



UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
Y APLICADAS
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD

PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DINÁMICO DEL SEP
CONSIDERANDO LA INTRODUCCIÓN DE ENERGÍAS
RENOVABLES

Proyecto de Titulación presentado previo a la obtención del Título de Ingeniero Eléctrico.

Autores:

Christopher Uriel Muñoz Brito

José David Quijije Tulmo

Tutor Académico:

Ing. Franklin Hernán Vásquez Teneda MSc.

LATACUNGA – ECUADOR

2024



DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Nosotros, **Quijije Tulmo José David** y **Muñoz Brito Christopher Uriel**, declaramos ser autores del presente proyecto de investigación “ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DINÁMICO DEL SEP CONSIDERANDO LA INTRODUCCIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES”, siendo el Ing. **Vásquez Teneda Franklin Hernán MSc.** tutor del presente trabajo; y eximo expresamente a la Universidad Técnica de Cotopaxi y a sus representantes legales de posibles reclamos o acciones legales.

Además, certifico que las ideas, conceptos, procedimientos y resultados vertidos en el presente trabajo investigativo, son de nuestra exclusiva responsabilidad.



Quijije Tulmo José David.

C.C. 050431368-5



Muñoz Brito Christopher Uriel.

C.C. 172861560-8



AVAL DEL TUTOR DE PROYECTO DE TITULACIÓN

En calidad de Tutor del Trabajo de Investigación sobre el título: “ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DINÁMICO DEL SEP CONSIDERANDO LA INTRODUCCIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES”, de Quijije Tulmo José David y Muñoz Brito Christopher Uriel, de la carrera de Ingeniería Eléctrica, considero que dicho Informe Investigativo cumple con los requerimientos metodológicos y aportes científico-técnicos suficientes para ser sometidos a la evaluación del Tribunal de Validación de Proyecto que el Consejo Directivo de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas de la Universidad Técnica de Cotopaxi designe, para su correspondiente estudio y calificación.

Latacunga, agosto, 2024

El Tutor

Firma

Ing. Vásquez Teneda Franklin Hernán MSc.

C.C. 171043449-7




APROBACIÓN DEL TRIBUNAL DE TITULACIÓN

En calidad de Tribunal de Lectores, aprueban el presente Informe de Investigación de acuerdo a las disposiciones reglamentarias emitidas por la Universidad Técnica de Cotopaxi, y por la Facultad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas; por cuanto, los postulantes **José David Quijije Tulmo** y **Christopher Uriel Muñoz Brito** con el título de Proyecto de titulación: **“ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DINÁMICO DEL SEP CONSIDERANDO LA INTRODUCCIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES”** han considerado las recomendaciones emitidas oportunamente y reúnen los méritos suficientes para ser sometidos al acto de Sustentación de Proyecto.

Por lo antes expuesto, se autoriza grabar los archivos correspondientes en un CD, según la normativa institucional.

Latacunga, agosto 2024.

Para constancia firman:


Ing. Pesantez Palacios Gabriel Napoleón
CC: 030189388-9
LECTOR 1 (PRESIDENTE)


Ing. Mullo Pallo Mauricio Eduardo
CC: 050375518-3
LECTOR 2 (MIEMBRO)


Ing. Salazar Achig Edgar Roberto
CC: 050284761-9
LECTOR 3 (MIEMBRO)

AGRADECIMIENTO

*En primer lugar, quiero expresar mi más profundo agradecimiento a mi madre, **Liliana Brito**, por su inquebrantable apoyo, amor y sacrificios a lo largo de todos estos años. Gracias, mamá, por ser mi inspiración y mi fortaleza en cada paso de este camino. A mi hermano **Zaid Muñoz**, por estar siempre a mi lado, brindándome ánimo y motivación para seguir adelante.*

*También deseo agradecer a mi querida abuelita **Greis Viera**, cuya sabiduría y amor me han guiado desde siempre. A mi tía abuela **Margarita Viera**, por su constante cariño y por ser un pilar fundamental en mi vida.*

*Mi más sincero agradecimiento al **Ing. Franklin Vásquez**, mi tutor académico, por su invaluable orientación y apoyo durante la realización de esta tesis. Al **Ing. Gabriel Pesantez**, por su constante ayuda y disposición para compartir su conocimiento y experiencia.*

Quiero extender mi gratitud a todos los docentes de la carrera de Ingeniería Eléctrica, quienes con su dedicación y enseñanza han contribuido de manera significativa a mi formación profesional.

Finalmente, agradezco a todas aquellas personas que me han apoyado en este camino, tanto en los momentos de éxito como en los de dificultad. A cada uno de ustedes, gracias por creer en mí y ayudarme a alcanzar este logro.

Christopher Uriel Muñoz Brito

DEDICATORIA

Dedico este trabajo con todo mi amor y gratitud a mi madre, Liliana Brito, por su inagotable apoyo y por ser mi mayor inspiración. A mi hermano Zaid Muñoz, por estar siempre a mi lado y motivarme en cada momento.

A mi abuelita Greis Viera, cuya sabiduría ha guiado mi camino, y a mi tía abuela Margarita Viera, por su constante cariño y apoyo incondicional.

A todos mis seres queridos que han creído en mí y me han acompañado en este viaje, les dedico este logro con todo mi corazón.

Christopher Uriel Muñoz Brito

AGRADECIMIENTO

En primer lugar, quiero elevar mi gratitud a Dios, cuya guía y bendiciones han sido mi fortaleza constante en este viaje. Su presencia ha iluminado mi camino, brindándome el valor y la sabiduría para superar cada desafío y lograr mi vocación como ingeniero eléctrico.

*A mis queridos padres, **Marcia Tulmo** y **Dawin Quijije**, les debo todo lo que soy. Su amor incondicional, su apoyo inquebrantable y su confianza en mis capacidades me han impulsado a alcanzar metas que alguna vez parecían inalcanzables. Gracias por enseñarme, a través de su ejemplo, el valor del esfuerzo, la perseverancia y la dedicación. Su sacrificio y fe en mí han sido el motor que ha alimentado mi determinación.*

*A mis queridos abuelos, **Mariana Arrunategui** e **Ignacio Quijije**, quienes con su cariño, sabiduría y valores han dejado una huella imborrable en mi vida. Ustedes han sido un pilar de inspiración y fortaleza. Su ejemplo de vida y sus enseñanzas son el legado más valioso que llevo conmigo, y su amor ha sido un refugio en momentos de incertidumbre.*

*Extiendo mi más sincero agradecimiento a mi tutor académico **Ing. Franklin Vásquez**, por su orientación experta, su paciencia infinita y por compartir su vasto conocimiento conmigo. Su apoyo y dedicación han sido fundamentales para la culminación de este proyecto, y sus enseñanzas han dejado una marca perdurable en mi formación profesional.*

A los docentes de la carrera de Ingeniería Eléctrica, les expreso mi gratitud por haberme proporcionado una educación de excelencia. Gracias por compartir su conocimiento, por su dedicación en la enseñanza y por inspirarme a ser mejor cada día. Su compromiso con nuestra formación ha sido clave en mi desarrollo académico y profesional.

José David Quijije Tulmo

DEDICATORIA

Dedico este logro, con todo mi corazón, a las personas que han sido el pilar fundamental de mi vida y quienes, con su amor, apoyo y sabiduría, me han permitido llegar hasta aquí.

A mis padres, Marcia Tulmo y Dawin Quijije, quienes han sido mi mayor fuente de inspiración y fortaleza. Su amor incondicional, su esfuerzo incansable y su fe en mí han sido el motor que me ha impulsado a superar cada obstáculo. Todo lo que soy y lo que he logrado se lo debo a ustedes.

A mis abuelos, Mariana Arrunategui e Ignacio Quijije, quienes con su ejemplo de vida y sus valores me han enseñado el verdadero significado del esfuerzo, la integridad y el amor familiar. Ustedes han sido y siempre serán mi guía y mi mayor inspiración.

A mis hermanos, Daniel Quijije y Noemi Quijije, quienes han estado a mi lado en cada paso de este camino. Su apoyo, comprensión y cariño han sido un refugio en los momentos difíciles, y su presencia me ha dado fuerzas para continuar.

A ustedes, mis seres queridos, dedico este esfuerzo, con la esperanza de que cada paso que doy los llene de orgullo, así como ustedes han llenado mi vida de amor y apoyo incondicional.

José David Quijije Tulmo

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS

TÍTULO: “ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DINÁMICO DEL SEP CONSIDERANDO LA INTRODUCCIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES”

Autores: Christopher Uriel Muñoz Brito

José David Quijije Tulmo

RESUMEN

La presente propuesta de investigación consistió en el análisis del comportamiento dinámico de un sistema eléctrico de potencia considerando la introducción de energías renovables, dentro del proyecto se pudo constatar la carencia de comprensión detallada sobre cómo afecta la estabilidad y la respuesta transitoria del SEP, para lo cual se ha realizado un dimensionamiento de un punto del sistema fotovoltaico a un Sistema Eléctrico de Potencia de 3 barras. En el análisis llevado a cabo, se descubrió que la integración de energías renovables y la implementación de tecnologías como MPPT (*Maximum Power Point Tracking*) y PLL (*Phase-Locked Loop*) tienen un impacto positivo en el sistema eléctrico, aunque de manera sutil. Los resultados mostraron una leve mejora en los valores de voltaje de las barras B2 y B3 cuando se utilizan estas tecnologías. Esta mejora, aunque pequeña, sugiere que MPPT y PLL ayudan a aumentar la estabilidad y eficiencia del sistema al optimizar la regulación del voltaje. Provocando que las señales sinusoidales en el sistema ya no sean perfectamente sinusoidales, presentando ligeras diferencias que, aunque casi imperceptibles, reflejan el efecto de estas nuevas tecnologías. Por otro lado, la Barra B1 mantiene un voltaje constante en todos los casos y momentos, indicando que no se ve afectada por las variaciones introducidas por las energías renovables ni por el uso de MPPT y PLL. La barra de referencia, o barra slack, garantiza un voltaje estable en el sistema, lo que contribuye a la estabilidad general. Las fluctuaciones moderadas en los voltajes de las barras conectadas al sistema fotovoltaico destacan la importancia de MPPT y PLL para gestionar estas variaciones y mantener la estabilidad de la red. aunque las tecnologías MPPT y PLL ofrecen mejoras sutiles en estabilidad y eficiencia.

Palabras clave: MPPT, PLL, sistema fotovoltaico, simulación, filtros y red eléctrica, SEP.

TECHNICAL UNIVERSITY OF COTOPAXI

FACULTY OF ENGINEERING AND APPLIED SCIENCES

TITLE: "ANALYSIS OF THE DYNAMIC BEHAVIOR OF THE SEP CONSIDERING THE INTRODUCTION OF RENEWABLE ENERGIES".

Authors: Christopher Uriel Muñoz Brito

José David Quijije Tulmo

ABSTRACT

The present research proposal consisted of the analysis of the dynamic behavior of an electrical power system considering the introduction of renewable energies, within the project it was possible to verify the lack of detailed understanding of how it affects the stability and transient response of the SEP, for which a sizing of a photovoltaic system point to a 3-bus Power Electrical System has been carried out. In the analysis carried out, it was found that the integration of renewable energies and the implementation of technologies such as MPPT (Maximum Power Point Tracking) and PLL (Phase-Locked Loop) have a positive impact on the power system, albeit in a subtle manner. The results showed a slight improvement in the voltage values of buses B2 and B3 when using these technologies. This improvement, although small, suggests that MPPT and PLL help increase system stability and efficiency by optimizing voltage regulation. Causing the sinusoidal signals in the system to no longer be perfectly sinusoidal, presenting slight differences that, although almost imperceptible, reflect the effect of these new technologies. On the other hand, Bar B1 maintains a constant voltage in all cases and at all times, indicating that it is not affected by the variations introduced by renewable energies or by the use of MPPT and PLL. The reference bar, or slack bar, ensures a stable voltage in the system, which contributes to the overall stability. The moderate fluctuations in busbar voltages connected to the PV system highlight the importance of MPPT and PLL in managing these variations and maintaining grid stability, although MPPT and PLL technologies offer subtle improvements in stability and efficiency.

Keywords: MPPT, PLL, photovoltaic system, simulation, filters and power grid, SEP.

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS
CARRERA: INGENIERÍA ELÉCTRICA

Nombre de los estudiantes: Muñoz Brito Christopher Uriel
Quijije Tulmo José David

AVAL DE TRADUCCIÓN - Profesional Externo

Oñate Brito Daniel Alejandro con cédula de identidad número: 172408014-6 Licenciado en Pedagogía Del Idioma Ingles con número de registro de la SENESCYT: 1020-2023-2649319; **CERTIFICO** haber revisado y aprobado la traducción al idioma Inglés del resumen del trabajo de investigación con el título: **“ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DINÁMICO DEL SEP CONSIDERANDO LA INTRODUCCIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES”** de: **Muñoz Brito Christopher Uriel y Quijije Tulmo José David**, egresado de la carrera de **Ingeniería Eléctrica**, perteneciente a la Facultad de: **Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas**.

En virtud de lo expuesto y para constancia de lo mismo se registra la firma respectiva.

Latacunga, agosto 2024



Oñate Brito Daniel Alejandro

CI: 172408014-6

Email: aledaniel140725@gmail.com

Contacto: 0964186849

INDICE

1. INFORMACIÓN GENERAL.....	1
2. INTRODUCCIÓN.....	2
2.1. EL PROBLEMA.....	2
2.1.1. Situación Problemática.....	2
2.1.2. Formulación del problema.....	2
2.2. OBJETO Y CAMPO DE ACCIÓN.....	2
2.2.1. Objeto de estudio.....	2
2.2.2. Campo de acción.....	3
2.3. BENEFICIARIOS.....	3
2.3.1. Beneficiarios directos.....	3
2.3.2. Beneficiarios indirectos.....	3
2.4. JUSTIFICACIÓN.....	3
2.5. OBJETIVOS.....	4
2.5.1. General:.....	4
2.5.2. Específicos:.....	4
2.5.3. Sistema de tareas.....	4
3. FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA.....	6
3.1. Sistema eléctrico de potencia (SEP).....	8
3.1.1. Componentes del SEP.....	8
3.1.2. Comportamiento dinámico del SEP.....	9
3.1.3. Estabilidad de un sistema eléctrico.....	11
3.1.4. Perturbaciones de un sistema eléctrico.....	12
3.2. Energías Renovables.....	13
3.2.1. Energía Renovable Fotovoltaica.....	13
3.2.2. Ventajas y beneficios de las energías renovables.....	15

3.3.	Integración de energías renovables en el SEP	16
3.3.1.	Sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica	17
3.3.4.	Análisis de estabilidad en sistemas eléctricos de potencia	19
4.	METODOLOGÍA	21
4.1.	Dimensionamiento del sistema fotovoltaico	22
4.1.1.	Selección de la fuente renovable	22
4.1.2.	Selección de paneles solares	22
4.1.3.	Irradiancias para el panel	23
4.1.4.	Arreglo fotovoltaico	24
4.1.5.	Potencia del sistema fotovoltaico	24
4.1.6.	Selección del inversor para el sistema fotovoltaico	26
4.1.7.	Filtro RL	27
4.2.	Algoritmo de conductancia incremental para el MPPT	28
4.3.	Control no lineal para el inversor	31
4.4.	Selección del sistema de pruebas	36
4.5.	Casos de Estudio	36
4.5.1.	Determinar el punto de estudio	37
5.	ANÁLISIS DE RESULTADOS	39
5.1.	Escenario 1: Introducción del sistema fotovoltaico en el SEP con MPPT y PLL	39
5.1.1.	Análisis del sistema fotovoltaico en el escenario 1	39
5.1.2.	Análisis del sistema eléctrico de potencia en el escenario 1	47
5.2.	Escenario 2: Introducción del Sistema Fotovoltaico en el SEP sin MPPT y PLL	51
5.2.1.	Análisis del sistema fotovoltaico en el escenario 2	51
5.2.2.	Análisis del sistema eléctrico de potencia en el escenario 2	58
5.3.	Análisis de Estabilidad de Voltaje en el SEP ante los dos escenarios	62
5.3.1.	Análisis del voltaje en la barra 1	62
5.3.2.	Análisis del voltaje en la barra 2	63

5.3.3.	Análisis de voltaje en la barra 3.....	67
5.3.4.	Análisis general del voltaje del sistema eléctrico de potencia.....	72
6.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	75
6.1.	CONCLUSIONES	75
6.2.	RECOMENDACIONES.....	76
7.	Referencias.....	77

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 3.1. Partes de un sistema eléctrico de potencia [7]	8
Figura 3.2. Fenómenos dinámicos dentro de un SEP [9].	11
Figura 3.3. Proyecto fotovoltaico Puerto Ayora [12].	15
Figura 3.4. Instalación solar conectada a la red [14].	17
Figura 3.5. Tipos de Estabilidad del SEP [9]	20
Figura 4.1. Metodología de diseño del sistema	21
Figura 4.2. Panel solar aceptable [15].	22
Figura 4.3. Bloque del arreglo Fotovoltaico [15].	25
Figura 4.4. Características del arreglo fotovoltaico.....	25
Figura 4.5. Características de Potencia.....	26
Figura 4.6. Inversor trifásico intelbras EGT 75000 MAX G2(Anexo 3).	27
Figura 4.7. Características del filtro	28
Figura 4.8. Introducción del MPPT y PLL al sistema.	29
Figura 4.9. Programación del MPPT en Matlab.....	30
Figura 4.10. Bloque de transformación de componentes abc a dq0.....	34
Figura 4.11. Cálculo de los componentes directo y cuadratura de voltaje para el control no lineal	34
Figura 4.12. Bloque del control no lineal	35
Figura 4.13. Inversor del sistema	35
Figura 4.14. Sistema de tres barras.....	36
Figura 4.15. Conexión del sistema fotovoltaico al SEP	37
Figura 4.16. Cargas variables en la barra 2 del SEP.....	38
Figura 5.1. Voltaje de la salida del PV	40
Figura 5.2. Corriente obtenido de la salida del PV	40
Figura 5.3. Potencia ideal vs Potencia medida	41
Figura 5.4. Corriente de referencia vs Corriente directa	42
Figura 5.5. Corriente de la salida del inversor.....	43
Figura 5.6. Corriente del inversor ampliado entre 1.1 y 1.2 segundos.....	43
Figura 5.7. Voltaje de la salida del inversor ampliado entre 1.1 y 1.2 segundos	44
Figura 5.8. Corriente vs voltaje del inversor ampliado entre 1.1 y 1.3 segundos	44
Figura 5.9. P.A. referencia VS P.A. medida.....	45
Figura 5.10. Potencia reactiva de la salida del inversor	46

Figura 5.11. FP del sistema fotovoltaico	47
Figura 5.12. Potencia activa de la barra 2.....	48
Figura 5.13. Potencia reactiva de la barra 2	48
Figura 5.14. Potencia activa de la barra 1.....	49
Figura 5.15. Potencia reactiva de la barra 1	50
Figura 5.16. Potencia activa de la barra 3.....	50
Figura 5.17. Potencia reactiva de la barra 3	51
Figura 5.18. Voltaje de la salida del PV del escenario 2	52
Figura 5.19. Corriente de la salida del PV del escenario 2.....	52
Figura 5.20. Potencia ideal vs Potencia Medida en el escenario 2.....	53
Figura 5.21. Corriente de referencia fija vs Corriente directa del escenario 2.....	53
Figura 5.22. Corriente de la salida del inversor escenario 2.....	54
Figura 5.23. Corriente del inversor escenario 2 ampliado entre 0.3 y 0.5 segundos.....	54
Figura 5.24. Voltaje del inversor ampliado entre 1.1 y 1.2 segundos en el escenario 2	55
Figura 5.25. Corriente VS Voltaje del inversor en el escenario 2 ampliado entre 1.1 y 1.3 segundos	56
Figura 5.26. Potencia de referencia vs Potencia generada en el escenario 2.....	56
Figura 5.27. Potencia reactiva medida a la salida del inversor escenario 2	57
Figura 5.28. FP del sistema fotovoltaico en el escenario 2	58
Figura 5.29. Potencia activa en la barra 2 escenario 2	59
Figura 5.30. Potencia reactiva en la barra 2 escenario 2	59
Figura 5.31. Potencia activa en la barra 1 escenario 2	60
Figura 5.32. Potencia reactiva en la barra 1 escenario 2	61
Figura 5.33. Potencia activa en la barra 3 escenario 2	61
Figura 5.34. Potencia reactiva en la barra 3 escenario 2	62
Figura 5.35. Voltaje de la barra 1 en ambos escenarios	63
Figura 5.36. Voltaje en la barra 2 sin la introducción del sistema fotovoltaico	63
Figura 5.37. Voltaje de la barra 2	64
Figura 5.38. Voltaje en la barra 2 ampliado entre 0.4 y 0.6 segundos	64
Figura 5.39. Voltaje en la barra 2 ampliado entre 0.7 y 0.745 segundos	65
Figura 5.40. Voltaje en la barra 2 ampliado entre 1.145 y 1.175 segundos	65
Figura 5.41. Voltaje de la barra 2 escenario 2.....	66
Figura 5.42. Voltaje en la barra 2 escenario 2 ampliado entre 0.4 y 0.6 segundos	66

Figura 5.43. Voltaje en la barra 2 escenario 2 ampliado entre 0.7 y 0.75 segundos	67
Figura 5.44. Voltaje en la barra 2 escenario 2 ampliado entre 1.145 y 1.175 segundos	67
Figura 5.45. Voltaje en la barra 3 sin la introducción del sistema fotovoltaico	68
Figura 5.46. Voltaje de la barra 3	68
Figura 5.47. Voltaje en la barra 3 ampliado entre 0.4 y 0.6 segundos	69
Figura 5.48. Voltaje en la barra 3 ampliado entre 0.7 y 0.745 segundos	69
Figura 5.49. Voltaje en la barra 3 ampliado entre 1.145 y 1.175 segundos	70
Figura 5.50. Voltaje de la barra 3 escenario 2	70
Figura 5.51. Voltaje en la barra 3 escenario 2 ampliado entre 0.4 y 0.6 segundos	71
Figura 5.52. Voltaje en la barra 3 escenario 2 ampliado entre 0.7 y 0.76 segundos	71
Figura 5.53. Voltaje en la barra 3 escenario 2 ampliado entre 1.145 y 1.175 segundos	72
Figura 5.54. Variación de voltaje en los dos escenarios.....	73
Figura 5.55. Representación final de los dos escenarios	74

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3.1. Características de cada elemento del SEP [8].	9
Tabla 3.2. Factores Clave para Evaluar la Estabilidad en un SEP [9].....	10
Tabla 3.3. Tipos de estabilidad [5]	11
Tabla 3.4 Perturbaciones en el SEP parte A [9].	12
Tabla 3.5. Perturbaciones en el SEP parte B [9].	13
Tabla 3.6. Ventajas y desventajas de las energías renovables [13]	16
Tabla 3.7. Componentes del sistema fotovoltaico parte A [14]	17
Tabla 3.8. Componentes del sistema fotovoltaico parte B [14].....	18
Tabla 4.1. Características técnicas del panel solar	23
Tabla 4.2. Puntos de máxima potencia de la Figura	26
Tabla 4.3. Características principales del inversor	27
Tabla 5.1. Voltajes de las barras del SEP entre los dos escenarios	73

1. INFORMACIÓN GENERAL.

Tema del proyecto: Análisis Del Comportamiento Dinámicos Del SEP Considerando La Introducción De Energías Renovables.

Modalidad de Titulación: Proyecto de investigación

Fecha de inicio: Abril 2024

Fecha de finalización: Agosto 2024

Lugar de ejecución: No aplica

Facultad que auspicia: Facultad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas.

Carrera que auspicia: Carrera de Ingeniería en Electricidad.

Proyecto de investigación vinculado: Desarrollo de sistemas eficientes para el abastecimiento y uso de energía eléctrica a nivel local, regional o nacional.

Equipo de Trabajo: José David Quijije Tulmo; Christopher Uriel Muñoz Brito.

Área de Conocimiento: 07 Ingeniería, Industria y Construcción / 071 Ingeniería y Profesiones Afines / 0713 Electricidad y Energía.

