



UNIVERSIDAD TECNICA FEDERICO SANTA MARIA

MODELAMIENTO Y CONTROL DE POTENCIA EN UNA PLANTA FOTOVOLTAICA UTILIZANDO PARÁMETROS INDUSTRIALES

Memoria para optar al título de
Ingeniero Civil Electrónico

Memoria presentada por
Julio César Montecino Urrea

Profesor Guía
Dr. Christian Rojas Monroy

Comisión Co-Referente
Dr. Marcelo Pérez Leiva
Diego Allende

Enero 2024, Valparaíso, Chile

*Dedicado a mis padres Rut Y Julio,
por siempre confiar en mi.*

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, agradezco a mis padres Rut y Julio, su amor incondicional, sacrificios y apoyo constante han sido el principal pilar en este camino personal y académico. Gracias a su esfuerzo incansable y a la importancia que siempre han otorgado a la educación, he tenido la oportunidad de perseguir mis sueños, sin duda este logro no solo es mío, sino también de ustedes. Además, agradecer a mis hermanos Daniela y Nicolás, quienes fueron mi fuente de inspiración, principalmente en los momentos más difíciles.

Agradecer también a mi novia Nicole quien a pesar de los kilómetros que nos separaban siempre la sentí a mi lado, su amor y comprensión fueron incondicionales, y cada palabra de aliento que me brindó me impulsó a seguir adelante.

Agradezco enormemente a mis amigos de la vida Poblete, Ricardo, Nea, Gene, Pablo y Belén, por siempre estar cuando los necesité, en particular, quiero destacar la acogida que recibí en su hogar de parte de estos últimos durante todo el proceso de mi memoria. Además, mencionar a Sánchez y Ariel quienes hicieron más amena mi estadía en la universidad.

Mi agradecimiento se extiende a Diego quien fue quien me propuso el tema de memoria, y al igual que David compañero de oficina siempre estuvieron dispuestos ayudarme en este proceso.

Expresar también mi más sincero agradecimiento a mi profesor guía, Christian Rojas, por haber aceptado orientarme en este trabajo de memoria. Su apoyo y compromiso constante, fue fundamental para mí.

Finalmente agradecer a ANID/FONDECYT 1210757, AC3E ANID-Basal Project FB0008, SERC ANID-Fondap Project 15110019 y CORFO AtaMoS-TeC Project 17PTECES-75830, proyectos bajo los cuales se realizó este trabajo de memoria.

Julio César Montecino Urrea

RESUMEN

En las últimas décadas el consumo mundial de electricidad ha aumentado fuertemente, y con ello, aumentó el uso de los recursos no renovables como el petróleo, el gas natural y el carbón. La utilización de estos recursos, además de generar escasez debido a que son agotables traen consigo un gran impacto en el medio ambiente, ya que la emisión de gases de efecto invernadero aumentan, lo que se traduce en consecuencias prácticamente irreversibles si es que no actúa de forma inmediata. Esta situación impulsa a buscar soluciones más innovadoras para abordar el déficit de energía eléctrica y al mismo tiempo limitar el impacto negativo para el medio ambiente. De esta manera, una solución que satisface estas dos problemáticas anteriormente mencionadas es potenciar el uso de las energías renovables, ya que son inagotables o se regeneran a una velocidad que supera la tasa de consumo, además de no contaminar el medio ambiente. Si bien, en los últimos años la utilización de energías renovables han tenido un gran crecimiento en el mundo y principalmente en nuestro país, es algo que aún está en un proceso de transición. Chile, a lo largo de los últimos años, ha experimentado notables avances en la incorporación de fuentes de energías renovables. En este escenario, la energía solar ha ganado protagonismo, haciendo uso de la radiación solar que caracteriza a la mayoría de regiones del país.

Es así como este trabajo se sumerge en esta temática, focalizándose en la simulación en el software PLECS de una planta fotovoltaica ubicada en la séptima región de Chile, en la comuna de Linares

En este trabajo se presenta el modelamiento y simulación de un sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica en el software PLECS de un proyecto de la empresa ENERSIDE ubicado en la Región del Maule. Para esto se propone un esquema de control que permita limitar la potencia activa extraída a un porcentaje de la potencia máxima, para los modos Grid-Forming y Grid-Following del convertidor.

ABSTRACT

In recent decades, global electricity consumption has sharply increased, along with the utilization of non-renewable resources such as oil, natural gas, and coal. The use of these resources not only leads to shortages due to their exhaustible nature but also has a significant impact on the environment. The emission of greenhouse gases increases, resulting in practically irreversible consequences if immediate action is not taken. This situation is driving the search for more innovative solutions to address the electricity deficit while simultaneously limiting the negative impact on the environment. Therefore, a solution that addresses these two aforementioned issues is to promote the use of renewable energies. These energies are either inexhaustible or regenerate at a rate that exceeds the rate of consumption, and they do not pollute the environment. Although the use of renewable energies has experienced significant growth globally in recent years, including in our country, it is still in a transitional process. Chile has made remarkable advances in the incorporation of renewable energy sources over the past years. In this scenario, solar energy has gained prominence, harnessing the solar radiation that characterizes most regions of the country.

This work presents the modeling and simulation of a grid-connected photovoltaic system using the Plecs software for a project of the ENERSIDE company located in the Maule Region. For this purpose, a control scheme is proposed to limit the active power extracted to a percentage of the maximum power, for both the Grid-Forming and Grid-Following modes of the converter.

ÍNDICE

AGRADECIMIENTOS	I
RESUMEN	II
ABSTRACT	III
ÍNDICE DE FIGURAS	VI
ÍNDICE DE TABLAS	1
1. INTRODUCCIÓN	2
1.1. Contribuciones	3
1.2. Objetivos	3
1.2.1. Objetivo General	3
1.2.2. Objetivos Específicos	3
1.3. Alcances y Limitaciones	3
1.4. Estructura del documento	4
2. ESTADO DEL ARTE	5
2.1. Servicios complementarios	5
2.1.1. Servicios de balance	6
2.1.1.1. Control de frecuencia (CRF)	6
2.1.2. Servicios de control de tensión	7
2.1.3. Control de contingencias	8
2.1.3.1. Plan de recuperación de servicio	8
2.2. Control de potencia en sistemas fotovoltaicos	9
2.2.1. Seguimiento punto máximo de potencia MPPT	9
2.2.2. Seguimiento flexible de potencia FPPT	13
2.3. Modos de operación de convertidores fotovoltaicos centralizados	15

2.3.1. Convertidor en su modo Grid-Following	15
2.3.2. Convertidor en su modo Grid-Forming	17
3. MODELAMIENTO	18
3.1. Modelamiento del sistema fotovoltaico	18
3.2. Modelo del arreglo fotovoltaico	18
3.3. Modelo del convertidor	20
3.3.1. Modelo de la Corriente	24
3.3.2. Modelo del control del DC-Link	25
3.4. Modos de operación del convertidor	26
3.4.1. Grid-Following	26
3.4.2. Grid-Forming	27
3.5. MPPT- P&O	27
3.6. FMPPT	28
3.7. Modulación min-máx	30
4. SIMULACIÓN	31
4.1. Validación del arreglo fotovoltaico	32
4.2. Sincronización con la red	34
4.3. Pruebas del MPPT	36
4.4. Pruebas del seguimiento Flexible de Potencia FPPT	38
4.4.1. FPPT con una saturación al 90 %	38
4.4.2. FPPT con una saturación al 80 %	40
4.5. Comportamiento del sistema expuesto a un día de irradiación	41
4.6. Pruebas del modo Grid-Forming	42
5. CONCLUSIONES	46
5.1. Conclusiones	46
5.2. Trabajo futuro	47
BIBLIOGRAFÍA	48

Índice de figuras

2.1. Esquema cadena de reservas de control de frecuencia	6
2.2. Modelamiento de una celda fotovoltaica	10
2.3. Algoritmo P&O	11
2.4. Algoritmo Conductancia incremental	12
2.5. Curva potencia-tensión de un panel fotovoltaico	13
2.6. Zonas de trabajo de FPPT	14
2.7. Representación de un convertidor en su modo Grid-Following	15
2.8. Diagrama general de una PLL	16
2.9. Representación de un convertidor en su modo Grid-Forming	17
3.1. Layout General parque fotovoltaico Linares	19
3.2. Diagrama de conexionado del convertidor	20
3.3. Modelamiento de una celda fotovoltaica	21
3.4. Implementación Voltage Oriented Control (VOC)	22
3.5. Circuito equivalente Convertidor - Red	22
3.6. SRF-PLL	26
3.7. Diagrama de flujo algoritmo P&O	28
3.8. Diagrama de flujo algoritmo P&O con limitación de potencia	29
3.9. Curva característica P-V al limitar la potencia	29
3.10. (a) Generación secuencia min-máx (V_{mm}) para voltajes de referencia trifásicos (b) Forma de onda de la referencia modificada \tilde{v}_a^*	30
4.1. Diagrama en PLECS del sistema simulado	31
4.2. Diagrama en PLECS del arreglo	32
4.3. Curvas características del panel sometido a variaciones de irradiancia y de temperatura	33
4.4. Curvas Corriente-Voltaje-Potencia de un panel	33
4.5. Curvas Corriente-Voltaje-Potencia del arreglo	34

4.6. Sincronismo	34
4.7. Voltajes- Corrientes de la red- Modulación Min-Max	35
4.8. Irradiancias constantes	36
4.9. MPPT condiciones STC	37
4.10. MPPT para una irradiancia de $500 \frac{W}{m^2}$	38
4.11. FPPT LD90	39
4.12. FPPT LI90	39
4.13. FPPT LD80	40
4.14. FPPT LI80	41
4.15. Comportamiento del sistema bajo una irradiancia variable	42
4.16. Corrientes y voltaje en el dc-link en modo Grid-Forming para una carga de 1,555[Ω]	43
4.17. Corrientes y voltaje en el dc-link en modo Grid-Forming para una carga de 0,777[Ω]	44
4.18. Corrientes y voltaje en el dc-link en modo Grid-Forming para una carga de 0,622[Ω]	45

Índice de tablas

3.1. Parámetros de la celda fotovoltaica	20
3.2. Valores característicos del arreglo fotovoltaico	21
3.3. Valores característicos del panel CS7N-650MB-AG	21

INTRODUCCIÓN

Las fuentes de energía renovable se destacan por su inagotabilidad y bajas emisiones de carbono, lo que se traduce en un gran beneficio para el medio ambiente. La transición hacia este tipo de energías se ha convertido en un pilar fundamental para el desarrollo sostenible a nivel global. En el contexto de Chile, país caracterizado por su compromiso con la preservación ambiental y su abundancia de recursos naturales, donde la energía renovable, y en particular la solar, ha emergido como una solución integral para abordar los desafíos energéticos y medioambientales [1].

Es así como este trabajo se sumerge en esta temática, focalizándose en la simulación en el software PLECS de una planta fotovoltaica ubicada en la séptima región de Chile, en la comuna de Linares. Esta planta cuenta con veintitrés convertidores string [2] y 8970 módulos fotovoltaicos [3], los cuales en su conjunto generan una potencia nominal de $4,6[MW]$. El propósito central de esta memoria de titulación es realizar el modelo y la simulación detallada de un sistema fotovoltaico que controle y limite la potencia de inyección a la red eléctrica, en base a distintos valores de irradiancia.

Finalmente debido al gran tamaño de la planta, se procede a acotar el desarrollo del trabajo a un subsistema de diez arreglos en paralelo, cada uno con treinta módulos en serie, y a un solo convertidor con una potencia nominal de $195[kW]$.

1.1. Contribuciones

La contribución de este trabajo consiste en la simulación de un sistema fotovoltaico conectado a la red, generando un algoritmo robusto de seguimiento flexible de potencia (FPPT), que pueda adaptarse a los modos de operación del convertidor tanto para Grid-Forming y Grid-Following. Esta simulación se basó en el proyecto “Linares” de la empresa ENERSIDE, en donde se utilizaron módulos fotovoltaicos fabricados por CanadianSolar y convertidores Huawei.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo General

El objetivo principal de esta memoria es realizar el modelado y simulación de un controlador de potencia de una planta fotovoltaica utilizando parámetros industriales.

1.2.2. Objetivos Específicos

- Estudio de sistemas fotovoltaicos.
- Modelado y simulación de un algoritmo de control de potencia en el simulador PLECS, utilizando un convertidor en sus modo Grid-Forming y Grid-Following.
- Realizar pruebas del modelo con distintos valores de irradiancia, para así verificar el correcto funcionamiento del sistema.

1.3. Alcances y Limitaciones

- Dado que el proyecto “Linares” de la empresa ENERSIDE cuenta con un total de 8970 módulos fotovoltaicos y veintitrés convertidores, se procede a limitar el desarrollo del trabajo a un subsistema. Este subsistema consta de diez arreglos en paralelo, cada uno con treinta módulos en serie, y un solo convertidor que entregará una potencia nominal de $195[kW]$.
- Si bien en dicho proyecto se utilizaron 3 modelos de módulos distintos, el análisis de esta memoria se hizo únicamente en base al modelo $CS7N - 650MB - AG$.
- Por otra parte es importante mencionar que parámetros como la frecuencia de operación del convertidor, como también los parámetros de la red eléctrica (L_{Grid} ; V_{Grid}) no fueron posible obtenerlos, es por esta razón que se asumieron en base a trabajos pasados.

1.4. Estructura del documento

- **Capítulo 1, Introducción:** se lleva a cabo una presentación del tema que será el foco del trabajo, donde se exponen los objetivos, junto con sus alcances y limitaciones.
- **Capítulo 2, Estado del arte:** se realiza un estudio de los principales tópicos que encaminan a la solución de la problemática del trabajo.
- **Capítulo 3, Modelamiento:** se realiza se realiza el modelamiento del sistema fotovoltaico, definiendo el tamaño del arreglo, como también su estrategia para el control y limitación de potencia.
- **Capítulo 4, Simulación:** Se muestran pruebas a distintos valores de irradiancia del sistema de control de potencia tanto para el algoritmo MPPT como también para el FPPT, para los dos modos de operación del convertidor.
- **Capítulo 5, Conclusiones:** se expone un resumen generalizado que muestra resultados generales del desempeño de la solución, además de exponer soluciones adicionales que puedan mejorar el funcionamiento de este trabajo de memoria.

ESTADO DEL ARTE

2.1. Servicios complementarios

Los servicios complementarios (SSCC) abarcan todas las prestaciones necesarias para coordinar y mantener la estabilidad de la red eléctrica, facilitando la transición de la energía eléctrica del proveedor al consumidor y posibilitando la integración fluida de fuentes de energía renovable en la red. Este proceso siempre se realiza de conformidad con los códigos y normativas establecidos en la “Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio” (NTSyCS) [4].

En concordancia con el Artículo 23 del Reglamento, el “Informe de Servicios Complementarios año 2024” [5] detalla los requisitos esenciales para asegurar una operación segura, de calidad y más eficiente para todas las instalaciones del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), cumpliendo con las regulaciones vigentes. En base a esto, se definen zonas en el SEN, identificando los SSCC necesarios para cumplir con los mencionados requisitos, y se proporciona información sobre los recursos técnicos disponibles para la prestación de los diversos servicios.

Los SSCC consideran cuatro categorías de acuerdo a la naturaleza de las distintas prestaciones, de las cuales se distinguen las siguientes [5]:

- Servicios de balance.
- Servicios de control de tensión.
- Plan de defensa contra contingencias.
- Servicios de recuperación de servicio.

