricidad y dependen principalmente de los combustibles fósiles, que son perjudiciales para el medio ambiente. En la actualidad, esta situación está siendo mitigada con la implementación de micro-redes basadas en energía renovable (Clairand et al., 2019). Recientes estudios señalan que una Red Inteligente (Smart Grid) es el conjunto de elementos que permiten generar, transmitir y distribuir la energía eléctrica desde las fuentes de energía convencionales (basadas en combustibles fósiles y nucleares) y fuentes alternativas (eólica, fotovoltaica, térmica, biomasa, entre otras) hasta los centros de consumo (carga), todo se lo realiza mediante un sistema de gestión para la distribución de manera óptima y económica (Colmenar Santos et al., 2015).

Las micro-redes (caso particular de las Smart Grid) basadas en fuentes de generación renovables surgen como una solución para suministrar de energía a comunidades aisladas de la red, también son una alternativa para energizar complejos estratégicos (unidades militares, hospitales entre otras) ante la ocurrencia de desastres naturales, en donde la energía se torna imprescindible para que puedan seguir operando en situaciones de emergencia. Las micro-redes se pueden definir como sistemas de distribución de energía eléctrica que utilizan recursos energéticos distribuidos tales como dispositivos de almacenamiento, unidades de generación distribuida basadas en energías renovables o cargas controlables que operan en forma coordinada, ya sea que estén conectadas a la red de suministro eléctrico o que estén operando en modo isla (Farrokhhabadi, 2017).

Las micro-redes aisladas pueden integrar y coordinar varias fuentes de energía con estrategias de control apropiadas para garantizar el suministro energético de manera óptima. En este contexto se ha identificado que el control y la gestión óptima de micro-redes presentan

una arquitectura de control jerárquica, en donde las tareas de control usualmente se dividen en tres niveles, los cuales operan en diferentes escalas de tiempo. El control primario trabaja en la escala de milisegundos, el control secundario trabaja en el orden de los segundos y el control terciario en la escala de minutos y horas (Hermann et al., 2019).

El control primario de una micro-red, es el encargado de hacer frente a las variaciones de demanda o perturbaciones, es decir que evita que los valores de frecuencia caigan a niveles no permisibles, evitando que las cargas conectadas a la micro-red sufran daños.

Adicionalmente dentro del control primario se encuentra la regulación de voltaje para que la micro-red opere dentro de los rangos permisibles estipulados en los códigos de red. Una vez que el control primario está operando a través de las unidades de generación existe un error en estado estacionario o una desviación respecto a los valores nominales de frecuencia y voltaje, por lo tanto, se requieren acciones de control adicionales, conocidas como control secundario para restaurar los valores de las variables voltaje y frecuencia a su valor nominal (Proaño et al., 2016) (Hermann et al., 2019).

Investigaciones recientes proporcionan soluciones factibles para resolver problemas de estabilidad en el sistema de energía debido a la inclusión de las energías renovables. Uno de los estudios menciona un control jerárquico, partiendo desde el control primario para controlar el voltaje y corriente, luego utilizando un lazo de control secundario se puede restaurar la frecuencia y voltaje, de un sistema de energía (SEE) (Lu et al., 2016). Dentro del marco de generación de energía es importante mencionar que se deben implementar estrategias de control y de gestión para abastecer la demanda, es así que se implementan algoritmos de control vía simulación con el propósito de evaluar diferentes escenarios a los que se puede enfrentar el sistema de energía (Bordón et al., 2018). Para la simulación es importante disponer de información referente al consumo utilizando un sistema de comunicación y de esta manera implementar estrategias de control tanto en la etapa primaria y secundaria, para poder controlar



el sistema eléctrico y garantizar que las variables como frecuencia y voltaje se encuentren dentro de las bandas permisibles estipuladas dentro de los códigos de red.

### **Planteamiento del problema**

Hasta el 2018 los organismos internacionales alertan que mil millones de personas no tienen acceso a la red de suministro eléctrico, es decir, alrededor del 13% de la población mundial. Tres mil millones de personas, es decir el 40% de los habitantes del planeta, siguen cocinando con combustibles contaminantes (carbón o madera). Tan solo el 17,5% de toda la energía que se consume en el mundo es de origen renovable. Son algunas de las conclusiones del estudio elaborado por la Agencia Internacional de la Energía (AIE), la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA), la División de Estadística de las Naciones Unidas (UNSD), el Banco Mundial y la Organización Mundial de la Salud (OMS)".

La mayoría de la población que no cuenta con suministro de energía se debe a que están ubicados en localidades aisladas o zonas rurales de difícil acceso, en este contexto las tecnologías renovables son considerables y diversas, siendo una alternativa económicamente competitiva, técnicamente fiable, socialmente pertinente y ambientalmente eficiente, que contribuye a encarar el desafío de superar los niveles de pobreza energética, especialmente en zonas aisladas. Además de ser parte importante de una estrategia de mitigación y adaptación frente al cambio climático, que afecta principalmente a los pobladores del campo. Donde, debido a su lejanía y la baja cantidad de habitantes, en la mayoría de las ocasiones, no resulta viable contar con suministro de energía desde el punto de vista económico. Esta problemática mundial puede ser mitigada con la implementación de micro-redes. Si estas comunidades cuentan con energía eléctrica ininterrumpida a bajo costo permitirá mejorar la calidad de vida de sus habitantes, además de promover el aumento de la productividad de la localidad (Escobar et al., 2016).

La situación se torna grave, según la Organización Mundial de la Salud (OMS), a nivel mundial anualmente fallecen 3 millones de personas por el uso de biomasa en dispositivos tradicionales para la cocción de alimentos, al no disponer del conocimiento adecuado del manejo de combustibles y tecnologías modernas, debido al arraigo de las costumbres locales (Organización Mundial de la Salud, 2020). Así, la causa del alto nivel de mortalidad se debe a la contaminación intradomiciliaria por el uso de fogones y cocinas tradicionales. Además, la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL) ha reportado, que en áreas donde se observa mayor consumo de leña por habitante en fogones o cocinas tradicionales, generalmente se registran bajos índices de desarrollo humano. El fogón o cocina tradicional tiene poca eficiencia energética al producir una combustión incompleta e incontrolada, usando mayor cantidad de leña y emitiendo gran cantidad de gases contaminantes en espacios pequeños y reducidos al medio ambiente (Escobar et al., 2016).

Dentro de este contexto las energías renovables reemplazarían tanto a las fuentes energéticas convencionales (recursos no renovables) existentes y podrían abastecer la demanda eléctrica incluso en zonas en donde no se puede acceder al suministro eléctrico. El uso de combustibles fósiles para la generación de energía eléctrica resulta perjudicial al ambiente y por lo tanto a la población (Sampietro & Pico Valencia, 2018).

Una de las principales características que poseen las micro-redes es que permiten la integración de unidades de generación distribuida (GD), es decir que podrían trabajar de forma simultánea varias fuentes de energía renovable. Por lo que el diseño de los sistemas de control deben garantizar el funcionamiento confiable, seguro y económico de las micro-redes en modo aislado, sin embargo, esta tarea se torna complicada principalmente porque son pequeños sistemas de generación en donde un cambio mínimo en la demanda eléctrica es percibido como una importante perturbación, en donde se producen cambios de frecuencia muy rápidos en comparación con los sistemas tradicionales, a esto se suma la variabilidad y estocacidad de

los recursos naturales que son comúnmente la principal fuente de generación de una micro-red. Por todas las razones expuestas se hace necesario que los sistemas de control asociados al manejo de las unidades de generación sean motivo de investigación alrededor del mundo (Proaño et al., 2016).

El control de las micro-redes aisladas es más desafiante que controlar micro-redes que se encuentran conectadas a la red, debido a que mantener el equilibrio entre la demanda y la generación es más crítico, es así que en este trabajo de titulación se planteó implementar un control secundario sobre la variable frecuencia de una micro-red ya que esta variable puede cambiar rápida y frecuentemente debido a los desequilibrios que ocurren entre demanda y generación. Existe una creciente necesidad de desarrollar soluciones rápidas, flexibles, confiables y rentables para cumplir con los requisitos de aplicaciones en tiempo real en micro-redes.

## **Objetivos**

### ***General***

- Diseñar y simular una estrategia de control secundario para plantas de generación fotovoltaica en micro-redes aisladas para la restauración de la frecuencia.

### ***Específicos***

- Simular de manera detallada todos los componentes que forman parte de una planta de generación fotovoltaica y verificar su adecuado desempeño bajo diferentes escenarios de operación.
- Desarrollar e implementar una estrategia de control secundario vía simulación para restauración de frecuencia.

- Implementar un algoritmo de control para restauración de frecuencia en una planta fotovoltaica en el nivel secundario.
- Evaluar y validar el desempeño de la estrategia de control propuesta y realizar un análisis de los resultados alcanzados.

### **Justificación, importancia y alcance del proyecto**

Debido al crecimiento de la demanda de energía eléctrica que presenta la sociedad actual, se ha buscado incluir en la red de distribución eléctrica fuentes de generación renovables no convencionales, con el fin de ayudar a suplir la demanda de energía en nuestra sociedad (Águila et al., 2013). Debido a la intermitencia y la falta de control en los recursos que se usan en la generación no convencional, la implementación de estas fuentes en la red de distribución eléctrica, no cuentan con aceptación en el sistema eléctrico. La implementación de estas fuentes presenta desafíos de integración y control en la sincronización con la red de distribución eléctrica (Lu et al., 2016) (Hermann et al., 2019). Una mala sincronización puede producir deterioro en la calidad de suministro eléctrico, lo que conlleva a buscar una solución previa a su instalación, por ejemplo, la frecuencia de una señal fundamental debe permanecer dentro de límites estrictos para que el suministro eléctrico se realice en condiciones de calidad aceptables. Las variaciones de frecuencia alejadas del valor nominal pueden provocar el mal funcionamiento de diversos equipos industriales y domésticos. Por ejemplo los motores pueden verse forzados a girar a velocidades distintas a las que fueron diseñados, relojes y automatismos que miden el tiempo en función de la frecuencia de alimentación pueden adelantarse o retrasarse, entre otras consecuencias al momento de no regular la frecuencia a valores nominales (Yahyaoui et al., 2016).

Las redes de distribución eléctricas inteligentes representan la evolución de las redes actuales, por medio de una aplicación más profunda de las funciones de automatización y un alto nivel de introducción de las Tecnologías de la Información y Comunicación, con el fin de

aumentar la calidad de la energía y de los servicios auxiliares de la información que garanticen la seguridad, la eficiencia económica y energética en el suministro de energía eléctrica a sus usuarios (Ali et al., 2016). Esto se logra mediante un equilibrio entre generación y demanda de la carga, ya que algunas cargas demandan una potencia independiente de la fuente de alimentación, por ejemplo, cargas resistivas y otras demandan un incremento en la frecuencia como por ejemplo las bombas o ventiladores, por lo tanto, es necesario un control para la generación de potencia y una regulación de frecuencia dentro de los límites más estrechos y evitar una desconexión automática de la demanda (Hermann et al., 2019).

El objetivo principal del proyecto de investigación fue desarrollar vía simulación un modelo dinámico del sistema que sea lo más cercano a la realidad, a su vez asegurar el comportamiento del sistema en lazo cerrado con sus respectivos lazos de control primario y secundario para la recuperación de la señal de frecuencia, utilizando el algoritmo de control P&O MPPT modificado que se basa en una reducción de la potencia generada (derrateo) con el propósito de efectuar el control de frecuencia.

### **Hipótesis de investigación**

El diseño e implementación de una estrategia de control secundario en plantas de generación fotovoltaica permite restaurar la frecuencia en una micro-red aislada después de una perturbación (escalones de carga).

## Capítulo II

### Marco Teórico Referencial

#### Marco legal

- La Constitución de la república del Ecuador, (Registro Oficial No. 449, 20 – octubre - 2008) en el artículo 413 establece que “El Estado promoverá la eficiencia energética, el desarrollo y uso de prácticas y tecnologías ambientalmente limpias y sanas, así como energías renovables diversificadas, de bajo impacto, que no pongan en riesgo la soberanía alimentaria, el equilibrio ecológico de los ecosistemas y el derecho al agua”
- La Ley orgánica de Eficiencia Energética, (Suplemento – Registro oficial No. 449, 19 – marzo - 2020):
- Art. 17.- Ahorro y uso eficiente de la energía – A nivel nacional todo consumidor de energía debe velar permanentemente porque sus consumos estén enmarcados en el uso racional de energía, adaptar sus comportamientos de consumo, orientándose al ahorro energético, sin que esto signifique disminuir sus condiciones de confort y producción.
- Art. 20.- Investigación y desarrollo tecnológico. - El estado ecuatoriano favorecerá la investigación científica y el desarrollo tecnológico en el ámbito de la eficiencia energética y uso racional de la energía a nivel de las universidades, escuelas politécnicas, centros de investigación.
- La norma IEC SC 8B Decentralized Electrical Energy Systems, Normas para el desarrollo de sistemas seguros, fiables y eficaces en función de los costos con una gestión descentralizada para el suministro de energía eléctrica, alternativos/ complementarios/ precursores de los grandes sistemas tradicionales interconectados y altamente centralizados. El concepto más popular es actualmente la "micro-red", definida como un grupo de cargas interconectadas y recursos energéticos distribuidos con límites eléctricos definidos que actúa como una única entidad controlable y puede funcionar tanto en modo conectado a la red como en modo aislado. Los sistemas energéticos descentralizados

tienen aplicaciones tanto en los países en desarrollo (centradas en el acceso a la electricidad) como en los países desarrollados (centradas en la alta fiabilidad, la recuperación en caso de un apagón y/o los servicios).

- El Directorio de la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables en: La Resolución Nro. ARCERNNR -013/2021, Regulación Nro. ARCERNNR-001/2021 en el artículo 7 menciona lo siguiente: “La potencia nominal de un SGDA será determinada sobre la base de un estudio técnico de carga y demanda de energía, con el fin de cubrir la demanda de energía anual del consumidor. La producción anual de energía del SGDA, deberá ser igual o menor que la demanda de energía anual del consumidor. El dimensionamiento del SGDA es de exclusiva responsabilidad del Proponente”.
- El Directorio de la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables en: La Resolución Nro. ARCERNNR -014/2021, Regulación Nro. ARCERNNR-002/2021 en el artículo 12 menciona lo siguiente: “Los diseños y construcción de las obras, instalaciones y línea de interconexión, para materializar la conexión de una CGD (Central de Generación Distribuida) a la red eléctrica de distribución, serán de responsabilidad de la EGDH ( Empresa de Generación Distribuida Habilitada), y deberán cumplir con los estándares y especificaciones mínimos establecidos por la Distribuidora, no pudiendo ésta establecer estándares o especificaciones más exigentes que las utilizadas para sus propias obras, equipos, líneas e instalaciones. Adicionalmente, la EGDH deberá observar las condiciones establecidas en la Factibilidad de Conexión y la normativa específica.”
- La Norma Técnica Ecuatoriana NTE INEN 3098. Sistemas de corriente alterna con un voltaje nominal entre 100 V y 1 000 V inclusive y equipos relacionados (NTE- INEN-1837, 2016), menciona respecto a la regulación del voltaje de alimentación, en condiciones

normales de funcionamiento, el voltaje de alimentación no debería diferir del voltaje nominal del sistema en más de  $\pm 10\%$  de los valores mostrados en la tabla 1.

**Tabla 1**

*Sistemas A.C. con un voltaje nominal entre 100V y 1000V*

<b>Sistema trifásico de tres hilos</b>	<b>Sistema trifásico de cuatro hilos</b>	<b>Sistema monofásico de tres hilos</b>
Voltaje nominal V 60 Hz		Voltaje nominal V 60Hz
208	120/208	
240	120/240 <sup>a</sup>	
-	277/480	
-	347/600	120/240 <sup>b</sup>
480	-	
600	-	
-	-	
-	-	

<sup>a</sup> Es una configuración delta con fase partida

<sup>b</sup> Los valores de 100/200 V también se utilizan en algunos países en sistemas 60Hz

### **Generación Distribuida**

El uso intensivo de fuentes de energía de origen fósil ha provocado grandes impactos medioambientales, es así que en estudios realizados determinan que un trillón de toneladas de CO2 son liberados al planeta desde el inicio de la industrialización, por lo tanto, se ha vuelto la mirada a las energías renovables y en diferentes formas de aplicación, como es la GD (generación distribuida o embebida) en los sistemas eléctricos de distribución. (Muñoz-Vizhñay et al., 2018).