Línea de investigación: Energías alternativas y renovables, eficiencia energética y protección ambiental.

Sublínea de investigación de la Carrera: Conversión y uso racional de la energía eléctrica.

2. INTRODUCCIÓN

2.1. EL PROBLEMA

2.1.1. Situación Problemática.

Ecuador ha avanzado en la adopción de energías renovables, con un 83% de capacidad instalada en fuentes limpias en 2018 y una meta del 93% [1]. Sin embargo, este progreso presenta desafíos significativos, especialmente en la integración de energías como la solar y la eólica. La variabilidad en la generación renovable plantea problemas críticos para la estabilidad y operatividad del sistema eléctrico. A medida que aumenta la participación de estas fuentes, la falta de modelos y herramientas de simulación precisas se convierte en un obstáculo importante para anticipar el comportamiento dinámico del sistema y evitar posibles inestabilidades [2]. Se propone diseñar nuevas líneas de transmisión para conectar las centrales renovables al Sistema Nacional de Interconexión (SNI), minimizando la contaminación visual y ambiental, y mejorando la planificación y control del sistema [3]. Sin una planificación adecuada, la capacidad del sistema para operar de manera confiable está en riesgo, lo que podría comprometer la sostenibilidad de la transición energética.

El caso de la energía solar es particularmente complejo debido a las características específicas de las células solares, que generan electricidad en corriente continua y cuya eficiencia depende de factores como la irradiancia solar y la temperatura. Estos factores afectan directamente la curva característica de las células solares, lo que complica aún más su integración en sistemas eléctricos de potencia [4]. La variabilidad en la intensidad de cortocircuito, el voltaje de vacío y el punto de máxima potencia bajo diferentes condiciones hace que la integración de la energía solar requiera un enfoque especializado.

2.1.2. Formulación del problema.

La introducción de la energía solar en el Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) presenta desafíos en el análisis de su comportamiento dinámico, La carencia de comprensión detallada sobre cómo afecta la estabilidad y la respuesta transitoria del SEP constituye una problemática que requiere investigación para una implementación eficiente y segura.

2.2. OBJETO Y CAMPO DE ACCIÓN

2.2.1. Objeto de estudio

Análisis dinámico de un sistema eléctrico de potencia

2.2.2. Campo de acción

3300 Ciencias Tecnológicas

- 3322 Tecnología Energética: 3322.03 Generación de Energía
- 3322 Tecnología Energética: 3322.05 Fuentes no Convencionales de Energía

2.3. BENEFICIARIOS

2.3.1. Beneficiarios directos

Los beneficiarios directos de este trabajo de investigación incluyen a empresas y operadores de energía, que podrán obtener información sobre cómo la introducción de energía solar afecta la estabilidad del SEP.

2.3.2. Beneficiarios indirectos

Los investigadores y académicos pueden aprovechar los resultados obtenidos para investigaciones vinculadas a la estabilidad del Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) y profundizar en la comprensión de las energías renovables y su influencia en la infraestructura eléctrica.

2.4. JUSTIFICACIÓN

Este proyecto se enlaza con la investigación en Energías Alternativas y Renovables, eficiencia energética y protección ambiental, centrándose de manera específica en la sublínea de investigación sobre la "Estabilidad Dinámica del Sistema Eléctrico de Potencia (SEP)". La propuesta consiste en desarrollar una metodología para evaluar la estabilidad dinámica del SEP al introducir nuevas fuentes de energía renovable en la red. Se llevará a cabo un análisis basado en casos prácticos, tomando en consideración los resultados previos de diversos autores y seleccionando uno de ellos como guía para un estudio más detallado en diferentes fuentes de energías renovables no convencionales y su comportamiento en el sistema eléctrico.

En [5] se muestra que las distorsiones armónicas son frecuentes en los SFV debido a dispositivos electrónicos en el circuito de conversión destaca la necesidad de abordar estos desafíos para garantizar la integración eficiente de la energía solar en el Sistema Eléctrico de Potencia (SEP). La elección de un filtro de pasa baja como medida de mitigación, basada en conocimientos adquiridos y regulaciones como las establecidas por el CENACE, muestra un enfoque práctico y eficaz para cumplir con los estándares de

voltaje, corriente y frecuencia. La simulación exitosa en MATLAB/Simulink respalda la efectividad de esta estrategia. Estos resultados subrayan la importancia de desarrollar prácticas y tecnologías que mejoren la calidad de la energía generada por los SFV, fortaleciendo así la confiabilidad y sostenibilidad de la infraestructura eléctrica global y contribuyendo a la mitigación del cambio climático al fomentar el uso de energías renovables y reducir las emisiones de CO2 asociadas a fuentes de energía no convencionales.

2.5. OBJETIVOS

2.5.1. General:

Analizar el comportamiento dinámico de un sistema eléctrico de potencia considerando la introducción de energía solar renovable mediante el uso de software para simulación.

2.5.2. Específicos:

- Realizar una revisión del estado de arte enfocado en la estabilidad dinámica y la integración de energía solar en sistemas eléctricos de potencia.
- Dimensionar un sistema de energía renovable para introducirlo en un sistema de generación de medio voltaje.
- Analizar la estabilidad dinámica de voltaje y determinar el impacto que presenta el sistema de energía renovable al sincronizarse con la red eléctrica de 13.8 kV.

2.5.3. Sistema de tareas

Objetivos específicos	Actividades (tareas)	Resultados esperados	Técnicas, Medios e Instrumentos
Realizar una revisión del estado de la estabilidad dinámica y la integración de energía solar en sistemas eléctricos de potencia.	-Recopilación de información sobre estabilidad dinámica y estudio de nuevas fuentes a introducirse. -Investigar datos recientes de fuentes solares.	Análisis completo sobre cómo las nuevas fuentes de energía, como la solar, afectarán la estabilidad dinámica del sistema eléctrico, su rendimiento y la viabilidad de las fuentes solares para su integración en el sistema.	-Bibliografías -Tesis -Documentos -Artículos -Técnicas investigativas.

<p>Dimensionar un sistema de energía renovable para introducirlo en un sistema de generación de medio voltaje.</p>	<ul style="list-style-type: none"> -Selección de un sistema de energía renovable. -Parametrización de un sistema de energía renovable en base a la cargas en los puntos específicos a estudiar. 	<p>-Diseño de un sistema energía renovable.</p>	<ul style="list-style-type: none"> -Bibliografías (Tesis, documentos, Artículos). -Técnicas investigativas. - Matlab/Simulink. - Autocad
<p>Analizar la estabilidad dinámica de voltaje y determinar el impacto que presenta el sistema de energía renovable al sincronizarse con la red eléctrica de 13.8 kV.</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Evalúa el impacto de la integración del sistema fotovoltaico en términos de estabilidad de la red, calidad de la energía. -Realizar pruebas de simulación para evaluar el rendimiento del sistema con el MPPT y PLL en operación. Analizar la eficiencia de la extracción de energía, la estabilidad de la sincronización 	<p>-Obtener datos cuantitativos y cualitativos sobre cómo la integración del sistema fotovoltaico afecta la operación de la red eléctrica. Esto permitirá desarrollar estrategias de control y mitigación para asegurar que la adición de energía renovable no comprometa la estabilidad del SEP.</p>	<ul style="list-style-type: none"> -Casos de estudio -Matlab/Simulink.

3. FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA

En investigaciones previas relacionadas con el análisis del comportamiento dinámico del Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) considerando la integración de energías renovables, se han considerado los siguientes:

Uno de los antecedentes que involucra el manejo de energías renovables consiste en un proyecto de investigación que se llevó a cabo en la Universidad Técnica de Cotopaxi, en donde, se realizó un diseño fotovoltaico conectado a la red eléctrica, para ello se recolectaron datos de radiación solar global durante todo el año 2019 para determinar el potencial solar de la institución. Se encontró que la mayor irradiancia promedio ocurrió en noviembre, alcanzando un valor de $5,4 \text{ kW}\cdot\text{h}/(\text{m}^2\cdot\text{día})$ y una irradiancia media máxima de $931 \text{ W}/\text{m}^2$ a la 1:00 pm [1].

Además, se determinó la demanda semanal del bloque académico B utilizando un instrumento de medición “Analizador Fluke 435 serie II”, que registró una potencia promedio máxima de 35,11 kW para el miércoles a las 18h00. El generador fotovoltaico instalado en el edificio consta de 66 paneles solares, con una capacidad total de 26,4 kW distribuidos en dos grupos: 14,4 kW y 12 kW, respectivamente. Estos paneles se encuentran ubicados en el área libre de la terraza, que abarca aproximadamente $573,47 \text{ m}^2$ [1].

Otro proyecto de investigación asociado a las energías renovables se desarrolló mediante el uso de softwares de ingeniería para modelar un sistema fotovoltaico conectada a la red eléctrica para una bananera perteneciente al cantón Ventanas provincia de Los Ríos, se empleó un piranómetro SMP-10 clase A para medir la irradiancia solar en la zona de estudio. Se encontró que la irradiancia solar máxima fue de $7.28 \text{ kWh}/\text{m}^2/\text{día}$ en abril del 2022, mientras que el mínimo fue de $4,05 \text{ kWh}/\text{m}^2/\text{día}$ en julio del 2022. Luego, se tuvo en cuenta las cargas específicas de la bananera, determinando los tiempos de carga con un consumo máximo de 1980 kW y un mínimo de 600 W, con un consumo diario de 21,61 kWh [2].

Para encontrar la mejor viabilidad del sistema fotovoltaico, se utilizó la herramienta HOMER Pro, que emplea algoritmos de optimización. Se calcularon que el costo de energía era de \$0,069 por kWh, con una capacidad de generación fotovoltaica de 4,49 kW. Para validar los resultados, se utilizaron algoritmos de modelos matemáticos desarrollados en Matlab/Simulink. Estos modelos permitieron establecer la potencia del

sistema, el costo nivelado de energía (USD/kWh), el voltaje (V), la corriente (A) y la potencia (W) tanto del panel solar como de la energía suministrada a las cargas [2].

Utilizando dos fuentes de generación renovable al sistema se lo conoce como híbrido que en su mayoría se componen de un sistema fotovoltaico y eólico, para lo cual se evaluó una investigación en Riohacha – Colombia en donde se dimensionaron los equipos que conformarían el sistema híbrido, teniendo en cuenta las condiciones específicas de la zona. Se realizó el modelado matemático de cada sistema, tanto el fotovoltaico como el eólico. Se utilizaron ecuaciones fundamentales de la electricidad, como la ley de Ohm y la ley de voltajes y corrientes de Kirchhoff, para modelar el sistema fotovoltaico. Asimismo, se emplearon ecuaciones físicas, como la energía, el torque y la velocidad angular, para el modelado del aerogenerador [3].

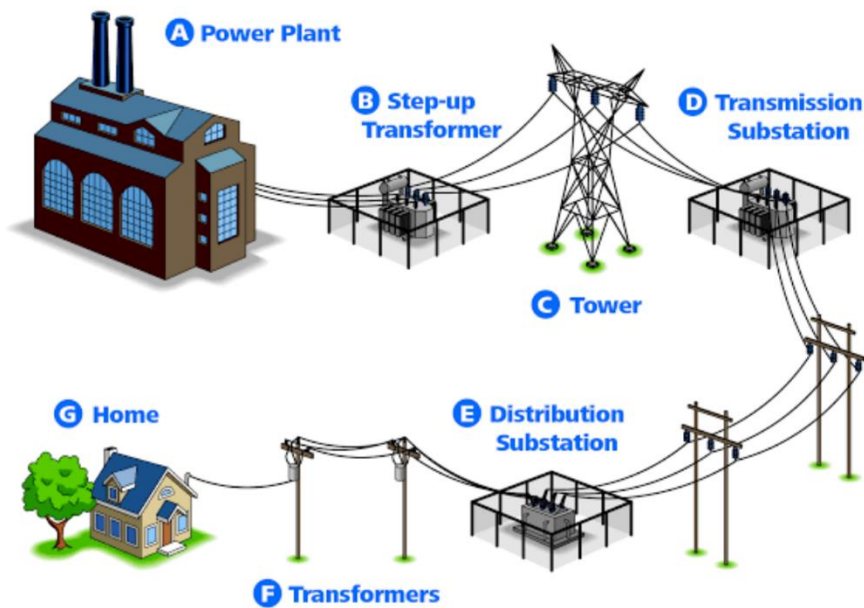
Se ejecutó la simulación del sistema híbrido utilizando una técnica de control predictivo denominada MPC (*Model Predictive Control*). Este sistema de control permite seguir el voltaje de referencia para maximizar la potencia generada. El sistema híbrido se conectó a la red o carga a través de un convertidor DC/DC *Boost*. El controlador MPC proporcionó el ciclo de trabajo adecuado al convertidor CC/CC para que el sistema híbrido generara la máxima potencia. Los resultados de la simulación demostraron un buen seguimiento del punto de máxima potencia (MPP) [3].

En los laboratorios de la Escuela Politécnica Nacional se realizó un trabajo de operación en paralelo de un generador fotovoltaico con la red eléctrica de la Empresa Eléctrica Quito, en donde el estudio del generador fotovoltaico, se examinaron tanto los componentes físicos como el software. En cuanto a los componentes físicos, se centró en el inversor de potencia y los elementos que lo componen, como los sensores y las protecciones. Por otro lado, el software utilizó una tarjeta TMS320F28377S de *Texas Instrument*, donde se desarrolló el sistema de control para realizar las mediciones obtenidas mediante sensores de voltaje y corriente en corriente alterna y continua [4].

Se llevó a cabo un estudio en los límites de operación del generador fotovoltaico y se estableció un procedimiento adecuado para su correcta operación en paralelo con la red eléctrica, se realizaron pruebas de operación, de funcionamiento aislado donde se alimentaron cargas y se obtuvieron valores de voltaje, corriente y potencia inyectada [4].

3.1. Sistema eléctrico de potencia (SEP)

Es una infraestructura compleja e interconectada que comprende un grupo de componentes y sistemas eléctricos que trabajan en conjunto para generar, transmitir y distribuir energía eléctrica de manera eficiente, como se observa en la Figura 3.1, el SEP se encarga de llevar la energía eléctrica desde las plantas de generación, donde se produce, hasta los usuarios finales, como hogares, comercios e industrias. Está diseñado para satisfacer la creciente demanda de electricidad y garantizar la continuidad del suministro eléctrico en todo momento [6].



Techtool Hindi

Figura 3.1. Partes de un sistema eléctrico de potencia [7]

3.1.1. Componentes del SEP

El Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) es un conjunto interconectado de componentes esenciales para la generación, transmisión, y distribución de energía eléctrica, cuya evolución ha sido impulsada por la incorporación de tecnologías avanzadas y energías renovables. La integración de fuentes como la solar fotovoltaica exige una revisión de la capacidad de los generadores, transformadores, y líneas de transmisión, así como el fortalecimiento de los sistemas de protección y control. Estos elementos deben gestionar la variabilidad de las renovables y garantizar la estabilidad del sistema, permitiendo una operación eficiente y segura del SEP en un entorno energético cada vez más complejo, en la Tabla 3.1 se detallan los elementos fundamentales del SEP.

Tabla 3.1. Características de cada elemento del SEP [8].

Elementos	Descripción
Generación	Comprende la producción de electricidad a partir de diversas fuentes, como plantas térmicas, hidroeléctricas, nucleares y renovables. Los generadores convierten la energía mecánica, química o solar en energía eléctrica, usualmente estas maquinarias utilizan la teoría del sincronismo a través de la interacción de los campos magnéticos generados en el rotor y estator.
Subestaciones	Es una instalación eléctrica que se encarga de recibir, transformar y distribuir la energía eléctrica. Existen dos tipos principales: De elevación que se ubican cerca de las centrales generadoras y elevan el voltaje de la electricidad para su transmisión a largas distancias. Por otro lado, las subestaciones de distribución se encuentran cerca de los centros de consumo y transforman la energía de alto voltaje en una más baja adecuada para su distribución a los usuarios finales. Ambos tipos de subestaciones utilizan transformadores para realizar las conversiones de voltaje necesarias.
Transmisión	Consiste en el transporte de la energía eléctrica a larga distancia desde las subestaciones hasta los centros de consumo. Se utilizan líneas de transmisión de alto voltaje para minimizar las pérdidas de energía durante el transporte, estas líneas presentan un modelo equivalente en donde se representa un modelo resistivo, capacitivo e inductivo.
Transformadores	Son dispositivos utilizados para cambiar los niveles de voltaje de la energía eléctrica. Se utilizan transformadores de potencia en las subestaciones para elevar o reducir el voltaje según sea necesario.
Distribución	Es el proceso mediante el cual se lleva la energía eléctrica desde las subestaciones de distribución hasta los usuarios finales, como hogares, comercios e industrias. En medio voltaje, la electricidad se transporta a través de líneas de distribución aéreas o subterráneas. En bajo voltaje, la energía se suministra directamente a los consumidores generalmente a niveles de 220 V o 110 V.
Cargas	Son los usuarios finales del sistema eléctrico, como domicilios, comercios e industrias, que consumen la energía eléctrica suministrada por el SEP. Se presentan un modelo estático simplificado con impedancia constante utilizado para estudios de estabilidad.

3.1.2. Comportamiento dinámico del SEP

El análisis de sistemas eléctricos se refiere al estudio de variables eléctricas y magnéticas en donde se requiere de modelos matemáticos que capturen el comportamiento dinámico durante transitorios y eventos perturbadores. Estos eventos pueden ser causados por

cambios en la demanda de energía, fallas en los equipos, conexión o desconexión de elementos del sistema, entre otros factores [9].

El comportamiento dinámico se centra en el análisis de los cambios y ajustes que ocurren en el sistema eléctrico en respuesta a estas perturbaciones. Esto implica el estudio de fenómenos como el flujo de potencia, la estabilidad, la respuesta de la frecuencia y el voltaje, la respuesta transitoria y la respuesta armónica [9].

Cuando se realiza un análisis de seguridad dinámica del sistema, es necesario considerar una serie de conceptos que se detallan en la Tabla 3.2 para comprender las características del caso en estudio.

Tabla 3.2. Factores Clave para Evaluar la Estabilidad en un SEP [9]

Criterio	Descripción
La naturaleza física de la inestabilidad	Identificación del tipo de inestabilidad en el sistema eléctrico, como inestabilidad de frecuencia o inestabilidad de voltaje.
La magnitud de la perturbación	Evaluación de la severidad de la perturbación, como fallas en equipos importantes o fluctuaciones bruscas en la demanda de energía.
Los elementos del sistema eléctrico de potencia y/o procesos que deben ser considerados	Identificación de componentes y procesos del sistema que impactan significativamente la estabilidad, como generadores, transformadores, y cargas.
El método seleccionado para determinar y/o predecir la estabilidad	Selección de técnicas y herramientas de análisis, como simulaciones computacionales, para evaluar y predecir la estabilidad del sistema eléctrico.

En la Figura 3.2 se puede observar una caracterización de los fenómenos dinámicos existentes en un sistema eléctrico de potencia, por medio de una banda de frecuencia.

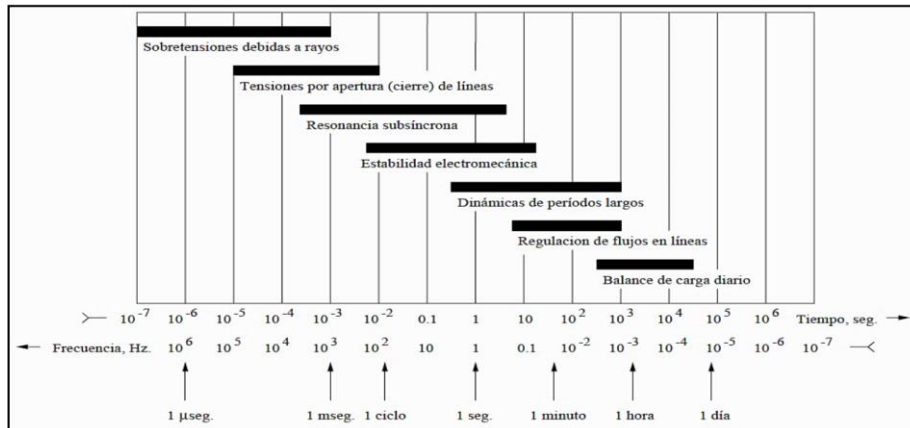


Figura 3.2. Fenómenos dinámicos dentro de un SEP [9].

3.1.3. Estabilidad de un sistema eléctrico

Es la capacidad que tiene el sistema eléctrico de potencia para recuperar o mantener un estado estable de operación y funcionamiento normal, tras someterse a variaciones y perturbaciones internas o externas que pueden ocurrir en el sistema [10]. Existen diferentes aspectos de estabilidad en un SEP como se muestran en la Tabla 3.3:

Tabla 3.3. Tipos de estabilidad [5]

Tipos de Estabilidad	Descripción
Estabilidad de frecuencia	Se refiere a la capacidad del sistema para mantener la frecuencia del sistema eléctrico dentro de un rango aceptable después de perturbaciones. Las variaciones bruscas en la generación o la carga pueden afectar la frecuencia del sistema, y la estabilidad de frecuencia se refiere a la capacidad del sistema para recuperar y mantener la frecuencia nominal.
Estabilidad de voltaje	Se refiere a la capacidad del sistema para mantener los niveles de voltaje dentro de límites aceptables después de perturbaciones. Las variaciones de carga o las fallas pueden afectar los niveles de voltaje, y la estabilidad de voltaje se refiere a la capacidad del sistema para mantener los niveles de voltaje en los nodos de la red dentro de los rangos especificados.
Estabilidad transitoria	Se refiere a la capacidad del sistema para recuperarse y volver a un estado estable después de perturbaciones transitorias, como cortocircuitos o desconexiones de líneas de transmisión. La estabilidad transitoria se relaciona con la capacidad de los generadores y los dispositivos de control para mantener el equilibrio en el sistema después de estas perturbaciones.

3.1.4. Perturbaciones de un sistema eléctrico

Una perturbación dentro del SEP se refiere a cualquier evento o fenómeno que cause una alteración no deseada en la operación o funcionamiento normal del sistema. Puede ser una variación brusca en la carga, una falla en los componentes del sistema, un evento climático extremo, entre otros. En la Tabla 3.4 y Tabla 3.5 se puede observar varios tipos de perturbaciones con una frecuencia de ocurrencia, su impacto dentro del sistema eléctrico y una posible solución para ello.

Tabla 3.4 Perturbaciones en el SEP parte A [9].

Perturbación	Frecuencia	Impacto	Solución
Cambios bruscos en la carga	Frecuente	Puede causar fluctuaciones en el voltaje y frecuencia del sistema	- Implementar estrategias de gestión de carga y demanda para equilibrar la carga en tiempo real.
			- Utilizar sistemas de almacenamiento de energía para compensar los cambios.
Perturbaciones en la generación	Menos frecuente, pero puede ocurrir en momentos de mantenimiento o fallas inesperadas	Puede resultar en una falta de suministro o una desestabilización del sistema	- Realizar un mantenimiento adecuado y programado de los equipos de generación.
			- Contar con una reserva adecuada de capacidad de generación para cubrir posibles fallos o cambios en la demanda.
Cortocircuitos y fallas en el sistema	Ocurren ocasionalmente debido a fallas en los componentes del sistema o condiciones climáticas adversas	Interrupción del suministro de energía, daños a los equipos y posibles riesgos de seguridad	- Implementar sistemas de protección y dispositivos de desconexión rápida para aislar las áreas afectadas y restaurar el suministro.
			- Realizar mantenimiento preventivo y pruebas regulares en los equipos para detectar y solucionar problemas antes de que ocurran fallas.

Tabla 3.5. Perturbaciones en el SEP parte B [9].

Perturbaciones climáticas	Ocurren en eventos climáticos extremos, como tormentas, huracanes, nevadas o inundaciones	Daños en las infraestructuras eléctricas, interrupción del suministro de energía y riesgos para la seguridad	- Realizar inspecciones y mantenimiento regular de las infraestructuras eléctricas para garantizar su resistencia a eventos climáticos.
			- Contar con planes de contingencia y respuesta a emergencias para mitigar los efectos de eventos climáticos extremos.
Variaciones en la generación renovable	Dependiente de la ubicación y la estacionalidad	Fluctuación en la generación renovable y posibles desequilibrios en la estabilidad del sistema	- Utilizar sistemas de almacenamiento de energía para suavizar las variaciones en la generación.
			- Implementar técnicas de gestión de la generación renovable, como el control de la velocidad de las turbinas eólicas o el seguimiento del sol en los paneles solares.