2.1.1. Servicios de balance

2.1.1.1. Control de frecuencia (CRF)

Se hace referencia al Servicio Complementario de Control de Frecuencia como el conjunto de medidas adoptadas para mantener la frecuencia de operación dentro de una banda predefinida alrededor de la frecuencia de referencia. Esto implica corregir los desequilibrios instantáneos entre la potencia generada y la potencia demandada en el sistema interconectado.

La prestación de este servicio complementario implica la implementación de cinco acciones fundamentales para el control de la frecuencia, las cuales están interconectadas entre sí. La Figura 2.1 proporciona una representación esquemática de la relación existente entre las diversas categorías del servicio complementario de control de frecuencia.

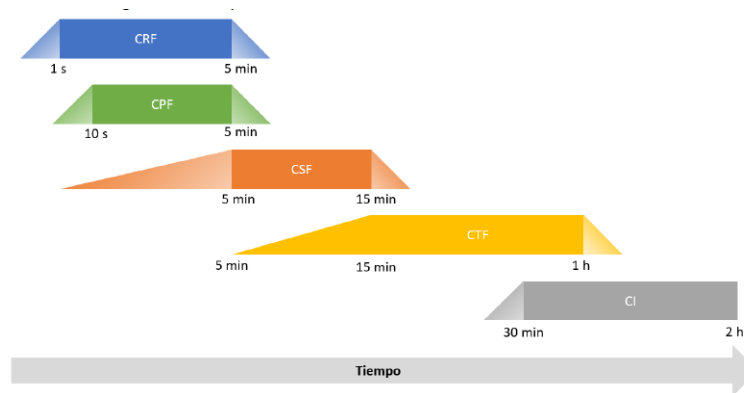


Figura 2.1: Esquema cadena de reservas de control de frecuencia

- Control Primario de Frecuencia (CPF):** Esta acción de control posibilita ajustar la potencia activa de las instalaciones de generación y/o equipos para corregir desviaciones en la frecuencia. La activación del control primario de frecuencia debe ser local y automática en respuesta a una variación predefinida de la frecuencia. Los participantes en el control primario de frecuencia deben cumplir con la entrega del 100 % de lo comprometido en un plazo de 10[s] y mantener ese aporte durante 5[*min*].
- Control Secundario de Frecuencia (CSF):** Diseñado para restaurar la frecuencia del sistema a su valor nominal, el control secundario de frecuencia opera de manera centralizada y automática. La activación de esta prestación debe ocurrir en un plazo de 10[s] después de la instrucción. Los participantes en el control secundario de frecuencia deben cumplir con la entrega del 100 % de lo comprometido en un plazo de 5[*min*] y mantener ese aporte durante 15[*min*].

- **Control Terciario de Frecuencia (CTF):** Esta acción de control se orienta a restablecer las reservas del control secundario de frecuencia y opera de manera centralizada y manual. La activación de esta prestación debe ocurrir en un plazo de 5[*min*] después de la instrucción. Los participantes en el control terciario de frecuencia deben cumplir con la entrega del 100 % de lo comprometido en un plazo de 15[*min*] y mantener ese aporte durante 60[*min*].
- **Control Rápido de Frecuencia (CRF):** Concebido para responder de manera rápida ante desviaciones predefinidas de la frecuencia, el control rápido de frecuencia opera de manera local y automática. Los participantes en el control rápido de frecuencia deben cumplir con la entrega del 100 % de lo comprometido en un plazo de 1[*s*] y mantener ese aporte durante un tiempo predefinido.
- **Cargas Interrumpibles (CI):** Se define como cargas interrumpibles la reducción de la demanda neta de uno o varios usuarios finales, medida desde su punto de conexión al sistema eléctrico, en respuesta a las instrucciones del coordinador. Este proceso tiene como objetivo principal disminuir la demanda durante períodos de alto consumo y baja generación, gestionar congestiones, y responder a emergencias sistémicas, entre otras situaciones. El tiempo total de activación será de 30[*min*] a partir de la instrucción del coordinador, y se establece un mínimo tiempo de entrega de 2[*hr*].

2.1.2. Servicios de control de tensión

La función principal de los servicios de control de tensión es mantener la tensión de operación del sistema eléctrico dentro de una banda predefinida, cumpliendo con los niveles admisibles establecidos por la normativa. Las unidades generadoras sincrónicas y los parques eólicos/fotovoltaicos deben operar de manera estable y continua, suministrando o absorbiendo reactivos según los límites establecidos en sus diagramas de potencia reactiva, y siguiendo las exigencias especificadas en la NTSyCS. En el caso de parques eólicos y fotovoltaicos, esta operación puede realizarse mediante un control de tensión en la barra de inyección al sistema, ajustando el factor de potencia del parque o mediante un control de inyección de potencia reactiva. Para aquellos parques con una potencia nominal total igual o superior a 50[*MW*], se requiere la implementación de un sistema de control capaz de recibir una señal de un control conjunto de potencia reactiva/tensión. Este control conjunto tiene como función principal regular la tensión en las barras de alta tensión del parque a un valor ajustado por el operador. La prestación de este sistema de control puede ser proporcionada por otras instalaciones, siempre que cumplan con los requisitos y exigencias técnicas establecidos por el coordinador.

2.1.3. Control de contingencias

- **Desconexión de carga:** Se refiere a la desconexión automática o manual de carga con el propósito de garantizar la seguridad y calidad del servicio en el sistema eléctrico. Los esquemas de desconexión automática de carga (EDAC) son sistemas de control que funcionan de manera automática al emitir órdenes de desconexión a interruptores asociados a consumos, en condiciones anormales del sistema eléctrico que amenazan su estabilidad. La desconexión manual de carga (DMC) se define como las acciones o instrucciones del coordinador que requieren que los usuarios finales desconecten carga manualmente en situaciones que representen un riesgo para la seguridad del sistema eléctrico.
- **Desconexión o reducción de generación:** Se trata del desacople o disminución automática de generación o inyección con el objetivo de salvaguardar la seguridad y calidad del servicio en situaciones anormales que amenazan la estabilidad del sistema eléctrico. Los esquemas de desconexión o reducción automática de generación (EDAG o ERAG) son sistemas de control que funcionan de manera automática, emitiendo órdenes de desconexión a interruptores o instrucciones a controladores para reducir la generación de unidades o la inyección de sistemas de almacenamiento.
- **Servicio de plan de defensa contra contingencia:** Se trata de un conjunto de acciones automáticas de control correctivo, debidamente coordinadas, diseñadas para prevenir un apagón total o parcial del sistema eléctrico frente a la ocurrencia de una contingencia extrema o crítica, según sea necesario. Esta categoría de servicio abarca las subcategorías de plan de defensa contra contingencias extremas (PDCE) y plan de defensa contra contingencias críticas (PDCC). El objetivo del PDCE es evitar un apagón total, mientras que el PDCC busca prevenir un apagón parcial.

2.1.3.1. Plan de recuperación de servicio

Se refieren a los servicios destinados a restablecer el suministro eléctrico en el menor tiempo posible después de un apagón parcial o total en el sistema eléctrico. Dentro de esta categoría, se definen tres subcategorías:

- **Partida Autónoma (PA):** Se refiere a la capacidad de una unidad generadora o sistema de almacenamiento que, estando fuera de servicio, puede iniciar el proceso de arranque de sus instalaciones, energizar líneas, asumir carga y sincronizarse con el sistema, sin depender de suministro externo de electricidad.

- **Aislamiento Rápido (AR):** Corresponde a la capacidad de una unidad generadora o sistema de almacenamiento para continuar operando de forma aislada, suministrando energía únicamente a sus servicios auxiliares, después de desconectarse repentinamente del sistema debido a un apagón total o parcial.
- **Equipos de Vinculación (EV):** Se refiere a la prestación proporcionada por los equipos que posibilitan la sincronización de dos zonas del sistema eléctrico que hayan permanecido operando como islas independientes.

2.2. Control de potencia en sistemas fotovoltaicos

La energía solar se destaca como la opción más favorable en el panorama energético actual debido a su eficiencia y beneficios medioambientales. Uno de los sistemas de energía solar más ventajoso es el sistema fotovoltaico, el cual por medio de módulos fotovoltaicos transforma la radiación solar, en energía eléctrica, estos sistemas es posible utilizarlos de manera independiente o conectado a la red. La variabilidad en la radiación solar que reciben los módulos debido a sombreados parciales, ya sea producto de alguna nube, o algún árbol u otro objeto, provoca irregularidades en la producción de la potencia, lo significa que el sistema debe ser capaz no solo de ajustarse a las fluctuaciones de la demanda eléctrica, sino también de manejar las variaciones en la potencia generadas por estas irregularidades. Esta capacidad de adaptación es crucial para garantizar un suministro eléctrico estable y confiable, especialmente en sistemas donde la energía solar desempeña un papel significativo en la generación de energía [6].

2.2.1. Seguimiento punto máximo de potencia MPPT

La generación de potencia de una planta fotovoltaica depende tanto de la temperatura como también de la radiación del sol, dado que si aumenta la irradiancia, se produce un aumento proporcional de la corriente de las celdas lo que a su vez se traduce en un aumento del punto máximo de potencia (MPP), caso contrario ocurre con con la tensión, ya que el MPP disminuye a medida que aumenta la temperatura de la celda, lo cual afecta directamente a la potencia suministrada a la red generando fluctuaciones irregulares, en la Figura 2.2 es posible observar la curva PV de módulo fotovoltaico. Una forma de anticiparse a este problema es realizar una generación constante de potencia (CPG), haciendo uso de un método llamado Maximum Power Point Trackers (MPPT) y de esta forma maximizar la eficiencia de los paneles solares del parque y extraer la máxima cantidad de energía de ellos, ahora bien lo que se necesita es limitar la potencia y para ellos es posible implementar una variación al MPPT y de esta forma realizar un seguimiento flexible de potencia (FPPT).

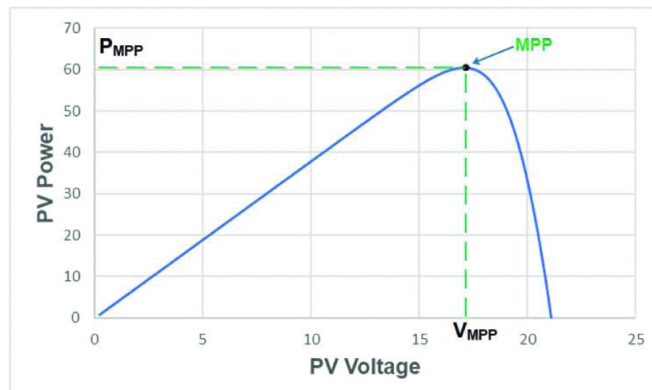


Figura 2.2: Modelamiento de una celda fotovoltaica

A continuación se distinguen algunas técnicas del MPPT [7] [8] [9] [10] [11].

- **Voltaje constante (CV):** Dentro de todos los algoritmos que se presentarán a continuación el algoritmo de voltaje constante resulta ser el más simple, ya que en este método el punto de operación del sistema fotovoltaico se mantiene cerca del MPP regulando el voltaje de referencia a un valor fijo. Además el algoritmo asume que las variaciones tanto de irradiancias, como también de temperatura son insignificantes y que el voltaje de referencia es una aproximación del MPP, por lo que nunca está exactamente en el MPP, por lo que necesita adoptar distintas posiciones topográficas para que así el voltaje de referencia óptimo disminuya el valor del error. Si bien este método no requiere de ninguna entrada, se necesita medir el voltaje del sistema fotovoltaico V_{pv} para así configurar el ciclo de trabajo del convertidor mediante un controlador PI.
- **Voltaje de circuito abierto (VOC):** Este método se basa en una relación lineal entre el voltaje de circuito abierto (V_{oc}) y el voltaje (V_{mpp}) para distintos valores de irradiancias y condiciones de temperatura, dicha relación se observa en la Ecuación 2.1, si bien la constante de proporcionalidad depende del sistema fotovoltaico el valor de esta se encuentra en $K_v \in [0, 71; 0, 8]$. Para encontrar el valor MPP se debe medir el valor V_{oc} , esto se logra apagando el convertidor, ya sea en la etapa DC-DC o en la DC-AC según la configuración del sistema, la principal limitación de esta técnica radica en la medición irregular de v_{oc} , lo que conlleva un consumo innecesario de energía.

$$V_{mpp} = K_v * V_{oc} \ ; \ K_v \in [0, 71; 0, 8] \quad (2.1)$$

- Corriente de Corto Circuito (SC):** Este método es la contraparte del método anterior (V_{oc}), es decir se calcula la corriente i_{mpp} en base a una relación lineal con la corriente de cortocircuito expresada en la Ecuación 2.2, donde la constante de proporcionalidad dependen de las características del sistema fotovoltaico las cuales se encuentran $K_i \in [0,78; 0,92]$. Sin embargo medir la corriente de cortocircuito es más complejo que medir el voltaje de circuito abierto y se puede requerir de componente adicionales. Al igual que con el metodo de voltaje de circuito abierto (V_{oc}), también se producen pérdidas durante la medición de i_{sc}

$$i_{mpp} = K_i * i_{sc} \quad ; \quad K_i \in [0,78; 0,92] \quad (2.2)$$

- Perturbar y observar (P&O):** Este método es uno de los mas populares dentro de la literatura, Opera mediante perturbaciones periódicas, ya sea incrementando o reduciendo el voltaje de referencia, seguido por la medición de la respuesta del sistema para determinar la dirección de la siguiente perturbación. La magnitud de la perturbación en el voltaje de referencia permanece constante, mientras que el signo se determina según la variación en la potencia. Una vez que se alcanza el Punto de Máxima Potencia (MPP), el voltaje oscilará alrededor de tres valores de referencia.

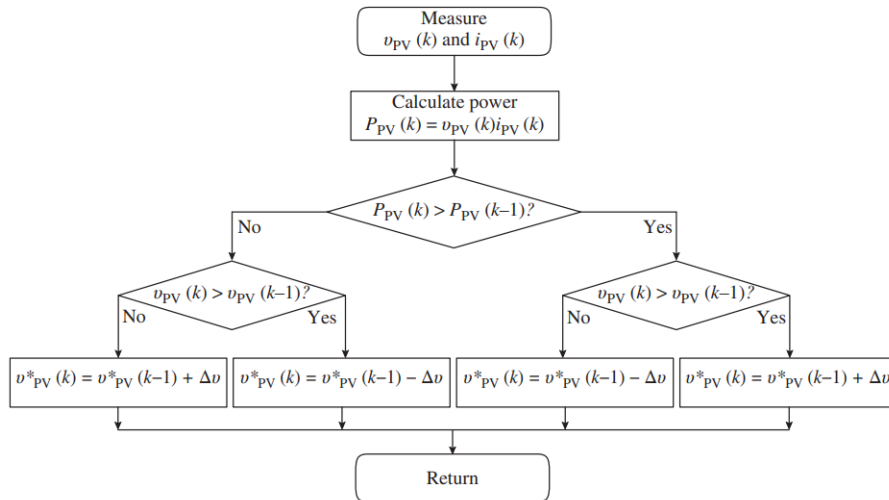


Figura 2.3: Algoritmo P&O

- **Conductancia Incremental (INC):** Este metodo se basa en el cumplimiento de la Ecuación 2.3 se cumpla en el MPP, donde I_{pv} y V_{pv} son la corriente y el voltaje del módulo fotovoltaico.

$$\frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} + \frac{I_{pv}}{V_{pv}} = 0 \quad (2.3)$$

Cuando $\frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} + \frac{I_{pv}}{V_{pv}} < 0$ el voltaje de referencia se encuentra al lado derecho de la curva PV, mientras que si $\frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} + \frac{I_{pv}}{V_{pv}} > 0$ el voltaje de referencia se encuentra al lado izquierda de la curva P-V. De esta manera el MPP puede rastrearse comparando la conductancia instantánea $\frac{I_{pv}}{V_{pv}}$ con la conductancia incremental $\frac{dI_{pv}}{dV_{pv}}$. Por lo tanto dependiendo del signo de $\frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} + \frac{I_{pv}}{V_{pv}}$ es como se conduce la nueva perturbación, una vez alcanzado el MPP, se mantiene en este punto y se detiene la perturbación.