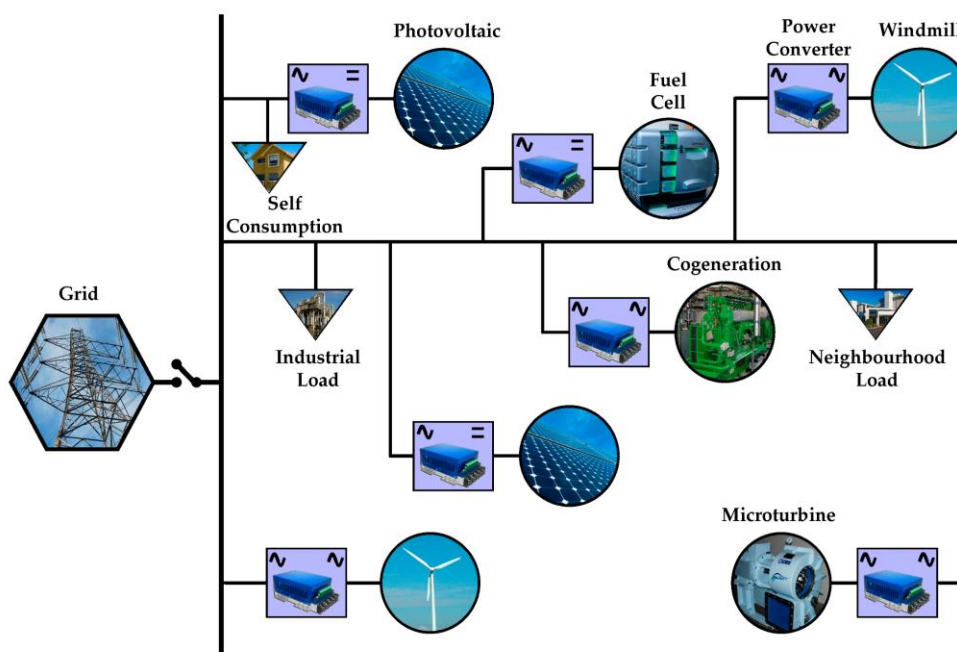


La generación distribuida se refiere al uso estratégico de pequeñas unidades modulares de generación eléctrica instaladas dentro de los domicilios o en áreas de servicio en la industria (Pereda Soto, 2005) (Muñoz-Vizhñay et al., 2018). Las unidades pueden estar aisladas para un servicio específico o interconectado a las redes de distribución o subtransmisión como se muestra en la figura 1, para reducir el costo del consumo y mejorar la calidad de energía entregada. Las tecnologías que mayormente se utilizan en la generación distribuida son:

- Motores a gas o diésel
- Celdas de Combustible
- Turbina de gas
- Bancos de baterías
- Aerogeneradores
- Sistemas fotovoltaicos

**Figura 1**

*Sistema de Generación Distribuida*

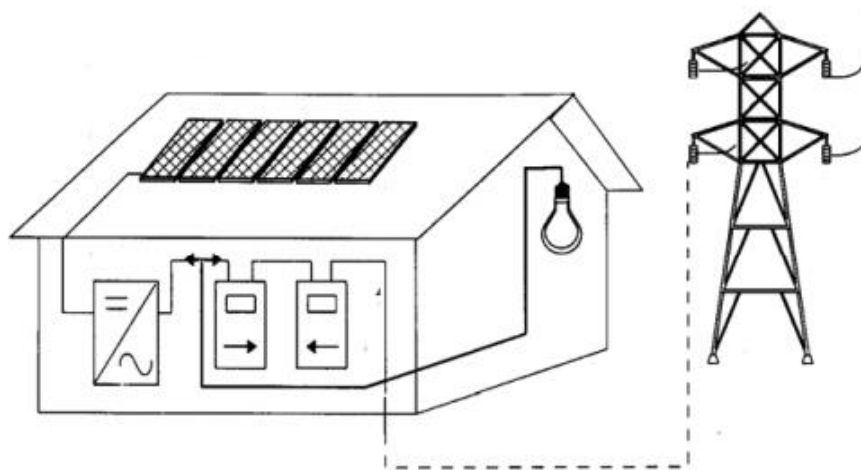


*Nota.* El sistema de generación distribuida está conformado con las siguientes tecnologías: fotovoltaica, eólica, pila de combustible y micro turbinas, con su respectiva etapa de conversión para inyectar la energía eléctrica a la red o abastecer a las cargas. Tomado de (Miret et al., 2017)

La generación de energía eléctrica que usa celdas solares ha generado un gran interés a lo largo del tiempo, una celda solar es simplemente un semiconductor que puede generar un potencial eléctrico cuando es ionizado por radiación, simplemente puede generar electricidad a partir de radiación solar (Berrío & Zuluaga, 2014). Los generadores distribuidos basados en paneles solares captan la energía solar y la convierten en electricidad mediante el efecto fotoeléctrico, la electricidad fluye en forma de corriente continua hasta un inversor que la convierte en corriente alterna, posteriormente pasa por un medidor que registra la generación de electricidad y luego a un centro de carga o caja de breakers que la distribuye en toda la casa. Los excedentes de energía pueden inyectarse a la red pública como se muestra en la figura 2.

## **Figura 2**

*Generación distribuida fotovoltaica*



*Nota.* Tomado de (Yahyaoui et al., 2016).

Las tecnologías convencionales de GD interconectadas al sistema eléctrico, como los módulos fotovoltaicos han reducido significativamente sus costos al incrementarse su fabricación. En el caso de la GD utilizando paneles fotovoltaicos se pueden dividir en tres segmentos (Colmenar Santos et al., 2015):

- **Funcionamiento aislado:** el funcionamiento aislado es utilizado en lugares que no tienen acceso a la red de distribución y necesita del uso de baterías y de un regulador de carga.
- **Funcionamiento híbrido:** consiste en que los paneles fotovoltaicos se conectan en paralelo con otra fuente de generación, como un motor diésel o un generador eólico.
- **Conexión en paralelo/interconexión con la red:** la carga se alimenta de los paneles fotovoltaicos o de la red, conmutando mediante un inversor. La ventaja de esta conexión es que no necesita baterías ni un regulador de carga, reduciendo las pérdidas y la inversión.

El concepto de GD interconectada o a la red que se explora actualmente es el de plantas propiedad de las empresas eléctricas, o de productores independientes que le venden energía al sistema eléctrico, instaladas de manera distribuida, preferentemente cerca de cargas importantes; en las salidas de las subestaciones eléctricas para "aplanar" las curvas de demanda y reducir la necesidad de incrementar la capacidad de la subestación; o en las líneas de distribución muy largas, donde la inclusión de un sistema de GD en puntos finales de la línea mejora el voltaje en el circuito además de inyectarle energía (Muñoz-Vizhñay et al., 2018) (Pereda Soto, 2005) (Proaño et al., 2016).

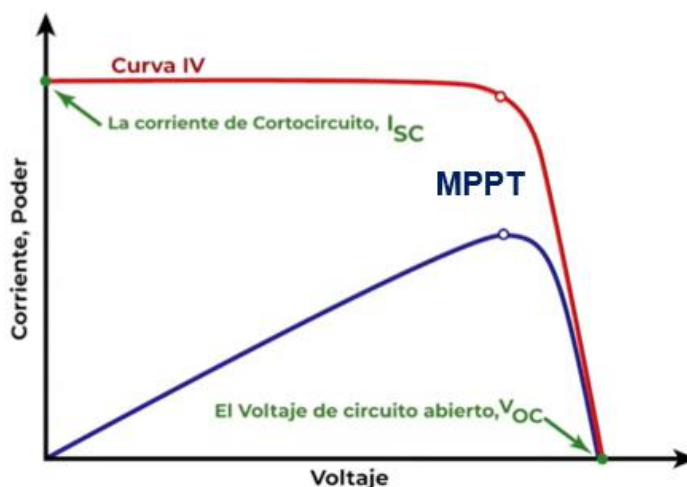
### **Seguimiento al Punto de Máxima Potencia (MPPT)**

El seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) es utilizado en los sistemas de generación fotovoltaica (FV) para extraer la máxima potencia de los arreglos de paneles

fotovoltaicos. En la literatura se han propuesto y discutido varias técnicas de MPPT. Los algoritmos de MPPT más conocidos se basan en perturbar y observar (P & O), conductancia incremental (IC), voltaje en circuito abierto, lógica difusa, etc. Los principales retos de los métodos MPPT son la mejora del tiempo de estabilización, la estabilidad, los sensores necesarios, la simplicidad, el coste, la capacidad de seguimiento del MPP (Punto de Máxima Potencia) y otros aspectos (Hammami, 2019). En la figura 3 se puede observar en un plano de voltaje vs corriente el seguimiento del punto de máxima potencia.

### Figura 3

*Seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT)*



*Nota.* La Curva de color rojo representa la señal de salida de la corriente en función de la tensión de salida del panel fotovoltaico, el punto en la curva roja representa el valor de la corriente en el cual se maximiza el valor de la potencia entregada por el panel fotovoltaico ( $P_{max}$ ). La curva de color azul representa la potencia de salida en función de la tensión de salida, el punto representa la máxima transferencia de potencia (MPPT). Tensión de circuito abierto ( $V_{OC}$ ), es la tensión máxima en los terminales del módulo PV cuando no hay una carga conectada. La corriente de corto circuito ( $I_{SC}$ ) es la corriente máxima que el panel puede proporcionar. Tomado de (Armando et al., 2014).

Entre los múltiples trabajos presentados en la literatura técnica especializada, se ha prestado mucha atención a la técnica perturbar y observar (P&O). La identificación de un tamaño de paso de perturbación adecuado y la escasa capacidad de seguimiento del MPP durante las variaciones repentinas de la irradiación solar limitan el uso de las técnicas básicas de P&O e IC. Por ello, se han propuesto soluciones alternativas. Por ejemplo, se han propuesto algoritmos P&O modificados y se ha considerado un compromiso entre la precisión y la velocidad en la selección del tamaño del paso para mejorar la eficiencia de estos métodos que pertenecen a la clase de algoritmos P&O (Barth & Pilawa-Podgurski, 2015) (Hammami, 2019).

**Tabla 2**

*Comparativa de los algoritmos de control para MPPT*

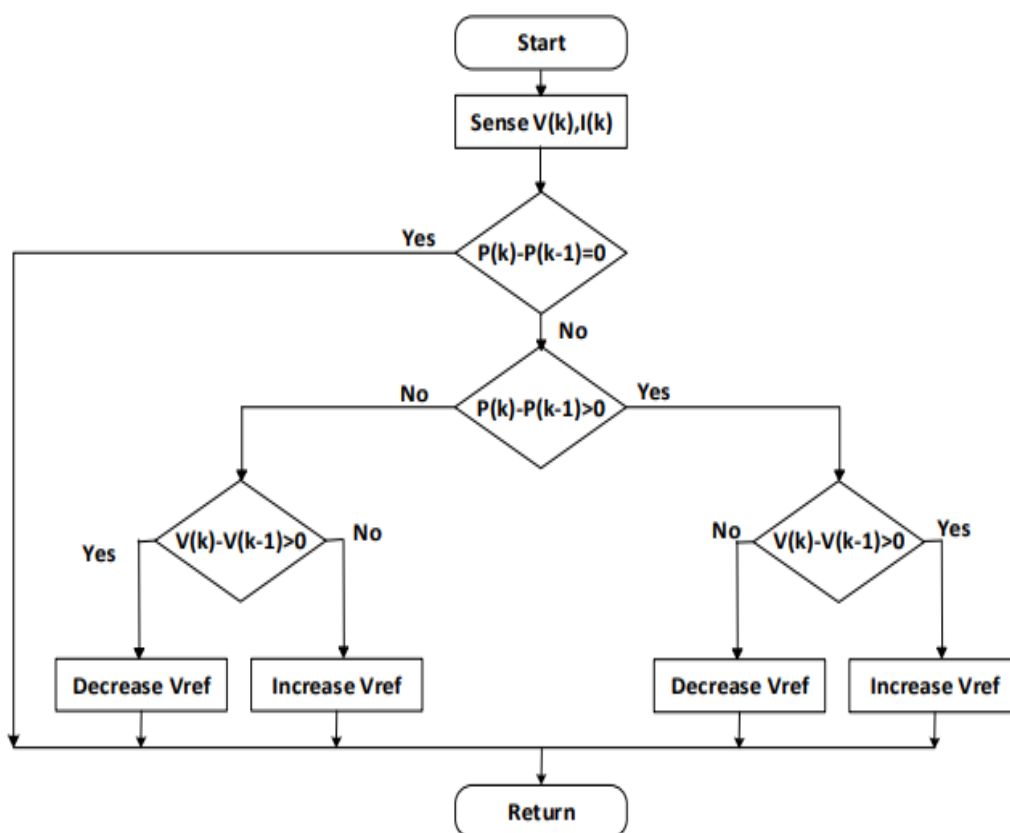
<b>Algoritmo MPPT</b>	<b>Sigue el Verdadero MPP</b>	<b>Velocidad De Convergencia</b>	<b>Complejidad De Implementación</b>	<b>Parámetros Medidos</b>
Perturbar Y Observar	Si	Variable	Baja	V, I
Conductancia Incremental	Si	Variable	Media	V, I
Fracción De $V_{OC}$	No, Aproximación	Media	Baja	V
Fracción De $I_{SC}$	No, Aproximación	Media	Media	I
Redes Neuronales	Si	Rápida	Alta	Varios
Control basado en Lógica Difusa	Si	Rápida	Alta	Varios

La tabla 2 muestra los algoritmos de control que se pueden implementar para encontrar el punto de máxima potencia. Entre los más usados por su facilidad en la implementación a nivel industrial son los de Perturbar y Observar y de Conductancia incremental. El algoritmo de perturbación y observación (P & O) es probablemente el más utilizado en la práctica, principalmente debido a su fácil implementación. El algoritmo se basa en la perturbación del sistema por el aumento o la disminución del  $V_{ref}$  (Voltaje de referencia), donde se actúa

directamente sobre el ciclo de trabajo del convertidor DC-DC (Direct Current- Direct Current), luego se observa el efecto sobre la potencia de salida del panel. Si el valor actual de la potencia  $P(k)$  del panel es mayor que el valor anterior  $P(k - 1)$  entonces se conserva la misma dirección de la perturbación anterior o se invierte la perturbación del ciclo anterior como se muestra en la figura 4 (Djalab et al., 2018).

**Figura 4**

Diagrama de flujo (P&O)

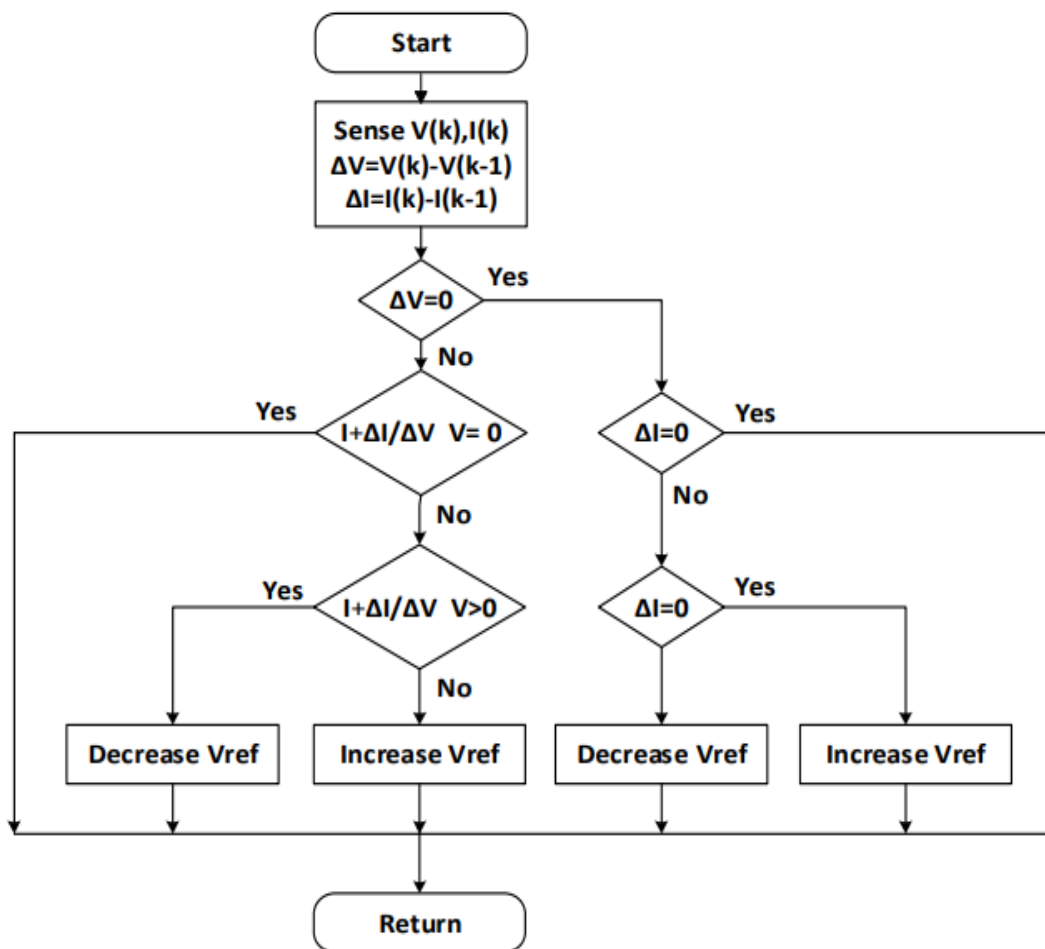


*Nota.* El algoritmo perturbar y observar (P&O) consiste en variar el ciclo útil de un convertidor de potencia conectado a la salida del arreglo fotovoltaico, con el cambio del ciclo útil se varía la corriente extraída del arreglo fotovoltaico, por lo tanto la potencia obtenida se modifica en relación a la variación del ciclo útil de la señal de disparo del convertidor de potencia. Tomado de (Djalab et al., 2018)

La figura 5 muestra el diagrama de flujo del algoritmo de conductancia incremental (INC), la posición del punto de funcionamiento en comparación con el punto de máxima potencia puede obtenerse en función de la conductancia ( $\frac{I}{V}$ ) y la conductancia incremental ( $\frac{dI}{dV}$ ). En consecuencia, el MPP puede seguir comparando la conductancia instantánea ( $\frac{I}{V}$ ) con la conductancia incremental ( $\frac{dI}{dV}$ ). Si la conductancia instantánea es mayor que la conductancia incremental, el ciclo de trabajo se incrementará ( $d$ ), caso contrario el ciclo de trabajo disminuirá.