3.2. Energías Renovables

Son fuentes de energía que se basan en recursos naturales que son inagotables o se renuevan a una tasa mucho más rápida que su consumo. Estas fuentes de energía son la energía solar, eólica, hidroeléctrica, biomasa, geotérmica y de los océanos. Una de las características principales es que su generación no produce emisiones significativas de gases de efecto invernadero, lo que las convierte en una alternativa más sostenible y respetuosa con el medio ambiente en comparación con las fuentes de energía convencionales, como los combustibles fósiles [11].

3.2.1. Energía Renovable Fotovoltaica

Esta energía aprovecha la radiación solar para generar electricidad [12], mediante la utilización de paneles fotovoltaicos como se observa en la Figura 3.3 o para generar calor a través de sistemas de captación solar térmica. La energía solar es una fuente abundante

y se puede aprovechar tanto en aplicaciones a gran escala como en sistemas individuales.

Dentro de la generación fotovoltaica la potencia de una celda se puede expresar como:

$$T_{\text{cell}} = T_{\text{amb}} + \frac{(\text{NOCT} - 20)}{800} \cdot G \quad (3.1)$$

En donde:

- T_{cell} : Temperatura de la celda
- T_{amb} : Temperatura del ambiente
- NOCT: condición de temperatura nominal
- G: Irradiación solar

$$P_{\text{cell}} = \frac{G}{1000} [1 + \alpha(T_{\text{cell}} - 25)] \quad (3.2)$$

En donde:

- P_{cell} : Potencia de salida de la celda
- T_{cell} : Temperatura de la celda
- G: Irradiación solar
- α : coeficiente de potencia – temperatura

En un sistema fotovoltaico, la potencia que puede entrar esta central se define mediante la siguiente ecuación:

$$P_{\text{pv}} = P_{\text{panel}} \cdot \frac{G}{1000} \cdot [1 - C_i \cdot (T_i - 25)] \quad (3.3)$$

En donde:

- P_{pv} : Potencia de la central fotovoltaica
- P_{panel} : Potencia del panel solar
- G: Irradiación solar
- C_i : coeficiente de temperatura
- T_i : temperatura de la celda



Figura 3.3. Proyecto fotovoltaico Puerto Ayora [12].

3.2.2. Ventajas y beneficios de las energías renovables

La generación fotovoltaica, a través del uso de paneles solares, ofrece numerosas ventajas, una de ellas desde la perspectiva ambiental, proporciona una fuente de energía sostenible, reduciendo las emisiones de gases de efecto invernadero y la dependencia de los combustibles fósiles. Además, contribuye a la diversificación energética, disminuyendo la dependencia de recursos importados y aumentando la seguridad energética.

Adicional, ofrece estabilidad de precios a largo plazo, ya que la radiación solar es una fuente de energía gratuita y abundante. A diferencia de los combustibles fósiles cuyos precios pueden fluctuar debido a factores geopolíticos y económicos, la energía solar proporciona una mayor previsibilidad en los costos de generación y suministro de energía, brindando a los consumidores y las empresas una mayor seguridad y control sobre sus presupuestos energéticos, permitiéndoles planificar a largo plazo de manera más efectiva.

Por otra parte, la generación fotovoltaica tiene un impacto positivo en el desarrollo rural y local que usualmente tienen un acceso limitado a la red eléctrica convencional dificultando el desarrollo económico y la mejora de la calidad de vida de sus habitantes. La energía solar en la Tabla 3.6 ofrece una solución viable y sostenible para estas comunidades, ya que los paneles solares pueden instalarse localmente y generar electricidad sin la necesidad de extensas infraestructuras de transmisión y distribución, brindando el acceso a servicios básicos como iluminación, refrigeración y carga de dispositivos electrónicos.

Tabla 3.6. Ventajas y desventajas de las energías renovables [13]

Ventajas	Desventajas
Energías limpias: No generan emisiones de CO ₂ ni otros gases contaminantes, contribuyendo a la reducción de la contaminación y del efecto invernadero.	Inversión inicial alta: La instalación de tecnologías renovables requiere un desembolso significativo, lo que puede ser una barrera para algunos usuarios.
Recursos inagotables: Las energías renovables provienen de fuentes naturales que son prácticamente ilimitadas, como el sol, el viento y el agua.	Dependencia de condiciones climáticas: La generación de energía puede verse afectada por factores ambientales, como la falta de sol o viento, limitando la disponibilidad.
Generación de empleo: La implementación de energías renovables puede crear más empleos en comparación con las fuentes de energía tradicionales.	Espacio requerido: Muchas tecnologías renovables, como la solar y eólica, requieren grandes áreas para su instalación, lo que puede ser un inconveniente en áreas urbanas.
Estabilidad económica: Promueven la autonomía energética de las regiones donde se instalan, fortaleciendo las economías locales.	Almacenamiento de energía: La necesidad de sistemas de almacenamiento puede complicar la gestión de la energía generada, especialmente en períodos de baja producción.
Opinión pública favorable: La aceptación social de las energías renovables es generalmente alta, facilitando su implementación.	Efectos ambientales: Algunas energías renovables pueden tener impactos negativos en los ecosistemas locales, como la geotérmica que puede liberar minerales tóxicos.

3.3. Integración de energías renovables en el SEP

Esta integración plantea varios desafíos y oportunidades, tanto técnicos como regulatorios. En términos técnicos, es necesario garantizar la estabilidad y confiabilidad del sistema eléctrico, ya que las fuentes de energía renovable son inherentemente variables y dependen de factores climáticos. Además, se requiere una adecuada planificación y operación de la red eléctrica para gestionar la intermitencia de la generación renovable y asegurar un suministro eléctrico continuo y seguro.

En cuanto a los aspectos regulatorios, es necesario conocer los marcos normativos y políticas que promuevan la integración de energías renovables y fomenten la inversión en infraestructuras y tecnologías adecuadas. De manera actual se ha relacionado la conexión directa a la red eléctrica, la compensación de la energía generada y los mecanismos de incentivos para los generadores de energía renovable.

3.3.1. Sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica

Los sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica, también conocidos como sistemas de generación distribuida, están diseñados para suministrar energía solar a la red eléctrica convencional. Estos sistemas Figura 3.4 aprovechan la energía solar durante el día y, cuando la generación supera el consumo, el exceso de energía se inyecta en la red eléctrica. En momentos en que la generación solar es insuficiente, se utiliza energía de la red [14].

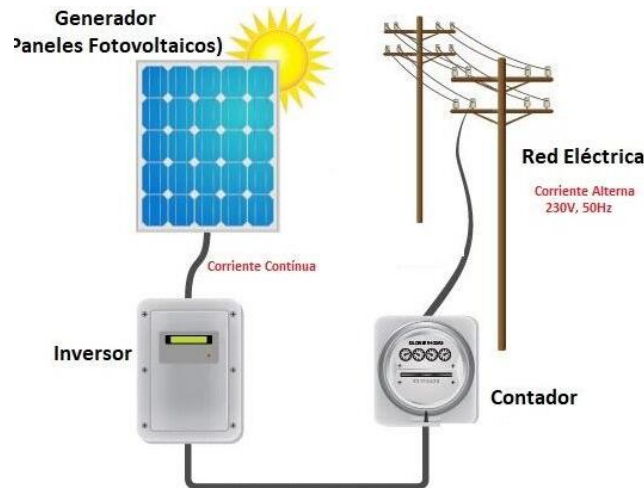


Figura 3.4. Instalación solar conectada a la red [14].

La generación distribuida a través de sistemas fotovoltaicos, al estar ubicados cerca de los puntos de consumo, ofrece beneficios significativos al reducir las pérdidas de transmisión y distribución de energía eléctrica. Además, al coincidir con los momentos de mayor demanda eléctrica, la generación solar contribuye a la reducción de la demanda pico, aliviando la carga en la red y evitando posibles sobrecargas [14].

En la Tabla 3.7 y Tabla 3.8 se presentan varios de los componentes y/o elementos necesarios para un sistema fotovoltaico conectado a la red:

Tabla 3.7. Componentes del sistema fotovoltaico parte A [14]

Elemento	Descripción
Paneles solares	Convierten la energía solar en electricidad mediante el efecto fotovoltaico.
Estructura de montaje	Soportes y estructuras para fijar los paneles solares en techos, suelos o estructuras independientes.

Tabla 3.8. Componentes del sistema fotovoltaico parte B [14]

Inversor	Convierte la corriente continua (DC) generada por los paneles solares en corriente alterna (AC) utilizada en la red eléctrica.
Medidor bidireccional	Mide la energía generada por el sistema fotovoltaico y la energía consumida de la red eléctrica, permitiendo la compensación de excedentes de energía.
Interruptor de desconexión	Permite desconectar el sistema fotovoltaico de la red eléctrica para mantenimiento o en caso de emergencia.
Protecciones eléctricas	Dispositivos de protección, como interruptores de circuito y fusibles, para garantizar la seguridad y protección contra sobrecargas o cortocircuitos.
Cableado y conectores	Cables y conectores adecuados para la conexión de los paneles solares, inversor y otros componentes del sistema.
Medidor de consumo	Mide el consumo de energía eléctrica de la vivienda o edificio para monitorear la cantidad de energía generada por el sistema fotovoltaico y el consumo total.
Sistema de puesta a tierra	Proporciona una conexión segura a la tierra para proteger el sistema y las personas de descargas eléctricas.
Protección contra sobretensiones	Dispositivos de protección que previenen daños causados por sobretensiones en el sistema fotovoltaico, como protectores de sobretensión y supresores de picos.

3.3.2. Parámetros de los sistemas fotovoltaicos

Los parámetros de los sistemas fotovoltaicos son medidas y características clave que permiten entender y optimizar su desempeño. Estos parámetros incluyen la radiación solar, la irradiación, la irradiancia, la hora solar pico, entre otros.

- **Radiación solar:** es la energía que se recibe del sol en forma de radiación electromagnética. Es un parámetro fundamental para los sistemas fotovoltaicos, ya que determina la cantidad de energía solar disponible para convertirse en electricidad. La radiación solar se mide en unidades de energía por área y tiempo, como kilovatios-hora por metro cuadrado por día (kWh/m²/día).
- **Irradiación:** es la cantidad de energía solar incidente en una superficie determinada. Es importante determinar la cantidad de energía que un sistema fotovoltaico puede generar. Se mide en unidades de energía por área, como kilovatios-hora por metro cuadrado (kWh/m²).

- **Irradiancia:** es la potencia de la radiación solar incidente por unidad de área. Representa la intensidad de la radiación solar en un momento específico. Se mide en vatios por metro cuadrado (W/m^2).
- **Hora solar pico:** es el momento del día en el que se alcanza la máxima irradiancia solar. Es el periodo durante el cual un sistema fotovoltaico puede generar la mayor cantidad de energía. La hora solar pico puede variar según la ubicación geográfica y la época del año.

3.3.3. Perturbaciones del sistema fotovoltaico conectado a la red

Los sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica también pueden presentar desafíos y perturbaciones para el sistema eléctrico de potencia, tales como:

La generación fotovoltaica que depende de la disponibilidad de luz solar, lo que puede provocar variaciones en la generación. Estas fluctuaciones pueden afectar la estabilidad de la red eléctrica. Para mitigar estos efectos, se utilizan técnicas como la integración de sistemas de almacenamiento de energía, la previsión meteorológica para la gestión de la generación y la coordinación con otras fuentes de energía renovable.

Los sistemas fotovoltaicos pueden introducir armónicos, desequilibrios de voltaje u otros problemas de calidad de energía en la red eléctrica. En donde una de las soluciones que se puede mencionar es la implementación de filtros activos, dispositivos de corrección de factor de potencia y tecnologías de control avanzadas para mitigar estos efectos y garantizar la calidad de la energía suministrada a la red.

3.3.4. Análisis de estabilidad en sistemas eléctricos de potencia

El análisis de la Figura 3.5 de sistemas eléctricos interconectados requiere modelos matemáticos avanzados que reflejen su comportamiento dinámico, lo que demanda una significativa inversión en recursos para su desarrollo y ajuste. Estos modelos son esenciales para operar cerca de los límites de estabilidad y para la evaluación continua de la seguridad y el control del sistema en tiempo real. Para evaluar la estabilidad dinámica, es crucial clasificar la inestabilidad en función de su naturaleza, la magnitud de las perturbaciones, los componentes del sistema involucrados y el método de evaluación empleado [9].

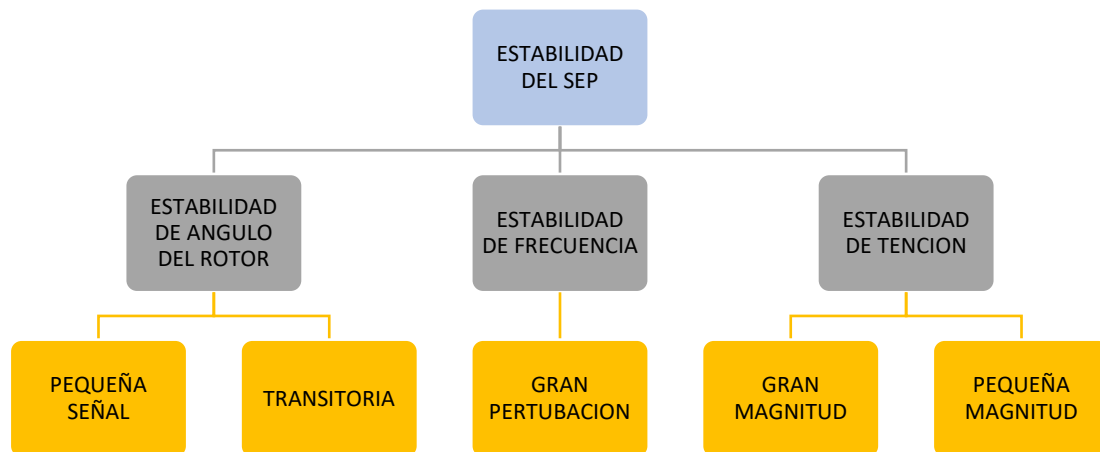


Figura 3.5. Tipos de Estabilidad del SEP [9]

Comprender el tipo de perturbación define el alcance del modelo dinámico y aplicar restricciones específicas según las necesidades del análisis. Esto incluye la segmentación del sistema en sub sistemas que agrupen dispositivos similares, facilitando así la concentración de sus efectos en el comportamiento global de la red. La figura muestra cómo identificar estos sub sistemas y sus controles asociados, lo que permite un análisis más detallado y una mejor gestión de la estabilidad y seguridad del sistema eléctrico [9].

3.3.5. Descripción del inversor conectado a la red

El inversor conectado a la red es un dispositivo fundamental que se encarga de convertir la corriente continua (DC), generada por fuentes como los paneles solares, en corriente alterna (AC) compatible con la red eléctrica pública. Además de realizar esta conversión, el inversor desempeña un papel crítico en la sincronización de la frecuencia y el voltaje de la corriente producida con los parámetros de la red, asegurando que la energía inyectada sea de alta calidad y cumpla con las normativas de seguridad. Los inversores modernos están equipados con sistemas de protección avanzados, como la desconexión automática en caso de fallas en la red, lo que previene daños tanto en la instalación fotovoltaica como en la red eléctrica. Asimismo, estos dispositivos están diseñados para maximizar la eficiencia energética, mediante técnicas como el seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT), que optimiza la cantidad de energía extraída de los paneles solares en diferentes condiciones de irradiancia y temperatura. Con estas características, los inversores conectados a la red no solo facilitan la integración de energías renovables, sino que también contribuyen a la estabilidad y confiabilidad del sistema eléctrico en su conjunto.

4. METODOLOGÍA

En este capítulo se describe el análisis del comportamiento dinámico del Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) con la integración de energía fotovoltaica como se muestra en la Figura 4.1. El proceso comienza con el dimensionamiento del sistema fotovoltaico, seleccionando paneles solares según sus características técnicas y rendimiento, junto con las irradiancias necesarias para estimar la energía generada. Luego, se desarrolla un algoritmo de conductancia incremental para el seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT), optimizando la conversión de energía y la eficiencia del sistema. Se implementa un control no lineal en el inversor para asegurar una correcta inyección de energía al SEP, acompañado de un filtro RL para la conexión a la red. Con el control establecido, se selecciona un sistema de pruebas representativo para modelar y simular el comportamiento del SEP, evaluando la eficiencia del sistema fotovoltaico y su impacto en la estabilidad del SEP. Por último, se realizan casos de estudio que analizan el comportamiento del sistema bajo diferentes condiciones de operación con MPPT y PLL, y variando los escenarios de carga.

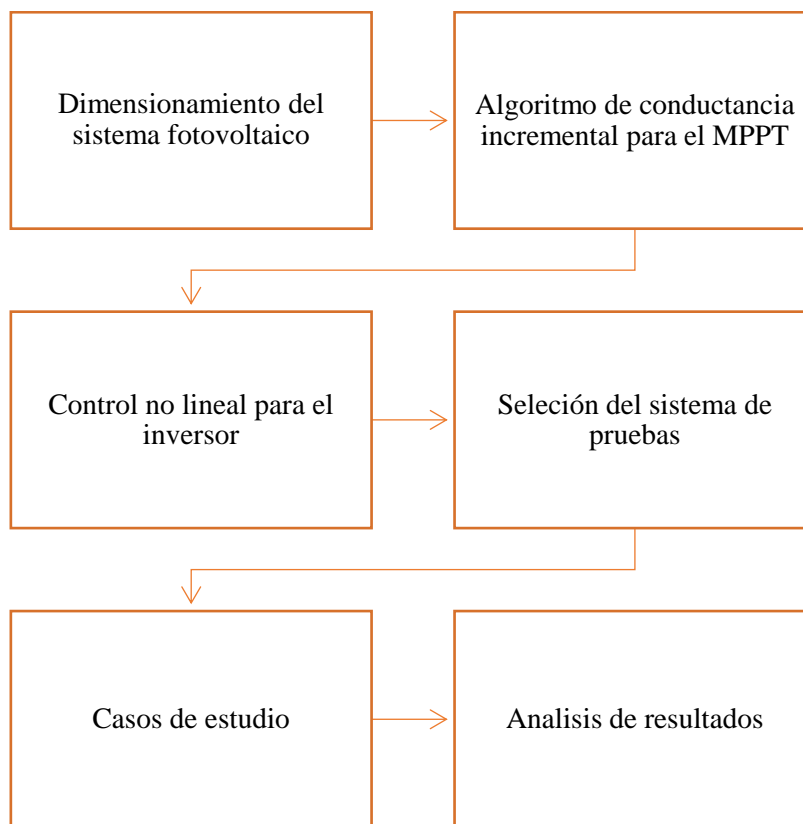


Figura 4.1. Metodología de diseño del sistema

4.1. Dimensionamiento del sistema fotovoltaico

4.1.1. Selección de la fuente renovable

Hemos seleccionado la energía solar como la fuente de generación para nuestra investigación, reconociendo su abundancia y accesibilidad en muchas regiones del mundo. Los sistemas fotovoltaicos conectados a la red destacan por su capacidad para aprovechar este recurso renovable, ofreciendo ventajas significativas como la disponibilidad constante de energía solar y su capacidad de adaptación a las necesidades específicas de la red eléctrica. Su escalabilidad y modularidad permiten ajustar el tamaño y la capacidad del sistema según los requerimientos de demanda, lo que facilita su implementación gradual y la posibilidad de expandirlo en el futuro.

Los sistemas fotovoltaicos presentan un menor impacto ambiental y visual en comparación con otras fuentes de energía renovable, como los aerogeneradores. Requieren menos espacio, lo que los hace ideales para áreas urbanas con limitaciones de terreno. Los paneles solares pueden integrarse fácilmente en estructuras existentes, como techos de edificios, minimizando así su impacto visual y promoviendo una solución eficiente y sostenible para la generación de energía en entornos urbanos.

4.1.2. Selección de paneles solares

Para la implementación del sistema fotovoltaico conectado a la red, se ha seleccionado el panel solar Sharp NU-185 (E1H) que se observa en la Figura 4.2, un modelo ampliamente utilizado en sistemas de generación fotovoltaica, gracias a su disponibilidad en el mercado y su eficiencia comprobada en aplicaciones similares.



Figura 4.2. Panel solar aceptable [15].

Además, su robustez y durabilidad garantizan una operación confiable a lo largo de la vida útil del sistema, minimizando los costos de mantenimiento y reemplazo. Las principales características del panel se presentan en la Tabla 4.1 y se puede consultar una ficha técnica completa en el Anexo 1, que proporciona todos los detalles necesarios para su evaluación técnica.

Tabla 4.1. Características técnicas del panel solar

Parámetro	Valor
Potencia de salida	185 W
Tensión máxima	24 Vdc
Corriente máxima	7.71 A
Dimensiones	1318 mm x 994 mm x 46 mm
Voltaje en circuito abierto	30.2 Vdc
Corriente de cortocircuito	8.54 A
Número de celdas	48
Peso	15.5 kg

4.1.3. Irradiancias para el panel

La determinación de las irradiancias solares es fundamental para el modelado preciso del rendimiento de un sistema fotovoltaico (PV). En este contexto, se utilizan irradiancias estándar de 500, 600, 700, 800, 900 y 1000 W/m², con una temperatura constante de 25 °C, para representar una gama de condiciones operativas que el sistema puede enfrentar en diferentes ubicaciones y momentos del año [15].

Las irradiancias estándar permiten simular cómo varía el rendimiento del sistema fotovoltaico bajo distintas intensidades de luz solar. Estos valores son esenciales para realizar una evaluación exhaustiva del comportamiento del sistema en diferentes escenarios. Utilizar estos niveles de irradiancias ayuda a entender el impacto de la variación en la energía solar disponible sobre el voltaje y la corriente generados por el sistema PV, permitiendo así optimizar el diseño del sistema para cumplir con los requisitos de producción de energía [15].

Al aplicar estas irradiancias en las simulaciones, se puede obtener una visión clara del rendimiento del sistema en condiciones diversas, facilitando la evaluación de su eficiencia y robustez. Esto es crucial para asegurar que el sistema fotovoltaico opere de manera óptima y cumpla con los objetivos de generación de energía en distintas condiciones ambientales [15].

4.1.4. Arreglo fotovoltaico

El dimensionamiento de un sistema de energía renovable requiere cálculos precisos para determinar el tamaño y la capacidad de los equipos, como el inversor, que es esencial para el rendimiento del sistema fotovoltaico. Para simplificar este proceso, se utilizará una herramienta de simulación adecuada que facilitará el cálculo de los principales componentes del sistema.

En este caso, se emplearán 28 paneles conectados en serie por cadena y 14 cadenas en paralelo. Con cada panel generando 185 W, la central fotovoltaica tendrá una potencia total de 72.52 kW. Para calcular el área total necesaria, se consideran las dimensiones de cada panel, que mide 1.318 metros de largo por 0.994 metros de ancho, resultando en un área de 1.3105 metros cuadrados por panel. Multiplicando esta área por los 392 paneles, obtenemos un área total de 513.722 metros cuadrados. Este cálculo ofrece una estimación inicial del espacio requerido, aunque es importante considerar que no incluye espacio adicional para estructuras de soporte, pasillos de mantenimiento, entre otros. Por lo tanto, se recomienda planificar un área adicional para cubrir estas necesidades prácticas.

4.1.5. Potencia del sistema fotovoltaico

En el software Matlab precisamente en Simulink se realiza un esquema de bloques insertando los 392 paneles solares a unas irradiancias de 1000, 900, 800, 700, 600, 500 W/m² y una temperatura por cada celda de 25 °C como se muestra en la Figura 4.3 [15].