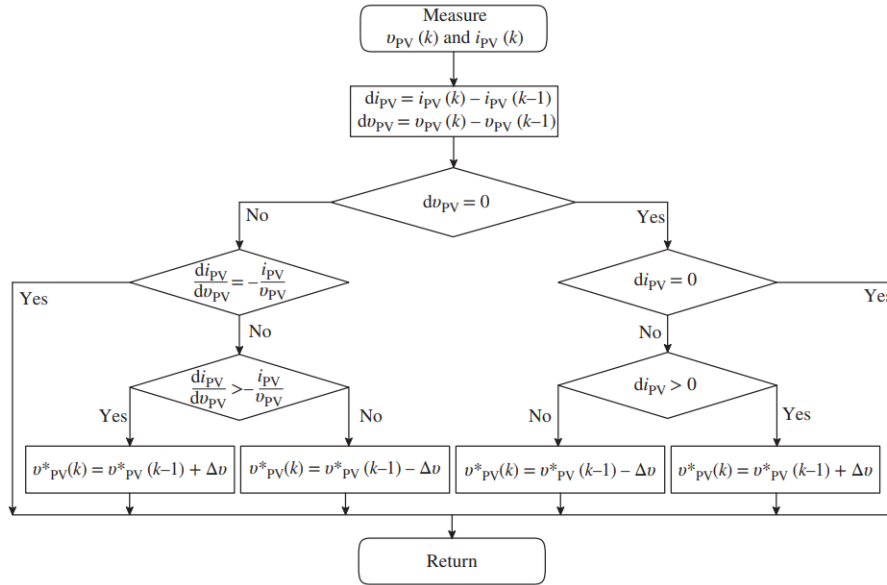


Figura 2.4: Algoritmo Conductancia incremental

- **Redes neuronales:** Este método tiene la ventaja de modelar relaciones no lineales complejas y adaptarse a cambios en las condiciones ambientales, teniendo un tiempo de respuesta rápido, lo que se traduce en una solución muy robusta permitiendo una mayor precisión en el MPPT. El mayor problema de este método radica en la variabilidad de convertidores que hoy existen en el mercado, ya que se requiere un entrenamiento especializado para cada convertidor, por otra parte la matriz fotovoltaica puede cambiar con el tiempo, lo que implica que la red neuronal tiene que entrenarse de forma periódica para así lograr un MPPT preciso.

2.2.2. Seguimiento flexible de potencia FPPT

Si en un sistema, la cantidad de energía generada a partir de las fuentes de energía renovable supera la demanda de la carga en los periodos de máxima generación, el sistema puede sobrecargarse y/o activar los dispositivos de protección, es por esta razón que se sugiere la implementación del Flexible power point tracking (FPPT) el cual es una extensión al algoritmo MPPT, donde la potencia extraída de los módulos fotovoltaicos se ajusta en función de la referencia de potencia P_k^* . Si la referencia de potencia P_k^* es menor que el máximo de potencia disponible, el punto de operación del módulo fotovoltaico en la curva P-V puede desplazarse a la derecha FPP_R o a la izquierda FPP_L del MPP, por otra parte si la potencia disponible en el módulo fotovoltaico es menor a la potencia de referencia P_k^* , se extrae la máxima potencia disponible haciendo funcionar el algoritmo MPP.

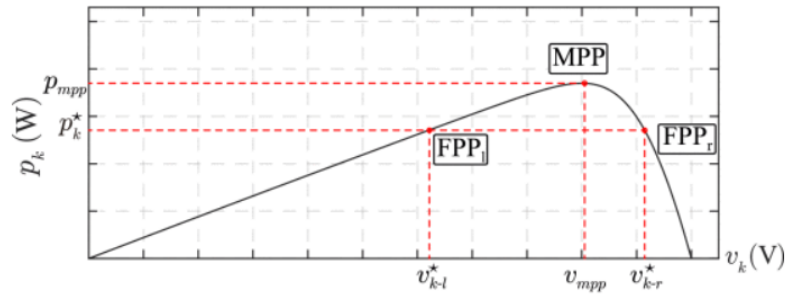


Figura 2.5: Curva potencia-tensión de un panel fotovoltaico

Los dos mayores inconvenientes que surgen en una planta fotovoltaica son:

- 1) La sobre carga de potencia suministrada en el periodo de máxima irradiación, esto se traduce en pérdidas de potencia.
- 2) Los sombramientos de los paneles producen fluctuaciones irregulares, esto puede provocar daños en algunos equipos ya que se suministraría potencia muy variada a la red.

Por esta razón, en los parques se requiere un seguimiento flexible del punto de potencia (FPPT), el cual regula la potencia a un valor de referencia previamente establecido [12] [13] [14].

- **Zona 1 - Control MPPT :** En esta zona se implementa el funcionamiento del MPPT, el cual extrae la máxima potencia disponible de los módulos fotovoltaicos.

- **Zona 2 - Power Reserve Control :** En esta zona se implementa una restricción de delta de potencia, la cual consiste en limitar la potencia activa manteniendo un delta de potencia entre la potencia máxima disponible y la potencia inyectada a la red. Este método se utiliza generalmente para establecer una reserva que permita regular la inyección de potencia requerida.
- **Zona 3 - Power ramp rate control :** Este método se utiliza una restricción de velocidad de rampa como medida de seguridad, puesto que frente a cambios ambientales rápidos se producen fluctuaciones abruptas, las cuales pueden dañar el sistema, de esta manera limitar la velocidad con la que cambia la pendiente de la potencia activa, resulta ser un sistema bastante seguro.
- **Zona 4 - Power limiting control:** Este método de limitación de potencia se utiliza para proteger el sistema de potencia a posibles sobre cargas en situaciones críticas, y de esta forma limitar la potencia en caso de que la potencia disponible sea mayor a la potencia que se tiene como referencia, permaneciendo constante por un periodo de tiempo más amplio mejorando la calidad y confiabilidad del sistema de energía.

En la figura [2.6] se observa una gráfica en donde se detalla cada uno de los métodos anteriormente.

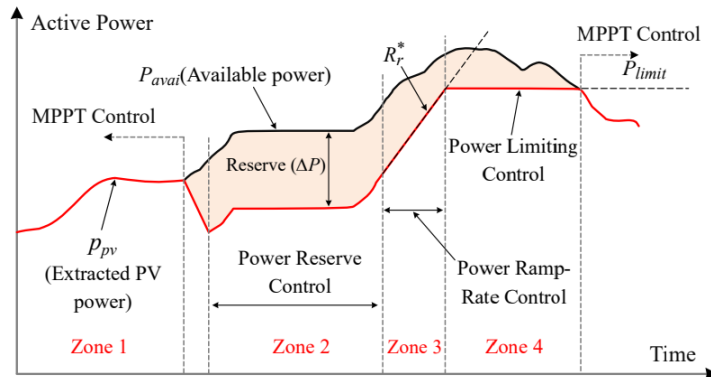


Figura 2.6: Zonas de trabajo de FPPT

2.3. Modos de operación de convertidores fotovoltaicos centralizados

Un convertidor de potencia es un dispositivo electrónico utilizado en sistemas de potencia para convertir la corriente continua en corriente alterna. Su función principal es tomar la energía generada por fuentes como módulos fotovoltaicos o baterías y transformarla en energía que sea compatible con la red eléctrica o con dispositivos eléctricos convencionales que funcionen con corriente alterna. También desempeñan un papel clave en la maximización del rendimiento, la supervisión y el control del sistema, la protección y la seguridad. Los convertidores de potencia es posible clasificarlos en dos tipos *Grid-forming (GFM)* conocido como control de formación de red y *Grid-following (GFL)* conocido como control de seguimiento de red. A continuación, se encuentra con mayor detalle el principio de funcionamiento de cada uno de los inversores mencionados.

2.3.1. Convertidor en su modo Grid-Following

Actualmente, la configuración predominante en la mayoría de los convertidores de plantas fotovoltaicas y eólicas en funcionamiento en los sistemas eléctricos de potencia (SEP) es el modo de operación Grid-Following [15]. En este modo, el convertidor asume la responsabilidad de inyectar una cantidad constante de potencia activa y reactiva al sistema, ajustándose al voltaje y la frecuencia impuestos por la red en la barra de conexión. Para lograr esto, se sincroniza con la fase de tensión mediante un PLL que determina el ángulo de la tensión de la red en el punto de conexión [16]. Al omitir las conmutaciones en la electrónica de potencia del convertidor, un convertidor en su modo de operación Grid-Following puede conceptualizarse como una fuente de corriente controlada, introduciendo en la red potencia activa P^* y potencia reactiva Q^* . La Figura 2.7 presenta de manera simplificada el esquema de un convertidor en su modo de operación Grid-Following.

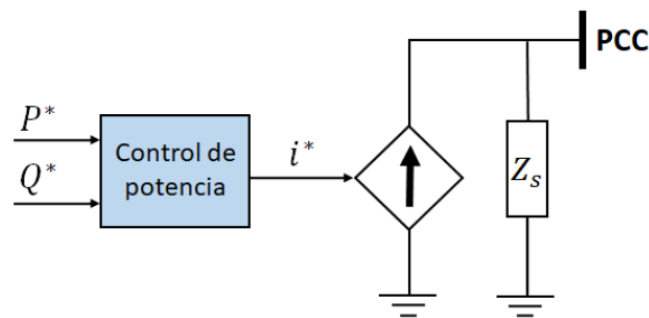


Figura 2.7: Representación de un convertidor en su modo Grid-Following

Dado que estas instalaciones no intervienen en la regulación de la frecuencia del sistema, estas se suelen controlar con el objetivo de inyectar la máxima potencia activa disponible en la red, prescindiendo así de reservas. Este propósito se logra mediante el empleo de algoritmos de seguimiento del punto de máxima Potencia (MPPT) explicados anteriormente [17]. Además, hasta la fecha, es una práctica común operar este tipo de instalaciones con un factor de potencia $f_p = 1$, lo que implica que se establece una referencia $Q^* = 0$.

La utilización de un Phase-Locked Loop (PLL) en el modo Grid-Following de un convertidor está diseñada para lograr una sincronización precisa con la red eléctrica a la que el convertidor está conectado, el objetivo principal del convertidor es lograr que exista una sincronización en amplitud, fase y frecuencia con la red.

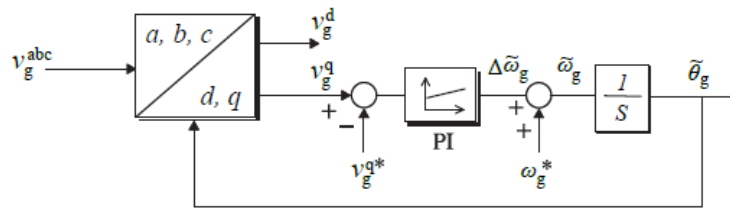


Figura 2.8: Diagrama general de una PLL

Como se puede apreciar en la Figura 2.8, la posición angular de los ejes dq se regula a través de un lazo de control Proporcional Integral (PI), que lleva la componente del voltaje medido en el eje q v_q a cero. Esto se logra ya que la referencia de dicho lazo es $v_q^* = 0$ garantizando así que el voltaje de la red esté alineado con la componente del voltaje en el eje d v_d .

Dentro de este contexto, resulta esencial destacar que el rendimiento dinámico de los sistemas conectados a la red a través de convertidores Grid-Following se encuentra fuertemente influenciado por la precisión en la sintonización del Phase-Locked Loop (PLL), específicamente, por los valores de los coeficientes K_p y K_i de su controlador PI. De manera más concreta, los dos parámetros que están directamente relacionados con los coeficientes K_p y K_i son el ancho de banda $B\omega$ y el factor de amortiguamiento ξ [18].

La rapidez con la que la PLL sigue la fase de la tensión de la red, está determinada por el ancho de banda. El ancho de banda de una PLL se define como la frecuencia en la cual la magnitud de la función de transferencia del PLL alcanza un valor de $-3[dB]$ manteniendo su ganancia en estado estacionario igual a 1. En relación al factor de amortiguamiento, se aconseja que el valor de ξ sea igual o superior a 0,707 para así garantizar un amortiguamiento suficiente en la respuesta del sistema [19]. No obstante, es importante destacar que incrementar su valor de manera indefinida produce que la respuesta del sistema se vuelva más lenta, por lo que se requiere un correcto ajuste de este parámetro.

2.3.2. Convertidor en su modo Grid-Forming

En el modo de operación Grid-Forming el convertidor se encarga de establecer la magnitud del voltaje y la frecuencia en el punto de conexión a la red, siguiendo valores de referencia específicos [20].

En este contexto, al despreciar los procesos de conmutación presentes en los dispositivos semiconductores del convertidor, se puede conceptualizar un convertidor Grid-Forming como una fuente de voltaje alterna ideal con una impedancia de salida baja. Esta fuente impone la magnitud del voltaje v^* y la frecuencia ω^* de la tensión en el punto de conexión con la red eléctrica. [20] [21]. La Figura 2.9 presenta de manera simplificada la representación de un convertidor Grid-Forming.

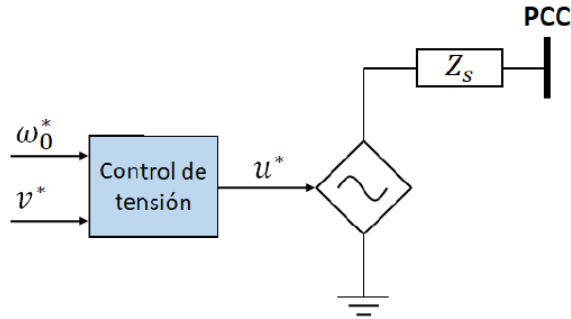


Figura 2.9: Representación de un convertidor en su modo Grid-Forming

De esta manera, no se necesita una PLL que sincronice el convertidor a la red, ya que un convertidor en este modo de operación puede imponer tensión y frecuencia en un sistema, permitiendo así que dicho convertidor opere incluso sin la necesidad de que haya una red externa operativa. En particular, un ejemplo práctico del uso de convertidores Grid-Forming se puede encontrar en las micro-redes aisladas, donde el voltaje generado por el convertidor se usa como referencia para los convertidores Grid-Following conectados a la red.

MODELAMIENTO

3.1. Modelamiento del sistema fotovoltaico

La planta fotovoltaica ubicada en la Región del Maule en la localidad de Linares Figura 3.1 posee una potencia nominal de 4,6[MW], además cuenta con una superficie de 130,000[m²], la cual se divide en Linares-I que posee nueve convertidores string y Linares-II que posee catorce convertidores string, que en conjunto suman un total de veintitrés convertidores de la marca Huawei, cuyo modelo es SUN2000-215KTL-H3 [2], además cuentan con 8970 módulos fotovoltaicos fabricados por Canadian Solar [3], que se subdividen en tres modelos distintos *CS7N – 650MB – AG* con 1140[U]; *CS7N – 655MB – AG* con 5790[U]; *CS7N – 660MB – AG* 2040[U], y que poseen una potencia nominal de 650 [W]; 655 [W]; 660 [W] respectivamente, todos los modelos son módulos de alto rendimiento, diseñado específicamente para aplicaciones fotovoltaicas a escala comercial y residencial que utilizan tecnología de celdas fotovoltaica de última generación para así maximizar la eficiencia de conversión de la radiación solar en electricidad.