**Figura 5**

*Diagrama de flujo (INC)*



*Nota.* El diagrama de flujo de conductancia incremental consiste en disminuir el ciclo de trabajo para así disminuir la conductancia instantánea, si es menor se está trabajando a la derecha del punto de máxima potencia, por lo tanto, se aumenta la conductancia instantánea y si son iguales con el MPP no se requiere acción de control. Tomado de (Djalab et al., 2018)

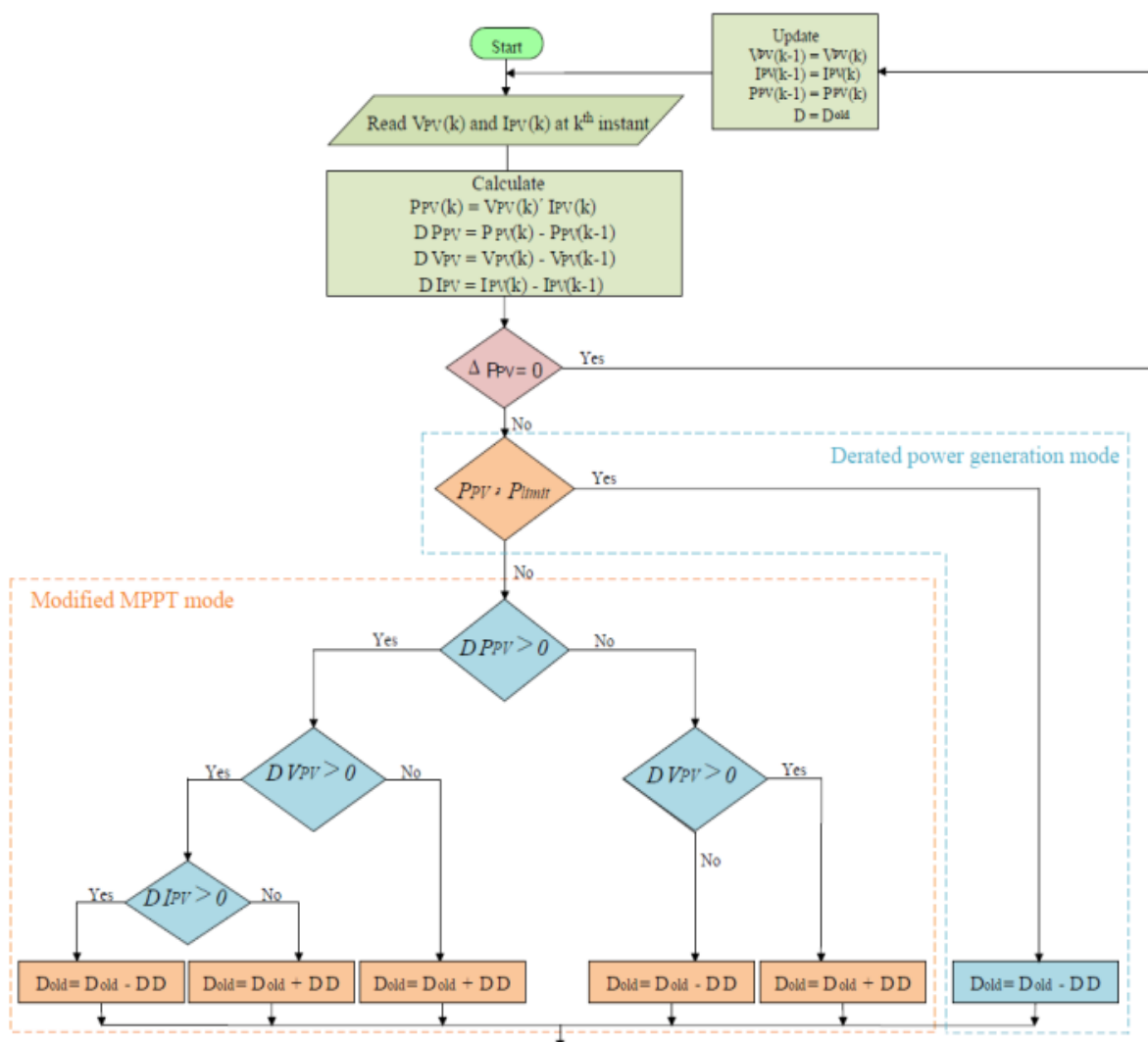
### **Derrateo**

La generación de potencia reducida a pesar de un nivel alto de irradiancia es conocido como Derrateo, se logra mediante un algoritmo P&O MPPT modificado que se activa cuando existe excedente de potencia disponible. Como se conoce, la potencia máxima de una planta instalada es siempre superior a la potencia media generada durante todo el día. Por lo tanto, la planta fotovoltaica genera un excedente de potencia durante las horas punta. Para eliminar el excedente de potencia, se requiere un límite de potencia dentro del cual se pueda transferir la potencia sin afectar a los equipos de la red de distribución. Se ha considerado límites de potencia  $P_{limit}$  en función de porcentajes de derrateo (Kumar & Singh, 2021). La figura 6 muestra el algoritmo de control modificado mediante el derrateo.



Figura 6

Diagrama de flujo P&O modificado con Derrateo



Nota. La figura muestra el diagrama de flujo del algoritmo P&O modificado con Derrateo. La sección modo MPPT modificado (Modified MPPT mode) se basa en la estrategia de relación de trabajo directa D (duty) tanto para la variable Potencia ( $DP_{PV}$ ), Voltaje ( $DV_{PV}$ ) y Corriente ( $DI_{PV}$ ) del panel PV (Photovoltaics Panel), al inicio mediante cálculos se determina el tamaño del paso del  $\Delta D$  para una mejor respuesta temporal. El valor de  $\Delta V$  (Variación de Voltaje) y la  $\Delta I$  (Variación de corriente) son positivos cuando la irradiancia aumenta, demostrando que la

información de la corriente es esencial para determinar el MPP. En la sección Modo de generación de potencia reducida (Derated power generation mode), el modo MPPT modificado entra en funcionamiento cuando existe un excedente de potencia, por lo tanto se requiere un  $P_{limit}$  (Potencia Límite) para eliminar el excedente y derratear la unidad de generación. Tomado de (Kumar y Singh, 2021).

### **Regulación de Frecuencia**

Los sistemas de energía eólica y fotovoltaica se conectan a la red mediante convertidores electrónicos de potencia. En general, cuando funcionan en el modo de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT), no participan en la regulación de la frecuencia de la red eléctrica. Sin embargo, cuando la capacidad de las energías renovables integradas en el sistema eléctrico supera un determinado valor, existe la necesidad de que las energías renovables participen en la regulación de la red para garantizar la seguridad del sistema eléctrico.

La regulación de frecuencia busca, a través de mecanismos de control de las unidades de generación, responder en forma adecuada a las exigencias del sistema y corregir así, las variaciones de frecuencia que surgen como producto de este desbalance. Por lo tanto, la capacidad de regular esta frecuencia y mantenerla dentro de ciertos límites otorga mayor seguridad, rigidez y control sobre la operación del sistema, siendo un factor clave a considerar para las empresas de transmisión y de distribución, ya que deben cumplir con ciertos requisitos de calidad de servicio (Dawei et al., 2018) (Emmanuel et al., 2012) (Villalobos & Rudnick, 2016). Mediante la regulación de frecuencia se logrará un equilibrio entre la generación y la demanda y mantener una frecuencia de referencia en el sistema. Además la regulación de frecuencia como muestra la figura 7 se puede establecerse considerando las siguientes etapas:

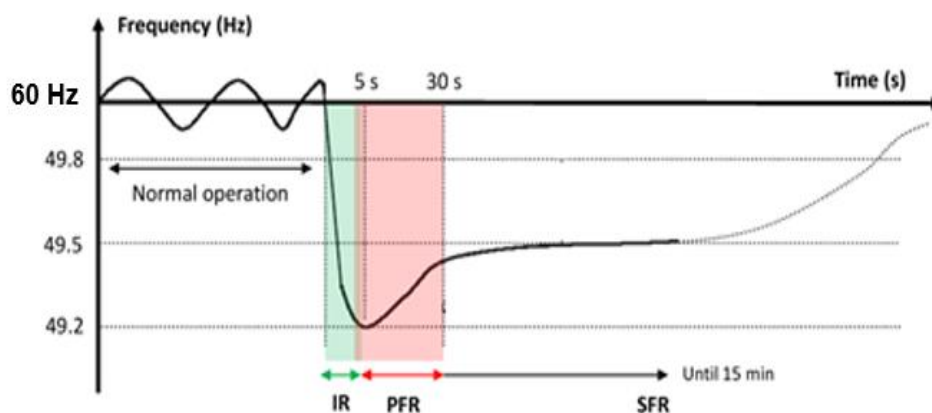
- Respuesta inercial: La respuesta inercial es una característica de los generadores sincrónicos (GS) de los sistemas eléctricos. Ellos, a través de sus partes rotatorias, son

los primeros en actuar cuando ocurren contingencias que signifiquen un desequilibrio entre generación y demanda (Rahmann, 2019).

- Regulación primaria de frecuencia (PFR): La regulación primaria tiene por objeto corregir automáticamente los desequilibrios instantáneos entre producción y consumo. La regulación se efectúa mediante la variación de potencia de los generadores de forma inmediata y autónoma por actuación de los reguladores de velocidad como respuesta a las variaciones de frecuencia (Ortiz-Villalba et al., 2022).
- Regulación secundaria de frecuencia (SFR): Actúa a nivel de la zona de control donde se monitorea la frecuencia y flujo de potencia para corregir los efectos de frecuencia desviada, devolviendo al sistema una frecuencia referencial y manteniendo el flujo de potencia demandado (Díaz-González et al., 2014).
- Regulación terciaria de frecuencia (TFR): consiste en una restitución de la reserva de regulación secundaria para que la regulación secundaria sea efectiva para compensar las variaciones de la demanda luego de ocurrida una perturbación (Díaz-González et al., 2014).

**Figura 7**

*Etapas de regulación de frecuencia*



*Nota.* Tomado de (Villalobos & Rudnick, 2016).

La sección de color verde representa la potencia suministrada debido a la respuesta inercial del sistema debido a la disminución de frecuencia. Luego la zona de color rojo representa el incremento de la generación debido a la PFR provocada por la acción de los reguladores de velocidad, luego de esta acción de control aparece un error de frecuencia en estado estacionario el cual es corregido por SFR.

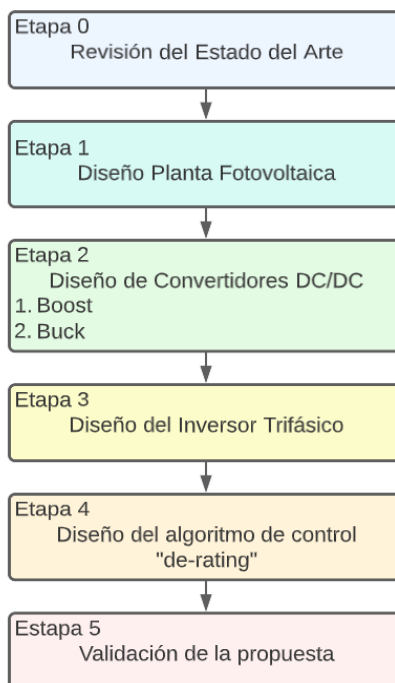
## Capítulo III

### Metodología

Este proyecto presenta varios tópicos importantes como son el estudio de los convertidores DC, inversores, algoritmos de control al nivel secundario basado en el de-rating, micro-redes aisladas y restauración de la señal de frecuencia. Se determinó la importancia del estudio e implementación de estrategias de control en las micro-redes aisladas ya que son actualmente una solución viable para suministrar energía eléctrica en áreas aisladas. Se realizó una revisión bibliográfica de manera sistemática sobre los trabajos científicos relacionados al problema bajo estudio, en la literatura técnica especializada considerando aquellos más relevantes y recientes. Con base a esta revisión se identificaron las diferencias entre el algoritmo tradicional de control MPPT P&O y el algoritmo de control modificado. En la figura 8 se muestra la metodología propuesta.

#### Figura 8

*Diagrama de Bloques de la metodología propuesta.*



### **Etapas 0: Revisión del Estado del arte**

En esta etapa se revisaron varios trabajos de investigación ligados al modelamiento de sistemas fotovoltaicos, con el propósito de implementarlos utilizando una herramienta computacional (Simulink del software Matlab 2020a), con la finalidad de modelar el comportamiento del sistema. Además, la revisión bibliográfica incluye un estudio de los valores de irradiancia en una determinada localidad. Finalmente se estudiaron las estrategias de control implementadas en los convertidores para viabilizar el “derrateo”, en las unidades de generación fotovoltaicas y lograr que ellas participen en la regulación primaria y secundaria de la frecuencia.

### **Etapas 1: Diseño de la planta fotovoltaica**

En esta etapa se seleccionaron los parámetros del panel fotovoltaico, posterior se determinó el número de paneles fotovoltaicos en un arreglo de filas y columnas para obtener la potencia total que generará la planta fotovoltaica en la micro red. Para determinar el número de paneles fotovoltaicos se utilizó la Ec. (1).

$$P_{total} = filas \cdot columnas \cdot Maxium Power \quad (1)$$

Adicional se seleccionaron los valores de irradiancia y temperatura, en función de los escenarios en los cuales se va a evaluar el desempeño del sistema. Las variables de salida son el Voltaje y Corriente de la planta fotovoltaica, que servirán como señales de entrada de los convertidores DC/DC.

### **Etapas 2: Diseño de los convertidores DC/DC**

En esta etapa se desarrolló el dimensionamiento de los convertidores con el objetivo de convertir la tensión de salida de la planta fotovoltaica en diferentes valores de tensión de salida continua, el primer convertidor diseñado fue un tipo BOOST (convertidor elevador) y a continuación se modeló un convertidor tipo BUCK (convertidor reductor). Los convertidores DC

son controlados a través de la modulación por ancho de pulso, basada en modificar el ciclo de trabajo de una señal periódica para controlar la cantidad de energía que se envía a la carga.

En primera instancia se implementó un control MPPT P&O al convertidor BOOST y de esta manera se determinan los valores máximos de potencia generados por la planta fotovoltaica. Para el convertidor BUCK se implementó un control PI (Proporcional Integral) para comparar la salida con una referencia a seguir y que el controlador varíe las entradas adecuadamente con el propósito de eliminar el error en régimen permanente y aumentar la velocidad de respuesta del sistema ante variaciones de carga.

### **Etapas 3: Diseño del Inversor trifásico**

En esta etapa se diseñó un inversor trifásico tipo puente implementado con IGBT's (Transistores Bipolares de Compuerta Aislada) el que cuenta con diodos de marcha libre en anti-paralelo, la conmutación se controló mediante un generador de pulsos PWM de dos niveles. En serie se conectó un filtro LCL para obtener señales mayormente puras y senoidales.

### **Etapas 4: Diseño del algoritmo de control “de-rating”**

En esta sección se diseñó el algoritmo de control modificado a través de la estrategia denominada derrateo, la cual permitió controlar el ciclo de trabajo de los conmutadores del convertidor tipo BOOST, la frecuencia de conmutación varía en función de la potencia demandada, los diferentes valores de la carga permiten simular los cambios porcentuales de derrateo, recuperando y manteniendo la señal de la frecuencia dentro de los límites permisibles.

### **Etapas 5: Validación de la propuesta**

En esta etapa se validó la propuesta mediante la simulación con cuatro valores porcentuales de derrateo y con dos escenarios de irradiancia. Se simularon los diferentes escenarios en un rango de tiempo con cambios de porcentajes de derrateo y sin derrateo para

verificar la recuperación de la señal de frecuencia. Finalmente, en la carga se midieron y se analizaron las señales de voltaje y frecuencia, para verificar que estén dentro de los límites permisibles.