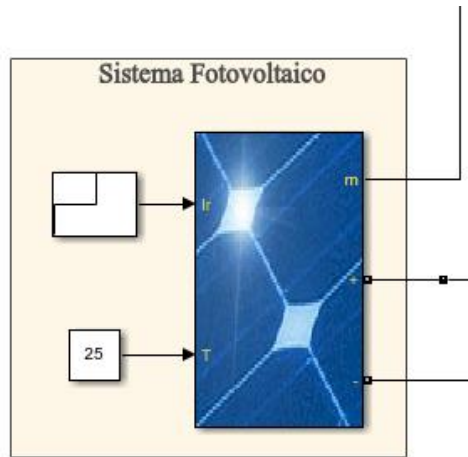


Figura 4.3. Bloque del arreglo Fotovoltaico [15].

Dentro del bloque de panel solar se configuró los datos determinados para el arreglo fotovoltaico, en la Figura 4.4 es posible insertar los parámetros del módulo, como el número de paneles conectados en serie por cadena, el número de cadenas en paralelo, la potencia nominal, el voltaje de circuito abierto, la corriente de cortocircuito, la cantidad de celdas, la eficiencia, la temperatura de funcionamiento, entre otros.

Parameters		Advanced	
Array data			
Parallel strings	14		
Series-connected modules per string	28		
Module data			
Module:	User-defined		
Maximum Power (W)	185.04	Cells per module (Ncell)	48
Open circuit voltage Voc (V)	30.2	Short-circuit current Isc (A)	8.54
Voltage at maximum power point Vmp (V)	24	Current at maximum power point Imp (A)	7.71
Temperature coefficient of Voc (%/deg.C)	-0.344	Temperature coefficient of Isc (%/deg.C)	0.053
<input type="button" value="OK"/> <input type="button" value="Cancel"/> <input type="button" value="Help"/>			

Figura 4.4. Características del arreglo fotovoltaico

El análisis del sistema fotovoltaico se centra en las características de potencia-voltaje (P-V) obtenidas bajo distintas condiciones de irradiancias, las cuales se ilustran en la Figura 4.5. Estas curvas permiten identificar el punto de máxima potencia (MPP) correspondiente a cada condición climática, desde M1 hasta M5, según se detalla en la Tabla 4.2.

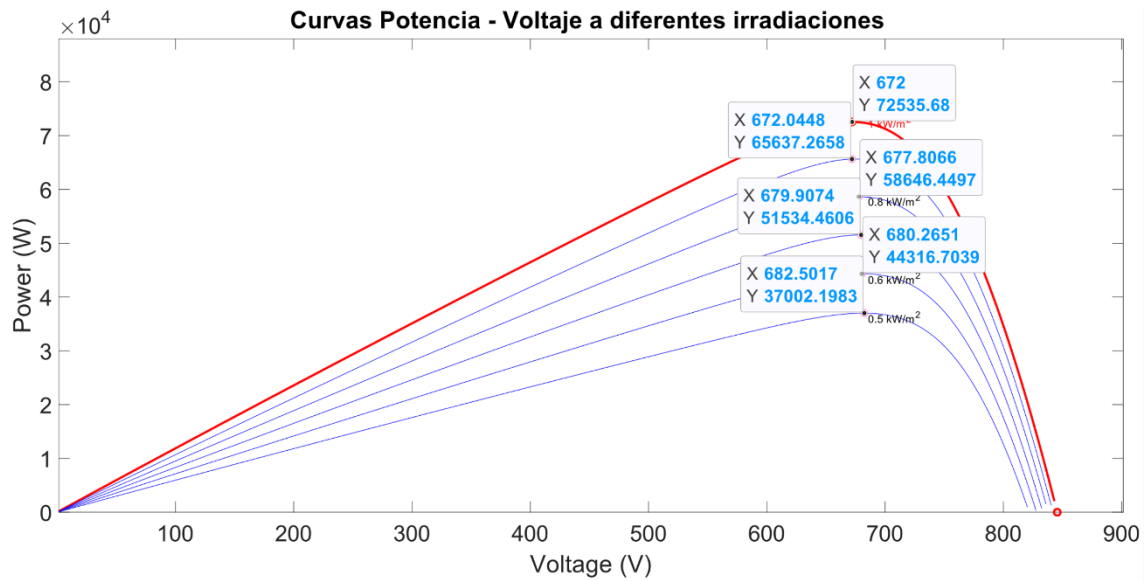


Figura 4.5. Características de Potencia

Los valores de voltaje y potencia en los puntos de máxima potencia, que varían entre 672 V y 680.26 V con potencias desde 72.53 kW hasta 44.32 kW, proporcionan la base para la simulación del comportamiento del sistema fotovoltaico bajo escenarios realistas. Este enfoque permite evaluar cómo las variaciones en las condiciones ambientales impactan la eficiencia y el rendimiento del sistema, garantizando que la simulación refleje con precisión el comportamiento dinámico del sistema fotovoltaico en un entorno de generación de energía.

Tabla 4.2. Puntos de máxima potencia de la Figura

MPP	V _m [V]	P _m [kW]
M1	672	72.53
M2	672.04	65.63
M3	677.81	58.65
M4	679.91	51.53
M5	680.26	44.32
M6	682.50	37.00

4.1.6. Selección del inversor para el sistema fotovoltaico

Para la selección del inversor se tiene en cuenta que la máxima potencia de generación de los 392 paneles solares es de 72.53 kW. Con este valor, se consideró utilizar un inversor de tecnología MPPT (*Maximum Power Point Tracking*) de la marca intelbras modelo

“EGT 75000 MAX G2” como se observa en la Figura 4.6, que permite al panel solar operar en su punto de máxima potencia.



Figura 4.6. Inversor trifásico intelbras EGT 75000 MAX G2(Anexo 3).

Este tipo de inversor es especialmente adecuado para sistemas fotovoltaicos conectados a la red y sus características principales se detallan en la Tabla 4.3 para más detalles en el Anexo 3 se encuentra la ficha técnica del inversor.

Tabla 4.3. Características principales del inversor

Parámetro	Valor
Marca	intelbras
Rango de voltaje de entrada	195 - 1000 Vdc
Tensión de salida	220 / 380 Vac
Frecuencia de salida	50/60 Hz
Potencia máxima de salida	75 kW
Rendimiento	98,8 %

4.1.7. Filtro RL

En la simulación, se ha integrado un filtro representado en la Figura 4.7, que consiste en un inductor (L) y una resistencia en serie (r), ambos conectados a una red eléctrica. Este diseño permite que el filtro almacene energía en el campo magnético del inductor mientras la resistencia disipa el exceso de energía, contribuyendo a suavizar las variaciones de corriente y a eliminar señales no deseadas de alta frecuencia. La conexión a la red eléctrica garantiza que el filtro opere en condiciones similares a las reales,

mejorando la calidad de la señal y protegiendo el sistema de ruidos y fluctuaciones eléctricas.

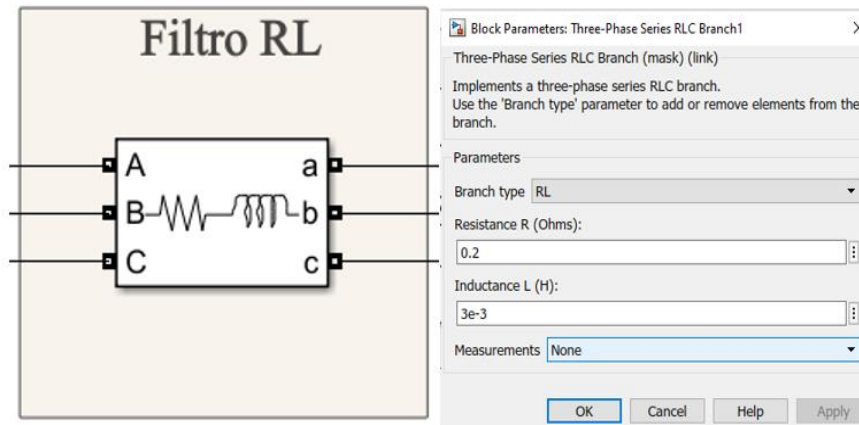


Figura 4.7. Características del filtro

El filtro RL, sirve para reducir las armónicas de alta frecuencia generadas por el inversor, suavizar la señal de salida, proteger los equipos conectados, garantizar la compatibilidad con los estándares de la red eléctrica y mejorar la estabilidad del sistema. Esto asegura que la energía entregada sea de alta calidad y que el sistema de energía renovable funcione de manera eficiente y confiable. Además, mediante un transformador trifásico 220 V/13.8 kV, se conecta con el sistema eléctrico de potencia de 3 barras.

4.2. Algoritmo de conductancia incremental para el MPPT

En la Figura 4.8 se introducen los controladores al sistema fotovoltaico, en el cual se tiene el bloque del MPPT, en esta parte se puede observar que se ingresan los valores de voltaje y corriente de la salida del sistema fotovoltaico al bloque de conductancia incremental (CI) el cual es el algoritmo que usa el MPPT para obtener la máxima potencia de transferencia. En la salida de este bloque se obtiene la corriente de referencia que servirá para el control del inversor además se obtiene la potencia que está generando el sistema fotovoltaico.

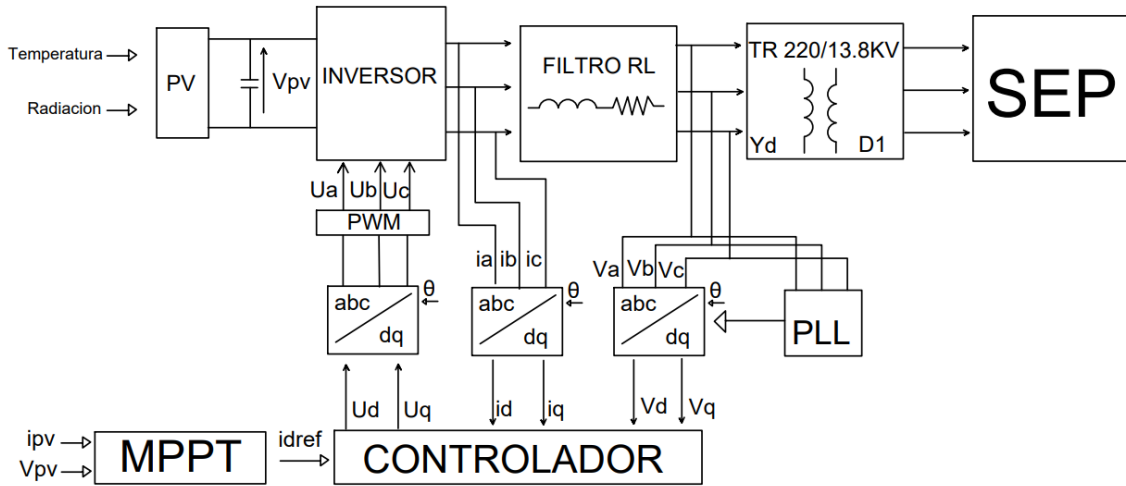


Figura 4.8. Introducción del MPPT y PLL al sistema.

El método de conductancia incremental estudiado en [16] se fundamenta en el hecho de que la pendiente de la curva de potencia de un panel solar es cero en el punto de máxima potencia (MPP), positiva cuando se está a la izquierda del MPP y negativa cuando se está a la derecha. Matemáticamente, esto se expresa como:

$$\begin{cases} \Delta P / \Delta V = 0 & \text{en el MPP} \\ \Delta P / \Delta V > 0 & \text{a la izquierda del MPP} \\ \Delta P / \Delta V < 0 & \text{a la derecha del MPP} \end{cases} \quad (4.1)$$

Considerando que

$$\frac{dP}{dV} = \frac{d(I \cdot V)}{dV} = I + V \frac{dI}{dV} \cong I + V \frac{\Delta I}{\Delta V} \quad (4.2)$$

Donde P representa la potencia activa del panel, que es el producto de la corriente I y el voltaje V en los terminales del panel. La derivada dP/dV indica cómo varía la potencia con respecto a cambios en el voltaje, proporcionando información clave sobre la pendiente de la curva potencia-voltaje. El término $d(I \cdot V)/dV$ expresa la derivada del producto de la corriente y el voltaje con respecto al voltaje. La derivada dI/dV mide cómo cambia la corriente al variar el voltaje, un factor crucial para ajustar el punto de operación del panel hacia el punto de máxima potencia (MPP). Finalmente, $\Delta I/\Delta V$ es una aproximación discreta de esta derivada, usada comúnmente en implementaciones prácticas donde se trabaja con incrementos finitos de corriente y voltaje en lugar de derivadas continuas, mediante (4.2) la ecuación (4.1)(4.2) puede reformularse así:

$$\begin{cases} \Delta I/\Delta V = -I/V & \text{en el MPP} \\ \Delta I/\Delta V > -I/V & \text{a la izquierda del MPP} \\ \Delta I/\Delta V < -I/V & \text{a la derecha del MPP} \end{cases} \quad (4.3)$$

El MPP se determina comparando la conductancia instantánea (I/V) con la conductancia incremental ($\Delta I/\Delta V$). Según el resultado de esta comparación, se ajusta el ciclo de trabajo del convertidor para acercarlo al punto de operación al MPP [16].

El algoritmo inicia obteniendo los valores actuales de corriente $I(t)$ y voltaje $V(t)$, y utiliza los valores previos $I(t - \Delta t)$ y $V(t - \Delta t)$ para calcular los cambios incrementales $\Delta I = I(t) - I(t - \Delta t)$ y $\Delta V = V(t) - V(t - \Delta t)$. En el Anexo 2 se encuentra el diagrama de flujo del algoritmo de conductancia incremental, utilizado para la programación en MATLAB.

```

Editor - Block: SistemaCon3Barras2019a/CI
CI x +
15 -   if (dV==0)
16 -       if dI~=0
17 -           if (dI>0)
18 -               Id=Id-d;
19 -           else
20 -               Id=Id+d;
21 -           end
22 -       end
23 -   else
24 -       if (dI/dV~-Ipv/Vpv)
25 -           if (dI/dV>-Ipv/Vpv)
26 -               Id=Id-d;
27 -           else
28 -               Id=Id+d;
29 -           end
30 -       end
31 -   end

```

Figura 4.9. Programación del MPPT en Matlab

Primero, en la Figura 4.9 se verifica si hubo una variación en el voltaje de operación entre ciclos. Si la hubo, se compara la conductancia incremental con la conductancia instantánea y se ajusta el ciclo de trabajo del convertidor. Si la conductancia incremental es mayor que la conductancia instantánea (con signo invertido), se está operando a la izquierda del MPP y se disminuye el ciclo de trabajo. Si es menor, se está operando a la derecha del MPP y se incrementa el ciclo de trabajo. Si son iguales, el punto de operación coincide con el MPP y no se necesita ninguna acción de control [16].

Si no hubo variación en el voltaje, se verifica si hubo un cambio en la corriente. Si no lo hubo, el sistema está en el MPP y no se requiere ajuste. Si hubo un cambio, indica que las condiciones atmosféricas han variado y es necesario ajustar el punto de operación, en el Anexo 5 se detalla el código de programación utilizado en el MPPT.

Este método presenta mejoras respecto a otros métodos MPPT, como el método Perturbar y Observar (P&O), ya que, teóricamente, una vez alcanzada la condición de derivada nula, se eliminan las oscilaciones en estado estacionario. Sin embargo, alcanzar un valor nulo de pendiente es raro debido a la cuantificación en la implementación digital [16].

4.3. Control no lineal para el inversor

El propósito fundamental de este control es garantizar que la potencia real P se alinee con el punto de máxima potencia PM . Como se ha mencionado antes, esta potencia se puede ajustar mediante la corriente en el eje i_d . En esta investigación, se utiliza un algoritmo MPPT basado en la técnica de Perturbar y Observar para generar la señal de referencia i_{dref} para la corriente i_d . Así, al ajustar i_d para que sea igual a i_{dref} la potencia activa P alcanzará su valor máximo, es decir, $P=PM$ [15].

Considerando las ecuaciones que representan la dinámica del modelo del sistema fotovoltaico en ejes dq:

$$\frac{di_d}{dt} = \omega i_q - \frac{r}{L} i_d + \frac{V_{dc}}{L} u_d - \frac{1}{L} v_{gd} \quad (4.4)$$

$$\frac{di_q}{dt} = -\omega i_d - \frac{r}{L} i_q + \frac{V_{dc}}{L} u_q - \frac{1}{L} v_{gq} \quad (4.5)$$

Donde i_d e i_q son las componentes de la corriente del sistema fotovoltaico en el marco de referencia d-q, donde i_d corresponde a la componente directa y i_q a la componente de cuadratura, r es la resistencia del sistema, que representa las pérdidas resistivas en el circuito, L es la inductancia del sistema, que se relaciona con la capacidad del sistema para almacenar energía en su campo magnético, V_{dc} es el voltaje del arreglo fotovoltaico de corriente continua (DC) que alimenta el inversor, u_d y u_q son las componentes directas y en cuadratura del ciclo de trabajo de la señal de modulación que controla el inversor, v_{gd} y v_{gq} son las componentes directas y en cuadratura del voltaje de red o el voltaje generada por el inversor.

Para validar el control, lo probaron introduciendo una falla

$$e_1 = i_d - i_{dref} \quad (4.6)$$

La misión del MPPT es lograr convertir e_1 en cero, quiere decir que la corriente real debe dar seguimiento a la señal que tenemos como referencia. Entonces derivando la ecuación (4.6) siguiendo la ecuación (4.4) nos da:

$$e_1 = -\frac{r}{L} * i_d + w i_q + \frac{V_{pv}}{L} U_d - \frac{1}{L} * e_{gd} - i_{dref} \quad (4.7)$$

En esta etapa, el objetivo es hacer que el error e_1 disminuya de manera exponencial, lo que se logra imponiendo la siguiente dinámica para :

$$e_1 = -c_1 e_1 \quad (4.8)$$

Aquí, c_1 es un parámetro de diseño positivo que determina la velocidad a la cual el error e_1 se reduce a cero. Este enfoque garantiza una convergencia rápida y estable del error, combinando las ecuaciones (4.7) y (4.8) se deriva la primera ley de control, que se expresa como:

$$U_d = \frac{L}{V_{pv}} (-c_1 e_1 + \frac{r}{L} * i_d - w i_q + \frac{1}{L} * e_{gd} + i_{dref}) \quad (4.9)$$

Esta ley de control proporciona una regla clara para ajustar la componente directa de voltaje U_d de manera que el error e_1 se minimice rápidamente. En consecuencia, la corriente i_d seguirá la señal de referencia i_{dref} , por lo tanto, la potencia real P alcanzará su punto de máxima potencia PM [15].

El segundo error a considerar se introduce de la siguiente manera:

$$e_2 = i_q - i_{dref} \quad (4.10)$$

Entonces derivando la ecuación (4.10) siguiendo la ecuación (4.5) nos da:

$$e_2 = -\frac{r}{L} * i_q + w i_d + \frac{V_{pv}}{L} U_q - \frac{1}{L} * e_{gq} \quad (4.11)$$

Para alcanzar un factor de potencia unitario, se debe buscar que el error e_2 se reduzca exponencialmente. Esto se logra imponiendo que su derivada e_2 se comporte de la siguiente manera:

$$e_2 = -c_2 e_2 \quad (4.12)$$

Donde $c_2 > 0$ es un parámetro de diseño. Finalmente, combinando las ecuaciones (4.11) y (4.12) se puede obtener la segunda ley de control U_q de la siguiente manera:

$$U_d = \frac{L}{V_{pv}} \left(-c_2 e_2 + \frac{r}{L} * i_q - w i_d + \frac{1}{L} * e_{gq} \right) \quad (4.13)$$

Dado que las dos leyes de control U_d y U_q están claramente definidas, la preocupación ahora es asegurar que la estabilidad del lazo cerrado esté completamente garantizada. Ahora se puede proceder a analizar la estabilidad del sistema en lazo cerrado. Para ello, es necesario comprobar que los controladores propuestos en las ecuaciones logran estabilizar el sistema completo con el vector de estado (e_1^2, e_2^2) [15]. Con este fin, se emplea la siguiente función de Lyapunov cuadrática:

$$V = \frac{1}{2} * e_1^2 + \frac{1}{2} * e_2^2 \quad (4.14)$$

Derivando (4.14) se obtiene:

$$\dot{V} = -c_1 e_1^2 - c_2 e_2^2 \quad (4.15)$$

Esto indica que $\dot{V} \leq 0$, lo que demuestra que el equilibrio $(e_1^2, e_2^2) = (0, 0)$ del sistema en lazo cerrado con el vector de estado (e_1^2, e_2^2) es globalmente asintóticamente estable (GAS) [15]. En otras palabras, esto significa que, para cualquier tiempo inicial t_0 y para cualquier condición inicial $(e_1(t_0), e_2(t_0))$ se cumple que:

$$\lim_{t \rightarrow \infty} (e_1(t), e_2(t)) \rightarrow (0, 0) \quad (4.16)$$

- El sistema en lazo cerrado mantiene una estabilidad de todo el sistema
- El error de seguimiento e_1 disminuye de manera significativa, lo que garantiza la efectividad del MPPT.
- El error e_2 tiende a cero, asegurando un factor de potencia igual a uno.

Además, se requiere de varios parámetros para obtener la señal delta del inversor los cuales se calculan en los bloques de Transformación, PLL y Control como se observa en la Figura 4.8. Dentro del bloque de transformación se ingresan el voltaje y la corriente obtenidos en la salida del inversor para obtener los voltajes y corrientes de eje directo y cuadratura como se puede observar en la Figura 4.10.

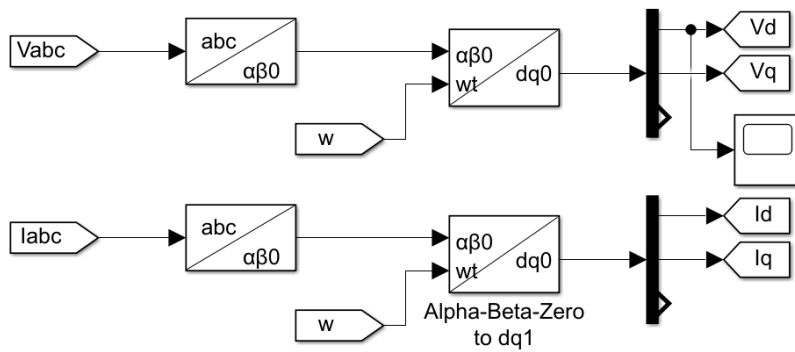


Figura 4.10. Bloque de transformación de componentes abc a dq0

En la Figura 4.8, se presenta el bloque "PLL", el cual es responsable de obtener el ángulo instantáneo de la señal sinusoidal, que varía linealmente con el tiempo y se sincroniza con el sistema eléctrico de potencia a partir del voltaje. Este parámetro es fundamental para el correcto funcionamiento de sistemas que requieren sincronización de fase, evitando así desajustes de fase que podrían comprometer la estabilidad del sistema. La sincronización precisa es crucial, especialmente en aplicaciones donde la integración de fuentes de energía renovable, como los sistemas fotovoltaicos, debe ser realizada sin introducir perturbaciones que afecten la calidad del suministro eléctrico. De este modo, el bloque PLL asegura que el sistema fotovoltaico opere en fase con la red eléctrica, minimizando la posibilidad de fluctuaciones o pérdidas de eficiencia en la transmisión de energía.

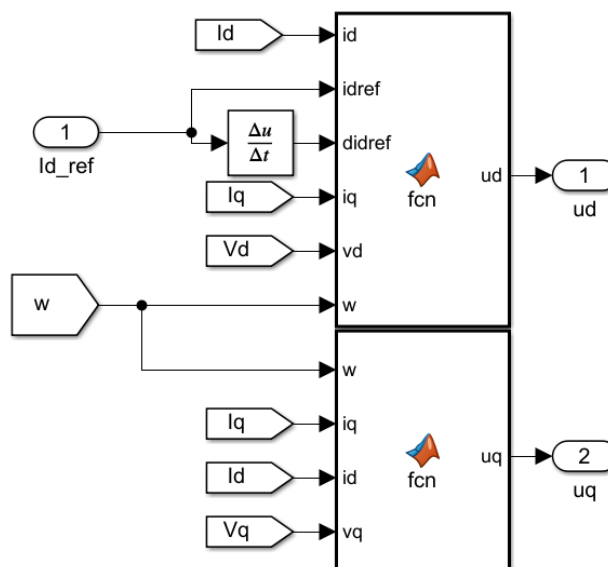


Figura 4.11. Cálculo de los componentes directo y cuadratura de voltaje para el control no lineal

Como se observa en la Figura 4.11 se utilizan bloques de función para el control no lineal en los cuales se usan los voltajes y corrientes de eje directo y cuadratura obtenidos de los bloques de transformación además de la corriente de referencia obtenido del MPPT.