Como se mencionó anteriormente el parque fotovoltaico de Linares cuenta con un total de veintitrés convertidores Huawei, es por esta razón que debido a su gran tamaño se procede acotar el desarrollo del trabajo a un solo convertidor, el cual posee diez arreglos en paralelos los cuales poseen treinta módulos en serie Figura 3.2.

3.2. Modelo del arreglo fotovoltaico

El modelo de una celda fotovoltaica se representan como un diodo semiconductor en donde su juntura P-N es la que se expone a la luz solar, para así generar la corriente eléctrica, a dicho diodo se le conecta una fuente de corriente en paralelo I_{ph} además de una resistencia en paralelo R_p que representa las corrientes de fuga y una resistencia en serie



Figura 3.1: Layout General parque fotovoltaico Linares

R_s que emula las pérdidas internas, de esta manera en la Figura 3.3 se presenta el circuito que modela una celda fotovoltaica, en donde la ecuación de la corriente I_{pv} se describe en la Ecuación 3.1, cuyos parámetros se describen en la tabla 3.1 [22].

$$I_{pv} = I_{ph} - I_0 \left[e^{\frac{q(V_{pv} + I_{pv} R_s)}{nKT}} - 1 \right] - \frac{V_{pv} + I_{pv} R_s}{R_p} \quad (3.1)$$

Para llevar a cabo la simulación, se diseñó el modelo de un arreglo de celdas de silicio, dicho diseño se basó en las características técnicas proporcionadas por el fabricante, las cuales se pueden observar en el datasheet del fabricante [3]. El modelamiento consiste en una fuente de corriente controlada, que depende del voltaje en sus terminales Figura 3.3, dicho arreglo recibe internamente los valores del número de celdas por módulo, número de módulos en serie y en paralelo, voltaje de circuito abierto (VOC) y corriente de corto circuito (ISC) los cuales se encuentran en la Tabla 3.3. Los valores de temperatura y radiación son ingresados al bloque de manera externa, en donde se hará variar el valor de la irradiancia para validar el sistema.

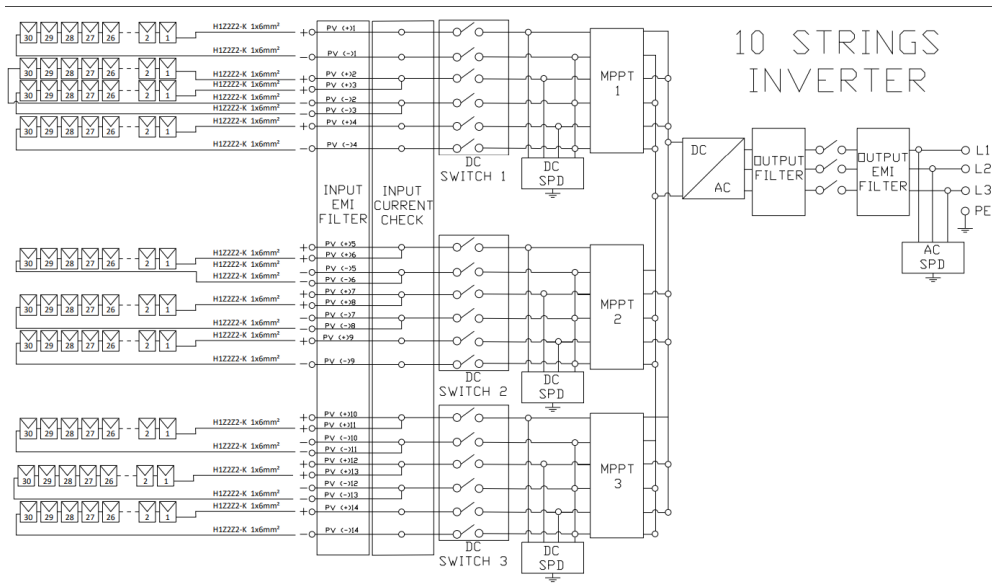


Figura 3.2: Diagrama de conexionado del convertidor

3.3. Modelo del convertidor

El convertidor 2-LVSI es una pieza fundamental en sistemas de energía renovable y aplicaciones de electrónica de potencia. dentro de sus funciones principales se incluyen la implementación de algoritmos para controlar el DC-link, la sincronización y la monitorización de la red eléctrica. Estas funciones permiten un correcto control de la

Tabla 3.1: Parámetros de la celda fotovoltaica

Variable	Parámetro	
V_{pv}	Voltaje de salida	[V]
I_{pv}	Corriente de salida	[A]
R_s	Resistencia en serie	[Ω]
R_p	Resistencia en paralelo	[Ω]
q	Carga del electrón $1,6 * 10^{-19}$	[C]
K	Constante de Boltzmann $1,38 * 10^{-23}$	[$\frac{J}{K}$]
T	Temperatura	[$^{\circ}K$]
I_{ph}	Corriente fotoeléctrica de la celda	[$\frac{mA}{cm^2}$]
I_0	Corriente de saturación reversa de la celda 10^{-12}	[$\frac{A}{cm^2}$]
n	Factor de idealidad del diodo	$n = 1$ para un diodo ideal

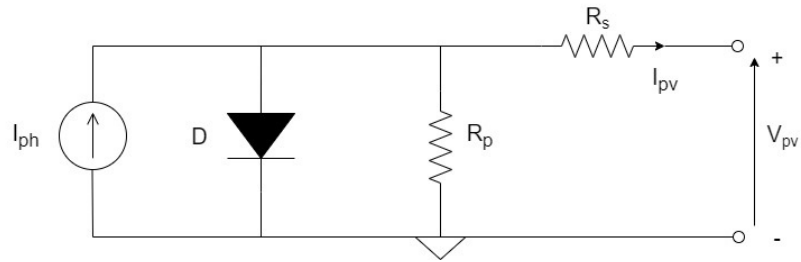


Figura 3.3: Modelamiento de una celda fotovoltaica

corriente, lo que a su vez permite el controlar el flujo de potencia. El esquema de control del convertidor 2-LVSI que se implementa es el Voltage Oriented Control (VOC) Figura 3.4, el cual a través de la transformadas Clarke-Park se logra establecer un marco de referencia rotacional alineado con el vector de voltaje de la red, esta técnica simplifica el diseño del sistema y permite la implementación de controladores proporcionales-integrales (PI), para el control de voltaje y corriente. En la implementación del VOC, se utiliza un lazo exterior de voltaje el cual controla el DC-link a través de un controlador PI cuya salida es proporcional a la potencia activa, a la cual se le aplica la transformada de Akagi para obtener la corriente i_g^{d*} deseada, mientras que la corriente i_g^{q*} puede ser ajustada según las necesidades del sistema. Por otro lado, el lazo interno de corriente consta de dos controladores PI que generan los voltajes de referencia v_g^{d*} y v_g^{q*} , los cuales son reconvertidos a tres señales para ser moduladas

Tabla 3.2: Valores característicos del arreglo fotovoltaico

Celdas por módulos	132	[Unidades]
Módulos en serie	30	[Unidades]
Módulos en paralelo	10	[Unidades]
VOC	45	[V]
ISC	18,39	[A]
Temperatura (STC)	298	[°K]

Tabla 3.3: Valores característicos del panel CS7N-650MB-AG

	Pmax	Vmp	Imp	Voc	Isc	Efficiency
CS7N-650MB-AG	650[W]	37,9[V]	17,16[A]	45,0[V]	18,39[A]	20,9 %
5 %	683[W]	37,9[V]	18,03[A]	45,0[V]	19,31[A]	22,0 %
Bifacial Gain 10 %	715[W]	37,9[V]	18,88[A]	45,0[V]	20,23[A]	23,0 %
20 %	780[W]	37,9[V]	20,59[A]	45,0[V]	22,07[A]	25,1 %

por el convertidor utilizando modulación min-más PWM. En el esquema además se incluye el desacople de los ejes dq debido a los términos cruzados obtenidos en la transformación. Finalmente, el sincronismo con la red eléctrica se logra mediante la obtención del ángulo θ del voltaje de la red a través de un marco de referencia síncrono phase-locked loop (SRF-PLL). Este proceso asegura que el convertidor opere en sincronía con la red, lo que es fundamental para su correcto funcionamiento [23].

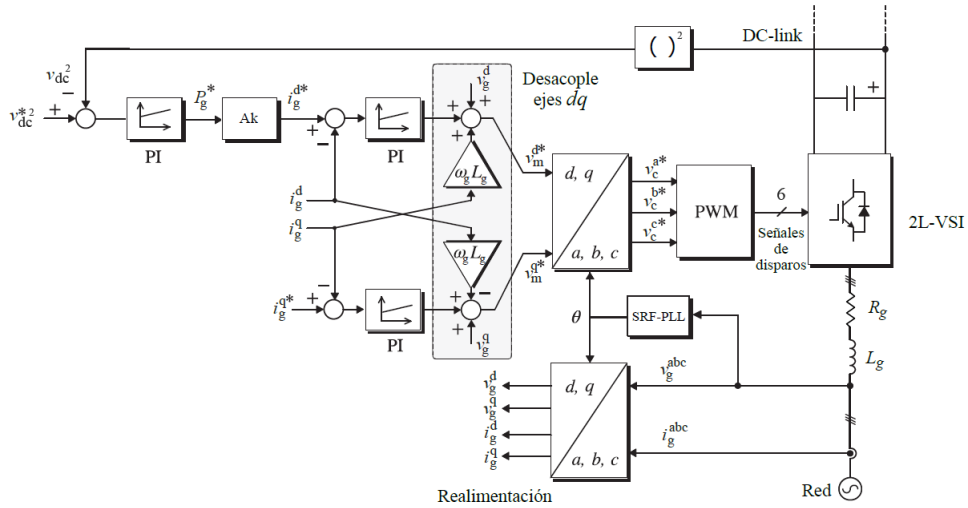


Figura 3.4: Implementación Voltage Oriented Control (VOC)

Es posible modelar el convertidor y la red mediante un circuito equivalente el cual incorpora el voltaje del convertidor V_c , un filtro RL representado por R_g , L_g y además el voltaje de la red V_g tal y como muestra la Figura 3.5, realizando un LVK se obtiene lo siguiente:

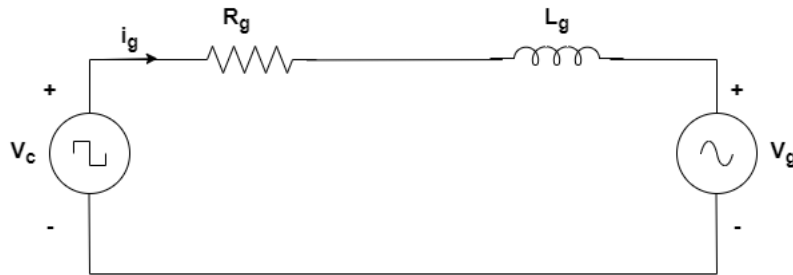


Figura 3.5: Circuito equivalente Convertidor - Red

$$v_g^{abc} - L_g \frac{di_g^{abc}}{dt} - R_g i_g^{abc} - v_c^{abc} - v_{Nn} = 0 \quad (3.2)$$

Donde v_g^{abc} ; $\frac{di_g^{abc}}{dt}$; i_g^{abc} ; v_c^{abc} son los vectores que representan las tres fases del sistema, mientras que v_{Nn} es el voltaje del terminal negativo del convertidor de cada una de las fases.

$$v_c^{abc} = \begin{bmatrix} v_c^a \\ v_c^b \\ v_c^c \end{bmatrix} ; v_g^{abc} = \begin{bmatrix} v_g^a \\ v_g^b \\ v_g^c \end{bmatrix} ; i_g^{abc} = \begin{bmatrix} i_g^a \\ i_g^b \\ i_g^c \end{bmatrix} ; v_{Nn} = \begin{bmatrix} v_{Nn} \\ v_{Nn} \\ v_{Nn} \end{bmatrix} \quad (3.3)$$

Para asegurar un seguimiento perfecto es fundamental el implementar controladores PI, y para esto es necesario tener señales continuas por lo que se utiliza las transformadas de Clarke y Park para obtenerlas:

La transformada de Clarke convierte las componentes en el dominio del tiempo de un sistema trifásico (de un marco abc), en dos componentes de un marco de referencia estacionario ortogonal $\alpha\beta$ que se define como:

$$T_{\alpha\beta} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} 1 & \frac{-1}{2} & \frac{-1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & \frac{-\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \quad (3.4)$$

Por otra parte la transformada de Park convierte las componentes de un marco de referencias $\alpha\beta$ a un marco de referencia rotatorio ortogonal dq , donde el ángulo θ_g es el ángulo de sincronismo obtenido de la PLL.

$$T_{dq} = \begin{bmatrix} \cos(\theta_g) & \text{sen}(\theta_g) \\ -\text{sen}(\theta_g) & \cos(\theta_g) \end{bmatrix} \quad (3.5)$$

Aplicando la transformada de Clarke a la ecuación del modelamiento del convertidor y la red Ecuación 3.2

$$T_{\alpha\beta} \left[v_g^{abc} - L_g \frac{di_g^{abc}}{dt} - R_g i_g^{abc} - v_c^{abc} - v_{Nn} \right] = 0 \quad (3.6)$$

$$v_g^{\alpha\beta} - L_g \frac{di_g^{\alpha\beta}}{dt} - R_g i_g^{\alpha\beta} - v_c^{\alpha\beta} = 0 \quad (3.7)$$

El vector v_{Nn} desaparece al aplicar la transformada de Clarke, puesto que se encuentra conformado por componentes de secuencia 0. Ahora bien, si se aplica la transformada de Park a la Ecuación 3.7 se obtiene la siguiente expresión:

$$T_{dq} \left[v_g^{\alpha\beta} - L_g \frac{di_g^{\alpha\beta}}{dt} - R_g i_g^{\alpha\beta} - v_c^{\alpha\beta} \right] = 0 \quad (3.8)$$

$$v_g^{dq} - L_g \frac{di_g^{dq}}{dt} - R_g i_g^{dq} - v_c^{dq} - \omega_g J i_g^{dq} = 0 \quad (3.9)$$

La matriz J que aparece en la Ecuación 3.9, es la matriz de acople entre los términos d y q al momento de realizar la transformación

$$J = \begin{bmatrix} 0 & -1 \\ 1 & 0 \end{bmatrix} \quad (3.10)$$

La corriente en el marco de referencias dq se puede descomponer en la parte real i_g^d , el cual se encuentra alineado con el voltaje de la red y por ende es proporcional a la potencia activa P_{dc} , mientras que corriente i_g^q es perpendicular al voltaje por lo que es proporcional a la potencia reactiva Q_{dc} , por otra parte el voltaje v_g^q toma un valor de 0 debido a que el marco de referencia está alineado con el vector de voltaje de la red v_g . Finalmente haciendo uso de la teoría de potencia instantánea de Akagi [24], es posible expresar tanto la potencias activa P_g , como también la reactiva Q_g en un marco de referencia rotatorio dq , tal y como se expresa en las Ecuaciones 3.11 3.12

$$P_g = \frac{3}{2} v_g^{dqT} i_g^{dq} = 0 \quad (3.11)$$

$$Q_g = \frac{3}{2} v_g^{dqT} J i_g^{dq} = 0 \quad (3.12)$$

3.3.1. Modelo de la Corriente

Aplicando la transformada de Laplace es posible encontrar la función de transferencia que permita controlar la corriente a la salida del convertidor en función del voltaje.

$$V_g^{dq}(s) - L_g s I_g^{dq}(s) - R_g I_g^{dq}(s) - \omega_g J I_g^{dq}(s) = 0 \quad (3.13)$$

$$\frac{I_g^{dq}(s)}{V^{dq}(s)} = \frac{1}{L_g s + R_g} \quad (3.14)$$

Para realizar el control del lazo interno de la corriente I_g , se hace por medio de un controlador PI discreto, el cual se define como:

$$C_d(z) = \frac{K_p z + K_i}{z - 1} \quad (3.15)$$

Para encontrar las ganancias del controlador se define un coeficiente de amortiguación igual a $\xi = 0,707$ y un ancho de banda de $B\omega = 1[kHz]$ para esto se hace uso del software Matlab, de donde se obtiene lo siguiente:

$$C_{id}(z) = \frac{4,086z + 3,551}{z - 1} \quad (3.16)$$

Es importante mencionar que los controladores que se implementan se hacen haciendo uso de un esquema con anti-rollback y una saturación, la cual para este caso se define como $[-\frac{2}{\sqrt{3}}v_{dc}, \frac{2}{\sqrt{3}}v_{dc}]$, donde el valor de la ganancia $\frac{2}{\sqrt{3}}$ es el que se obtiene de la modulación min-máx PWM a utilizar.