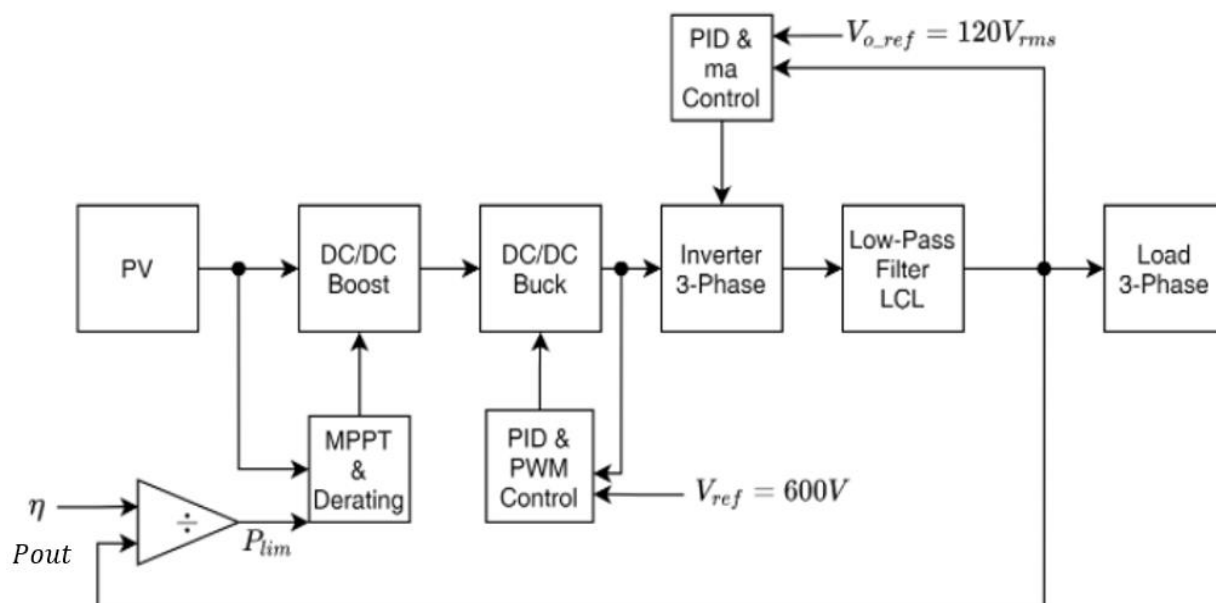
## Capítulo IV

### Caso De Estudio

La figura 9 muestra el diagrama de bloques del sistema fotovoltaico para microrredes aisladas bajo una estrategia de control para restaurar la frecuencia a su valor nominal, la secuencia inicia con el modelamiento de la planta fotovoltaica representado por el bloque (PV), luego la planta fotovoltaica es conectada a un convertidor Boost y un Buck, posterior se conecta un inversor trifásico con un filtro LCL y finalmente se conecta la carga. La estrategia de control de derrateo se realizó al nivel del Convertidor DC Boost, las variables de entrada son la potencia demandada y la eficiencia, de esta manera se determina la potencia límite para el algoritmo de control MPPT P&O modificado, con el objetivo de modular el Duty cycle de los transistores.

**Figura 9**

*Diagrama de simulación, algoritmo MPPT & Derating*

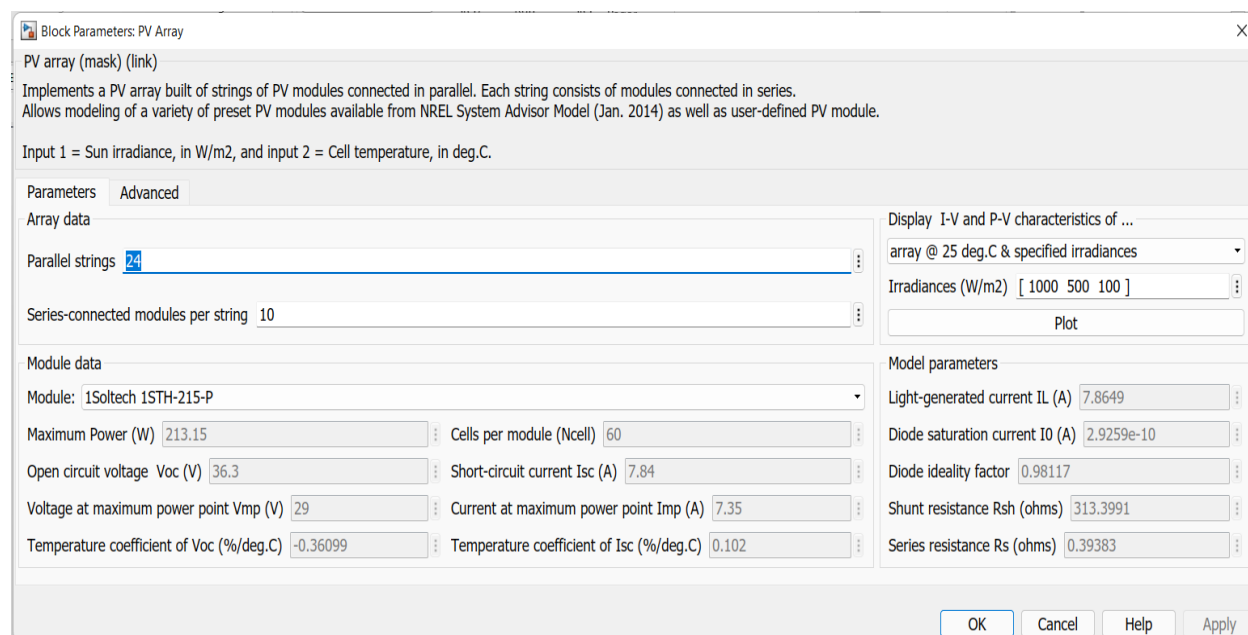


## Diseño de la Planta Fotovoltaica

En la figura 10 se muestran los parámetros del arreglo de paneles fotovoltaicos para formar la planta fotovoltaica, se utilizó un total de 240 elementos colocados en serie y paralelo. La Ec. (2) permite calcular la potencia total del arreglo. Para el caso de estudio se seleccionó el modelo 1 Soltech 1STH-215-P con una potencia máxima de 213 W, se utilizaron 240 paneles distribuidos en 24 arreglos paralelos por 10 arreglos conectados en serie. En el anexo A se encuentra la hoja de características técnicas del modelo del panel fotovoltaico utilizado.

### Figura 10

#### Parámetros de Paneles Fotovoltaicos



$$P_{pv} = \text{Maximum Power} * (\text{Parallel strings} * \text{Series connected modules per string}) \quad (2)$$

$$P_{pv} = (213, 15 \cdot 24 \cdot 10)$$

$$P_{pv} \cong 51 [kW]$$

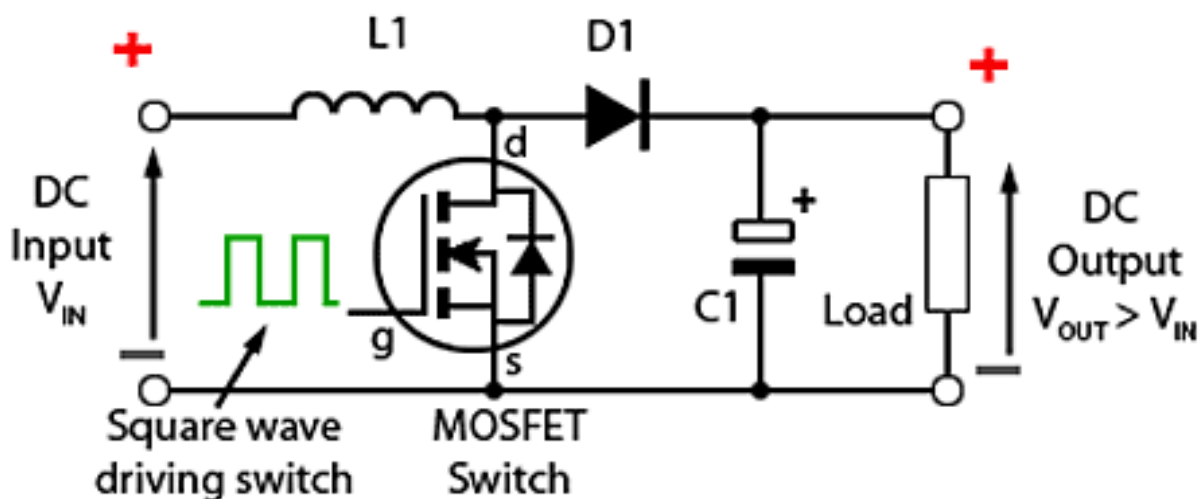
## Diseño de los convertidores DC/DC

### Diseño del convertidor BOOST

La figura 11 muestra el esquema de un convertidor elevador, donde el voltaje de salida es mayor al voltaje de entrada. Cuando el switch (MOSFET) está “encendido” el diodo está en polarización inversa, aislando la etapa de salida. Posterior la entrada suministra energía al inductor L, cuando el switch (MOSFET) está “apagado”, la salida recibe energía del inductor de la entrada. En un análisis de estado permanente, se tendría que el condensador (C) es de alta capacitancia para asegurar un voltaje constante  $V_0(t) = V_0$ .

**Figura 11**

*Esquema del conversor Boost*



*Nota.* Tomado de (Hammami, 2019).

La Ec. (3) muestra la relación entre combinar la mínima inductancia ( $L_{min}$ ), y frecuencia ( $f$ ) de conmutación para obtener corriente permanente en el elevador, donde  $P_o$  (Potencia de salida) representa la potencia absorbida por la resistencia de la carga,  $V_{in}$  es el Voltaje de entrada al elevador y  $D$  (Duty) es el ciclo de trabajo del conmutador enviado por un controlador (Daniel W. Hart, 2021).

$$L_{min} = \frac{D \cdot V_{in}^2}{2f \cdot P_o} \quad (3)$$

$$L_{min} = \frac{0,85 \cdot 363V}{2 \cdot 10KHz \cdot 13,8kW}$$

$$L_{min} = 1,12\mu H$$

La Ec. (4) muestra el cálculo del valor del condensador a partir de la ecuación de rizado de la tensión de salida ( $V_o$ ), para el caso de estudio se consideró  $\frac{\Delta V_o}{V_o} = 0.001$  sabiendo que existen pequeñas fluctuaciones o rizados, donde  $P_o$  (Potencia de salida) es la potencia absorbida por la resistencia de la carga,  $V_{in}$  es el Voltaje de entrada al elevador y  $D$  (Duty) es el ciclo de trabajo del conmutador.

$$C = \frac{D \cdot (1 - D)^2 \cdot P_o}{\frac{\Delta V_o}{V_o} \cdot F \cdot V_{in}^2} \quad (4)$$

$$C = \frac{(0,85 \cdot (1 - 0,85)^2 \cdot 13,8KW)}{0,001 \cdot 10KHz \cdot 363^2}$$

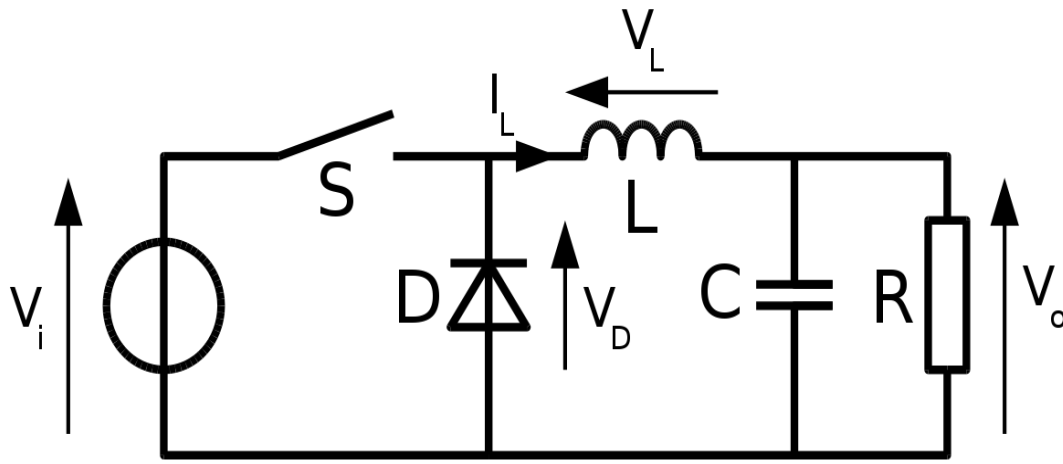
$$C = 220,3\mu F \cong 200 \mu F$$

### **Diseño del BUCK**

El diseño del convertidor reductor se realizó con el objetivo de producir una señal continua pura, una manera de obtener una salida continua es implementando el circuito de la figura 12. El circuito consta de un filtro pasa bajo con una bobina (L) y un condensador (C) después del interruptor (S). El diodo proporciona un camino a la corriente de la bobina cuando el interruptor está abierto, y se polariza inversamente cuando el interruptor está cerrado. Es un convertidor reductor porque la salida de voltaje ( $V_o$ ) es menor al voltaje de entrada ( $V_i$ ) (Daniel W. Hart, 2021).

Figura 12

Esquema del conversor Buck



Nota. Tomado de (Hammami, 2019).

La Ec. (5) se utilizó para determinar el valor mínimo de la inductancia ( $L_{min}$ ), con el propósito de asegurar una corriente permanente. Se selecciona un valor de frecuencia de  $F = 25 \text{ kHz}$ , adicionalmente se realiza el reemplazo de variables como potencia de salida  $P_o = \frac{V_o^2}{R}$ , se despeja la variable resistencia  $R = \frac{V_o^2}{P_o}$  y se obtiene la Ec. (6).

$$L_{min} = \frac{(1 - D) \cdot R}{2F} \quad (5)$$

$$L_{min} = \frac{(1 - D) \cdot V_o^2}{2F \cdot P_o} \quad (6)$$

El rango del ciclo de trabajo será:  $Rango D = 0,0 \sim 0,85$ , se reemplazan dos valores uno de 0,2 y 0,85 como muestra la Ec. (6) y (7), para analizar dentro y al límite del rango. Se selecciona el valor de 0,2, como muestra la Ec. (7) ya que en las pruebas se presentó una señal permanente y con menor variación al comparar con el valor de  $D = 0,85$ .

## Reemplazo 1

$$\text{Para } D = 0,2 ; V_o = 300V ; P_o = 50KW \quad (7)$$

$$L_{min} = \frac{(1 - 0,2) \cdot 300V^2}{2 \cdot 25000 \text{ Hz} \cdot 50000W}$$

$$L_{min} = 720 \text{ mH}$$

## Reemplazo 2

$$\text{Para } D = 0,85 ; V_o = 300V ; P_o = 50kW \quad (8)$$

$$L_{min} = \frac{(1 - 0,85) \cdot 300V^2}{2 \cdot 25000 \text{ Hz} \cdot 50000W}$$

$$L_{min} = 135 \text{ mH}$$

El análisis del rizado en el voltaje de salida de un convertidor reductor se deriva a partir de la siguiente ecuación  $\frac{\Delta V_o}{V_o} = \frac{1-D}{8LCF^2}$ , siendo  $L$  el valor de la inductancia mínima con  $D = 0,2$  y con  $25 \text{ kHz}$  de frecuencia, se despeja  $C$  (Capacitancia) para determinar el valor máximo de la capacitancia y obtener un menor rizado, como muestra en la Ec. (9).

$$C = \frac{1 - D}{8L \cdot \frac{\Delta V_o}{V_o} \cdot F^2} \quad (9)$$

$$C = \frac{1 - 0,2}{8 \cdot 720mH \cdot 0,01 \cdot 25000Hz}$$

$$C = 560 \mu F$$

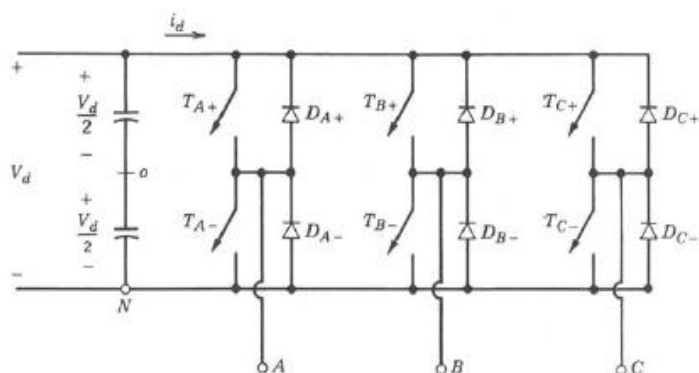
**Diseño del Inversor trifásico**

Los inversores son circuitos que convierten la corriente continua en una corriente alterna, es decir transfiere una potencia de continua a una carga alterna trifásica, es posible alimentar esta carga mediante tres inversores monofásicos desfasados 120 grados entre sí. El

circuito de un inversor trifásico más frecuente consiste en tres terminales, uno para cada fase como se muestra en la figura 13 y requiere de 6 interruptores.