En la Figura 4.12 se muestra el bloque de Control, en el que los valores obtenidos del control no lineal son transformados a parámetros α, β y zero, y posteriormente a parámetros abc . Para obtener la señal de referencia del inversor, se utiliza el bloque "PWM Generator (2-Level)" en Simulink, que genera pulsos para un convertidor de dos niveles controlado por modulación por ancho de pulso (PWM). Este bloque puede controlar dispositivos de conmutación de puente trifásico, medio puente monofásico o puente completo monofásico (con modulación unipolar o bipolar). Cuando se selecciona el modo de operación "Sincronizado", se agrega una segunda entrada al bloque y se desactiva la generación interna de la señal moduladora, utilizando la entrada 2 (wt) para sincronizar la portadora. Este bloque es crucial para la correcta conmutación y sincronización del inversor en sistemas de energía renovable conectadas a la red.

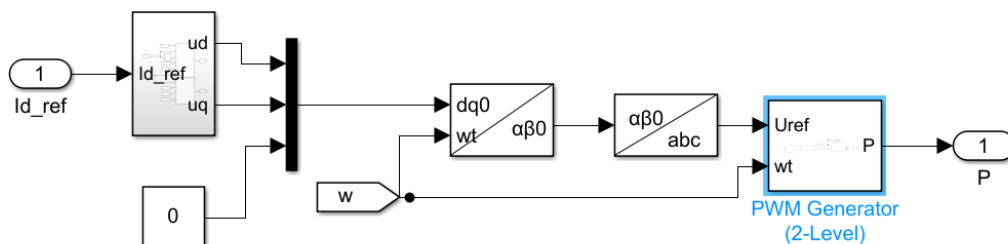


Figura 4.12. Bloque del control no lineal

Posteriormente, se presenta en el inversor en el que mediante los circuitos electrónicos de potencia convierte la señal continua en señal alterna, Simulink tiene un bloque denominado "Universal Bridge", el cual se puede configurar sus parámetros para hacer referencia a un puente de IGBT ideal para la simulación del circuito inversor como se muestra en la Figura 4.13.

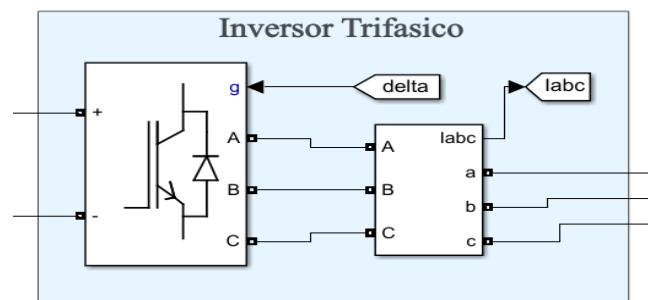


Figura 4.13. Inversor del sistema

4.4. Selección del sistema de pruebas

Para llevar a cabo nuestros análisis, hemos seleccionado un sistema eléctrico de potencia (SEP) de tres barras como se muestra en la Figura 4.14. Este sistema, aunque sencillo, es lo suficientemente representativo para realizar un análisis detallado del flujo de carga. El sistema de tres barras está configurado de la siguiente manera:

- Barra 1: Se encuentra el generador Slack, que representa el sistema. Este generador tiene la responsabilidad de mantener el equilibrio en el sistema, ajustando su generación para igualar la demanda y las pérdidas del sistema.
- Barra 2: En esta barra se conectará el nuevo sistema fotovoltaico. Esta barra representa la integración de la energía renovable al SEP, permitiendo evaluar el impacto de la generación distribuida en la estabilidad y operación del sistema.
- Barra 3: Está conectada a la carga del sistema. Aquí se simula la demanda de energía que se consume en el sistema, lo que nos permite estudiar cómo afecta la variación en la carga al comportamiento global del sistema.

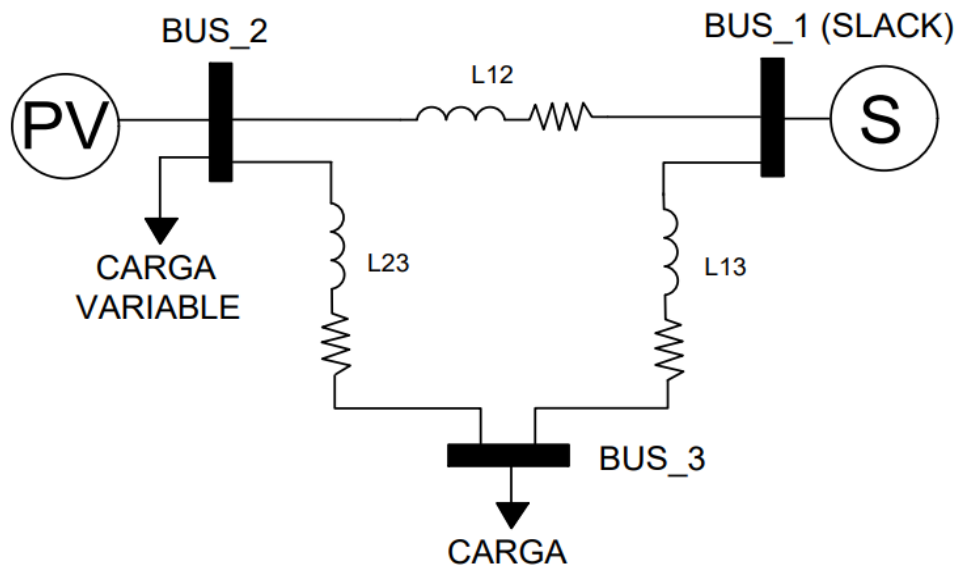


Figura 4.14. Sistema de tres barras

4.5. Casos de Estudio

En este estudio, se evaluará la salida de potencia del sistema fotovoltaico y su efecto en el sistema eléctrico de potencia (SEP) bajo diversas condiciones de carga, comparando escenarios con y sin el uso de *Maximum Power Point Tracking* (MPPT) y PLL.

Inicialmente, se analizará la variabilidad de la salida de potencia fotovoltaica en función de la irradiancia solar y la temperatura, permitiendo una comparación del rendimiento del sistema en ambos casos. Este análisis destacará las diferencias en la eficiencia de extracción de energía y cómo estas variaciones impactan el comportamiento global del SEP.

Se explorará cómo las alteraciones en la carga influyen en la estabilidad dinámica del SEP, enfocándose especialmente en la estabilidad del voltaje y la frecuencia. Se examinará la interacción entre las fluctuaciones de carga y la generación fotovoltaica, evaluando el propósito del MPPT y el PLL en la mejora de la estabilidad del sistema frente a estos cambios. Este análisis es esencial para comprender el impacto de la integración de energías renovables en la operación y seguridad del SEP. Los hallazgos de esta investigación ofrecerán recomendaciones prácticas para optimizar la integración de energías renovables en los sistemas eléctricos, promoviendo un uso más eficiente y sostenible de estos recursos.

4.5.1. Determinar el punto de estudio

Se conectará el sistema fotovoltaico Figura 4.15, en la segunda barra para observar la variación que tendrá en el sistema. Además, se implementarán interruptores automáticos para el cambio de carga automático y se analizará cómo se comporta el sistema eléctrico de potencia en ese estado

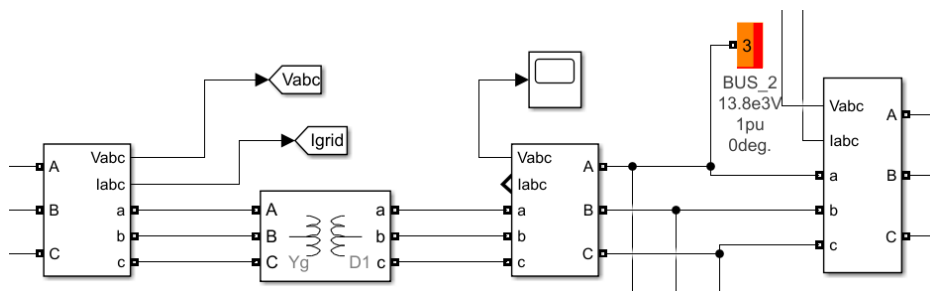


Figura 4.15. Conexión del sistema fotovoltaico al SEP

El sistema fotovoltaico está conectado al sistema eléctrico de potencia a través de la barra 2 (BUS 2) del diagrama eléctrico mostrado en la Figura 4.14. Este sistema de potencia consta de tres barras: BUS 1, BUS 2 y BUS 3. En la barra 1 (BUS 1) se encuentra el generador principal (slack), mientras que en la barra 3 (BUS 3) está conectada una carga de 50 kW. Además del sistema fotovoltaico, en la barra 2 se conecta una carga variable que aumentará en los tiempos de 0.85, 1.15 y 1.45 segundos para simular condiciones de

carga baja, media y alta como se ve en la Figura 4.16, con el objetivo de observar el comportamiento del sistema ante estos eventos.

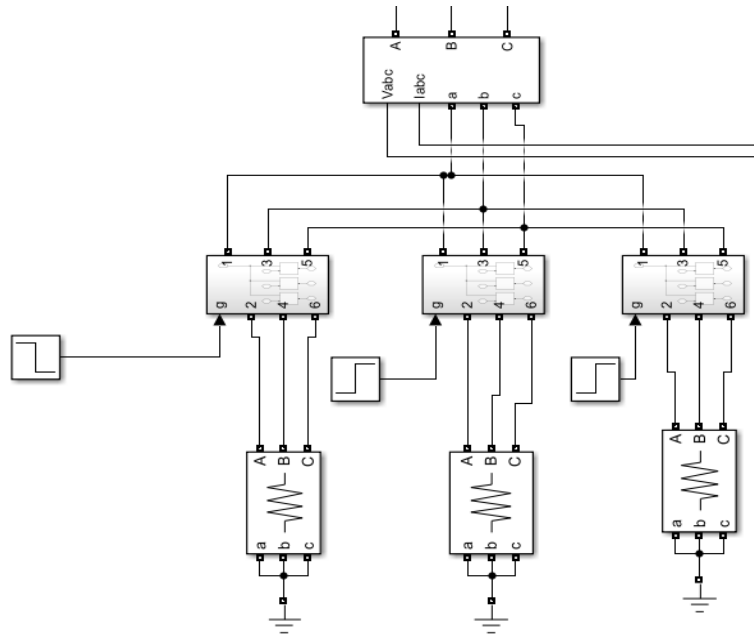


Figura 4.16. Cargas variables en la barra 2 del SEP

5. ANÁLISIS DE RESULTADOS

El presente análisis se centra en la evaluación del comportamiento del sistema eléctrico de potencia (SEP) ante la integración de generación fotovoltaica, bajo condiciones de carga baja, media y alta. Se comparan escenarios con y sin la implementación de controladores de *Maximum Power Point Tracking* (MPPT) y *Phase-Locked Loop* (PLL), destacando las diferencias en la eficiencia de extracción de energía fotovoltaica. Este apartado se detalla en el Anexo 4 que muestra el desarrollo de la simulación del sistema de generación fotovoltaica, tal como se observa en la Figura 4.8, conectado a un sistema eléctrico de potencia de 3 barras, representado en la Figura 4.14. Se examinan las fluctuaciones en la potencia generada debido a variaciones en la irradiancia, y cómo estas afectan la estabilidad dinámica del SEP, con un enfoque particular en la estabilidad del voltaje.

5.1. Escenario 1: Introducción del sistema fotovoltaico en el SEP con MPPT y PLL

5.1.1. Análisis del sistema fotovoltaico en el escenario 1

5.1.1.1. Voltaje y corriente del arreglo fotovoltaico

Durante los primeros 0.4 segundos de simulación, el Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) opera sin la intervención del sistema fotovoltaico, lo cual permite observar su comportamiento inherente en condiciones normales de operación. Posteriormente, el sistema fotovoltaico comienza a inyectar potencia en función de una variación escalonada de la irradiancia solar, que se establece en 600 W/m^2 a los 0.4 segundos, incrementándose a 800 W/m^2 a los 0.7 segundos, luego a 1000 W/m^2 a los 1.0 segundos, y finalmente disminuyendo a 900 W/m^2 a los 1.3 segundos. La temperatura ambiente se mantiene constante en 25°C durante todo el proceso.

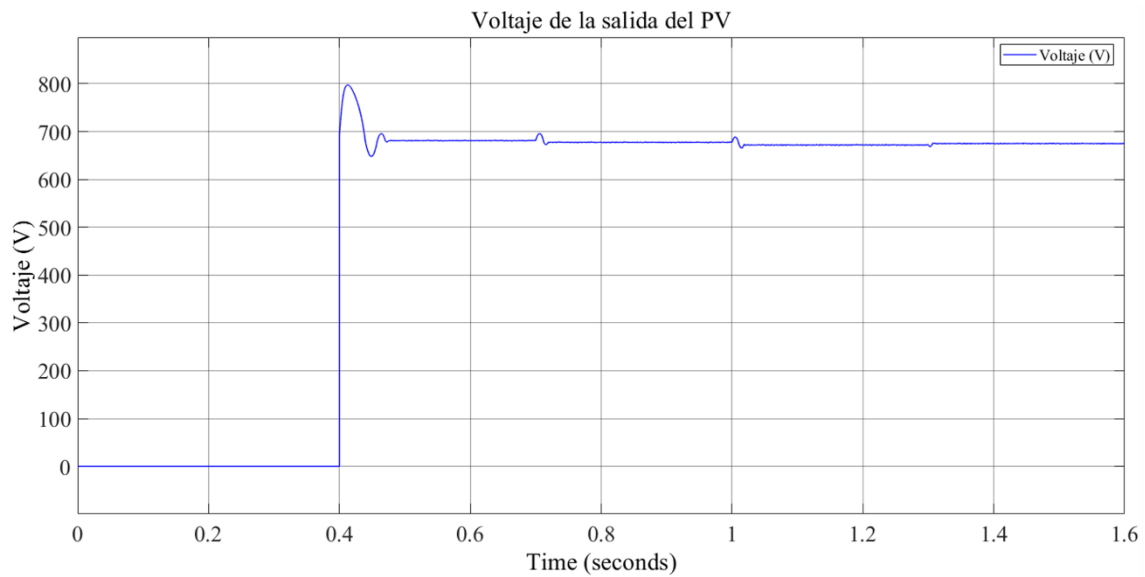


Figura 5.1. Voltaje de la salida del PV

En la Figura 5.1, se ilustran las variaciones de voltaje a lo largo del tiempo, reflejando los efectos de la generación fotovoltaica sobre la estabilidad del sistema. De manera complementaria, la Figura 5.2 expone las fluctuaciones de corriente, correlacionando los valores de irradiancia con los cambios observados en la magnitud de la corriente generada. Cabe destacar que la perturbación causada por los cambios de irradiancia tiene una duración de 20 milisegundos; pasado este tiempo, tanto el voltaje como la corriente retornan a un estado de estabilidad, manteniéndose estables hasta el siguiente cambio en la irradiancia.

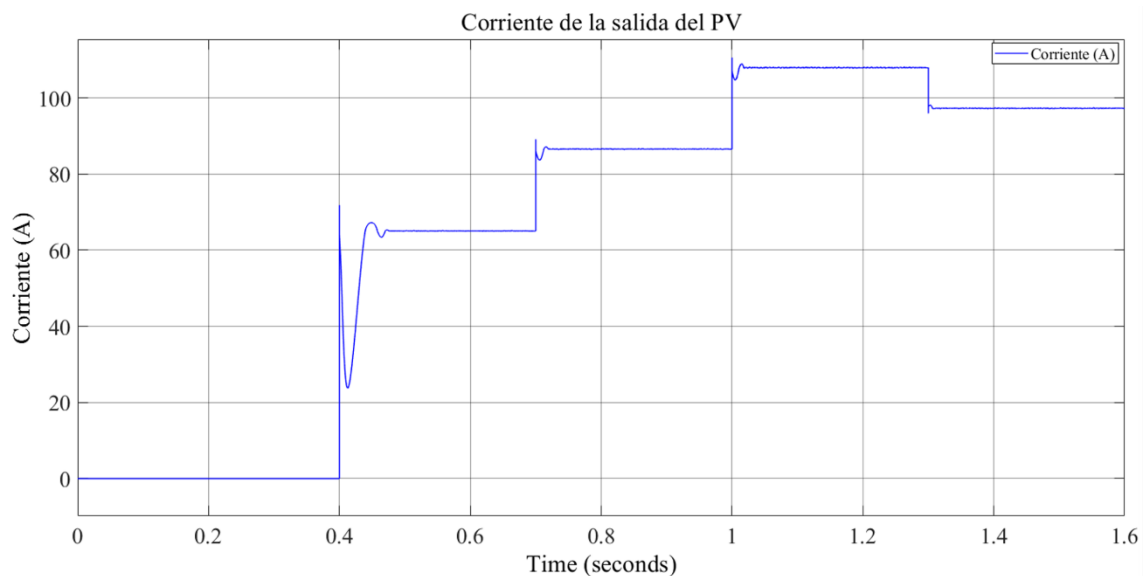


Figura 5.2. Corriente obtenido de la salida del PV

5.1.1.2. Potencia ideal vs potencia medida

En la Figura 5.3 se presenta una comparación entre la potencia ideal que debería generar el sistema fotovoltaico y la potencia real generada por el sistema. La curva de potencia ideal se calcula bajo condiciones óptimas de operación, considerando factores como irradiancia solar constante y temperatura óptima. En contraste, la curva de potencia real muestra las variaciones en la generación debidas a factores reales del entorno y las características operativas del sistema.

Al comenzar la generación de potencia a los 0.4 segundos, se observa una perturbación significativa en la Figura 5.3 que persiste durante 0.1 segundos. Este comportamiento se debe a la respuesta dinámica del sistema fotovoltaico al iniciar su operación, donde factores como la inercia del sistema y las variaciones iniciales de irradiancia influyen en la estabilidad temporal de la potencia generada. Posteriormente, en los intervalos de 0.7, 1.0 y 1.3 segundos, las perturbaciones causadas por los cambios en la irradiancia solar se limitan a una duración de 20 milisegundos, lo que indica una rápida estabilización del sistema.

Como se puede observar, la potencia real generada por el sistema fotovoltaico presenta fluctuaciones y desviaciones respecto a la potencia ideal. Estas discrepancias se atribuyen a la presencia de variaciones en la irradiancia solar y a la eficiencia del sistema de control bajo condiciones dinámicas.

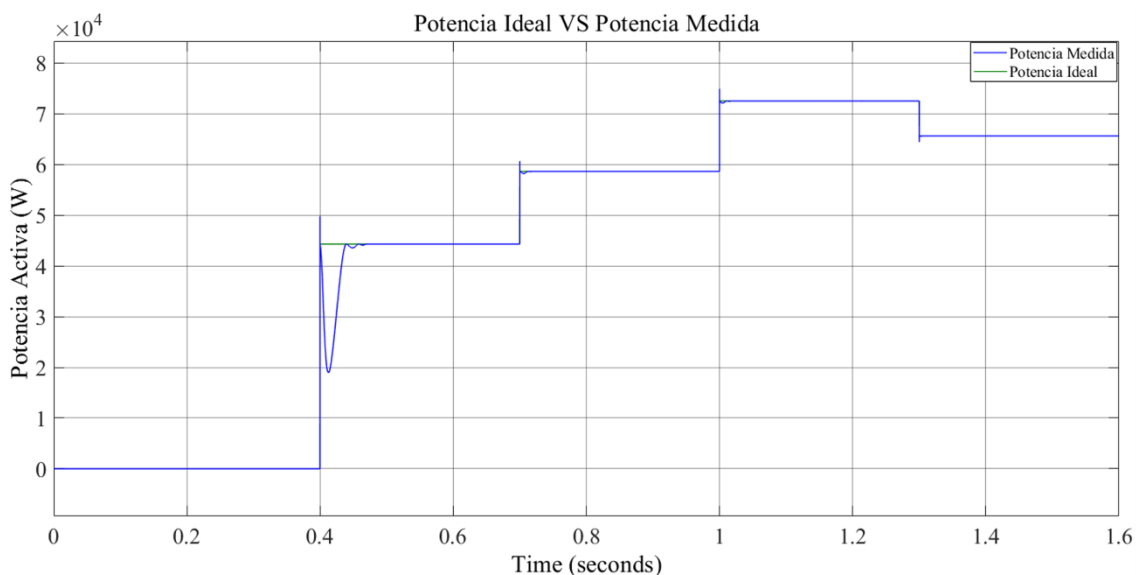


Figura 5.3. Potencia ideal vs Potencia medida

5.1.1.3. Corriente de referencia del MPPT vs corriente directa

La corriente de referencia medida en la salida del MPPT se superpone con la corriente directa. Esto se debe a que el algoritmo del MPPT busca constantemente alcanzar el punto de máxima potencia, aproximándose al valor ideal, como se observa en la Figura 5.4. Este comportamiento es fundamental para asegurar que el sistema fotovoltaico opere a su máxima eficiencia, optimizando la conversión de energía solar en energía eléctrica. Al mantener la corriente cercana a la referencia ideal, el MPPT garantiza que se extraiga la mayor cantidad de energía posible de los paneles solares, incluso bajo condiciones variables de irradiancia y temperatura. Este proceso es crucial para maximizar el rendimiento y la eficiencia del sistema fotovoltaico a lo largo del tiempo.

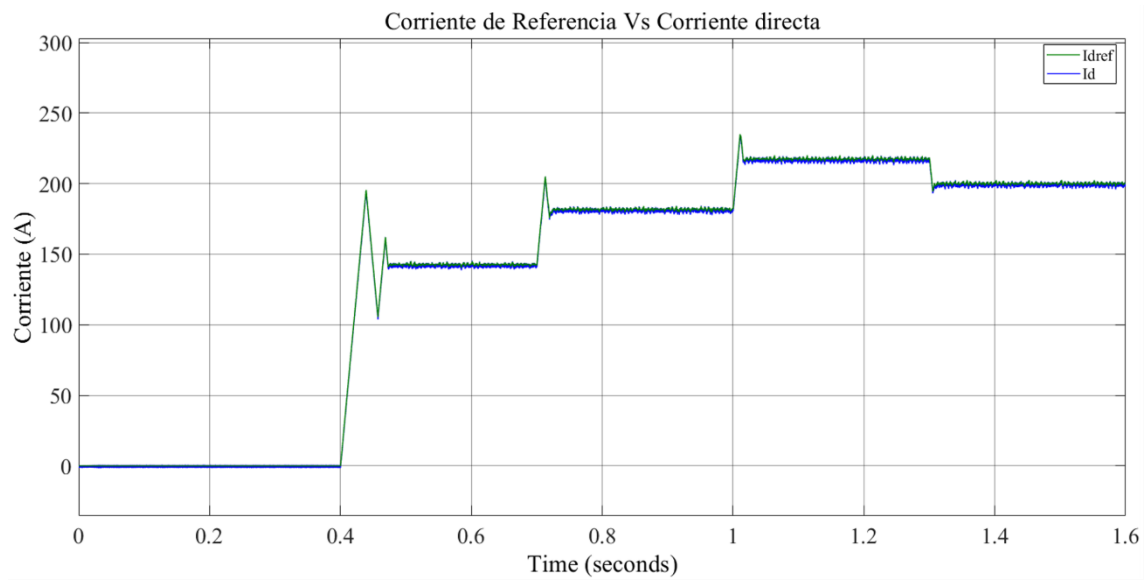


Figura 5.4. Corriente de referencia vs Corriente directa

5.1.1.4. Corriente y voltaje medidos en la salida del inversor

En la Figura 5.5 se observa el comportamiento de la corriente en la salida del inversor, con valores de 140, 180, 215 y 198 A, bajo diferentes niveles de irradiancia. Estos valores indican cómo varía la corriente en respuesta a las fluctuaciones de la irradiancia, demostrando la capacidad del sistema para adaptarse a las condiciones cambiantes.