3.3.2. Modelo del control del DC-Link

Se realiza un LVK para encontrar la función de transferencia que permita realizar un correcto control sobre el Dc-link, sin embargo se realiza un control sobre el modelo cuadrático del sistema, para así evitar el inconveniente de tener utilizar la medición de i_{dc} para controlar el voltaje en función de la corriente i_d^d

$$P_{pv} = P_{dc} + P_g \quad (3.17)$$

$$P_{pv} = \frac{1}{2} C_{dc} \frac{dV_{dc}^2}{dt} + P_g \quad (3.18)$$

Si se aplica la transformada de Laplace y se considera la potencia P_{pv} como una perturbación, se obtiene la siguiente función de transferencia Ecuación 3.19 aplicable en un lazo de energía (proporcional a la potencia).

$$\frac{v_{dc}^2(s)}{P_g(s)} = \frac{-2}{C_{dc}s} \quad (3.19)$$

Por otra parte si se desarrolla la Ecuación 3.11 se obtiene la Ecuación 3.20 en donde si se reemplaza v_g^q por 0 es posible obtener la expresión para la referencia de corriente i_g^{d*} en función de la referencia de la potencia P_g^* Ecuación 3.22, la cual se genera por el lazo externo del esquema de control VOC.

$$P_g = \frac{3}{2}(v_g^d i_g^d + v_g^q i_g^q) \quad (3.20)$$

$$P_g^* = \frac{3}{2}(v_g^d i_g^{d*}) \quad (3.21)$$

$$i_g^{d*} = \frac{2P_g^*}{3v_g^d} \quad (3.22)$$

Finalmente para encontrar las ganancias del controlador se define un coeficiente de amortiguación igual a $\xi = 0,707$ y un ancho de banda de $B\omega = 100[Hz]$, diez veces menor que el lazo interno de corriente para así tener una correcta implementación del lazo en cascada. Para esto se hace uso del software Matlab, de donde se obtiene lo siguiente:

$$Cvd(z) = \frac{1,121z + 1,104}{z - 1} \quad (3.23)$$

Es importante destacar que al igual que el otro controlador PI, este también posee un esquema de antienrollamiento, además de una saturación que va desde cero hasta la potencia máxima, que para el desarrollo de esta memoria es de $195[kW]$

3.4. Modos de operación del convertidor

Los convertidores de potencia de un parque fotovoltaico son responsables de convertir la energía generada por los paneles solares en una energía que se pueda inyectar a la red. También desempeñan un papel clave en la maximización del rendimiento, la supervisión y el control del sistema, la protección y la seguridad. Los convertidores de potencia es posible clasificarlos en dos tipos *Grid-forming* conocido como control de formación de red y *Grid-following* conocido como control de seguimiento de red, en el desarrollo de esta memoria se realiza un trabajo con ambos modos de operación [25].

3.4.1. Grid-Following

Al hacer uso del modo Grid-following es fundamental que exista una sincronización en amplitud, fase y frecuencia con la red, donde es el lazo de seguimiento de la PLL el encargado de realizar dicha sincronización.

En la Figura [3.6 se observa el sistema de control el cual consiste en aplicar la transformada de Clarke-Park al voltaje de la red v_{abc} , y luego definir la referencia de voltaje del eje q como $v_g^{q*} = 0$ para sincronizar el voltaje con el eje d , de esta manera la función principal de este lazo de control es obtener un ángulo aproximado de la red $\tilde{\theta}_g$ aplicando un controlador del tipo PI, una compensación de frecuencia y un integrador [26].

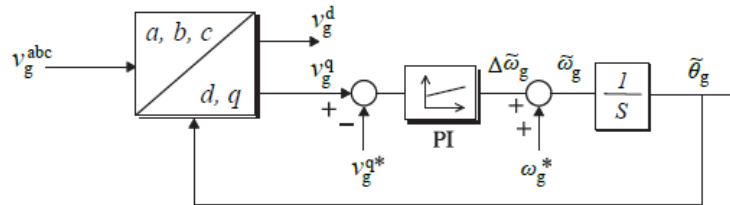


Figura 3.6: SRF-PLL

Se definen los voltajes v_g^{abc} de la red como:

$$v_g^{abc} = \begin{bmatrix} v_g^a \\ v_g^b \\ v_g^c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_g \cos(\theta_g) \\ v_g \cos(\theta_g - \frac{2\pi}{3}) \\ v_g \cos(\theta_g + \frac{2\pi}{3}) \end{bmatrix} \quad (3.24)$$

Para posteriormente aplicar la transformada de Clarke y de esta manera expresar la Ecuación 3.24 en coordenadas $\alpha\beta$, obteniendo así la Ecuación 3.25 a la que se le aplica la transformada de Park obteniendo la Ecuación 3.26

$$\begin{bmatrix} v_g^\alpha \\ v_g^\beta \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_g \cos(\theta) \\ v_g \cos(\theta) \end{bmatrix} \quad (3.25)$$

$$\begin{bmatrix} v_g^d \\ v_g^q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_g^\alpha \cos(\tilde{\theta}_g) + v_g^\beta \sin(\tilde{\theta}_g) \\ -v_g^\alpha \sin(\tilde{\theta}_g) + v_g^\beta \cos(\tilde{\theta}_g) \end{bmatrix} \quad (3.26)$$

Ahora bien, reemplazando la Ecuación 3.25 en la Ecuación 3.26 y definiendo $\Delta\tilde{\theta}_g = \tilde{\theta}_g - \theta_g$ se tiene lo siguiente:

$$v_g^q = v_g(\sin(\theta) \cos(\tilde{\theta}_g) - \cos(\theta) \sin(\tilde{\theta}_g)) \quad (3.27)$$

$$\Rightarrow v_g^q = v_g(\sin(\theta - \tilde{\theta}_g)) \cong v_g(-\Delta\tilde{\theta}_g) \quad (3.28)$$

Por otra parte se sabe que el ángulo es posible expresarlo como $\theta_g = \int \omega_g dt$, a lo cual si se le aplica la transformada de Laplace es posible obtener la ecuación de transferencia del sistema representada en la Ecuación 3.29

$$\frac{v_g^q}{\Delta\tilde{\omega}_g} = \frac{-1}{\frac{1}{v_g} s} \quad (3.29)$$

Finalmente para encontrar las ganancias del controlador se define un coeficiente de amortiguación igual a $\xi = 0,707$ y un ancho de banda de $B\omega = 100[Hz]$. Para esto se hace uso del software Matlab, de donde se obtiene lo siguiente:

$$Cvd(z) = \frac{1,588z + 1,5681}{z - 1} \quad (3.30)$$

3.4.2. Grid-Forming

Para emular el modo Grid-Forming del convertidor, se agrega al diagrama en PLECS el uso de tres switches en serie con la red eléctrica los cuales permiten la desconexión del sistema fotovoltaico en un tiempo determinado por el usuario, además de una carga en paralelo con cada fase de la red. De esta manera lo que se busca es desconectar completamente el convertidor con la red, para así realizar el control de la potencia.

3.5. MPPT- P&O

La potencia que es posible extraer de un panel fotovoltaico depende de factores tanto ambientales como eléctricos, dentro de los factores ambientales existe la radiación solar y la temperatura ambiental a la cual se encuentra sometido, sin embargo estos factores no son factible controlarlos, es por esta razón que actualmente la potencia extraída por un panel se manipula a través de los factores eléctricos, de manera más específica a través del voltaje aplicado en los terminales del panel V_{pv} , de esta forma para encontrar el voltaje que permita extraer la mayor cantidad de potencia es necesario disponer de un método que permita encontrar dicho punto, para así de esta manera realizar un seguimiento del punto

máximo de potencia (MPPT). Si bien existen distintos métodos que dan solución a esta problemática, el método que se escoge para emplear es el de perturbar y observar (*P&O*) debido a su simplicidad de implementación Figura 3.7. Este método consiste en un proceso continuo de búsqueda del voltaje de referencia para alcanzar el MPP, ya que para mediante perturbaciones periódicas, ya sea incrementando o reduciendo el voltaje de referencia, seguido por la medición de la respuesta del sistema para determinar la dirección de la siguiente perturbación. La magnitud de la perturbación en el voltaje de referencia permanece constante, mientras que el signo se determina según la variación en la potencia. Una vez que se alcanza el Punto de Máxima Potencia (MPP), el voltaje oscilará alrededor de tres valores de referencia. El período de tiempo en el que se actualiza la referencia debe ser lo suficientemente grande, para permitir que el convertidor alcance el estado estable alrededor de la referencia de voltaje antes que se introduzca una nueva perturbación.

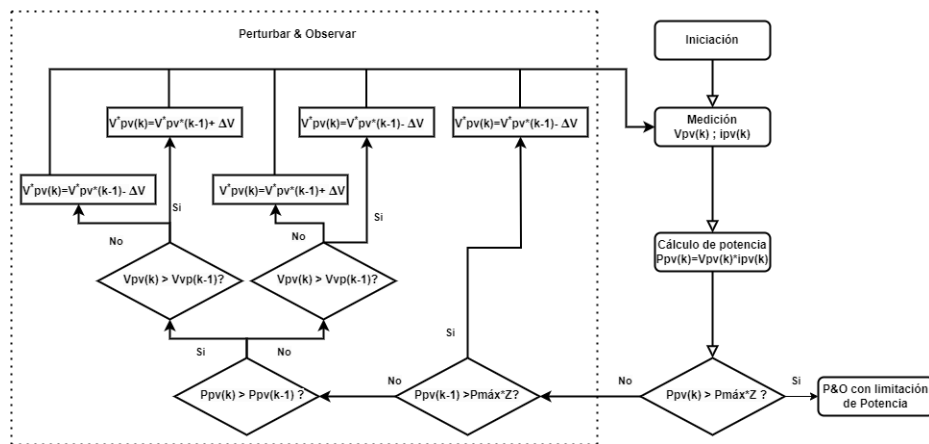


Figura 3.7: Diagrama de flujo algoritmo P&O

3.6. FMPPT

Limitar la potencia en una planta fotovoltaica para extraer una valor constante de potencia es esencial para garantizar la seguridad, estabilidad y eficiencia del sistema fotovoltaico, así como para cumplir con las normativas y regulaciones establecidas, es por esta razón que se implementa una extensión al algoritmo P&O el cual permite limitar la potencia a un cierto porcentaje de la potencia máxima. El algoritmo implementado Figura 3.8 está diseñado para para que el usuario sea quien ingrese un valor del porcentaje al cual quiere limitar la potencia, como también escoger a que lado de la curva P-V trabajar, por una parte si se escoge trabajar en el lado derecho de la curva se tendrá una disminución en la robustez debido a que bajo pequeñas variaciones de voltaje de produce un mayor cambio

en la potencia en relación al lado izquierdo, sin embargo la diferencia entre el V_R con el V_{mp} es menor en relación a V_L con el V_{mp} por lo que se necesita un menor cambio en el voltaje para alcanzar una misma potencia limitada, finalmente es importante mencionar que el convertidor es el que impone la actuación (V_{dc} del Dc-link) cuando se conecta a la red, en otras palabras es el que impone el sentido de la potencia, en el caso del voltaje V_L esta más cercano al 0, es decir se acerca a un voltaje mínimo de Dc-link, lo que podría generar problemas en el sentido de la potencia, mientras que el V_R está mas cercano al VOC, lo cual no generaría problemas en el sentido de la potencia, estos casos se observan claramente en la Figura 3.9 [13]. Dado tanto las ventajas como desventajas de trabajar a un lado u otro de la curva P-V, es que se permite al usuario escoger trabajar al lado de la curva que el decida.

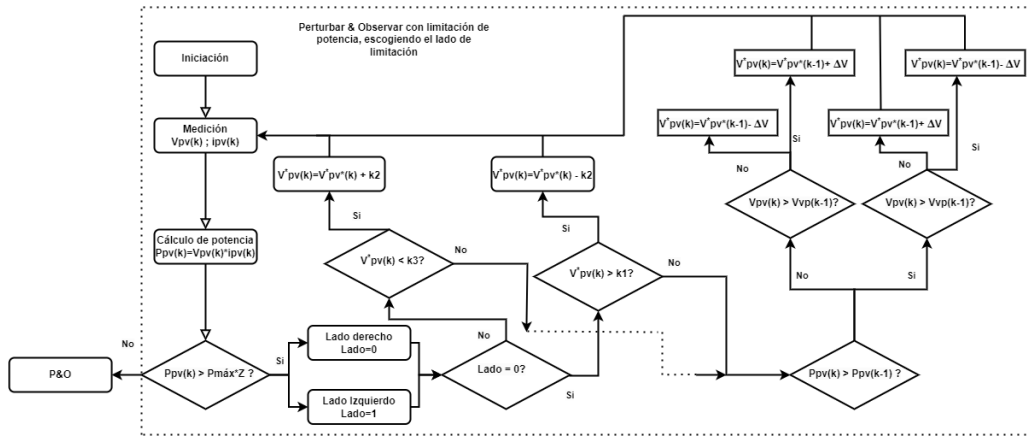


Figura 3.8: Diagrama de flujo algoritmo P&O con limitación de potencia

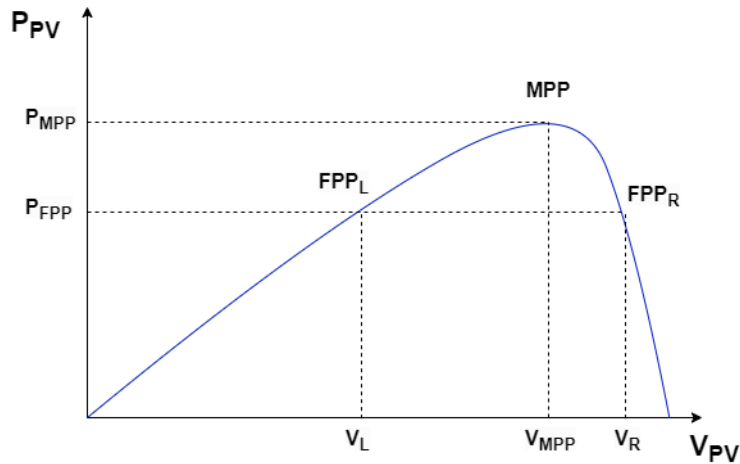


Figura 3.9: Curva característica P-V al limitar la potencia

3.7. Modulación min-máx

La señal min-max es una señal de secuencia cero compuesta únicamente por armónicos triples impares (principalmente tercero y noveno), la cual tiene como objetivo reducir la amplitud de la referencia en forma que pueda incluirse completamente en el rango de modulación de la señal portadora

Las señales de referencia modificadas son $\tilde{v}_a^*(t) = \tilde{v}_x^*(t) - v_{mm}(t)$, donde x representa las fases (a,b,c) del sistema. Las tres señales de referencia originales, sus componentes V_{max} y V_{min} , y además y la secuencia mín-máx (v_{mm}) todas estas señales es posibles observarlas en el la Figura 3.10 (a), por otra parte en la Figura3.10 (b) se visualiza la señal \tilde{v}_a^* modificada [27].