**Figura 13**

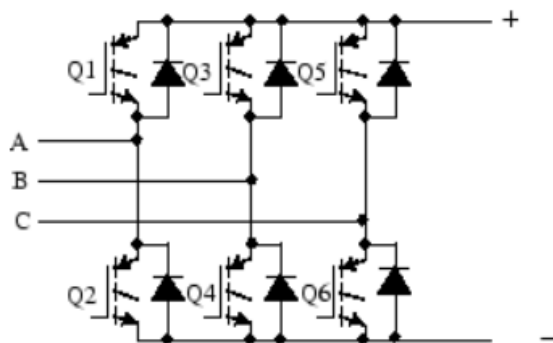
*Inversor trifásico*



En Simulink se implementó mediante el bloque puente universal utilizando dispositivos electrónicos de potencia de conmutación natural (diodo) y de conmutación forzada (IGBT) como muestra la figura 14. Se ajustó a tres el “bridge arms” (brazos del puente) para obtener un convertidor trifásico conectado en configuración de puente Graetz (seis dispositivos de conmutación).

**Figura 14**

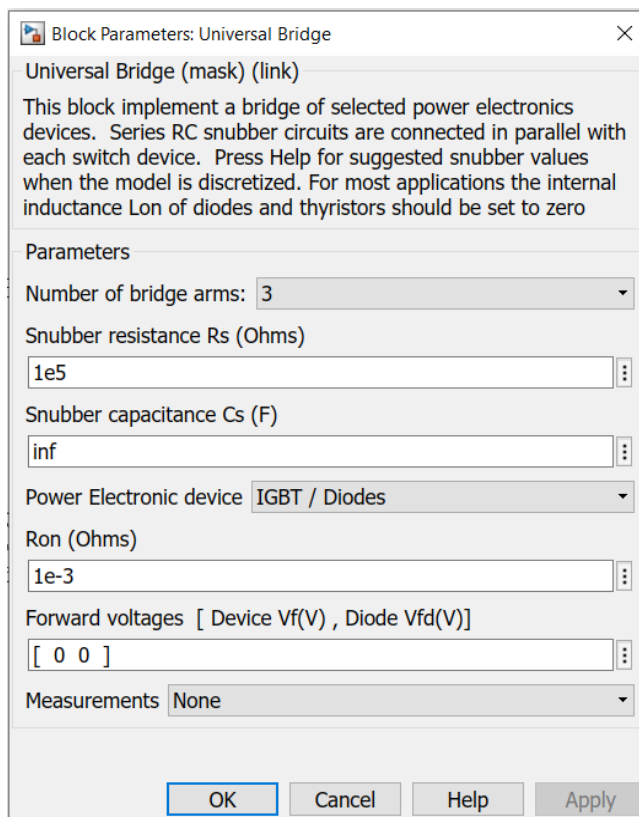
*Puente IGBT-Diodo*



Los parámetros de configuración se muestran en la figura 15, el primero es la resistencia de la red snubber  $R_s$  (Resistencia de amortiguador) con un valor predeterminado en  $1e5$  en ohmios ( $\Omega$ ). La capacitancia de la red snubber ( $C_s$ ), en faradios (F), por defecto es inf, para obtener un amortiguador resistivo.  $R_{on}$  es la resistencia interna del dispositivo seleccionado, en ohmios ( $\Omega$ ) por defecto es  $1e - 3$ . Forward voltages [Dispositivo  $V_f$ , Diodo  $V_{fd}$ ] este parámetro está disponible cuando el dispositivo electrónico de potencia seleccionado es GTO/Diodos o IGBT/Diodos por defecto es [0 0].

### Figura 15

*Bloque de parámetros: Puente universal*



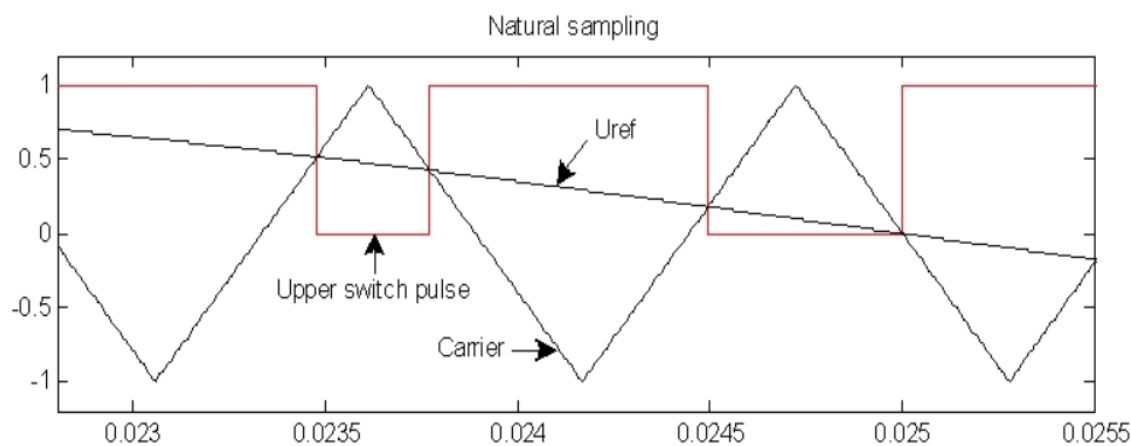
El parámetro de entrada es  $g$  (compuerta) para los dispositivos de conmutación forzada IGBT (Transistor bipolar de compuerta aislada). Para los puentes de diodos y tiristores, el orden de los impulsos corresponde al orden natural de conmutación y una conmutación forzada



respectivamente, los impulsos se envían a los interruptores superiores e inferiores de las fases A, B y C. La señal que ingresa a la compuerta g y con la que se puede controlar los IGBT's es mediante la modulación del PWM con el bloque generador de PWM (2 niveles), su funcionamiento se basa en tener una señal de referencia  $U_{ref}$  o señal moduladora y se compara con una señal triangular simétrica  $Carrier$  (Portadora), cuando la señal de referencia es mayor que la portadora, el impulso del interruptor (Upper switch pulse) para el dispositivo de conmutación superior es alto (1) y el impulso para el dispositivo inferior es bajo (0) como muestra la figura 16.

**Figura 16**

*Muestreo Natural*



El modo de funcionamiento no sincronizado viene determinado por la frecuencia, caso contrario sería con una entrada  $\omega t$  (*velocidad angular*) y la frecuencia de la portadora ( $f_c$ ) se determina mediante el parámetro relación de conmutación por la frecuencia de salida, como se muestra en la Ec. (10), donde la relación de conmutación en frecuencia es representada por  $m_f$  y  $f_o$  la frecuencia de salida.

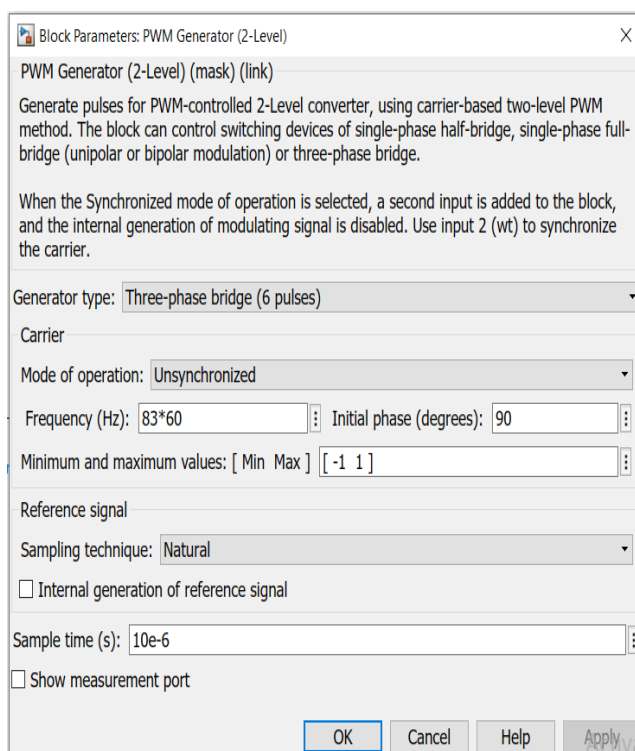
$$f_c = m_f \cdot f_o \quad (10)$$

$$f_c = 83.60\text{Hz}$$

La Fase inicial (grados) de la portadora tiene el valor por defecto de  $90^\circ$ . Un valor de  $90^\circ$  significa que la posición inicial de la portadora triangular se sitúa en el punto medio entre su valor mínimo y máximo y la pendiente es positiva. Los valores mínimo y máximo de la portadora por defecto es [-1 1]. Los otros valores son por defecto como se muestra en la figura 17 en el bloque de PWM de dos niveles.

## Figura 17

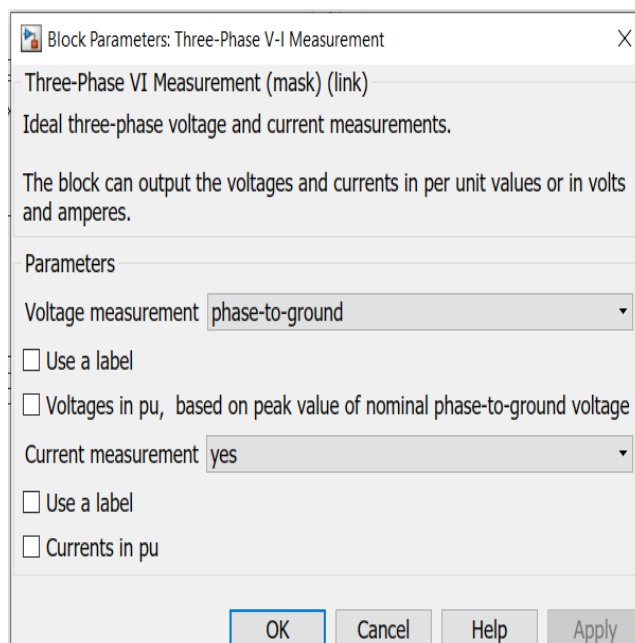
### Bloque de generador PWM (2 niveles)



El bloque de medición trifásico que se muestra en la figura 18 se utiliza para medir tensiones y corrientes trifásicas instantáneas, en este caso devuelve las tres tensiones y corrientes máximas fase-tierra.

**Figura 18**

*El bloque de medición V-I trifásica*



### **Diseño del algoritmo de control “de-rating”**

Para el diseño del algoritmo de control se configuró un lazo de retroalimentación de la potencia trifásica de salida ( $P_{out}$ ), hacia un módulo de ajuste del derrateo en tiempo real, el mismo que calcula una potencia límite ( $P_{lim}$ ) utilizando la Ec. (11), siendo  $\eta$  el valor de eficiencia del sistema, para el caso de estudio se determina una eficiencia del 95%:

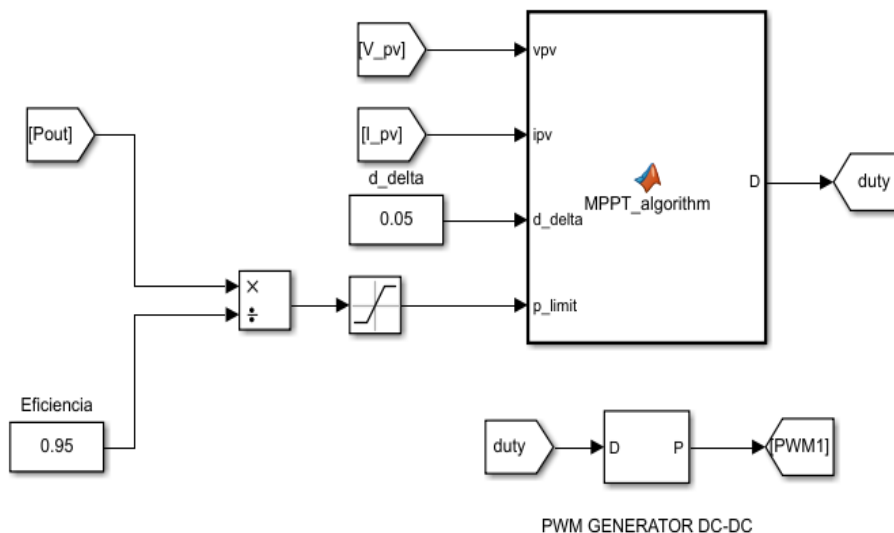
$$P_{lim} = \frac{P_{out}}{\eta} \quad (11)$$

El algoritmo de control se basa en el diagrama de flujo de la figura 19, se puede observar las variables de entrada  $V_{pv}$  (*Voltaje del panel fotovoltaico*),  $I_{pv}$  (*Corriente del panel fotovoltaico*),  $\Delta D$  (*Variación del Ciclo de trabajo*) y  $P_{lim}$  (*Potencia límite*), y la variable  $duty$  es la de salida. Con el bloque Generador PWM (DC-DC) emite un pulso para disparar el interruptor MOSFET de un convertidor Boost. El ciclo de

trabajo del generador se especifica mediante la entrada D. Un valor entre 0 y 1 determina el porcentaje del periodo del pulso que la salida está encendida

### Figura 19

Diagrama de bloques del algoritmo de control modificado con derrateo



### Análisis de resultados

En esta sección se presentan los resultados alcanzados al implementar el sistema fotovoltaico con capacidad de regulación de frecuencia ante variaciones de carga, utilizando el algoritmo de control para derratear la unidad de generación. Se estudiaron dos escenarios de irradiancia solar:  $800 \frac{W}{m^2}$  y  $1000 \frac{W}{m^2}$ , los resultados alcanzados se resumen en las tablas 7 y 8 respectivamente. Las tablas muestran los valores de potencia a la salida del: PV, Convertidor Boost, Convertidor Buck y la potencia, voltaje, corriente y frecuencia en la carga equivalente (conexión estrella). Los diferentes valores porcentuales de variación de derrateo se determinaron en función de la variación de carga equivalente a la salida del inversor como se muestra en las tablas 3 y 4.

La tabla 3 muestra los resultados alcanzados al simular un escenario sin perturbaciones, es decir sin escalones de carga, para valores de 0,8, 1, 1,1, 1,2 Ohmios como se detalla en la columna 1 con un tiempo de muestreo de 2,5 segundos. Al analizar la primera fila con 0,8 ohmios la potencia en la salida de los terminales de la planta fotovoltaica es de 40176 W (el valor máximo que la planta fotovoltaica puede generar), luego en el convertidor DC/DC tipo Boost la potencia de salida es de 39942 W y 39497 W en el convertidor tipo Buck. La potencia en la carga es de 38855 W. En la Ec. (12) se puede comprobar el valor de potencia en la carga con los valores de voltaje y corriente RMS (valor eficaz), multiplicado por tres por ser un sistema trifásico:

$$P_{out} = (V_{rms} \cdot I_{rms}) \cdot 3 \quad (12)$$

$$P_{out} = (101,8V \cdot 127,2A) \cdot 3$$

$$P_{out} = 38855,87 W$$

El valor de  $P_{out} = 38855 W$  es el valor de potencia absorbida por la carga en función de la cantidad de energía producida por la planta fotovoltaica. Es importante mencionar que para el resto de los valores de carga (1, 1,1 y 1,2 ohmios) la planta fotovoltaica es derrateada para suministrar la energía demandada por la carga. Por ejemplo, para la fila 2 de los datos, con una resistencia de  $1\Omega$  la potencia máxima consumida por la carga es de 37235W. Aplicando la Ec. (13) una regla de tres se determina el porcentaje de potencia entregada en función de 38855W (equivale al 100%), se obtiene:

$$P_{max} (\%) = \frac{37235,36 W \cdot 100\%}{38855,65 W} \quad (13)$$

$$P_{max} (\%) = 95,82 \%$$

Esto significa que la planta está derrateada a un valor aproximado del 5%, al restar 95,82% menos el 100%.

**Tabla 3**

*Determinación de los valores porcentuales de derrateo con  $800W/m^2$  de Irradiancia.*

CARGA	POTENCIA [W]				VOLTAJE	CORRIENTE	FRECUENCIA	POTENCIA MÁXIMA	PORCENTAJE
	PV	BOOST	BUCK	CARGA	FASE	FASE		%	DERRATEO
[ $\Omega$ ]					[ $V_{rms}$ ]	[ $I_{rms}$ ]	Hz		%
0,8	40176	39942	39497	38855	101,8	127,2	59,99	100,00	0,0
1	38527	38287	37901	37235	111,4	111,4	59,97	95,83	$\cong 4,2$
1,1	37356	37092	36686	36010	114,9	104,5	59,98	92,68	$\cong 8$
1,2	35745	35479	35108	34434	117,4	97,8	59,98	88,62	$\cong 13$

Este proceso se replicó para la tabla 4, para cada una de sus filas para los diferentes valores de carga.