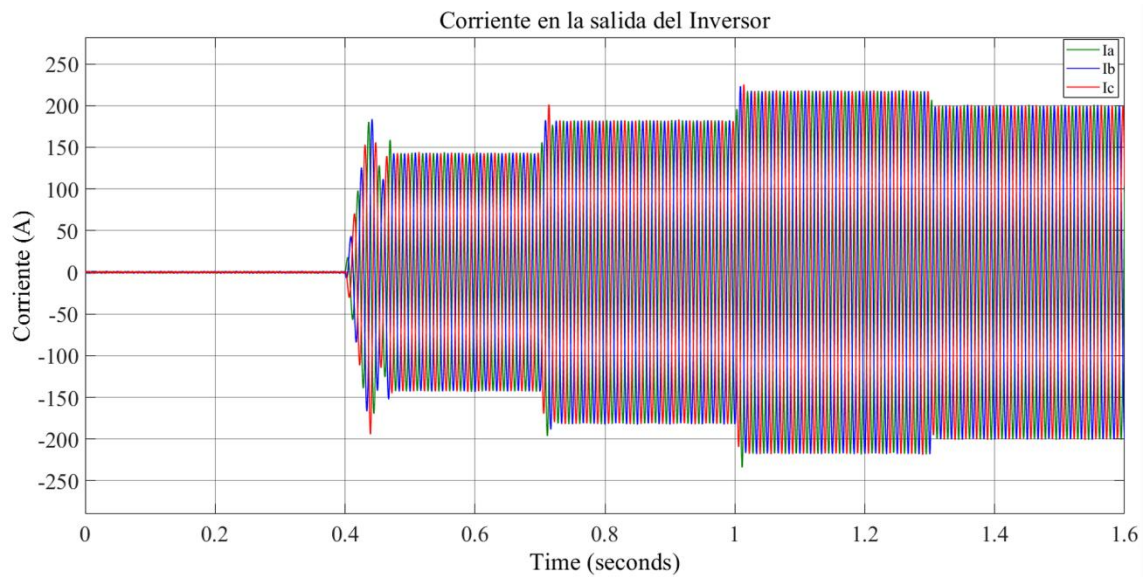


Figura 5.5. Corriente de la salida del inversor

Además, como se muestra en la Figura 5.6, las fases se encuentran desfasadas 120° , lo cual es de suma importancia para mantener el equilibrio y la eficiencia del sistema trifásico. Este desfase asegura que las cargas se distribuyan uniformemente y que el sistema opere de manera estable y eficiente.

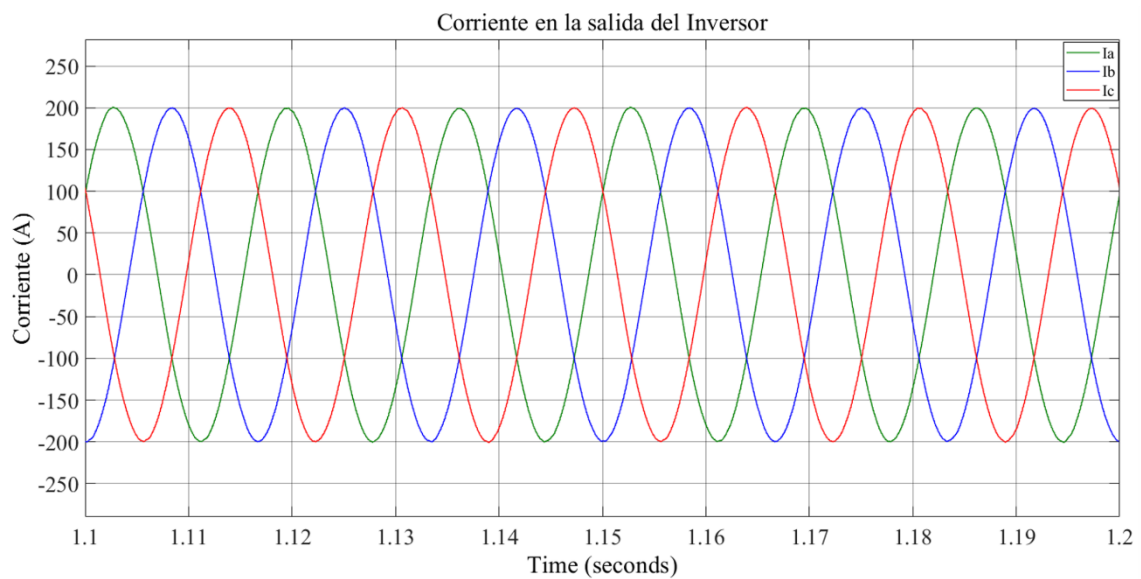


Figura 5.6. Corriente del inversor ampliado entre 1.1 y 1.2 segundos

El voltaje de la salida del inversor es de $220 V_{RMS}$ como se muestra en la Figura 5.7, a diferencia de la corriente, permanece constante a lo largo del tiempo, lo cual es el efecto deseado. Además, al igual que la corriente, mantiene un desfase de 120° entre fases. La constancia de el voltaje y el desfase correcto aseguran que el sistema pueda manejar variaciones en la carga y en la irradiancia sin comprometer su desempeño.

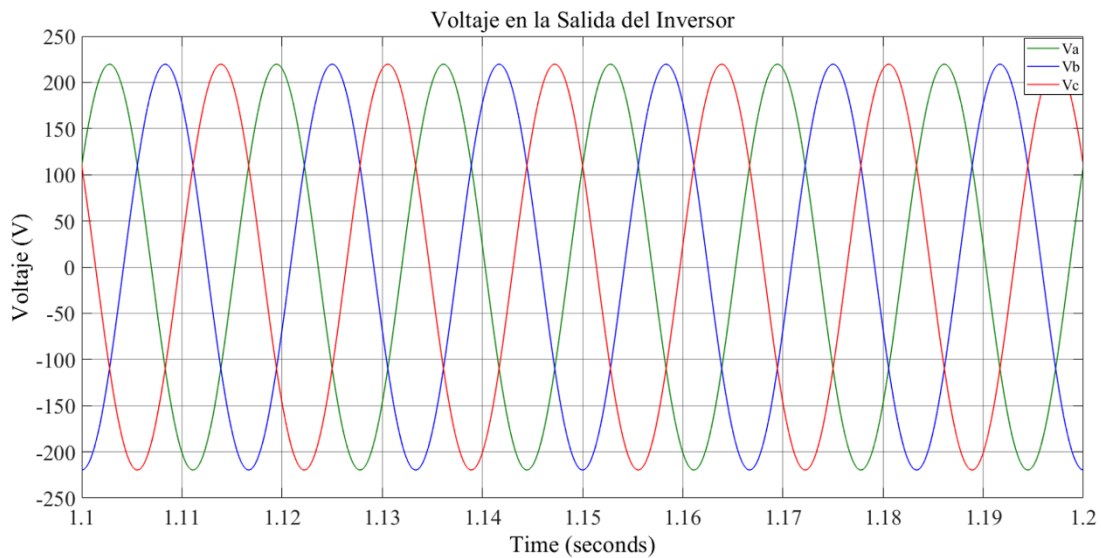


Figura 5.7. Voltaje de la salida del inversor ampliado entre 1.1 y 1.2 segundos

5.1.1.5. Corriente vs Voltaje en la salida del inversor

Es de gran importancia que la corriente y el voltaje estén sincronizados entre sí debido a la necesidad de mantener un sistema eléctrico eficiente y estable. La sincronización asegura que la energía se transfiera de manera efectiva, minimizando pérdidas y evitando problemas como la distorsión armónica y el desbalance de fases. Una sincronización adecuada también permite una mejor calidad de la energía suministrada, lo cual es crucial para el correcto funcionamiento de los equipos conectados al sistema. Como se puede observar en la Figura 5.8, la corriente y el voltaje están en perfecta sincronía, lo que demuestra la efectividad del sistema de control implementado para mantener este equilibrio.

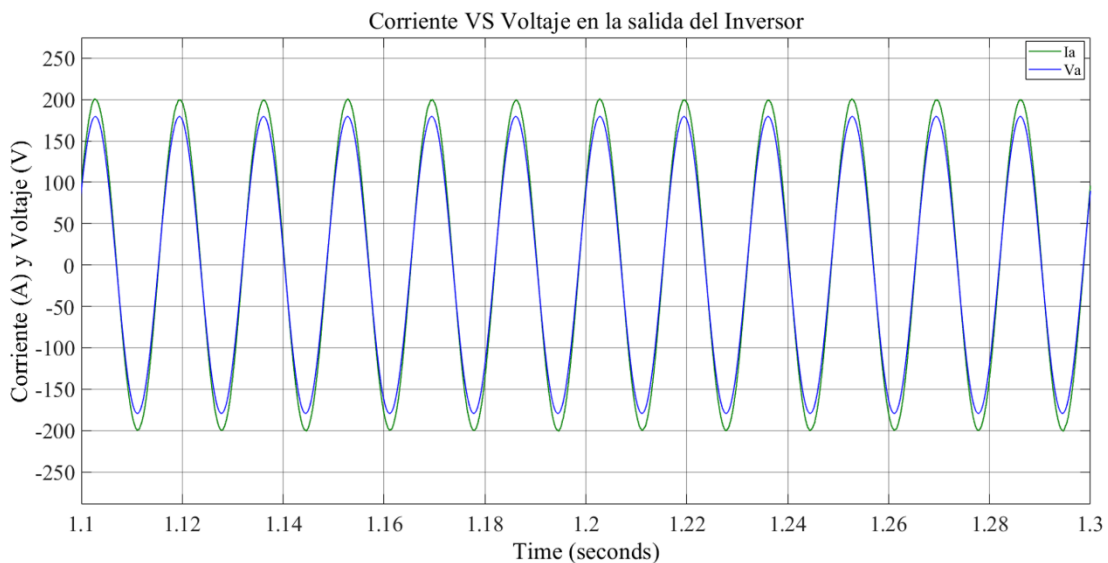


Figura 5.8. Corriente vs voltaje del inversor ampliado entre 1.1 y 1.3 segundos

5.1.1.6. Potencia de referencia vs potencia medida en la salida del inversor

La potencia activa resultante a la salida del inversor muestra pérdidas de potencia en comparación con el valor ideal, como se muestra en la Figura 5.9. Esto se debe a varios factores, entre los cuales se incluyen las pérdidas inherentes al proceso de conversión de energía, como las pérdidas en el circuito de conmutación y en los componentes del inversor, así como las pérdidas debido a la eficiencia no ideal de la misma. La figura proporciona una visualización clara de estas diferencias, permitiendo una mejor comprensión de la eficiencia del sistema y la identificación de áreas para posibles mejoras.

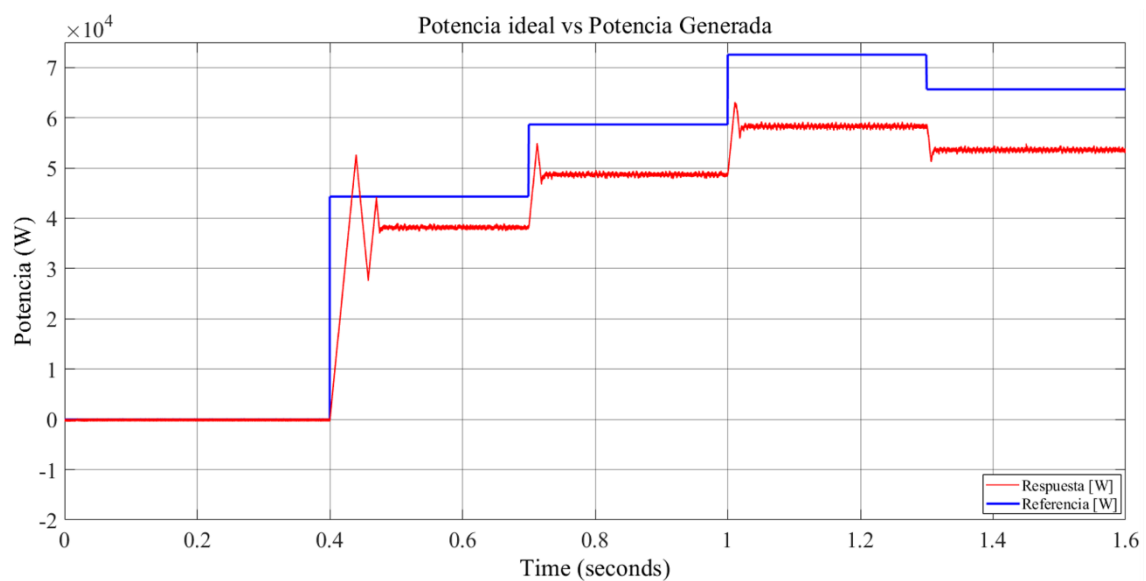


Figura 5.9. P.A. referencia VS P.A. medida

5.1.1.7. Potencia reactiva medida en la salida del inversor

El sistema, al tener cargas netamente resistivas, no genera mucha potencia reactiva, a diferencia de un sistema con cargas inductivas. Por esta razón, en la Figura 5.10 se muestra que la potencia reactiva medida en la salida del inversor es de apenas 1 kVAr. Con este bajo nivel de potencia reactiva, el sistema opera de manera más eficiente, ya que la mayor parte de la potencia suministrada se convierte en potencia activa útil, reduciendo las pérdidas asociadas a la potencia reactiva.

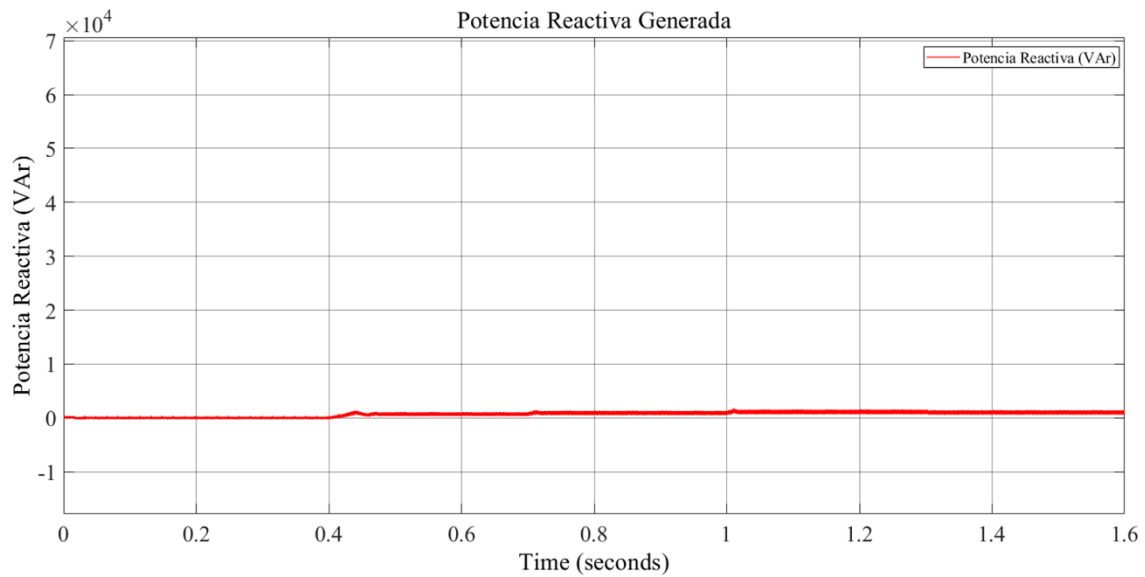


Figura 5.10. Potencia reactiva de la salida del inversor

5.1.1.8. Factor de potencia del sistema fotovoltaico

En la Figura 5.11 se muestra que el factor de potencia del sistema fotovoltaico oscila entre -1.00 y 1.00 p.u. durante los primeros 0.4 segundos, cuando aún no hay generación activa. Este fenómeno puede atribuirse a la transición dinámica del sistema al inicio de la generación fotovoltaica, donde el sistema ajusta su balance entre potencia activa y reactiva. Las fluctuaciones en el factor de potencia reflejan este proceso de ajuste y adaptación. Después de los 0.4 segundos, el factor de potencia se estabiliza en 1 p.u., indicando que el sistema está operando de manera óptima. Mantener el factor de potencia en 1.00 p.u. es crucial para la eficiencia y el rendimiento del sistema. Un factor de potencia de 1.00 p.u. significa que toda la potencia suministrada por el inversor se convierte en potencia activa, sin componentes reactivos. Esto implica una transferencia de energía casi perfecta, sin pérdidas significativas asociadas a la potencia reactiva. Además, un factor de potencia de 1.00 p.u. contribuye a minimizar las cargas reactivas en el sistema eléctrico, mejorando la estabilidad y reduciendo el riesgo de sobrecargas y problemas de calidad de la energía. La capacidad del inversor para mantener un factor de potencia de 1.00 p.u. demuestra su eficiencia y su habilidad para operar eficazmente bajo las condiciones de carga establecidas.

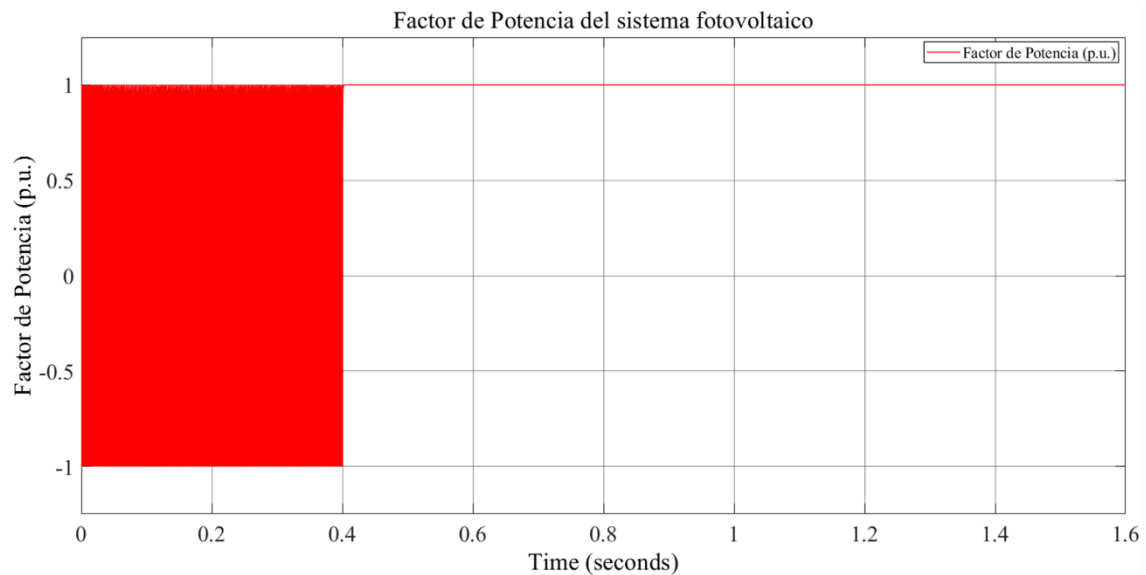


Figura 5.11. FP del sistema fotovoltaico

5.1.2. Análisis del sistema eléctrico de potencia en el escenario 1

5.1.2.1. Potencia activa y reactiva en la barra 2

La potencia activa en la barra 2 comienza en aproximadamente 340 kW durante los primeros 0.4 segundos, cuando el sistema está en un escenario de baja carga. Luego, se presenta una perturbación de 0.1 segundos, reduciendo la potencia a 287 kW, la cual se estabiliza hasta los 0.7 segundos, cuando la irradiancia varía y el sistema reduce la potencia activa a 271 kW. A los 0.85 segundos, al pasar a un escenario de carga media, la potencia aumenta a 291 kW. Posteriormente, a los 1.0 segundos, otra variación en la irradiancia reduce la potencia a 277 kW. A los 1.15 segundos, al entrar en un escenario de alta carga, la potencia sube a 297 kW. A los 1.3 segundos, una nueva variación de irradiancia provoca un incremento de la potencia a 304 kW. Finalmente, a los 1.45 segundos, cuando el sistema vuelve a un escenario de carga media, la potencia disminuye a 284 kW. Estas variaciones reflejan cómo el sistema ajusta la producción de energía en función de las diferentes condiciones de carga y la energía generada por el sistema fotovoltaico. La Figura 5.12 ilustra cómo estas dinámicas son cruciales para comprender el rendimiento del sistema bajo distintos escenarios de carga.

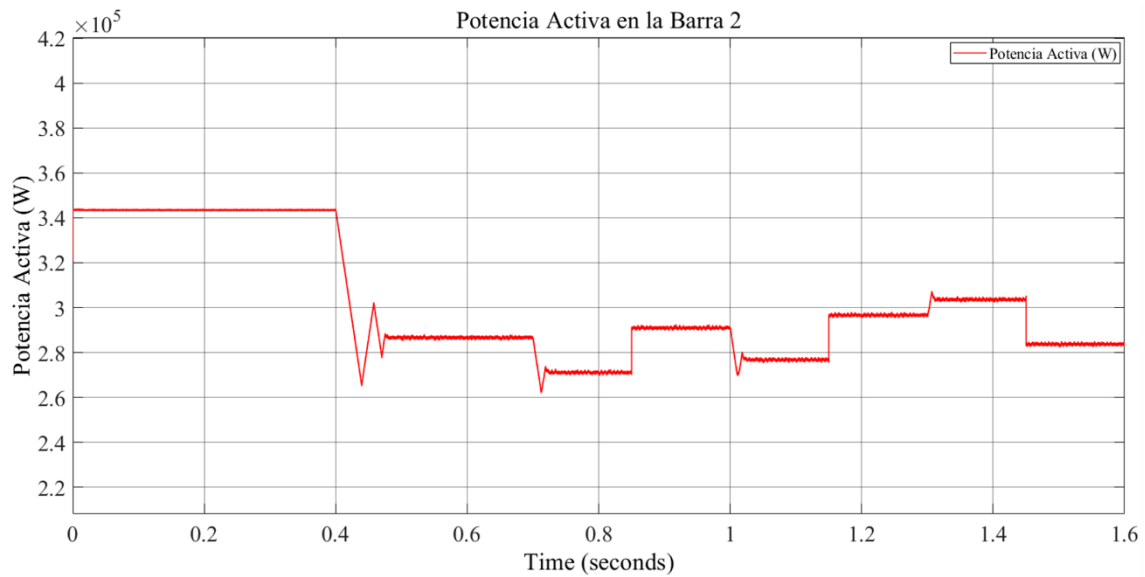


Figura 5.12. Potencia activa de la barra 2

La potencia reactiva en la Figura 5.13 se comporta de manera similar a los cambios en la generación a lo largo de los tiempos indicados. Esto sugiere que la potencia reactiva también está influenciada por las variaciones en la carga y, en consecuencia, por la generación de energía del sistema fotovoltaico. La correspondencia entre la potencia reactiva y las fluctuaciones en la generación indica que el sistema está ajustando sus componentes reactivos en respuesta a las variaciones en la potencia activa generada. Este comportamiento es importante porque la capacidad del sistema para manejar la potencia reactiva de manera efectiva contribuye a la estabilidad de voltaje del sistema eléctrico.