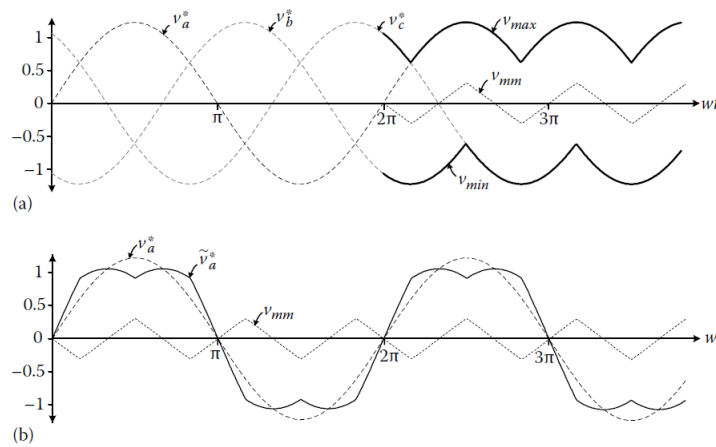


Figura 3.10: (a) Generación secuencia mín-máx (V_{mm}) para voltajes de referencia trifásicos
(b) Forma de onda de la referencia modificada \tilde{v}_a^*

Al igual que ocurre con la inyección del tercer armónico, se puede demostrar que la cantidad máxima de sobremodulación permitida para las referencias es también de un 15,47%. Debido a la sencilla implementación de PWM basado en portadora, y que las señales PWM están disponibles en la mayoría de las plataformas digitales, es que se permite una ligera modificación de la señal de referencia usando min-máx, es por estas razones que este tipo de modulación se considera un estándar hoy en día

SIMULACIÓN

En este capítulo, se abordará la validación del modelamiento del sistema completo en base a una simulación en el software PLECS Figura 4.1 y de esta manera demostrar el correcto funcionamiento del sistema al realizar la búsqueda del punto máximo de potencia, y también realizar un seguimiento flexible al saturar la potencia activa que se inyecta a la red, tanto para el modo Grid-Following y el modo Grid-Forming del convertidor.

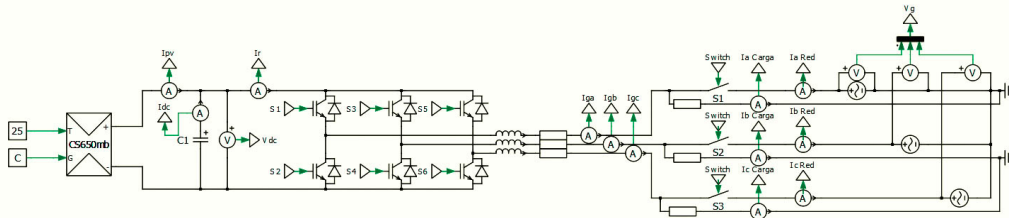


Figura 4.1: Diagrama en PLECS del sistema simulado

El sistema completo está formado por un arreglo fotovoltaico enmascarado con el nombre de “CS650mb”, el cual se puede ver con mayor detalle en la Figura 4.2, el modelo conmutado del convertidor 2L-VSI está conectado a la red eléctrica por medio de un filtro inductivo. Por otra parte destacar que el sistema cuenta con tres switch los cuales permiten la desconexión del sistema fotovoltaico con la red eléctrica y de esta forma emular el modo el modo Grid-Forming del convertidor. Por su parte la implementación de los algoritmos MPPT y FPPT se programaron en lenguaje “C” por medio del algoritmo “P&O” dichas implementaciones se encuentran en el bloque C-Script.

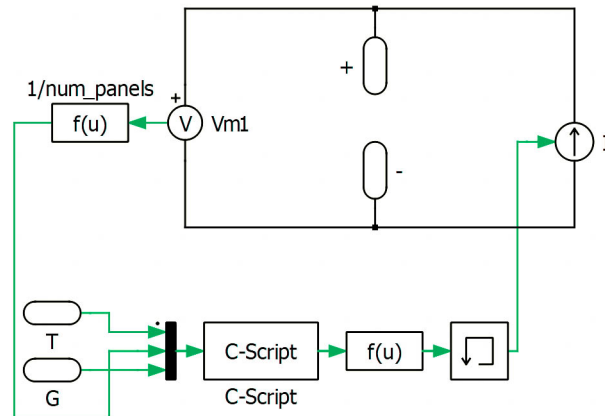


Figura 4.2: Diagrama en PLECS del arreglo

4.1. Validación del arreglo fotovoltaico

La simulación del arreglo fotovoltaico es esencial para comprender su comportamiento bajo diferentes condiciones de irradiación solar y temperatura, lo cual impacta directamente en la generación de energía eléctrica, es por esta razón que a continuación se presenta la simulación en detalle en donde se podrá observar el funcionamiento del panel CS7N-650MB-AG fabricado por Canadian Solar, sometido a distintos valores de irradiancia y de temperatura para evaluar su rendimiento para diferentes condiciones ambientales.

En la Figura 4.3 se pueden observar los resultados obtenidos pertenecientes a la curvas del panel haciendo variar primeramente el valor de la irradiancia del sol, manteniendo constante el valor de la temperatura en $25[^\circ C]$ para posteriormente variar la temperatura manteniendo el valor de la irradiancia del sol en $1000[\frac{W}{m^2}]$ estas 2 figuras son fundamentales para comprender el comportamiento que tiene el panel bajo distintas condiciones climáticas.

Una vez obtenidas las curvas características del panel para los distintos valores de irradiancias y temperaturas, es importante observar el comportamiento el voltaje, la corriente y la potencia que son entregados por un panel, en la Figura 4.4 se observa que la potencia máxima que entrega el panel es alrededor de $625[W]$ y este punto lo alcanza en los valores $38,2[V]$ y $16,3[A]$ valores similares a los que entrega el datasheet del panel [3] cuyos valores también se pueden observar en la Tabla 3.3, si bien este valor de la potencia alcanzado por el panel varía en relación al entregado por el datasheet, esta diferencia se considera despreciable debido a que el error es menor al 4% por lo que la simulación del panel se considera válida.

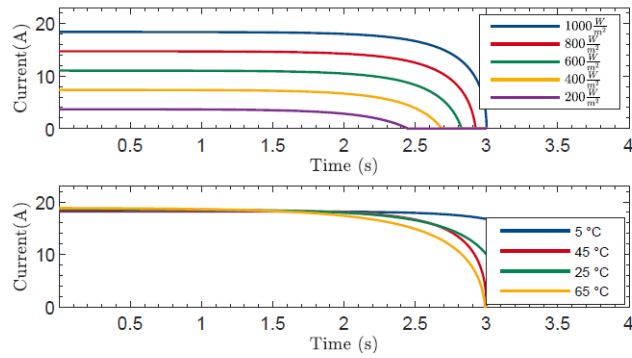


Figura 4.3: Curvas características del panel sometido a variaciones de irradiancia y de temperatura

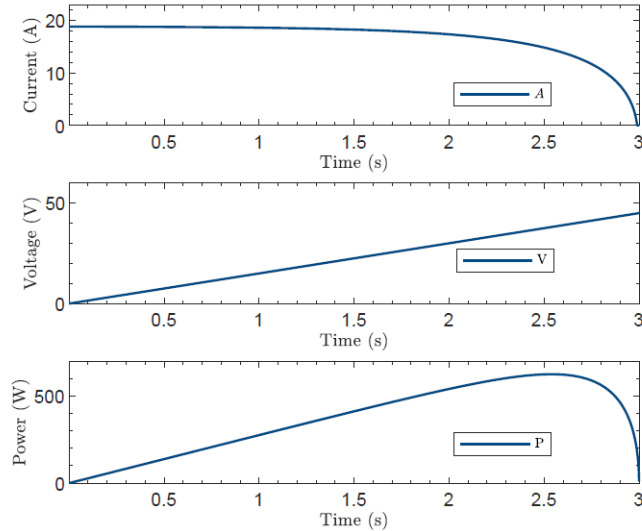


Figura 4.4: Curvas Corriente-Voltaje-Potencia de un panel

Finalmente una vez validado el modelo de un panel. Es turno de realizar la validación del arreglo completo, el cual está conformado por de 30 paneles en serie y 10 arreglos en paralelo, en la Figura 4.5 se observa la potencia máxima que entrega el arreglo es de $187,460[kW]$ y este punto lo alcanza en los valores $1142[V]$ y $164[A]$ y como era de esperar el error del 4% de un panel se traduce en un error del mismo valor para el arreglo completo, es por esta razón que debido a que el valor del error es menor al 4% se considera valida la simulación para el arreglo completo de paneles en serie-paralelo.

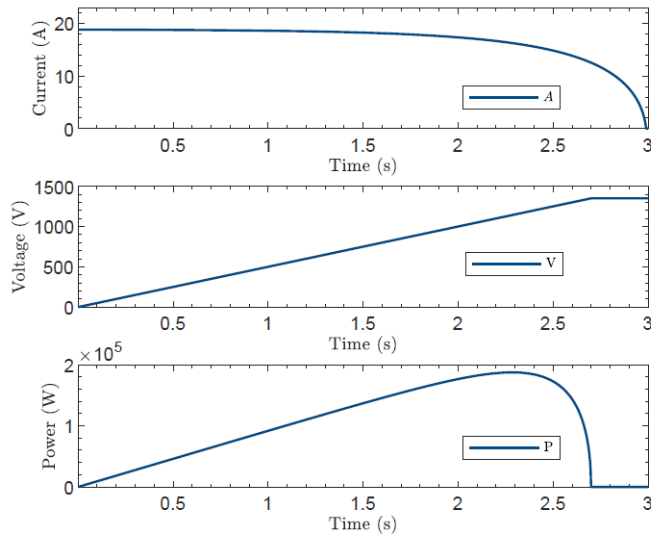


Figura 4.5: Curvas Corriente-Voltaje-Potencia del arreglo

4.2. Sincronización con la red

Cuando el convertidor se encuentre en su modo grid-following, al realizar una conexión con la red se requiere una sincronización en amplitud, fase y frecuencia con ésta, es por esta razón que la SRF-PLL toma la medición de los voltajes de la red V_{ga} ; V_{gb} ; V_{gc} para así generar el ángulo $\tilde{\theta}_g$ que varía entre $[-\pi; \pi]$ de sincronismo con la red, la cual posee un $V_{ga} = 220[V_{rms}]$ a una frecuencia de $50[Hz]$ Figura 4.6.

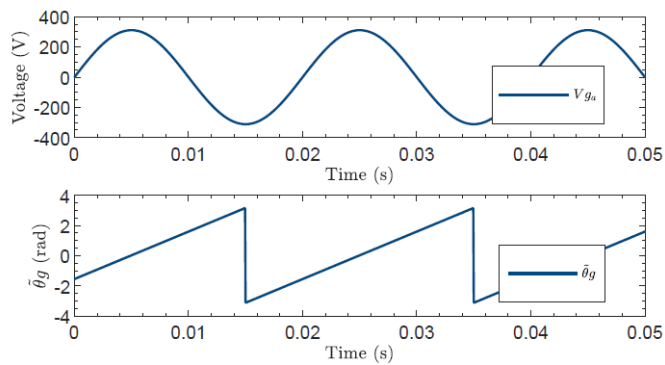


Figura 4.6: Sincronismo

Por otra parte en la Figura 4.7 se aprecia que tanto los voltajes V_g como también las corrientes I_g de la red se encuentran en fase lo que indica que la potencia que se inyecta es solo potencia activa, en la tercera gráfica de esta misma figura es posible observar la modulación Min-Max realizada por el convertidor.

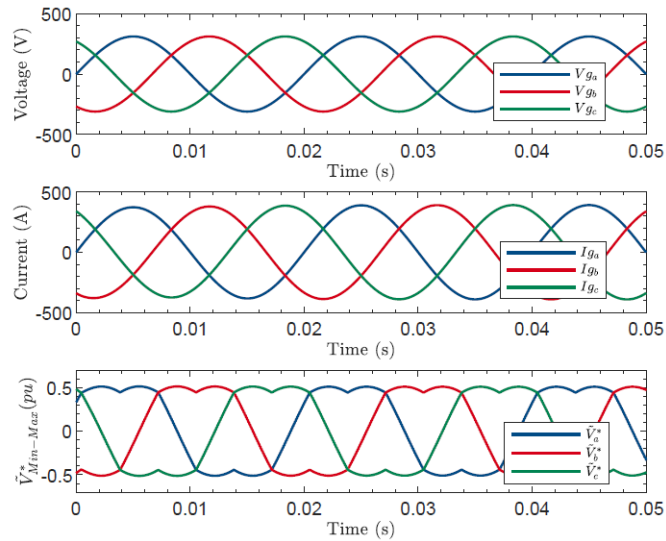


Figura 4.7: Voltajes- Corrientes de la red- Modulación Min-Max

4.3. Pruebas del MPPT

Como se mencionó en el capítulo anterior, el algoritmo que se implementó en el inversor 2L-VSI para rastrear el punto máximo de potencia fue el de Perturbar Observar (P&O), la función principal de este algoritmo es generar una referencia de tensión para el dc-link. El período de tiempo en el cual se actualiza la referencia debe ser lo suficientemente grande, para permitir que el inversor alcance el estado estable alrededor de la referencia de voltaje antes que se introduzca una nueva perturbación, es por esta razón que el valor del período de perturbación escogido para dicha referencia fue de $0,1[s]$ el cual corresponde a cinco periodos de red, es decir cada cinco períodos de la red el algoritmo se actualiza, por otra parte para observar en detalle los tres niveles del estado estacionario del P&O el valor de la amplitud de la perturbación fue de $25[V]$ es decir cada $0,1[s]$ el algoritmo introducirá una perturbación ya sea positiva o negativa de $25[V]$ al voltaje de referencia, para así encontrar el punto máximo de potencia del sistema.

Es importante destacar que el algoritmo P&O cuenta con un filtro de primer orden, el cual toma el voltaje y corriente del arreglo de paneles, las multiplica y calcula la potencia, para finalmente filtrarla, y de esta manera utilizar la potencia filtrada para decidir si sube o baja la actuación. Finalmente lo que entrega el algoritmo P&O es un voltaje que básicamente es el voltaje a la potencia máxima, al cual de igual forma se le aplica un filtro para que no cambie de forma escalonada y cambie de forma filtrada, reduciendo también el ruido en la potencia que se inyecta a la red eléctrica.

Dado que el sistema fotovoltaico cuenta con treinta paneles en serie y diez arreglos en paralelo, además de que el valor V_{mp} de cada panel es de $37,9[V]$ lo que implica que el valor de voltaje en el punto máximo de potencia en condiciones STC sea de $1137[V]$. Para realizar la validación del algoritmo MPPT se realizaron pruebas con dos valores de irradiancias distintas $500[\frac{W}{m^2}]$ y $1000[\frac{W}{m^2}]$ Figura 4.8 manteniendo la temperatura en $25[^\circ C]$ de esta manera lo que se busca comprobar es que el sistema encuentre el punto máximo de potencia sin importar el valor de irradiancia existente.