**Tabla 4**

*Determinación de los valores porcentuales de derrateo con  $1000W/m^2$  de Irradiancia.*

CARGA	POTENCIA [W]				VOLTAJE	CORRIENTE	FRECUENCIA	POTENCIA MÁXIMA	PORCENTAJE
	PV	BOOST	BUCK	CARGA	FASE	FASE		%	DERRATEO
[ $\Omega$ ]					[ $V_{rms}$ ]	[ $I_{rms}$ ]	Hz		%
0,7	49041	48589	47043	46258	103,9	148,4	60,01	100,00	0,0
0,9	44103	43660	42533	41774	111,9	124,4	59,98	90,31	$\cong 10$
1	41413	40978	40006	39265	114,4	114,4	59,97	84,88	$\cong 15$
1,1	39653	39169	38881	38176	118,3	107,6	59,91	82,53	$\cong 17$

A continuación, se implementan las simulaciones en donde se procede a perturbar el sistema con escalones de carga, para verificar que la propuesta es capaz de restaurar la frecuencia a su valor nominal (60Hz). En la tabla 5 y 6 se presentan los escalones de carga.

Por ejemplo, en la tabla 5, fila 2 se observa un escalón de carga equivalente de 1 a 0,8 ohmios, esto equivale a realizar un derrateo del 5%, con un cambio de potencia de 1620 W

**Tabla 5**

*Variación de valores de carga con 800 W/m<sup>2</sup> de irradiancia*

	PORCENTAJE DE	VALORES DE	CAMBIO DE POTENCIA $\Delta P$
	DERRATEO	CARGA [ $\Omega$ ]	[W]
<b>IRRADIANCIA</b> <b>800 W/m<sup>2</sup></b>	0%	0,8 a 0,8	0,00
	5% al 0%	1 a 0,8	1620
	8% al 0%	1,1 a 0,8	2845
	13% al 0%	1,2 a 0,8	4421

La tabla 6 muestra el desarrollo con un valor de irradiancia de 1000 W/m<sup>2</sup> para cuatro porcentajes de derrateo. Para la segunda fila mediante un cambio de carga de 0,8 al 0,7 [ $\Omega$ ], equivale a realizar un 10% de derrateo y con un cambio de potencia de 4483W.

**Tabla 6**

*Variación de valores de carga con 1000 W/m<sup>2</sup> de irradiancia*

	PORCENTAJE DE	VALORES DE	CAMBIO DE POTENCIA $\Delta P$
	DERRATEO	CARGA [ $\Omega$ ]	[W]
<b>IRRADIANCIA</b> <b>1000 W/m<sup>2</sup></b>	0%	0,7 a 0,7	0,00
	10% al 0%	0,8 a 0,7	4483
	15% al 0%	1 a 0,7	6993
	17% al 0%	1,1 a 0,7	8081

En la tabla 7 y 8 se muestran los valores de potencia en bornes de: PV, convertidor DC/DC tipo Boost, tipo Buck y la Potencia consumida en la carga (Salida del inversor trifásico),

los valores de voltaje y de corriente son instantáneos. El tiempo que se aplica el porcentaje de derrateo es de 0 a 1,5 segundos y de 1,5 a 2,5 segundos se suprime el derrateo (la planta fotovoltaica trabaja en MPPT) al ocurrir el escalón de carga para restaurar la señal de frecuencia a su valor nominal. Para verificar los valores de potencia en la carga con diferentes valores equivalentes de carga se aplica la Ec. (14), donde:

$$P_{out} = (V_{rms} \cdot I_{rms}) \cdot 3 \quad (14)$$

$$P_{out} = 101,8V \cdot 127,2A \cdot 3$$

$$P_{out} = 38,85 \text{ kW}$$

En la penúltima columna se observa el valor de la frecuencia antes del escalón de carga, al realizar una perturbación (modificar el valor de carga equivalente) existe una “emulación” de respuesta inercial por lo tanto la frecuencia disminuye obteniendo una frecuencia mínima, el controlador detecta esta variación, suprime el porcentaje de derrateo y restaura a la frecuencia del sistema.

### Tabla 7

Valores de Potencia, Voltaje, Corriente, Frecuencia con diferentes porcentajes de Derrateo con  $800W/m^2$  de Irradiancia.

IRRADIANCIA $800 W/m^2$									
PORCENTAJE DE DERRATEO	Variación de carga $\Delta P$ [W]	POTENCIA PANEALES FOTOVOLTAICOS [W]	POTENCIA CONVERTIDOR BOOST [W]	POTENCIA CONVERTIDOR BUCK [W]	POTENCIA EN LA CARGA [W]	VOLTAJE [V]	CORRIENTE [A]	FRECUENCIA antes de la perturbación [Hz]	FRECUENCIA A MÍNIMA [Hz]
0%	0,00	40176	39942	39497	38855	101,8	127,2	59,99	59,99
5%	1620	39198	38948	39415	37937	109,2	115,8	59,99	59,95
8%	2845	37782	37538	37008	36719	111,1	110,2	59,99	59,94
13%	442	36345	36107	35578	35514	112,5	105,2	59,99	59,93

*Nota.* Los valores de tensión obtenidos en los dos escenarios mostrados en la tabla 7 se muestran en las figuras del 22 al 25. Y los valores de potencia obtenidos se muestran a partir de la figura 30 a la 33.



**Tabla 8**

Valores de Potencia, Voltaje, Corriente, Frecuencia con diferentes porcentajes de Derrateo con  $1000W/m^2$  de Irradiancia.

IRRADIANCIA $1000 W/m^2$									
PORCENTAJE DE DERRATEO	Variación de carga $\Delta P$ [W]	POTENCIA	POTENCIA	POTENCIA	POTENCIA EN LA CARGA [W]	VOLTAJE [V]	CORRIENTE [A]	FRECUENCIA [Hz]	FRECUENCIA MÍNIMA [Hz]
		PANELES FOTOVOLTAICOS [W]	CONVERTIDOR BOOST [W]	CONVERTIDOR BUCK [W]					
0%	0,00	4988	49572	48819	48045	105,9	151,2	60,01	60,01
10%	4483	45976	45689	44944	44476	111,6	132,8	60,01	59,95
15%	6993	43842	43564	42821	42639	113,3	125,5	60,01	59,91
17%	8081	41863	41593	40852	40997	114,6	119,3	60,01	59,89

*Nota.* Los valores de tensión obtenidos en los dos escenarios mostrados en la tabla 8 se muestran en las figuras del 26 al 29. Y los valores de potencia obtenidos se muestran a partir de la figura 34 a la 37.

### Resultados obtenidos

A continuación, se presentan los resultados de las simulaciones realizadas en los escenarios bajo estudio  $800 W/m^2$  y  $1000 W/m^2$ , considerando diferentes valores de derrateo analizadas en las siguientes variables:

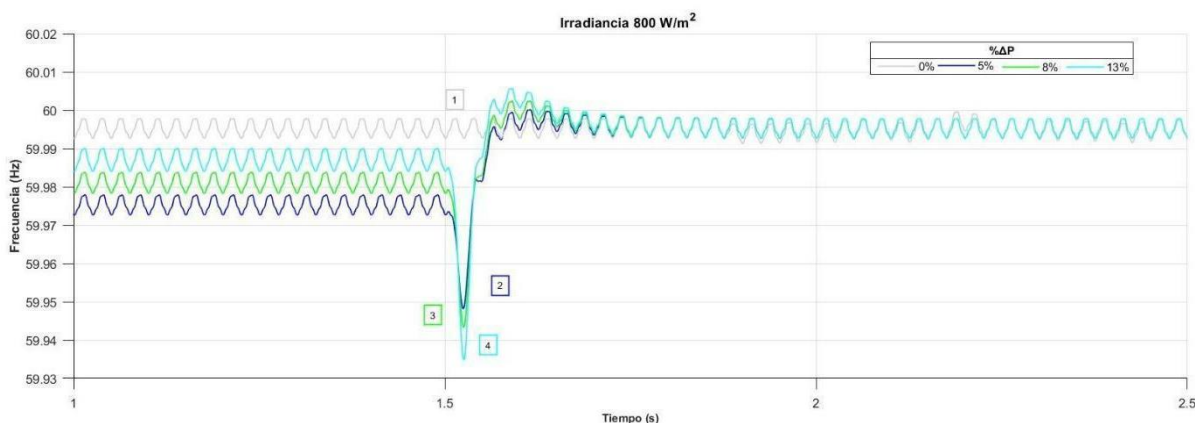
#### **Frecuencia**

La figura 20 muestra la recuperación de la señal de frecuencia ante tres valores diferentes de derrateo (5%, 8% y 13%) como se mostró en la tabla 7, en un rango de 1 a 1,5 segundos, posterior se suprime el valor de derrateo a partir de 1,5 a 2,5 segundos, se muestran las señales de frecuencia antes y después de la perturbación de carga. El proceso de derrateo consiste en controlar el duty cycle de los tiristores, de esta manera al derratear la unidad de generación, la planta fotovoltaica logra desplegar la energía almacenada en función del escalón de carga, cabe mencionar que a  $800 W/m^2$ , 0% de derrateo la potencia es de

aproximadamente  $39 \text{ kW}$  como se muestra en la figura 30. El proceso del derrateo permite recuperar la señal de frecuencia y mantener el valor de voltaje trifásico en sus valores nominales luego de ocurrida la perturbación (escalón de carga), la frecuencia mínima para el 0%, 5%, 8% y 13% de derrateo es de 59,99, 59,95, 59,94 y 59,93 Hz respectivamente como se muestra en la tabla 7, con una respuesta primaria en frecuencia de aproximadamente  $75 \text{ msec}$ .

## Figura 20

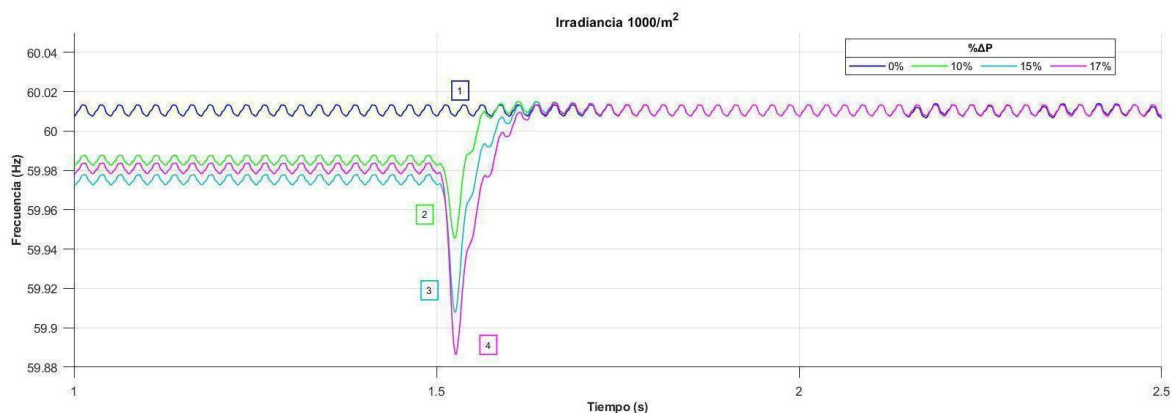
Recuperación de la señal de Frecuencia para diferentes porcentajes de derrateo para  $800 \text{ W/m}^2$  de irradiancia.



La figura número 21 muestra el escenario considerando  $1000 \text{ W/m}^2$  de irradiancia y con el 10%, 15% y 17% de derrateo, a partir de 1,5 segundos se simula escalones de carga, simulando un incremento en la demanda. Como resultado la planta fotovoltaica inyecta toda la potencia disponible de  $48 \text{ kW}$  con un 0% de derrateo, de esta manera se puede comprobar que ante perturbaciones el controlador permite la recuperación de la señal de frecuencia a  $60 \text{ Hz}$ . Los valores mínimos de frecuencia para  $1000 \text{ W/m}^2$  son de 60,01, 59,95, 59,91 y 59,89 Hz para 0%, 10%, 15% y 17% de derrateo respectivamente como muestra la tabla 8, teniendo una respuesta primaria de frecuencia de aproximadamente  $75 \text{ msec}$ . A medida que el escalón de carga es más severo, la frecuencia mínima disminuye su valor.

## Figura 21

Recuperación de la señal de Frecuencia para diferentes porcentajes de derrateo para  $1000 \text{ W/m}^2$  de irradiancia.

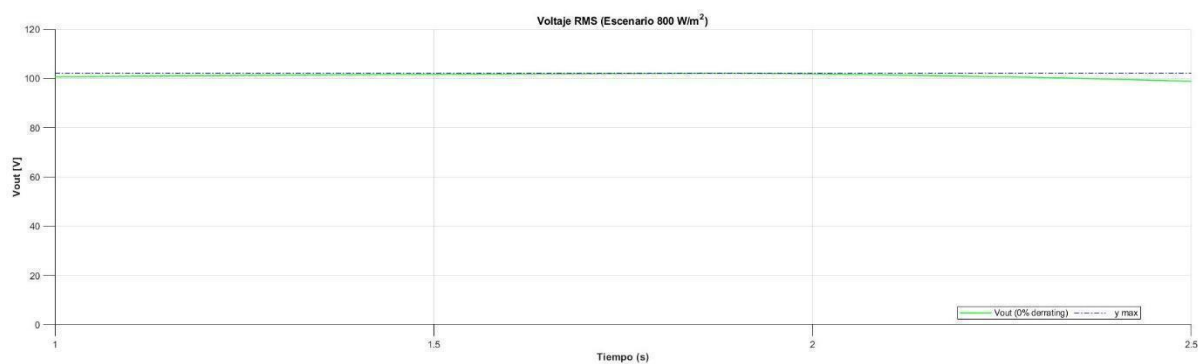


## Voltaje

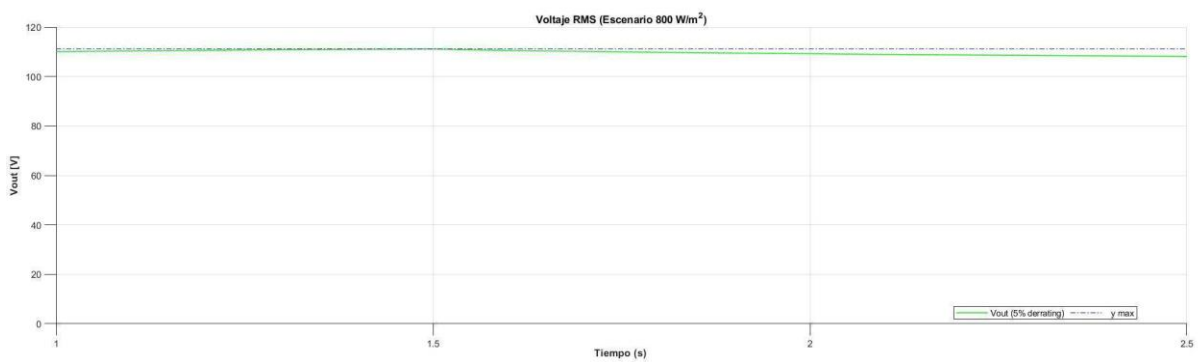
Los valores de voltaje deben estar dentro del nivel de calidad de servicio que están regulados por la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos no Renovables, o estipulados en cualquier código de red. La tabla 7 muestra un valor de  $\cong 102 V_{RMS}$  para 0% de derrateo y con  $800 \text{ W/m}^2$  de irradiancia como se muestra en la figura 22. A partir de la figura 23 hasta la 29, se muestran que los valores de voltaje RMS que están dentro del rango permisible para las empresas de distribución (NTE- INEN-1837, 2016) para los diferentes casos de estudios, esto demuestra que el controlador de voltaje implementado es capaz de regular el voltaje en bornes de generación.