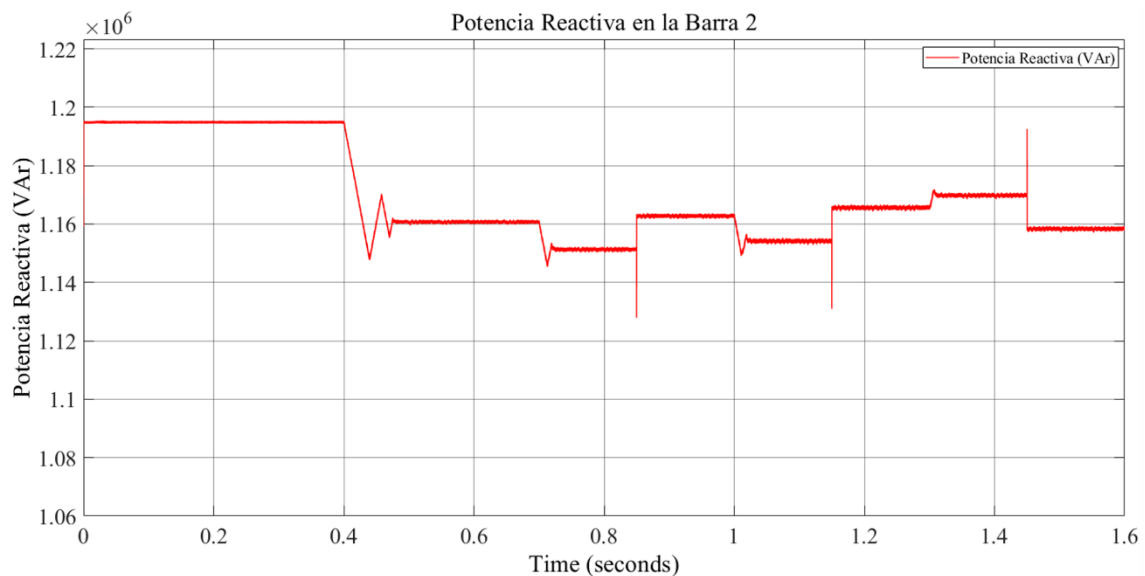


Figura 5.13. Potencia reactiva de la barra 2

5.1.2.2. Potencia activa y reactiva en la barra 1

La potencia activa en la barra 1, que actúa como barra slack o de referencia, comienza en aproximadamente 416 kW durante los primeros 0.4 segundos, en un escenario de baja carga. A los 0.4 segundos, se produce una perturbación que dura 0.1 segundos, reduciendo la potencia a 361 kW, la cual se estabiliza hasta los 0.7 segundos, momento en el cual la irradiancia varía y el sistema ajusta la potencia activa a 346 kW. A los 0.85 segundos, cuando la carga entra en un escenario de media carga, la potencia sube a 366 kW. Posteriormente, a los 1.0 segundos, otra variación en la irradiancia reduce la potencia a 351 kW. A los 1.15 segundos, con el sistema en un escenario de alta carga, la potencia aumenta a 371 kW. A los 1.3 segundos, una nueva variación de irradiancia provoca un incremento de la potencia a 378 kW. Finalmente, a los 1.45 segundos, cuando la carga vuelve a un escenario de carga media, la potencia disminuye a 358 kW. Estas variaciones demuestran la capacidad de la barra slack para adaptarse a las condiciones cambiantes del sistema, asegurando que la demanda de energía sea cubierta de manera efectiva y manteniendo la estabilidad del sistema eléctrico. La Figura 5.14 ilustra cómo estas dinámicas son esenciales para entender el comportamiento del sistema bajo diferentes escenarios de carga y generación.

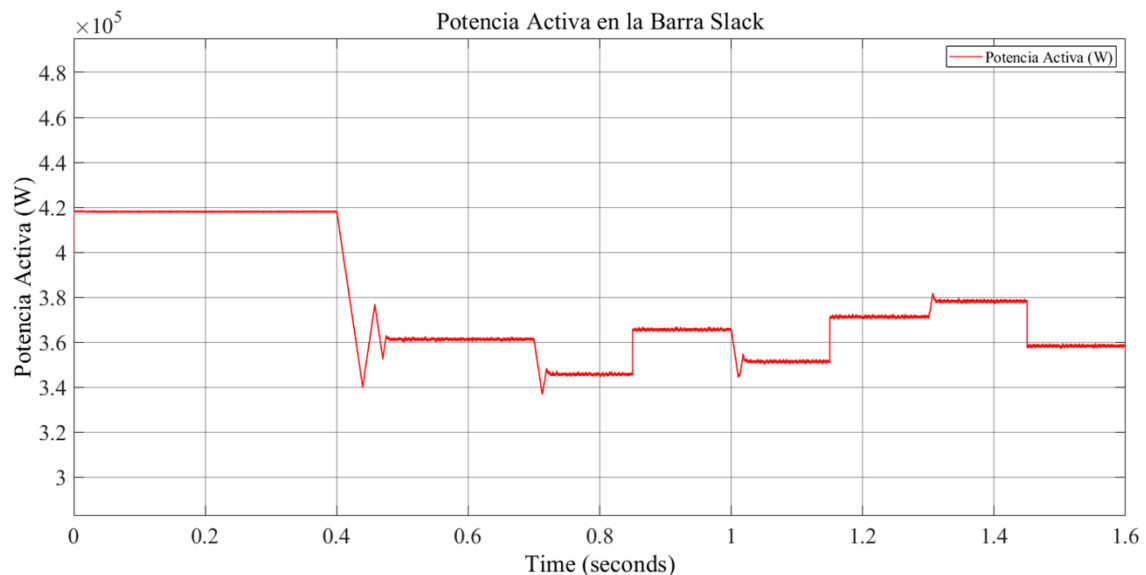


Figura 5.14. Potencia activa de la barra 1

De manera similar, la Figura 5.15 muestra el comportamiento de la potencia reactiva en la barra slack, evidenciando cómo esta se ajusta para equilibrar las necesidades del sistema en respuesta a los cambios de carga y variaciones en la irradiancia solar.

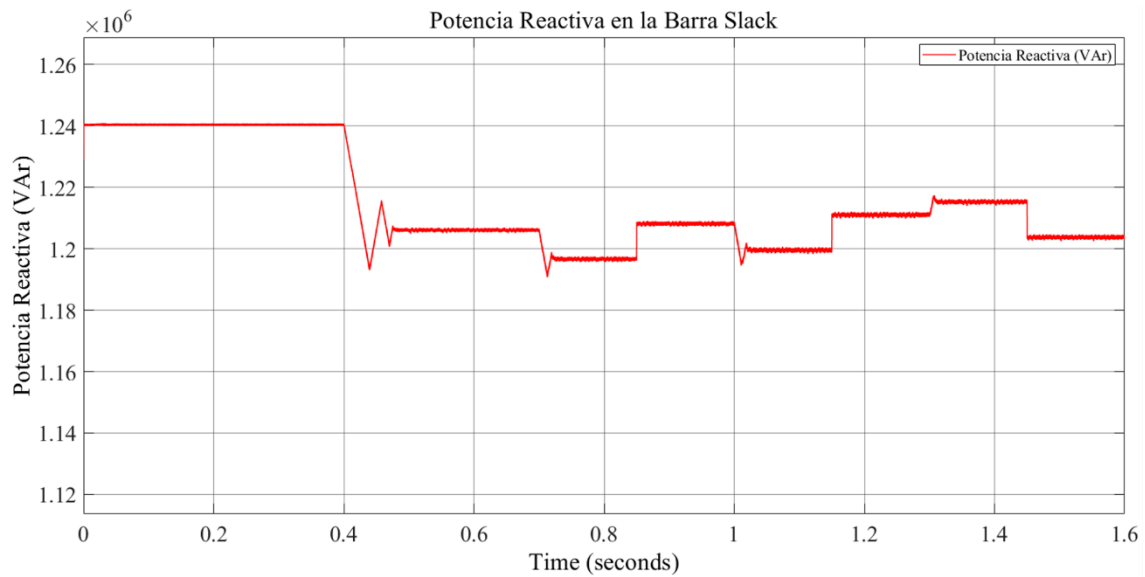


Figura 5.15. Potencia reactiva de la barra 1

5.1.2.3. Potencia activa y reactiva en la barra 3

En la barra 3 solo existe una carga constante netamente resistiva, por tanto, no hay generación en esta barra, lo cual deriva en que el comportamiento de esta barra, tanto en potencia activa como reactiva, sea constante con una potencia activa de 75 kW, como se aprecia en la Figura 5.16 y una potencia de 43.2 kVAR en la Figura 5.17.

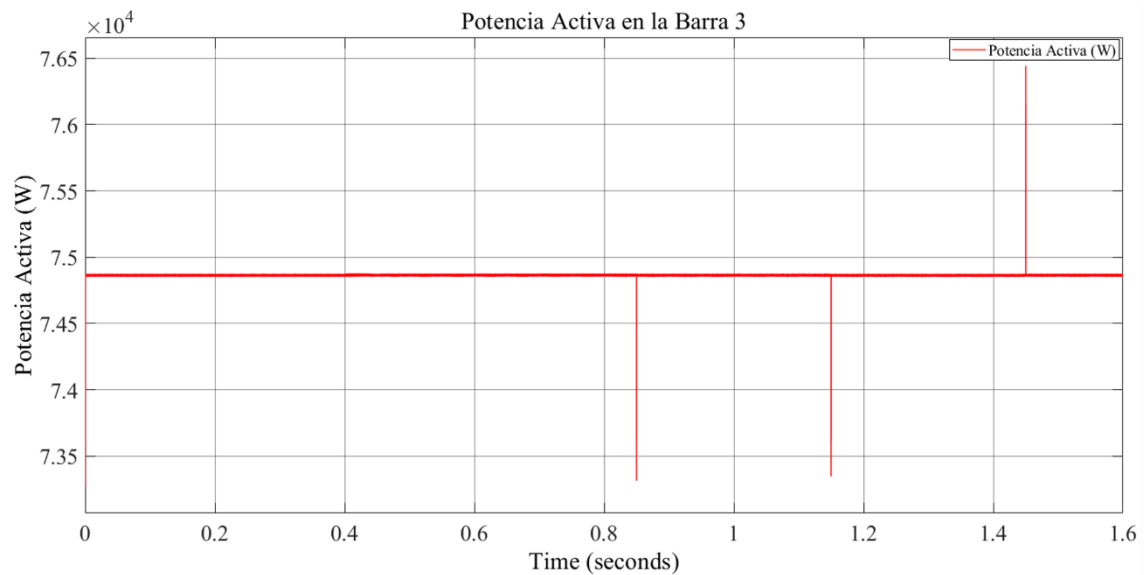


Figura 5.16. Potencia activa de la barra 3

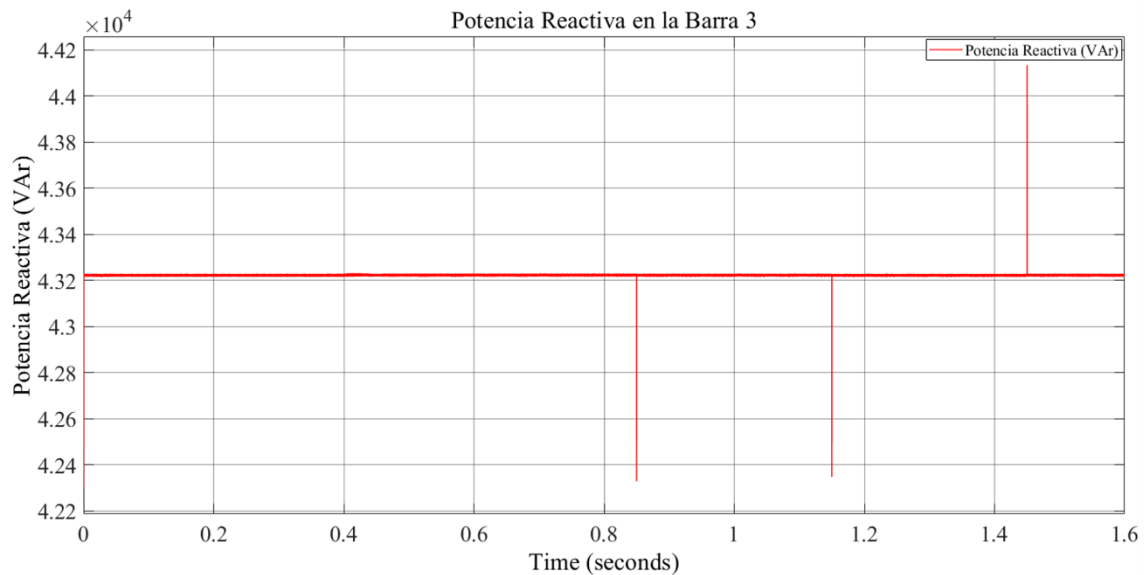


Figura 5.17. Potencia reactiva de la barra 3

5.2. Escenario 2: Introducción del Sistema Fotovoltaico en el SEP sin MPPT y PLL

5.2.1. Análisis del sistema fotovoltaico en el escenario 2

5.2.1.1. Voltaje y corriente de salida del sistema PV

El sistema en el escenario 2 se reemplazó el bloque MPPT por una corriente de referencia fija. Mediante la ecuación (5.1), se estableció una corriente constante de 269.2 A como la corriente de referencia que controlará el inversor.

$$I_{ref} = \frac{72535 \cdot 2}{3 \cdot 220 \cdot \sqrt{\frac{2}{3}}} = 269.2 \text{ A} \quad (5.1)$$

En la Figura 5.18 y la Figura 5.19 proporcionadas, se puede observar un aumento en la distorsión de la forma de onda tanto del voltaje como de la corriente respectivamente con una duración de perturbación de 30 milisegundos debidas al cambio de irradiancia. Además, se evidencia un incremento en el voltaje, lo cual indica que la eliminación del control MPPT y la introducción de una corriente de referencia fija afectan significativamente la estabilidad y calidad de la señal del sistema.

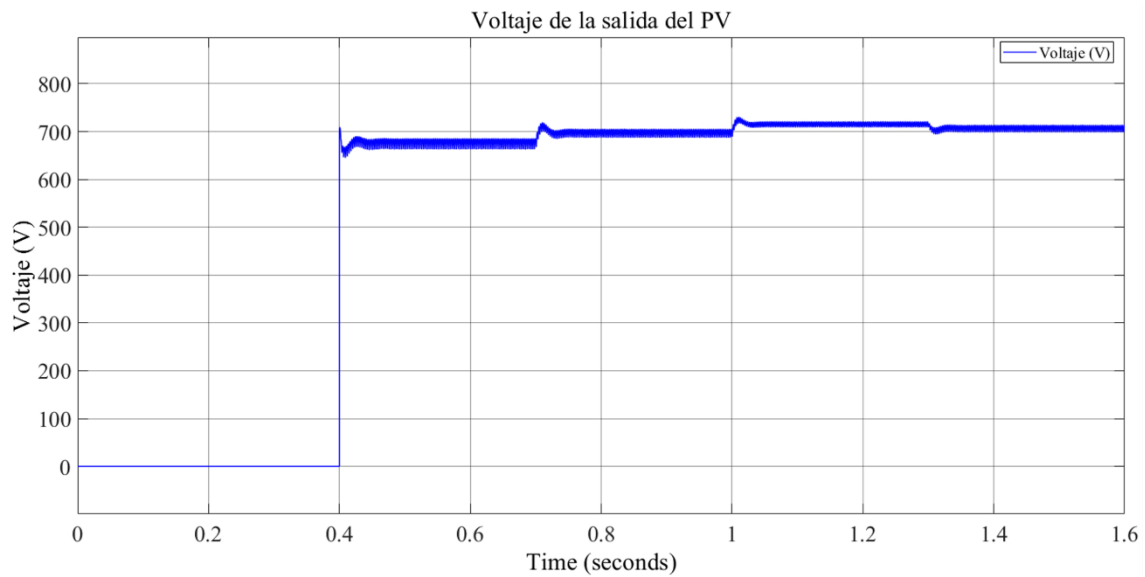


Figura 5.18. Voltaje de la salida del PV del escenario 2

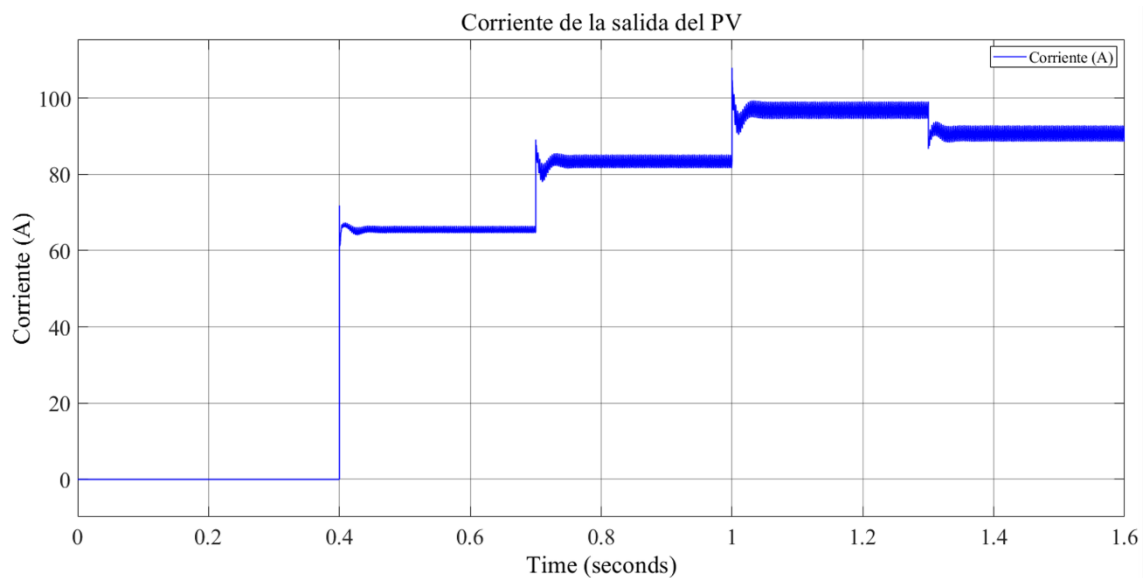


Figura 5.19. Corriente de la salida del PV del escenario 2

5.2.1.2. Potencia ideal vs potencia medida

Como se puede observar en la Figura 5.20, la potencia real generada por el sistema fotovoltaico presenta fluctuaciones y desviaciones respecto a la potencia ideal. Estas discrepancias se deben a la falta de técnicas de control que optimicen la extracción de energía y mejoren la estabilidad del sistema. En este escenario sin MPPT y PLL, las desviaciones son más pronunciadas, lo que evidencia la importancia de estos controles para el desempeño del sistema fotovoltaico. Además, como se puede ver, la potencia generada es incluso menor que en el caso 1, lo que subraya aún más la necesidad de implementar controles eficaces.

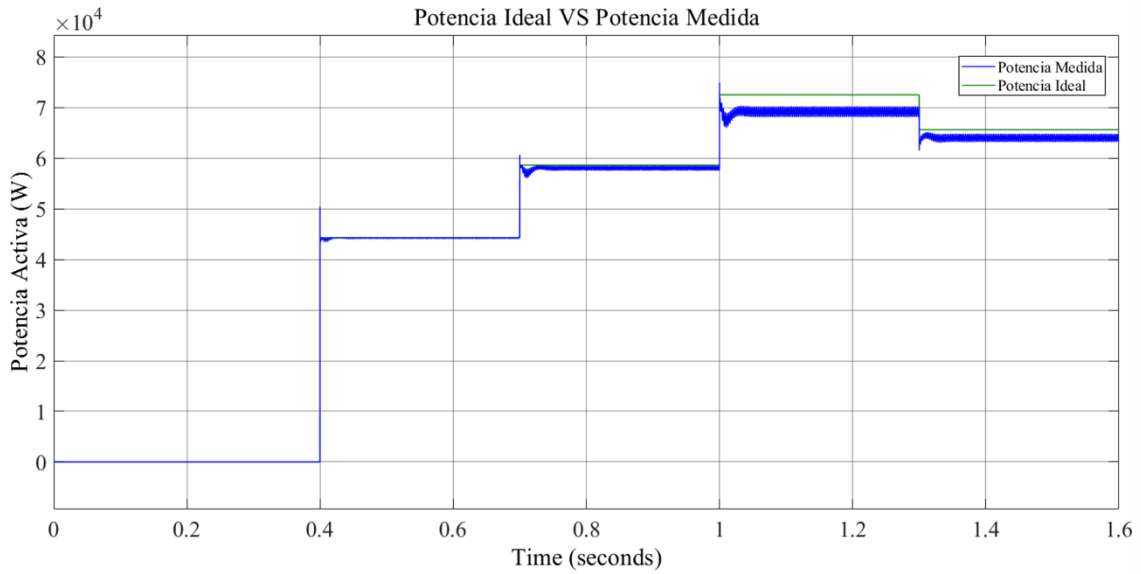


Figura 5.20. Potencia ideal vs Potencia Medida en el escenario 2

5.2.1.3. Corriente de referencia constante vs corriente de referencia ideal

En la Figura 5.21 la corriente constante se encuentra por encima de la corriente directa. Esto se debe a que sin el MPPT no se puede alcanzar el punto de máxima potencia. Por lo tanto, la corriente generada por el sistema fotovoltaico no podrá llegar a la corriente de referencia constante, como se observa en la figura. Este comportamiento es fundamental para entender que, sin el MPPT, la eficiencia del sistema fotovoltaico se verá reducida a lo largo del tiempo.

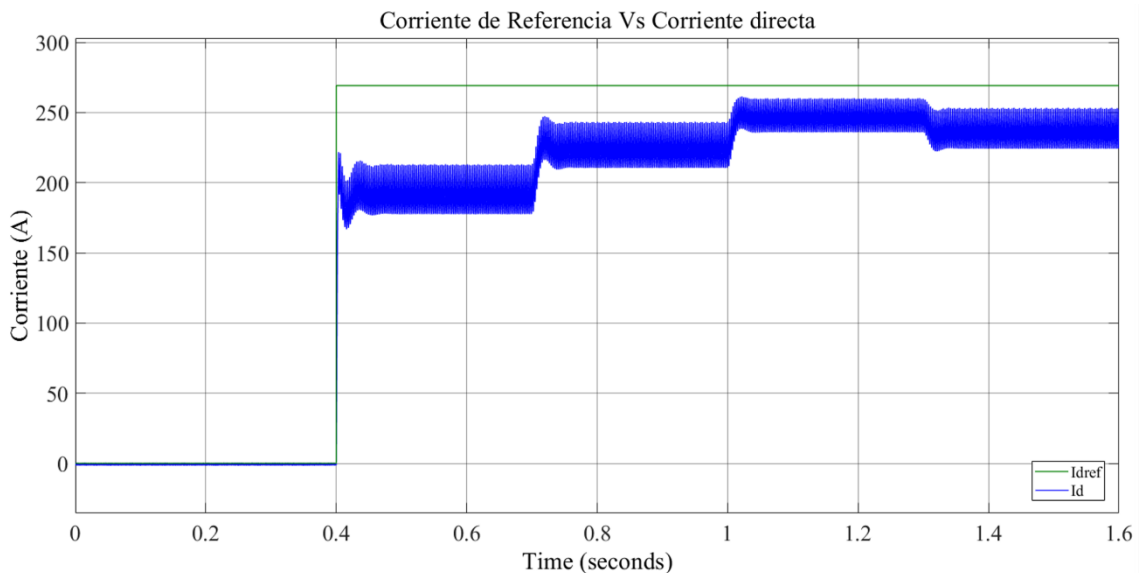


Figura 5.21. Corriente de referencia fija vs Corriente directa del escenario 2

5.2.1.4. Corriente y voltaje medidos de la salida del inversor

En la Figura 5.22 se observa el comportamiento de la corriente a la salida del inversor con valores de 240, 250, 255 y 251 A bajo diferentes niveles de irradiancia. Estos valores indican cómo varía la corriente en respuesta a las fluctuaciones de la irradiancia.

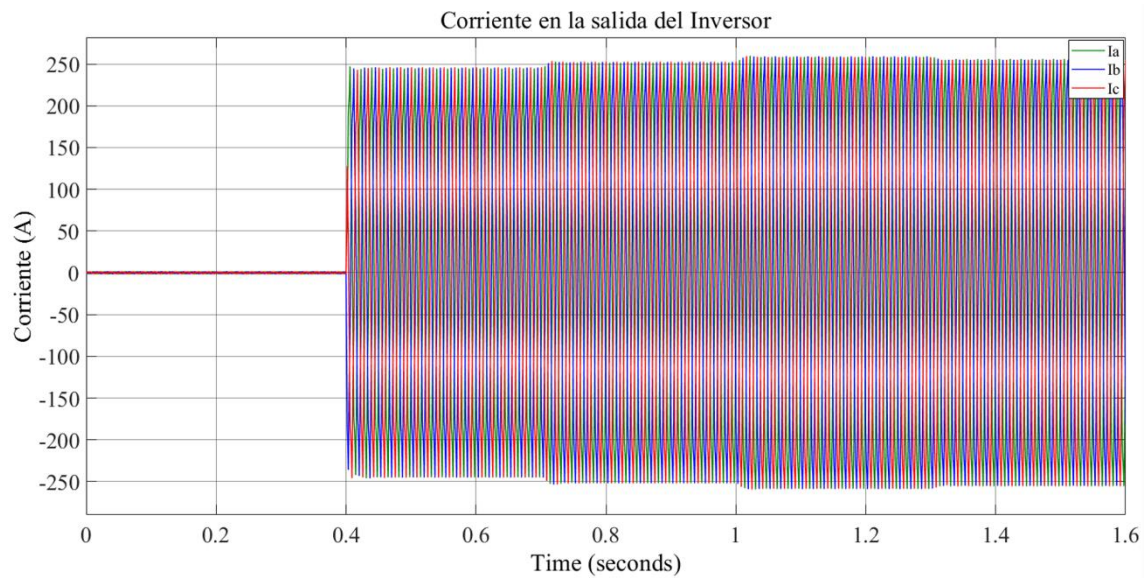


Figura 5.22. Corriente de la salida del inversor escenario 2

Sin embargo, como se muestra en la Figura 5.23, las formas de onda presentan distorsiones debido a la ausencia de control en el sistema fotovoltaico.