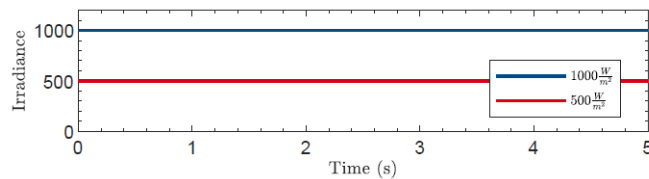


Figura 4.8: Irradiancias constantes

El sistema está diseñado para que el condensador parta descargado, en donde es el controlador MPPT el que impone la referencia de voltaje en $1137[V]$ el arreglo de paneles permite que dicho condensador se cargue rápidamente al valor de referencia, un punto a destacar es que para evitar transientes el algoritmo parte en el mismo valor de la referencia, es decir el valor inicial de la referencia es de $1137[V]$.

A continuación se muestra comportamiento del algoritmo MPPT para condiciones STC, de esta manera en la Figura 4.9 se muestra como el sistema fue sometido a una irradiancia y temperatura constante de $1000[\frac{W}{m^2}]$ y a $25[^\circ C]$ respectivamente, en donde es posible observar como el voltaje en el dc-link sigue la referencia impuesta por el algoritmo de control, como también es posible visualizar claramente los tres niveles del estado estacionario del sistema en el dc-link, por otra parte el algoritmo alcanza el MPP en $187,5[kW]$ si bien el sistema estaba diseñado para que alcanzara su punto máximo de potencia en $195[kW]$ esta diferencia se debe principalmente a que el panel posee un error aproximado de un 4% por lo que dicho error se refleja en la generación total de potencia que tiene el sistema.

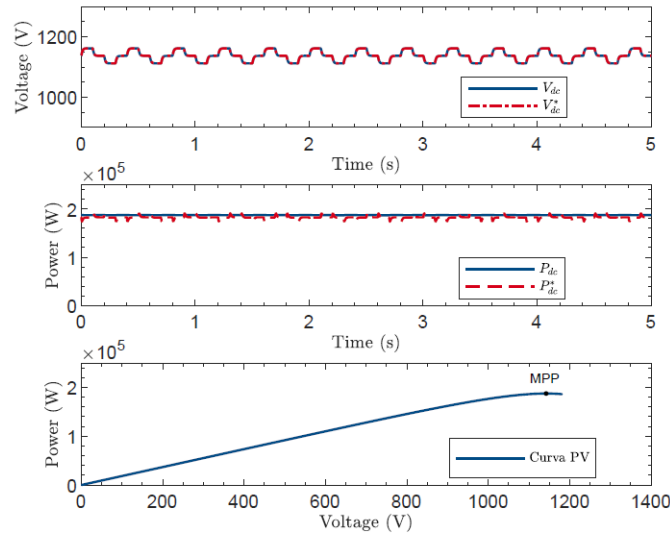


Figura 4.9: MPPT condiciones STC

Para terminar con las pruebas de validación del algoritmo MPPT, se realizó una nueva prueba, pero esta vez disminuyendo en un 50% en valor de la irradiancia, es decir se utilizó una irradiancia y una temperatura de $500[\frac{W}{m^2}]$ y a $25[^\circ C]$ respectivamente, en Figura 4.10 se puede apreciar que tanto el voltaje como la potencia siguen las referencias, y que además el algoritmo encuentra el MPP.

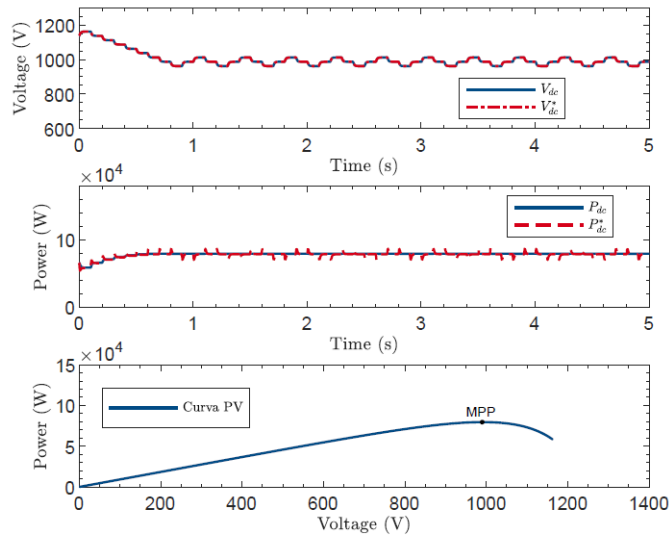


Figura 4.10: MPPT para una irradiancia de $500 \frac{W}{m^2}$

4.4. Pruebas del seguimiento Flexible de Potencia FPPT

Una vez validado el algoritmo MPPT, donde el algoritmo de control encuentra el punto máximo de potencia, se procede a evaluar si al introducir un valor de saturación en forma de porcentaje el sistema logra realizar el seguimiento flexible de potencia, para esto es importante mencionar que la curva P-V cuenta con dos puntos FPPT, lado derecho $FPPT_R$ y lado izquierdo $FPPT_L$ cada uno con sus ventajas y desventajas mencionadas en el capítulo anterior, es por esta razón que se implementó un algoritmo en donde el operador puede escoger a que lado de la curva P-V saturar la potencia.

4.4.1. FPPT con una saturación al 90%

En las siguientes dos figuras se observan los resultados de la simulación al escoger un valor del 90% de saturación.

En la Figura 4.11 es posible observar el comportamiento del sistema cuando es sometido al valor de saturación ya mencionado escogiendo saturar al lado derecho, en dicha imagen es posible percibir como el voltaje en el dc-link aumenta de 1137[V] a 1237[V] y que el valor de la potencia se satura en 168,150[kW] valor muy cercano al 90% del MPP, finalmente en la tercera imagen se ratifica que el FPPT lo encuentra en el lado derecho de la curva característica P-V.

Mientras que en la Figura 4.12 es posible observar el comportamiento del sistema cuando se escoge saturar al lado Izquierdo, en dicha imagen es posible percibir como el voltaje en el dc-link disminuye de 1137[V] a 987[V] y que el valor de la potencia se satura en 174, 883[kW] valor muy cercano al 90 % del MPP, finalmente en la tercera imagen se ratifica que el FPPT lo encuentra en el lado Izquierdo de la curva característica P-V.

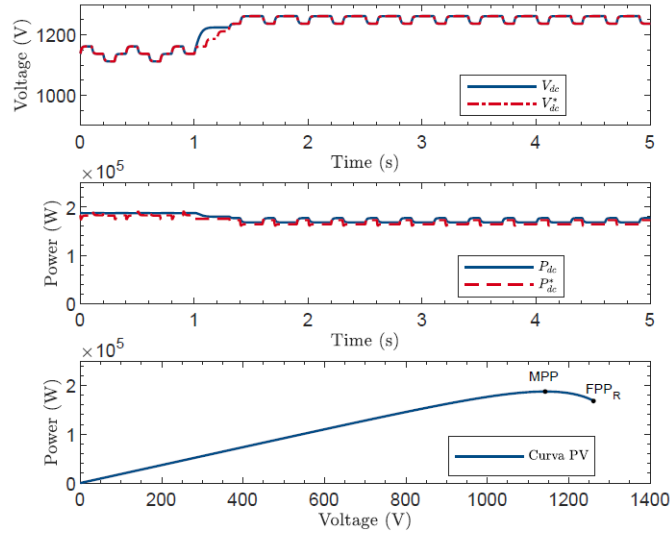


Figura 4.11: FPPT LD90

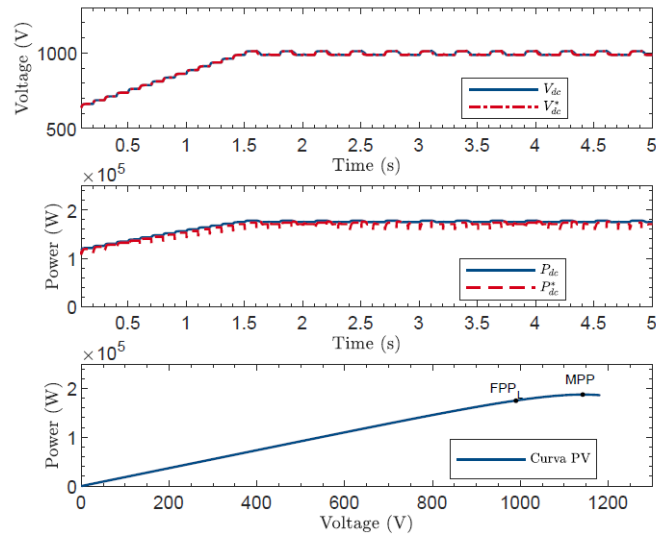


Figura 4.12: FPPT LI90

4.4.2. FPPT con una saturación al 80 %

Lo que se busca en este apartado es validar la búsqueda del FPPT con un nivel de saturación menor a la utilizada anteriormente, es por esta razón que a continuación se presentan dos figuras en la cuales el sistema se saturó a un 80 % de la potencia máxima.

En la Figura 4.13 se observa comportamiento del sistema cuando se escoge saturar al lado derecho, en donde es posible observar como el voltaje en el dc-link aumenta de 1137[V] a 1278[V] y que el valor de la potencia se satura en 154,293[kW] valor muy cercano al 80 % del MPP, finalmente en la tercera imagen se ratifica que el FPP lo encuentra en el lado derecho de la curva característica P-V.

Por otro lado en la Figura 4.14 es posible observar el comportamiento del sistema cuando se escoge saturar al lado Izquierdo, en donde es posible percibir como el voltaje en el dc-link disminuye de 1137[V] a 837[V] y que el valor de la potencia se satura en 151,858[kW] valor muy cercano al 80 % del MPP, finalmente en la tercera imagen se ratifica que el FPP lo encuentra en el lado Izquierdo de la curva característica P-V.

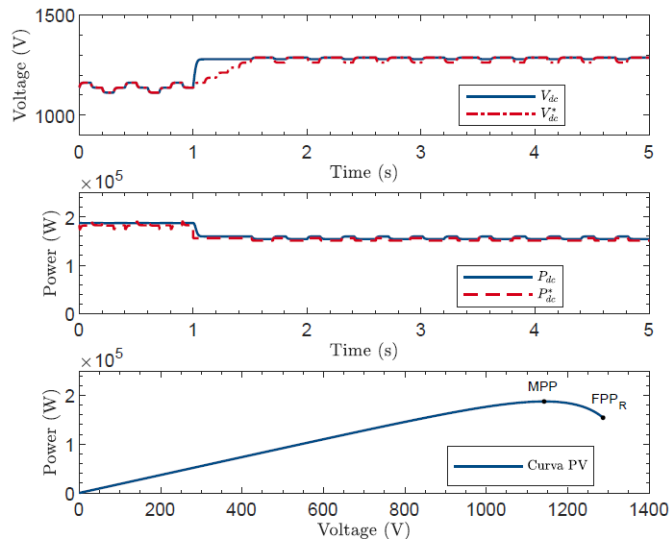


Figura 4.13: FPPT LD80

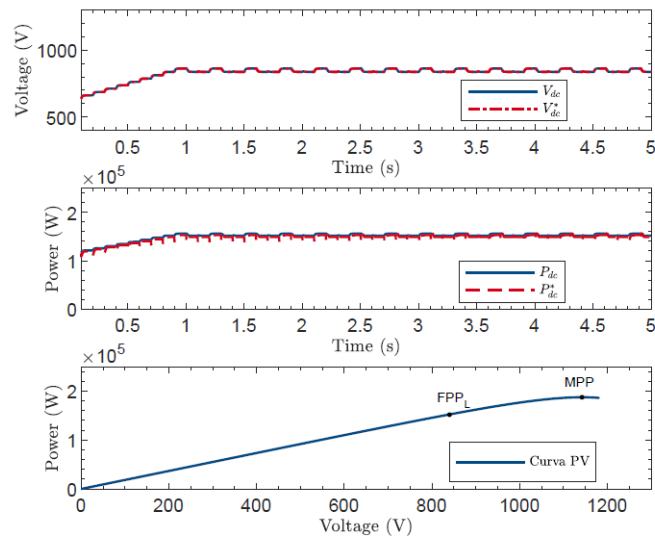


Figura 4.14: FPPT LI80

4.5. Comportamiento del sistema expuesto a un día de irradiación

Anteriormente, tanto las pruebas de MPPT como también las de FPPT se hicieron bajo condiciones STC, es decir a una irradiancia y temperatura constante de $1000[\frac{W}{m^2}]$ y a $25[^\circ C]$ respectivamente.

Es por esta razón que en la Figura 4.15 primeramente se presenta una irradiancia la cual emula la irradiancia que se genera en un día completo, la cual será utilizada para comprobar el correcto funcionamiento de los algoritmos MPPT y FPPT, en la segunda y tercera gráfica es posible observar como se realiza un correcto seguimiento a las referencias de voltaje y potencia respectivamente, las cuales sufren variación en el tiempo 1,5[s] que es donde se realiza la saturación al 50% por una parte en el segundo gráfico el voltaje recibe un pequeño incremento en su valor esto debido a que el algoritmo está realizando la saturación al lado derecho de la curva es decir está encontrando el FPP_R por otra parte en el tercer gráfico correspondiente a la potencia es posible observar claramente como esta sigue la referencia y que en el tiempo 1,5[s] que es cuando se realiza la saturación al 50% dicha potencia disminuye al valor saturado. Finalmente en el cuarto gráfico es posible observar el comportamiento de las corrientes I_g las cuales varían según la energía generada por el sistema.

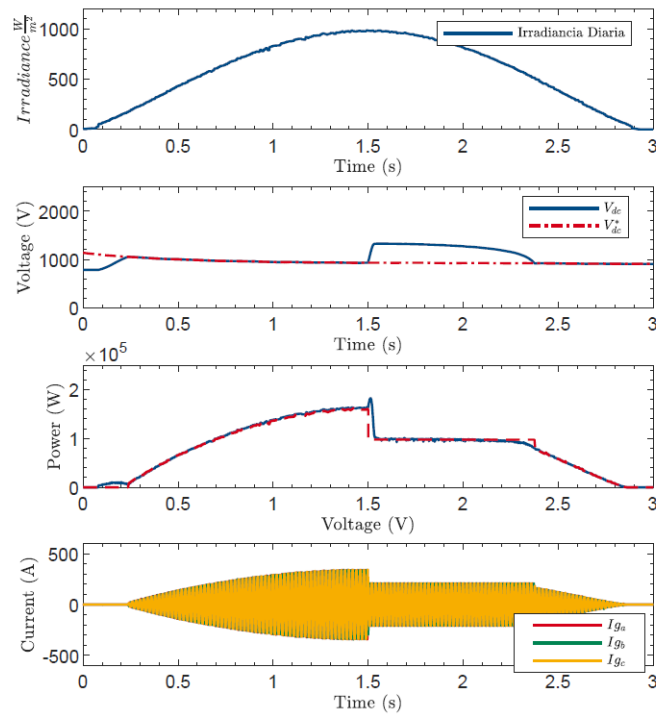


Figura 4.15: Comportamiento del sistema bajo una irradiancia variable

4.6. Pruebas del modo Grid-Forming

En las siguientes tres figuras, se observa el comportamiento que tienen la corriente de la red, la que recibe la carga, la que entrega el inversor y también el voltaje en el dc-link siguiendo su respectiva referencia con una saturación de potencia al 80% antes y después que se levante el switch en 1[s] para desconectar el sistema de la red eléctrica.