**Figura 22**

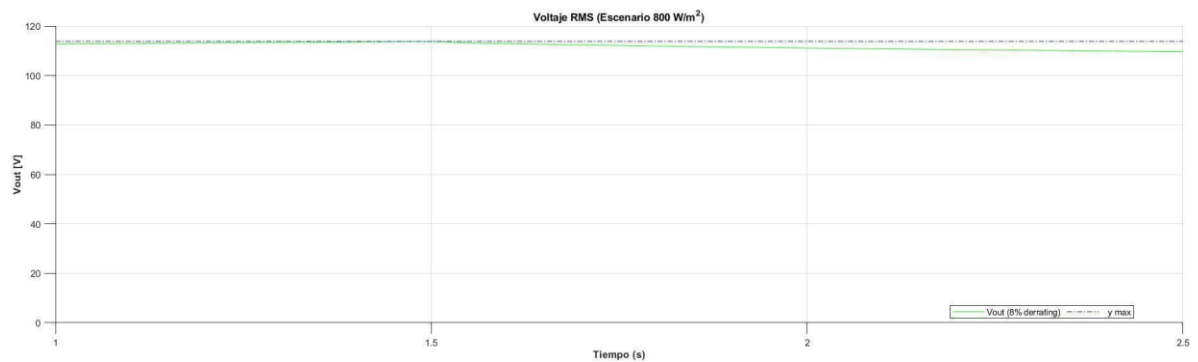
*Voltaje de fase 102  $V_{RMS}$ , 0% derrateo y 800W/m<sup>2</sup> irradiancia*

**Figura 23**

*Voltaje de fase 109,2  $V_{RMS}$ , 5% derrateo y 800W/m<sup>2</sup> irradiancia*

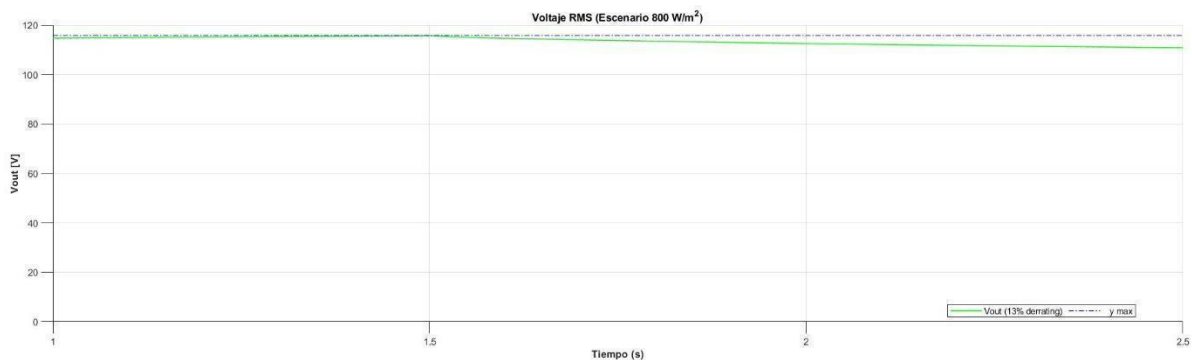
**Figura 24**

*Voltaje de fase 111,1  $V_{RMS}$ , 8% derrateo y 800W/m<sup>2</sup> irradiancia*

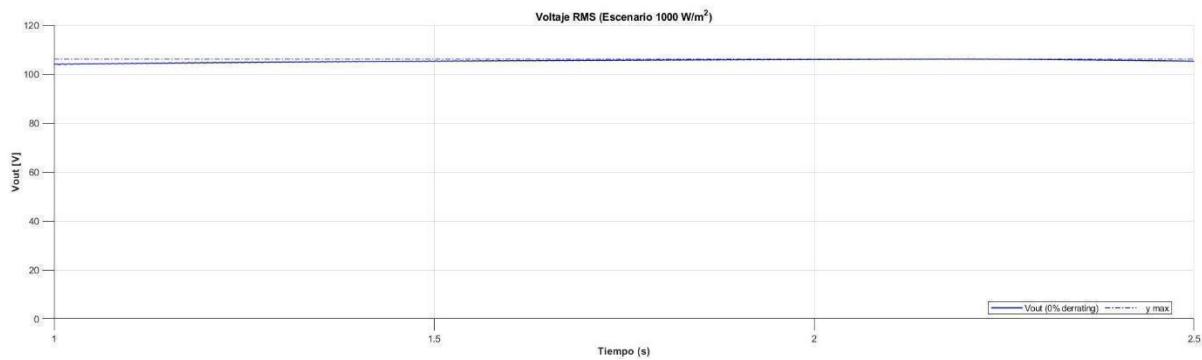


**Figura 25**

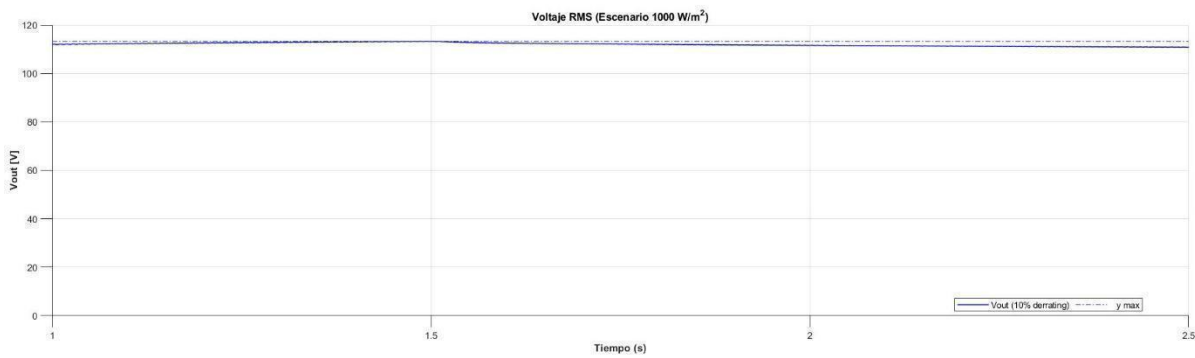
Voltaje de fase  $112,5 V_{RMS}$ , 13% derrateo y  $800 W/m^2$  irradiancia

**Figura 26**

Voltaje de fase  $105,9 V_{RMS}$ , 0% derrateo y  $1000 W/m^2$  irradiancia

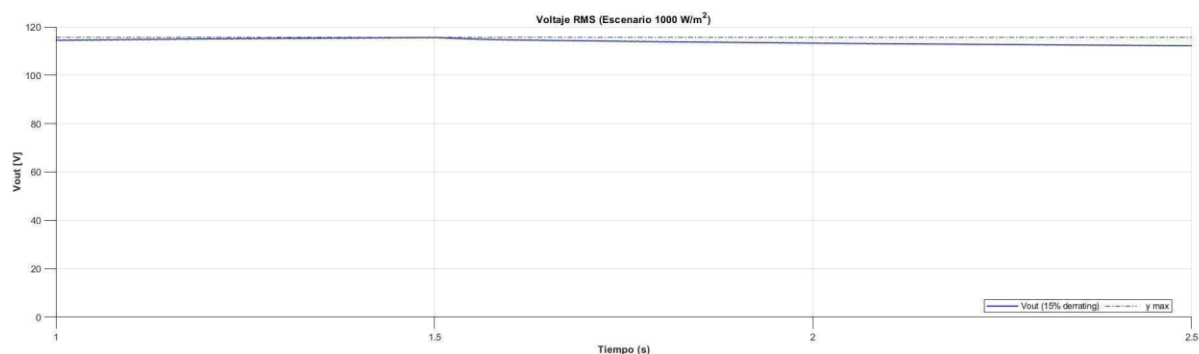
**Figura 27**

Voltaje de fase  $111,6 V_{RMS}$ , 10% derrateo y  $1000 W/m^2$  irradiancia

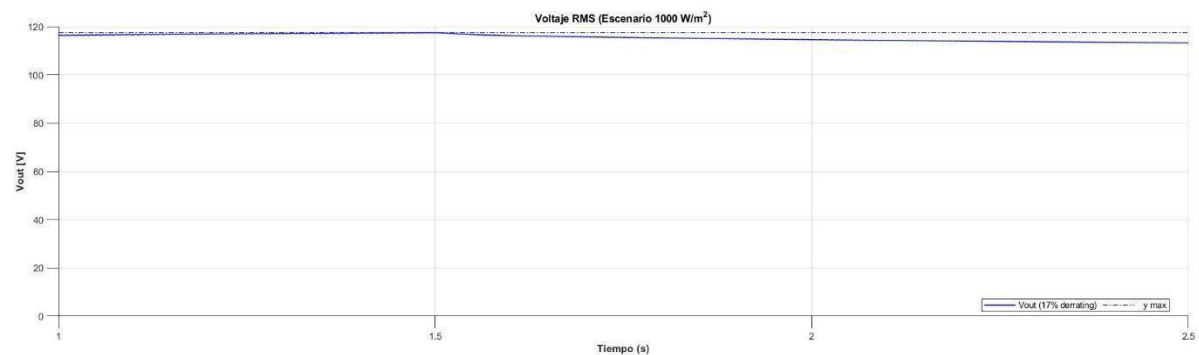


**Figura 28**

Voltaje de fase  $113,3V_{RMS}$ , 15% derrateo y  $1000W/m^2$  irradiancia

**Figura 29**

Voltaje de fase  $114,6V_{RMS}$ , 17% derrateo y  $1000W/m^2$  irradiancia

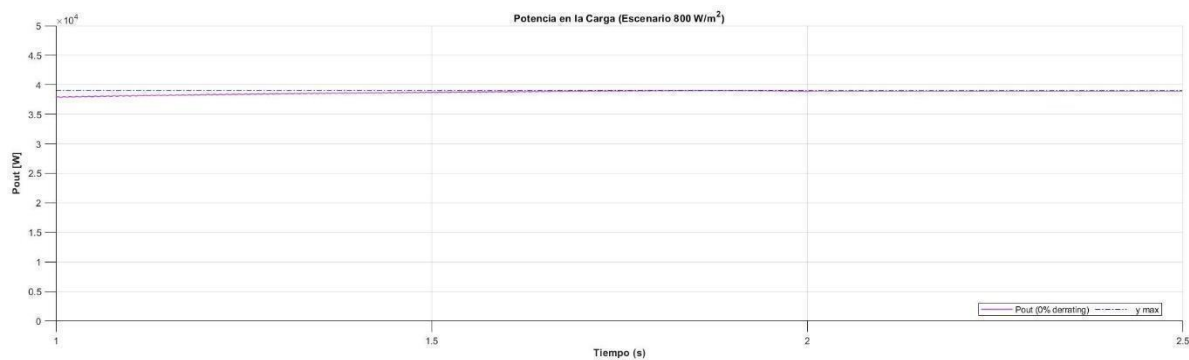


### **Potencia**

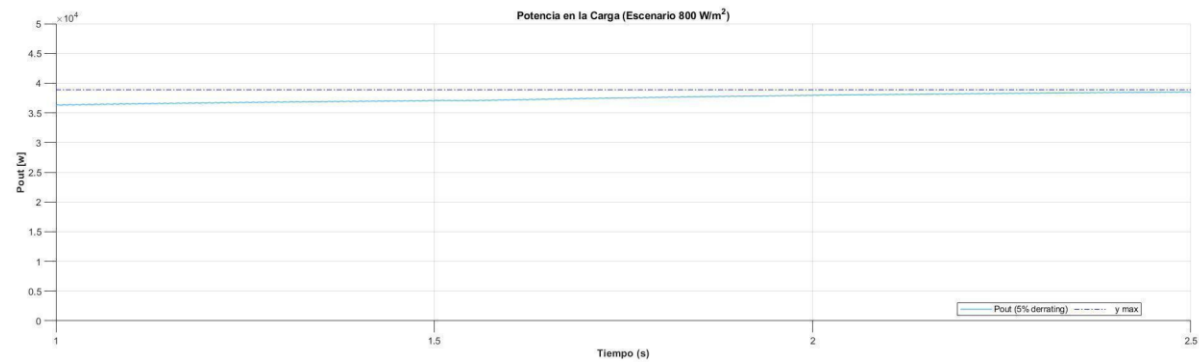
Los valores máximos de potencia con 0% de derrateo son:  $\cong 39 kW$  para  $800 W/m^2$  y  $48 kW$  para  $1000 W/m^2$  de irradiancia, como se muestra en las figuras 30 y 34 respectivamente, para las figuras 31, 32 y 33 se manejan diferentes valores de derrateo para el periodo de 0 a 1,5 segundos, luego de la perturbación la planta fotovoltaica despliega la energía almacenada y elimina el derrateo para trabajar en MPPT y entregar la potencia que requiere la carga.

**Figura 30**

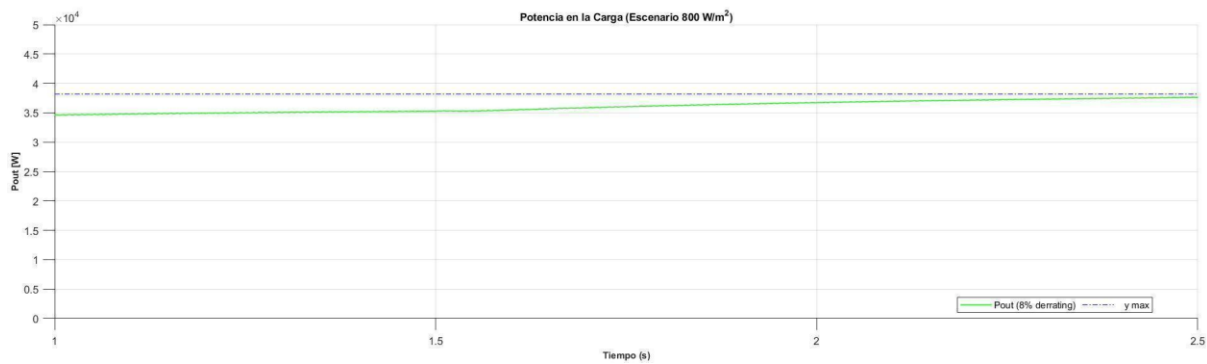
Potencia en la carga  $\cong 39 \text{ kW}$ , 0% derrateo y  $800 \text{ W/m}^2$  irradiancia

**Figura 31**

Potencia en la carga  $\cong 38 \text{ kW}$ , 5% derrateo y  $800 \text{ W/m}^2$  irradiancia

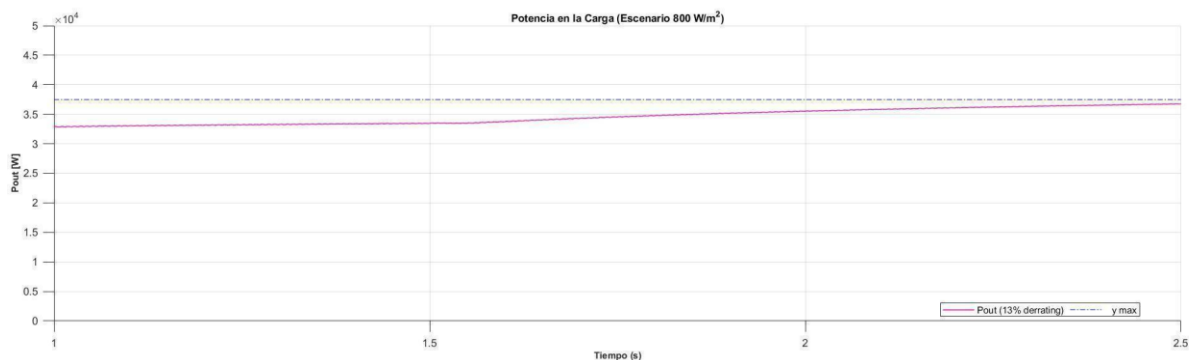
**Figura 32**

Potencia en la carga  $\cong 37 \text{ kW}$ , 8% derrateo y  $800 \text{ W/m}^2$  irradiancia



### Figura 33

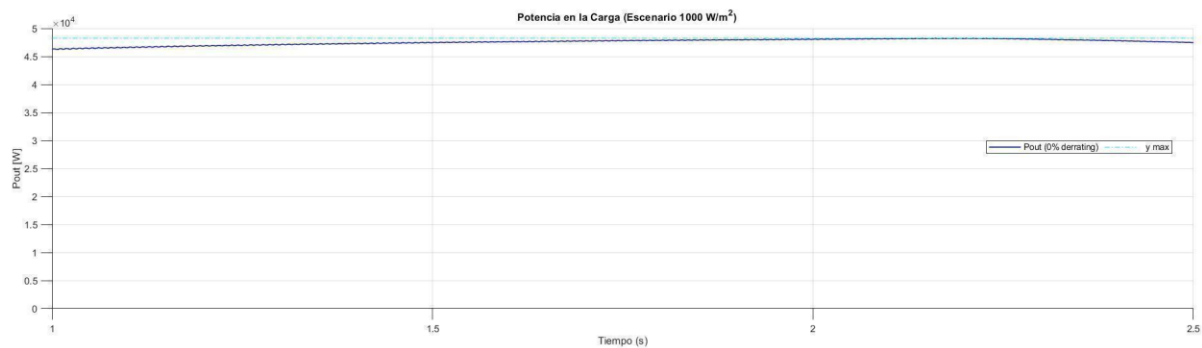
Potencia en la carga  $\cong 36kW$ , 13% derrateo y  $800W/m^2$  irradiancia



Las figuras 35, 36 y 37 muestran los valores de derrateo implementados a partir de 0 a 1.5 segundos, luego de la perturbación (variación de carga) se tiene un 0% de derrateo para entregar toda su potencia a  $1000 W/m^2$  de irradiancia, es así que a partir de los 1,5 segundos la señal de potencia aumenta como se muestran en las figuras mencionadas.

### Figura 34

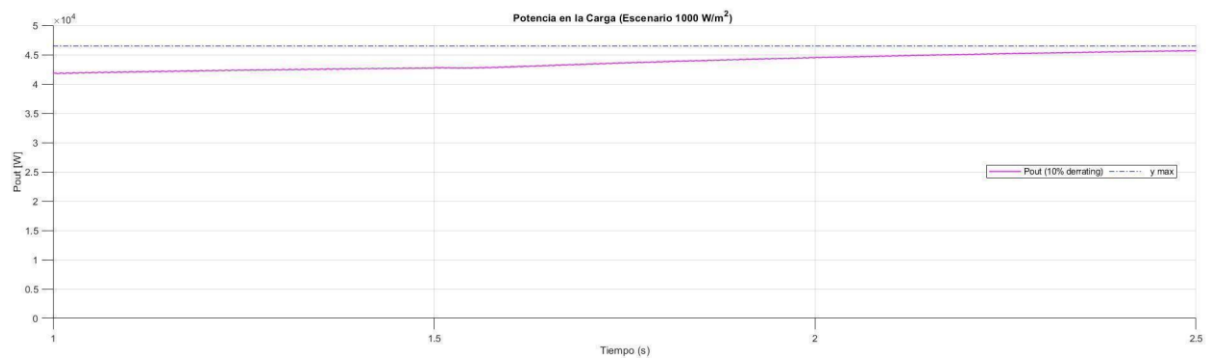
Potencia en la carga  $\cong 48kW$ , 0% derrateo y  $1000W/m^2$  irradiancia



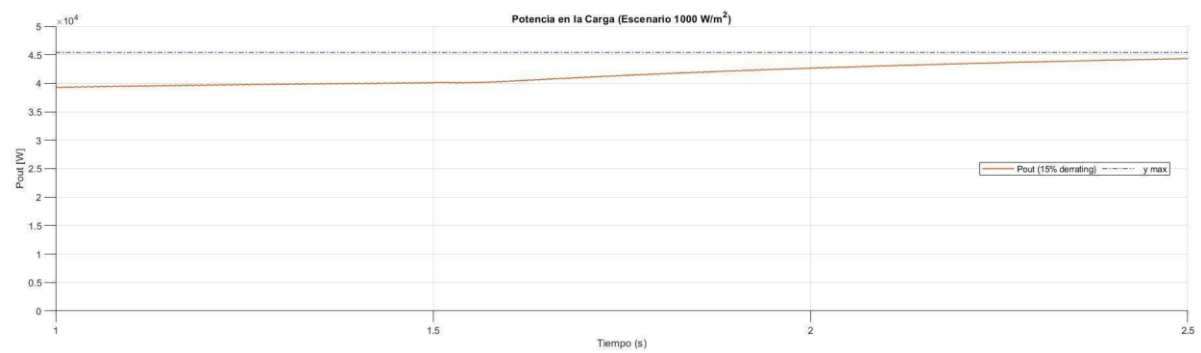


**Figura 35**

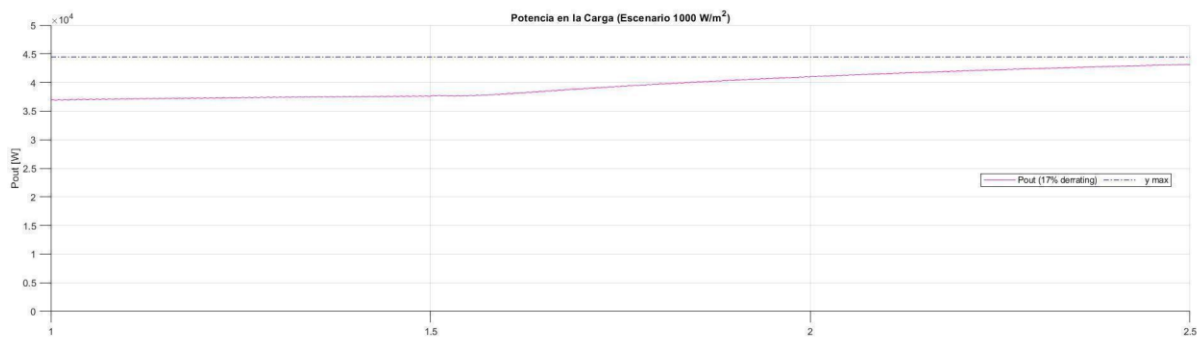
Potencia en la carga  $\cong 45\text{kW}$ , 10% derrateo y  $1000\text{W}/\text{m}^2$  irradiancia

**Figura 36**

Potencia en la carga  $\cong 43\text{kW}$ , 15% derrateo y  $1000\text{W}/\text{m}^2$  irradiancia

**Figura 37**

Potencia en la carga  $\cong 41\text{ kW}$ , 17% derrateo y  $1000\text{W}/\text{m}^2$  irradiancia



## Capítulo V

### Conclusiones y Recomendaciones

#### Conclusiones

La modelación e implementación de la planta de generación fotovoltaica para micro redes aisladas se logró mediante la unión de un convertidor Boost, Buck, además se implementó un algoritmo de control P&O modificado, es decir se basó en el seguimiento del punto de máxima potencia y el derrateo sobre la señal de potencia con el fin de restaurar la frecuencia del sistema.

Se simularon dos escenarios de operación considerando los niveles de irradiancia de 800 y 1000  $W/m^2$ , considerando un arreglo de 240 paneles solares que en condiciones ideales de operación inyectan aproximadamente 51 kW. Además, se consideraron tres valores de derrateo para cada caso como se mostró en las tablas 3 y 4, el proceso de derrateo está delimitado en la ventana de tiempo de 0 a 1,5 segundos, con el algoritmo de control implementado se puede restaurar el valor de frecuencia a su valor nominal ante las perturbaciones de carga simuladas, demostrando que los generadores basados en generación renovable pueden contribuir a la regulación de frecuencia.

Para regular los valores de voltaje se utilizó un convertidor elevador y reductor con el propósito de obtener una señal de salida de voltaje continuo con rizado de  $\frac{\Delta V_o}{V_o} = 0,001$  y de  $\frac{\Delta V_o}{V_o} = 0,01$  en el convertidor elevador y reductor respectivamente. El orden de los convertidores permitió que en primera instancia el convertidor Boost busque la máxima potencia del panel en función de la potencia demandada con el algoritmo de control modificado, seguido de un convertidor Buck para mantener una señal de voltaje continuo. En la etapa final, los inversores convierten una señal aproximada de 400  $V_{DC}$  a una señal alterna, para el escenario de 800  $W/m^2$  se obtuvieron valores de 106,8  $V_{RMS}$  a 112,5  $V_{RMS}$  y para el escenario de

$1000 \text{ W/m}^2$ , se obtuvieron valores de voltaje de  $105,9 V_{RMS}$  a  $114,6 V_{RMS}$ , se verifica que los voltajes se encuentran dentro de lo que se estipula en la Norma Técnica Ecuatoriana NTE INEN 3098.

Mediante el algoritmo de control modificado se ha logrado restaurar la señal de frecuencia en un rango de  $\pm 0,05\%$  considerando la frecuencia nominal de  $60\text{Hz}$ . La frecuencia NADIR es de  $59,93 \text{ Hz}$  para la irradiancia de  $800 \text{ W/m}^2$  y de frecuencia NADIR de  $59,89 \text{ Hz}$  para la irradiancia de  $1000 \text{ W/m}^2$ , el tiempo de recuperación de la frecuencia es de aproximadamente  $75 \text{ mseg}$  para los dos casos bajo estudio.

El sistema fotovoltaico trifásico aislado permite generar energía eléctrica en función de la demanda aplicando una estrategia de control denominado "Derrateo", esta estrategia de control permitirá extender la vida útil de los bancos de baterías en los sistemas híbridos de generación, lo que permite extender el desembolso de fondos atribuidos a los costos de reposición de los bancos de baterías.

**Recomendaciones**

Analizar los parámetros y variables que intervienen en la estrategia de control, para implementar un diseño factible y de bajo tiempo de respuesta para recuperar la señal de frecuencia y abastecer la demanda, en base a los modelos matemáticos del sistema de generación fotovoltaica, tipos de convertidores y los porcentajes de derrateo.

Implementar este sistema de generación de energía eléctrica a partir de la energía solar y verificar el funcionamiento del controlador con diferentes escenarios de irradiancia y conexión-desconexión de carga.

## Bibliografía

- Ali, S. M., Jawad, M., Khan, B., Mehmood, C. A., Zeb, N., Tanoli, A., Farid, U., Glower, J., & Khan, S. U. (2016). Wide area smart grid architectural model and control: A survey. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *64*, 311–328.  
<https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.06.006>
- Barth, C., & Pilawa-Podgurski, R. C. N. (2015). Dithering Digital Ripple Correlation Control for Photovoltaic Maximum Power Point Tracking. *IEEE Transactions on Power Electronics*, *30*(8), 4548–4559. <https://doi.org/10.1109/TPEL.2014.2357796>
- Bordón, C. F., Schenberger, L., Berterame, F., Chezzi, C. M., & Penco, J. J. (2018). Estrategia para la Gestión de una Micro Red. *2018 IEEE 9th Power, Instrumentation and Measurement Meeting, EPIM 2018, December*. <https://doi.org/10.1109/EPIM.2018.8756437>
- Colmenar Santos, A., Borge Díez, D., Collado Fernández, E., & Castro Gil, M. A. (2015). *Generación distribuida, autoconsumo y redes inteligentes*.
- CONELEC. (n.d.). *Demanda eléctrica*. <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2015/10/PME0920CAP5.pdf>
- Dawei, Z., Minhui, Q., Ma, J., Dajun, J., Maosheng, D., & Xiang, L. (2018). A Decentralized frequency regulation strategy of PV Power Plant based on droop control. *China International Conference on Electricity Distribution, CIGED, 201805280000301*, 1824–1828.  
<https://doi.org/10.1109/CIGED.2018.8592133>
- Diario El País. (2018). *El 13% de la población mundial aún no tiene acceso a la electricidad*. [https://elpais.com/economia/2018/05/02/actualidad/1525257286\\_099135.html](https://elpais.com/economia/2018/05/02/actualidad/1525257286_099135.html)
- Djalab, A., Rezaoui, M. M., Teta, A., & Boudiaf, M. (2018). Analysis of MPPT methods: P O, INC and Fuzzy Logic (CLF) for a PV system. *2018 6th International Conference on Control*

*Engineering and Information Technology, CEIT 2018, October, 1–6.*

<https://doi.org/10.1109/CEIT.2018.8751820>

Emmanuel, K., Antonis, T., Katsigiannis, Y., & Moschakis, M. (2012). Impact of increased RES generation on power systems dynamic performance. *Materials Science Forum, 721*, 185–190. <https://doi.org/10.4028/www.scientific.net/MSF.721.185>

Escobar, R., Gamio, P., Moreno, A., Castro, A., Cordero, V., Urphy, V., Soluciones Prácticas, y Plataforma Latinoamericana de Energía Sustentable y Equidad. (2016). *Energización rural mediante el uso de energías renovables para fomentar un desarrollo integral y sostenible.*

Farrokhabadi, M. (2017). *Primary and Secondary Frequency Control Techniques for Isolated Microgrids.*

Hammami, M. (2019). *Level Doubling Network and Ripple Correlation Control MPPT Algorithm for Grid-Connected Photovoltaic Systems.* <http://link.springer.com/10.1007/978-3-642-35133-4%0Ahttp://link.springer.com/10.1007/978-3-030-10492-4>

Han, R., Guerrero, J. M., Tucci, M., Martinelli, A., & Ferrari-Trecate, G. (2018). Plug-and-Play Voltage/Current Stabilization DC Microgrid Clusters with Grid-Forming/Feeding Converters. *Proceedings of the American Control Conference, 2018-June, 5362–5367.*

<https://doi.org/10.23919/ACC.2018.8430783>

Hermann, J., Hammer, B., & Konigorski, U. (2019). Primary and Secondary Control in Lossy Inverter-Based Microgrids. *SEST 2019 - 2nd International Conference on Smart Energy Systems and Technologies, 1–6.* <https://doi.org/10.1109/SEST.2019.8849028>

Kumar, V., & Singh, M. (2021). Derated Mode of Power Generation in PV System Using Modified Perturb and Observe MPPT Algorithm. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, 9(5), 1183–1192. <https://doi.org/10.35833/MPCE.2019.000258>

Llanos, J., Gomez, J., Saez, D., Olivares, D., & Simpson-Porco, J. (2019). Economic dispatch by secondary distributed control in microgrids. *2019 21st European Conference on Power Electronics and Applications, EPE 2019 ECCE Europe*, P.1-P.10. <https://doi.org/10.23919/EPE.2019.8915499>

Lu, L. Y., Liu, H. J., & Zhu, H. (2016). Distributed secondary control for isolated microgrids under malicious attacks. *NAPS 2016 - 48th North American Power Symposium, Proceedings*. <https://doi.org/10.1109/NAPS.2016.7747929>

Muñoz-Vizhñay, J. P., Rojas-moncayo, M. V., Barreto-calle, C. R. (2018). *Incentive pertaining to energy the generation distributed in Ecuador Resumen: Abstract: Forma sugerida de citación: Muñoz-Vizhñay, J.; Rojas-Moncayo, M.; Barreto-Calle, C. (2018). «Incentivo a la generación distribuida.*

NTE- INEN-1837. (2016). Ecuatoriana Nte Inen 1837. *Inen*. <http://www.aeade.net/wp-content/uploads/2016/12/PROYECTO-A2-NTE-INEN-2204.pdf>

Olivares, D. E., Mehrizi-Sani, A., Etemadi, A. H., Cañizares, C. A., Iravani, R., Kazerani, M., Hajimiragha, A. H., Gomis-Bellmunt, O., Saeedifard, M., Palma-Behnke, R., Jiménez-Estévez, G. A., & Hatziargyriou, N. D. (2014). Trends in microgrid control. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 5(4), 1905–1919. <https://doi.org/10.1109/TSG.2013.2295514>

Organización Mundial de la Salud. (2020). *Enfermedad pulmonar obstructiva crónica (EPOC)*. <https://www.who.int/respiratory/copd/es/>

Pereda Soto, I. E. (2005). Celdas Fotovoltaicas En Generación Distribuida. *Pontificia Universidad Católica De Chile*, 173.

Proaño, J. L., Villalba, D. O., Saez, D., & Quero, D. O. (2016). Economic dispatch for optimal management of isolated microgrids. *2016 IEEE 36th Central American and Panama Convention, CONCAPAN 2016*, 2–7. <https://doi.org/10.1109/CONCAPAN.2016.7942382>

Villalobos, C., & Rudnick, P. H. (2016). Evaluación de costos de regulación de frecuencia. *Iee3373-Mercados Eléctricos*, 26.

Yahyaoui, I., Tadeo, F., & Viera Segatto, M. (2016). Control strategy for small-scale photovoltaic systems connected to single-phase grids. *IEEE*, 6.

Águila, E., Sohr, R., & Parker, C. (2013). Energía y medio ambiente. Una ecuación difícil para América Latina: los desafíos del crecimiento y desarrollo en el contexto del cambio climático. In *Consejo Latinoamericano de Ciencias Sociales, CLACSO*.

<http://biblioteca.clacso.edu.ar/clacso/engov/20130827052932/engMAalCubillosEstensoro.pdf>

Daniel W. Hart. (2021). Electrónica de Potencia. *Angewandte Chemie International Edition*, 6(11), 951–952., 2013–2015.

Sampietro, J. L., & Pico Valencia, P. (2018). Revisión bibliográfica de sistemas de control para gestión de micro-redes de energía. *Maskay*, 8(2), 60.

<https://doi.org/10.24133/maskay.v8i2.971>

Miret, J., De Vicuña, J. L. G., Guzmán, R., Camacho, A., & Ghahderijani, M. M. (2017). A flexible experimental laboratory for distributed generation networks based on power inverters. *Energies*, 10(10). <https://doi.org/10.3390/en10101589>



- Colmenar Santos, A., BorgueDiez, D., Collado Fernández, E., & Castro Gil, M. A. (2015). *Generación distribuida, autoconsumo y redes inteligentes*.
- Hermann, J., Hammer, B., & Konigorski, U. (2019). Primary and Secondary Control in Lossy Inverter-Based Microgrids. *SEST 2019 - 2nd International Conference on Smart Energy Systems and Technologies*, 1–6. <https://doi.org/10.1109/SEST.2019.8849028>
- Lu, L. Y., Liu, H. J., & Zhu, H. (2016). Distributed secondary control for isolated microgrids under malicious attacks. *NAPS 2016 - 48th North American Power Symposium, Proceedings*. <https://doi.org/10.1109/NAPS.2016.7747929>
- Yahyaoui, I., Tadeo, F., & Viera Segatto, M. (2016). Control strategy for small-scale photovoltaic systems connected to single-phase grids. *IEEE*, 6.
- Armando, D., Chávez, T., & Luis, J. (2014). Comparación de algoritmos MPPT aplicados a un conversor SEPIC en sistemas fotovoltaicos. *El Hombre y La Máquina*, 45, 44–55.
- Berrió, L. H., & Zuluaga, C. (2014). Smart Grid and solar photovoltaic energy as renewable energy source for the distributed generation in the global energy context. *Ingeniería Y Desarrollo*, 32(2), 369–396. <https://doi.org/10.14482/inde.32.2.4957>
- LARREA MORAGA, R. E. (2015). *Potencia Con Altos Niveles De Generación Variable Sin*. 47.
- Díaz-González, F., Hau, M., Sumper, A., & Gomis-Bellmunt, O. (2014). Participation of wind power plants in system frequency control: Review of grid code requirements and control methods. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 34, 551–564. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.03.040>
- Ortiz-villalba, D., Llanos, J., & Mu, Y. (2022). *Optimizing System Operation with Nadir*

*Considerations via Simulations of Detailed System Dynamic Responses. July.*

<https://doi.org/10.1016/j.epsr.2022.108533>

**Anexos**