En la Figura 4.16 se observa un sistema diseñado para una carga de un valor de $1,556[\Omega]$ que solicita $200[A]$ para este caso el convertidor entrega los $400[A]$ de los cuales la carga recibe los $200[A]$ que pide, mientras que los otros $200[A]$ los consume la red, y esto se observa claramente, ya que tanto la corriente de la carga como también la de la red se encuentran en fase. Cuando se abre el switch en 1[s] el convertidor entrega los $200[A]$ que pide la carga, mientras que al desconectar la red, por esta no existe corriente. Por otra parte el voltaje en el dc-link sigue la referencia en todo momento en donde en 1[s] se realiza la saturación de potencia, mientras que en 2[s] el algoritmo pasa de controlar del lado derecho al lado izquierdo de la curva P-V.

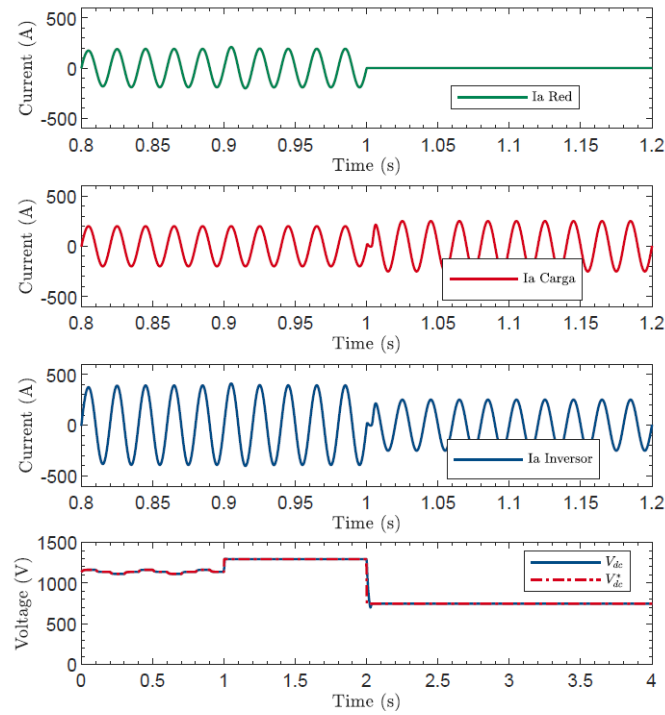


Figura 4.16: Corrientes y voltaje en el dc-link en modo Grid-Forming para una carga de $1,555[\Omega]$

En la Figura 4.17 se observa un sistema diseñado para una carga de un valor de $0,7778[\Omega]$ que solicita $400[A]$ para este caso el convertidor entrega los $400[A]$ los cuales son recibidos por la carga, si bien antes de $1[s]$ se observa que la red entrega $10[A]$ estos pasan a ser despreciables en relación a los $400[A]$ que entrega el convertidor. Cuando se abre el swtich en $1[s]$ el convertidor entrega $360[A]$ los cuales son recibidos por la carga, por otra parte al desconectar la red, por esta no existe corriente. Finalmente se observa que el voltaje el dc-link sigue la referencia en todo momento en donde en $1[s]$ se realiza la saturación de potencia, mientras que en $2[s]$ el algoritmo pasa de controlar del lado derecho al lado izquierdo de la curva P-V.

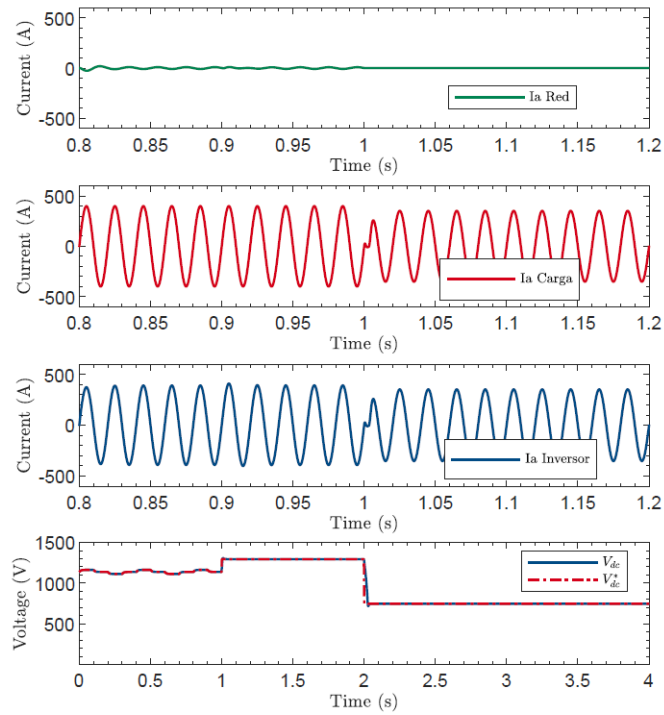


Figura 4.17: Corrientes y voltaje en el dc-link en modo Grid-Forming para una carga de $0,777[\Omega]$

Finalmente en la Figura 4.18 se observa un sistema diseñado para una carga de un valor de $0,6222[\Omega]$ que solicita $500[A]$ el convertidor está diseñado para suministrar solo $400[A]$ por lo que los otros $100[A]$ lo suministra la red, esto se observa claramente, ya que la corriente de la red se encuentra en contra-fase en relación a la corriente de la carga. Cuando se abre el switch en $1[s]$ el convertidor sigue entregando los $400[A]$ que pide la carga, por otra parte al desconectar la red, por esta no existe corriente. Finalmente el voltaje en el dc-link sigue la referencia en todo momento en donde en $1[s]$ se realiza la saturación de potencia, mientras que en $2[s]$ el algoritmo pasa de controlar del lado derecho al lado izquierdo de la curva P-V.

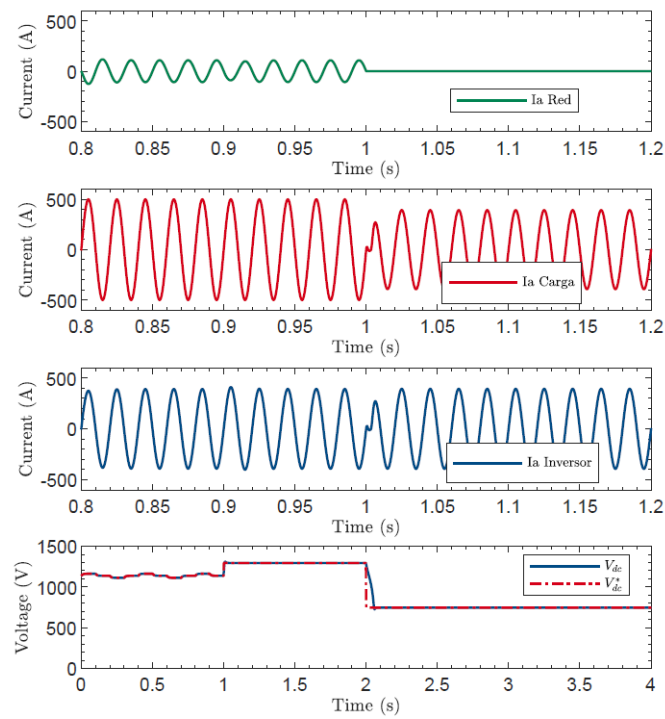


Figura 4.18: Corrientes y voltaje en el dc-link en modo Grid-Forming para una carga de $0,622[\Omega]$

CONCLUSIONES

5.1. Conclusiones

En este trabajo de memoria, se presentó el modelamiento de un sistema fotovoltaico conectado a red, el cual fue dimensionado tomando como referencia el proyecto “Linares” de la empresa ENERSIDE, este modelamiento corresponde a una planta fotovoltaica de 4,6[MW], que si bien, se limitó al análisis de un solo convertidor de 195[kW], los resultados de esta memoria pueden replicarse para el total de convertidores que contiene el proyecto.

El esquema de control VOC propuesto logró un correcto control tanto para la corriente que se inyecta a la red como para el voltaje del Dc-link. Este esquema fue capaz de imponer satisfactoriamente la referencia a seguir por el arreglo fotovoltaico mediante el algoritmo MPPT Perturbar & Observar. Además, a través de una extensión a este algoritmo, se corroboró su correcto funcionamiento del FPPT al limitar a un porcentaje de la capacidad máxima del convertidor, tanto en el lado izquierdo como en el lado derecho de la curva P-V.

Al emular el modo Grid-following del convertidor, es necesario estar en sincronía con la red. Por esta razón, fue fundamental realizar un lazo de seguimiento de fase SRF-PLL, que a través de la medición del voltaje de la red, permitió generar una buena aproximación del ángulo $\tilde{\theta}_g$ necesario para orientar las variables que, mediante la transformada dq , permitieron implementar los controladores PI. Además, la utilización de los tres switches fue una buena solución para desconectar el sistema fotovoltaico de la red eléctrica y, de esta manera, emular el modo Grid-Forming del convertidor.

Finalmente, el uso del software PLECS permitió una implementación sencilla del modelo fotovoltaico, que abarcó desde el diseño de una buena aproximación de los módulos fotovoltaicos hasta el correcto control de las variables de interés. Además, permitió someter el modelo fotovoltaico a distintos valores de irradiancia.

5.2. Trabajo futuro

Los posibles trabajos futuros que se proponen contemplan tanto detalles de implementación necesarios para perfeccionar los resultados observados, como también el añadir funcionalidades atractivas relacionadas directamente con el contexto del proyecto. Las propuestas son:

- Escalamiento del modelo a la planta completa: Dado que este trabajo se centró en un solo convertidor de la planta fotovoltaica de 4,6[MW] un trabajo futuro podría ampliar el análisis para incluir todos los convertidores de la planta, lo que implicaría considerar la interacción entre múltiples convertidores y su impacto en la operación general de la planta.
- Validación experimental: Una extensión importante de este trabajo sería realizar pruebas experimentales para validar los resultados obtenidos en simulación. Esto proporcionaría una validación más sólida del modelo y del esquema de control propuesto, así como información sobre su desempeño en condiciones reales.
- Integración con sistemas de monitorización avanzada: Investigar cómo integrar sistemas avanzados de monitorización y control remoto que permitan supervisar y gestionar el sistema fotovoltaico de manera más eficiente y precisa.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] G. d. C. Ministerio de Energía, “Plan nacional de eficiencia energética 2022-2026,” feb 2022.
- [2] *SUN2000-(196KTL-H3, 200KTL-H3, 215KTL-H3)*, HUAWEI TECHNOLOGIES CO . LTD, mar 2021.
- [3] L. CSI Solar Co., *BiHiKu7 BIFACIAL MONO PERC 640 W 670 W CS7N-640—645—650—655—660—665—670MB-AG*, v2.2 ed., CanadianSolar, mar 2022.
- [4] *Norma técnica de seguridad calidad de servicio*, Comisión Nacional de Energía, Santiago de Chile, sep 2020.
- [5] C. eléctrico nacional, *Informe de servicios complementarios año 2024*, versión definitiva ed., CanadianSolar, dec 2023.
- [6] D. Mani, “An ann based mppt for power monitoring in smart grid using interleaved boost converter,” *Tehnicki vjesnik - Technical Gazette*, vol. 30, pp. 381–389, 04 2023.
- [7] G. C. Mahato, T. Roy Choudhury, and B. nayak, “Study of mppt and fppt: A brief comparison,” in *2020 IEEE 17th India Council International Conference (INDICON)*, 2020, pp. 1–7.
- [8] P. Gaur, Y. P. Verma, and P. Singh, “Maximum power point tracking algorithms for photovoltaic applications: A comparative study,” in *2015 2nd International Conference on Recent Advances in Engineering Computational Sciences (RAECS)*, 2015, pp. 1–5.
- [9] S. Messalti, A. G. Harrag, and A. E. Loukriz, “A new neural networks mppt controller for pv systems,” in *IREC2015 The Sixth International Renewable Energy Congress*, 2015, pp. 1–6.
- [10] H. Abu-Rub, M. Malinowski, and K. Al-Haddad, *Photovoltaic Energy Conversion Systems*, 2014, pp. 160–198.

- [11] O. Ezinwanne, F. Zhongwen, and L. Zhijun, “Energy performance and cost comparison of mppt techniques for photovoltaics and other applications,” *Energy Procedia*, vol. 107, pp. 297–303, 2017, 3rd International Conference on Energy and Environment Research, ICEER 2016, 7-11 September 2016, Barcelona, Spain.
- [12] H. D. Tafti, G. Konstantinou, C. D. Townsend, G. G. Farivar, A. Sangwongwanich, Y. Yang, J. Pou, and F. Blaabjerg, “Extended functionalities of photovoltaic systems with flexible power point tracking: Recent advances,” *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 35, no. 9, pp. 9342–9356, 2020.
- [13] H. D. Tafti, A. I. Maswood, G. Konstantinou, J. Pou, and F. Blaabjerg, “A general constant power generation algorithm for photovoltaic systems,” *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 33, no. 5, pp. 4088–4101, 2018.
- [14] Y. Zhu, H. Wen, G. Chu, Y. Hu, X. Li, and J. Ma, “High-performance photovoltaic constant power generation control with rapid maximum power point estimation,” *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 57, no. 1, pp. 714–729, 2021.
- [15] J. Benzaquen, M. Miranbeigi, P. Kandula, and D. Divan, “Collaborative autonomous grid-connected inverters: Flexible grid-forming inverter control for the future grid,” *IEEE Electrification Magazine*, vol. 10, no. 1, pp. 22–29, 2022.
- [16] E. systems integration group, “Grid-forming technology in energy systems integration,” *ESIG*, mar 2022.
- [17] A. Alsaif, Z. Miao, and L. Fan, “Comparison of islanding and synchronization for a microgrid with different converter control,” in *2019 North American Power Symposium (NAPS)*, 2019, pp. 1–6.
- [18] F. D. Freijedo, J. Doval-Gandoy, O. Lopez, and E. Acha, “Tuning of phase-locked loops for power converters under distorted utility conditions,” *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 45, no. 6, pp. 2039–2047, 2009.
- [19] P. R. Remus Teodorescu, Marco Liserre, *Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems*. John Wiley Sons, Ltd., 2011.
- [20] J. Rocabert, A. Luna, F. Blaabjerg, and P. Rodríguez, “Control of power converters in ac microgrids,” *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 27, no. 11, pp. 4734–4749, 2012.
- [21] R. A. Mastromauro, “Voltage control of a grid-forming converter for an ac microgrid: A real case study,” in *3rd Renewable Power Generation Conference (RPG 2014)*, 2014, pp. 1–6.

- [22] N. Kishor, M. G. Villalva, S. R. Mohanty, and E. Ruppert, “Modeling of pv module with consideration of environmental factors,” in *2010 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe)*, 2010, pp. 1–5.
- [23] J. Coliman, “Control flexible de potencia en sistemas fotovoltaicos bifaciales conectados a red,” *Memoria de título*, jan 2022.
- [24] M. A. Hirofumi Akagi, Edson Hirokazu Watanabe, *Instantaneous Power Theory and Applications to Power Conditioning*, ser. IEEE Press Series on Power Engineering. Wiley-IEEE Press, 2007.
- [25] Y. Li, Y. Gu, and T. C. Green, “Revisiting grid-forming and grid-following inverters: A duality theory,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 37, no. 6, pp. 4541–4554, 2022.
- [26] S. Golestan, J. M. Guerrero, and J. C. Vasquez, “Three-phase plls: A review of recent advances,” *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 32, no. 3, pp. 1894–1907, 2017.
- [27] J. D. I. Bogdan M. Wilamowski, *Power Electronics and Motor Drives*, 2nd ed., ser. The Industrial Electronics Handbook. CRC Press, 2011.