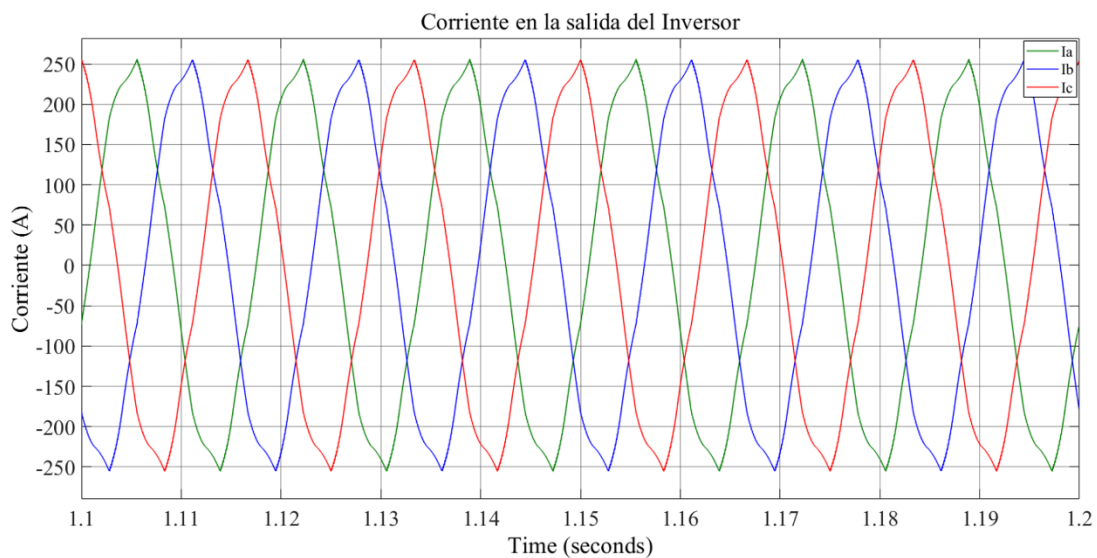


Figura 5.23. Corriente del inversor escenario 2 ampliado entre 0.3 y 0.5 segundos

El voltaje a la salida del inversor del escenario sin MPPT y PLL mostrada en la Figura 5.24, a diferencia de la corriente, permanece constante a lo largo del tiempo, al igual que en el primer escenario se mantiene un desfase de 120° entre fases. Este desfase es

característico de un sistema trifásico equilibrado y asegura una distribución uniforme de la carga en cada fase, contribuyendo a una operación más estable del sistema.

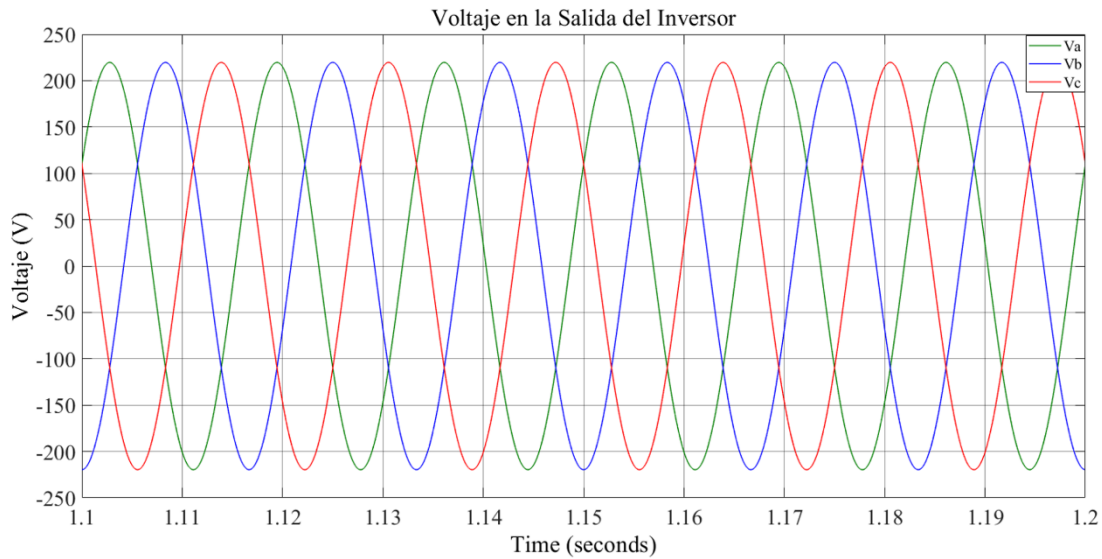


Figura 5.24. Voltaje del inversor ampliado entre 1.1 y 1.2 segundos en el escenario 2

5.2.1.5. Corriente vs Voltaje de la salida del inversor

Como se puede observar en la Figura 5.25, la corriente y el voltaje no están sincronizados, lo que evidencia la ausencia de un sistema de control adecuado para mantener el equilibrio entre ellos. Esta falta de sincronización puede resultar en una operación ineficiente del inversor y un desempeño ineficiente del sistema fotovoltaico. Los sistemas de control, como el MPPT y el PLL, es esencial para ajustar el voltaje y la corriente de manera que se maximice la eficiencia del sistema y se mantenga una relación adecuada entre ambos parámetros. La ausencia de tal control puede llevar a una mayor distorsión en la forma de onda y afectar negativamente el rendimiento general del sistema.

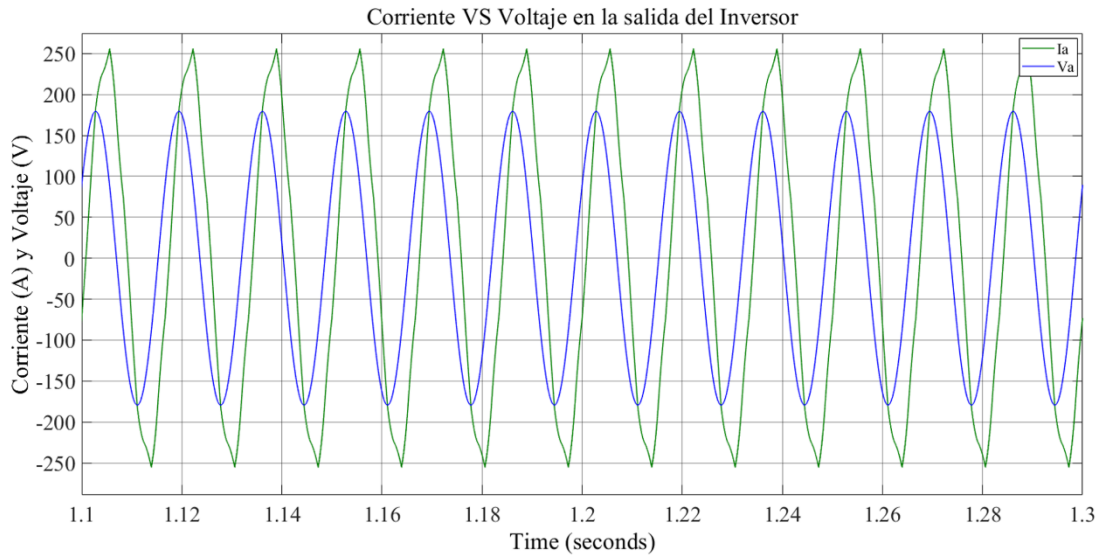


Figura 5.25. Corriente VS Voltaje del inversor en el escenario 2 ampliado entre 1.1 y 1.3 segundos

5.2.1.6. Potencia de referencia vs potencia medida a la salida del inversor

La potencia activa resultante a la salida del inversor muestra pérdidas en comparación con el valor ideal, como se ilustra en la Figura 5.26. La diferencia entre la potencia de referencia y la potencia medida indica que el sistema no está operando de manera óptima. La figura proporciona una visualización clara de la distorsión en el comportamiento del sistema, evidenciando cómo la falta de un control adecuado afecta la eficiencia de la conversión de energía. Un control preciso, como el PLL y el MPPT, es crucial para minimizar estas pérdidas y asegurar que la potencia medida se acerque lo más posible a la potencia de referencia, optimizando así el rendimiento del sistema fotovoltaico.

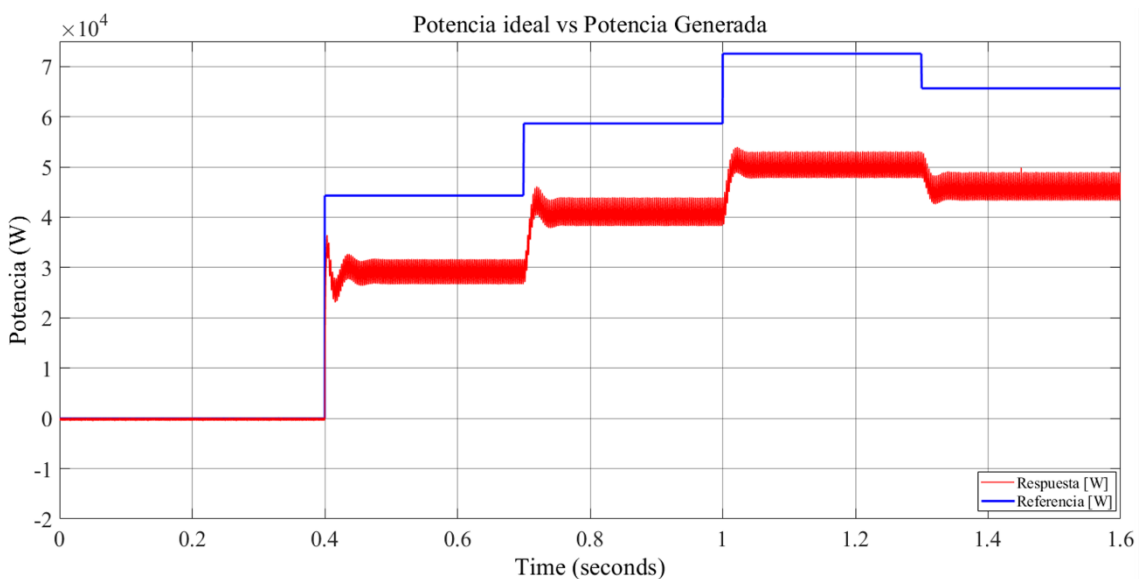


Figura 5.26. Potencia de referencia vs Potencia generada en el escenario 2

5.2.1.7. Potencia reactiva medida a la salida del inversor

Debido al desfase existente entre las fases de corriente y voltaje, se generan componentes reactivos que se inyectan al Sistema Eléctrico de Potencia (SEP). Como se muestra en la Figura 5.27, la potencia reactiva inyectada al SEP es de aproximadamente 50 kVAR durante los primeros 0.4 segundos. Luego, con el inicio de la generación fotovoltaica, la potencia reactiva aumenta a 60 kVAR desde 0.4 hasta 0.7 segundos. Posteriormente, se reduce a 54 kVAR entre 0.7 y 1 segundo, y a 48 kVAR entre 1 y 1.3 segundos. Finalmente, la potencia reactiva se estabiliza en 50 kVAR después de 1.3 segundos. Cabe destacar que todas las perturbaciones debidas a los cambios de irradiancia tienen una duración de 30 milisegundos. Este desfase provoca una discrepancia entre la potencia activa y la potencia reactiva, lo que puede afectar la eficiencia y la estabilidad del sistema eléctrico.

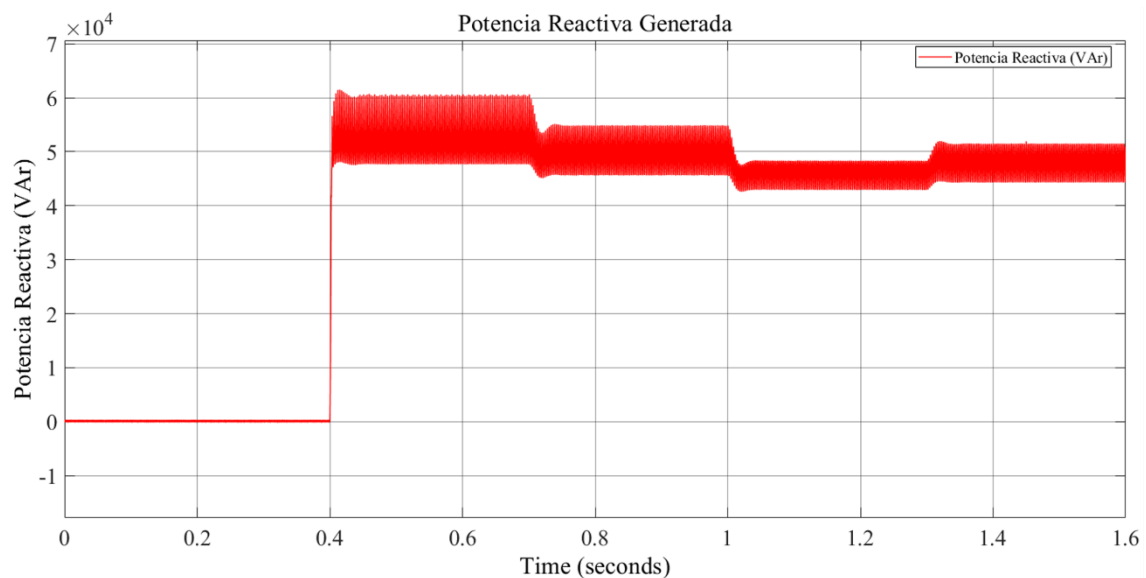


Figura 5.27. Potencia reactiva medida a la salida del inversor escenario 2

5.2.1.8. Factor de potencia medida a la salida del inversor

En la Figura 5.28 se muestra que el factor de potencia a la salida del inversor en el segundo escenario, en el que el factor de potencia varía entre 0.5 y 0.65. Esta variación en el factor de potencia se debe a la ausencia de un control adecuado, lo que resulta en una desalineación entre la corriente y el voltaje. Un factor de potencia de 0.5 a 0.65 indica que una parte significativa de la potencia suministrada por el inversor se convierte en potencia reactiva en lugar de potencia activa. Esto indica que el sistema no está operando de manera óptima, ya que hay componentes reactivos significativos que afectan la eficiencia general del sistema.

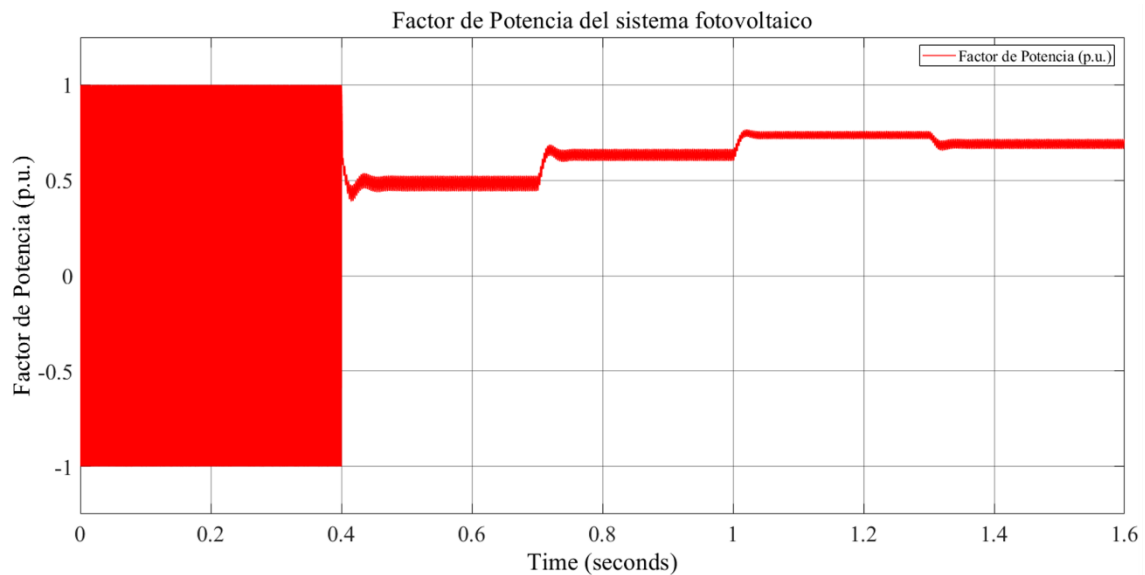


Figura 5.28. FP del sistema fotovoltaico en el escenario 2

5.2.2. Análisis del sistema eléctrico de potencia en el escenario 2

5.2.2.1. Potencia activa y reactiva en la barra 2

En el segundo escenario, la potencia activa en la barra 2 mostrada en la Figura 5.29 comienza en aproximadamente 400 kW durante los primeros 0.4 segundos, cuando el sistema está en un escenario de baja carga. Luego, se presenta una perturbación de 0.1 segundos, reduciendo la potencia a 347 kW, la cual se estabiliza hasta los 0.7 segundos, momento en el cual la irradiancia varía y el sistema ajusta la potencia activa a 331 kW. A los 0.85 segundos, al pasar a un escenario de carga media, la potencia aumenta a 351 kW. Posteriormente, a los 1.0 segundos, otra variación en la irradiancia reduce la potencia a 337 kW. A los 1.15 segundos, al entrar en un escenario de alta carga, la potencia sube a 357 kW. A los 1.3 segundos, una nueva variación de irradiancia provoca un incremento de la potencia a 364 kW. Finalmente, a los 1.45 segundos, cuando el sistema vuelve a un escenario de carga media, la potencia disminuye a 344 kW en respuesta a la condición de carga baja en la barra 2. Este comportamiento es bastante similar al primer escenario con los controles MPPT y PLL, pero se observa una mayor distorsión en la potencia, además de que las perturbaciones duran 30 milisegundos, 10 milisegundos más que en el primer escenario.

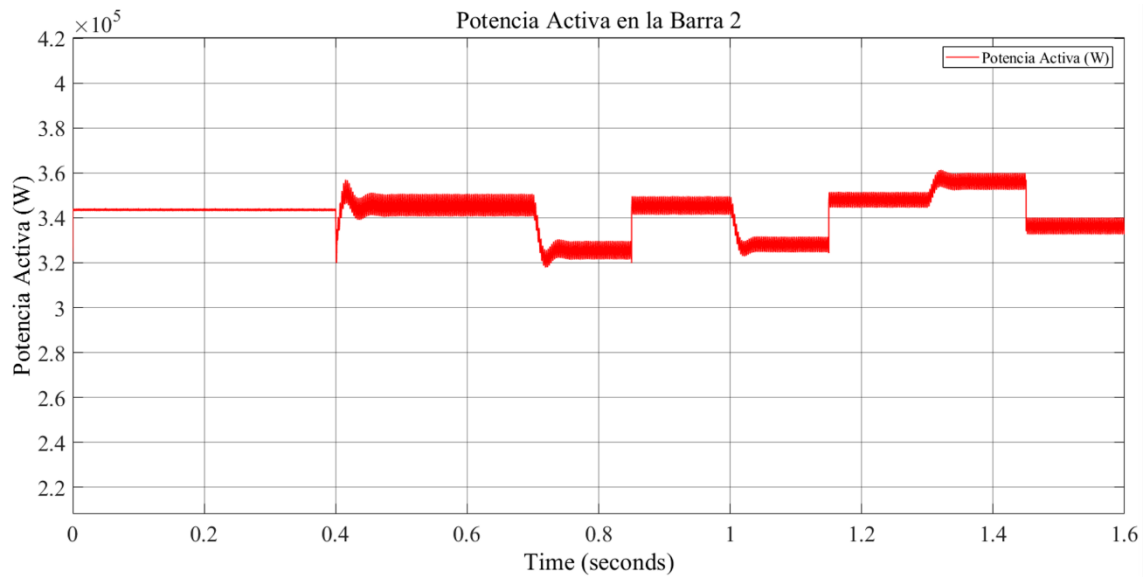


Figura 5.29. Potencia activa en la barra 2 escenario 2

El comportamiento de la potencia reactiva en la barra 2 en el segundo escenario es prácticamente idéntico al del primer escenario, con la diferencia de que hay 60 kVAr menos a lo largo de toda la simulación, y la forma de onda presenta distorsiones más pronunciadas, como se ilustra en la Figura 5.30.

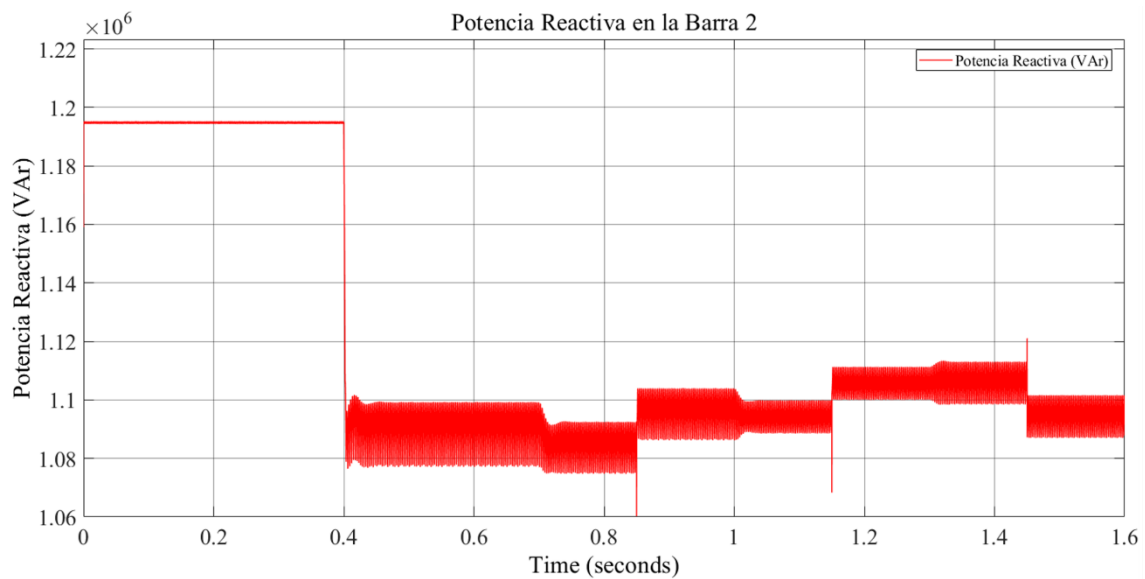


Figura 5.30. Potencia reactiva en la barra 2 escenario 2

5.2.2.2. Potencia activa y reactiva en la barra 1

En el segundo escenario, la potencia activa en la barra 1 mostrada en la Figura 5.31, que actúa como barra slack o de referencia, comienza en aproximadamente 476 kW durante los primeros 0.4 segundos, cuando el sistema está en un escenario de baja carga. Luego, se presenta una perturbación de 0.1 segundos, reduciendo la potencia a 421 kW, la cual

se estabiliza hasta los 0.7 segundos, momento en el cual la irradiancia varía y el sistema ajusta la potencia activa a 406 kW. A los 0.85 segundos, al pasar a un escenario de carga media, la potencia aumenta a 426 kW. Posteriormente, a los 1.0 segundos, otra variación en la irradiancia reduce la potencia a 411 kW. A los 1.15 segundos, al entrar en un escenario de alta carga, la potencia sube a 431 kW. A los 1.3 segundos, una nueva variación de irradiancia provoca un incremento de la potencia a 438 kW. Finalmente, a los 1.45 segundos, cuando el sistema vuelve a un escenario de carga media, la potencia disminuye a 418 kW.

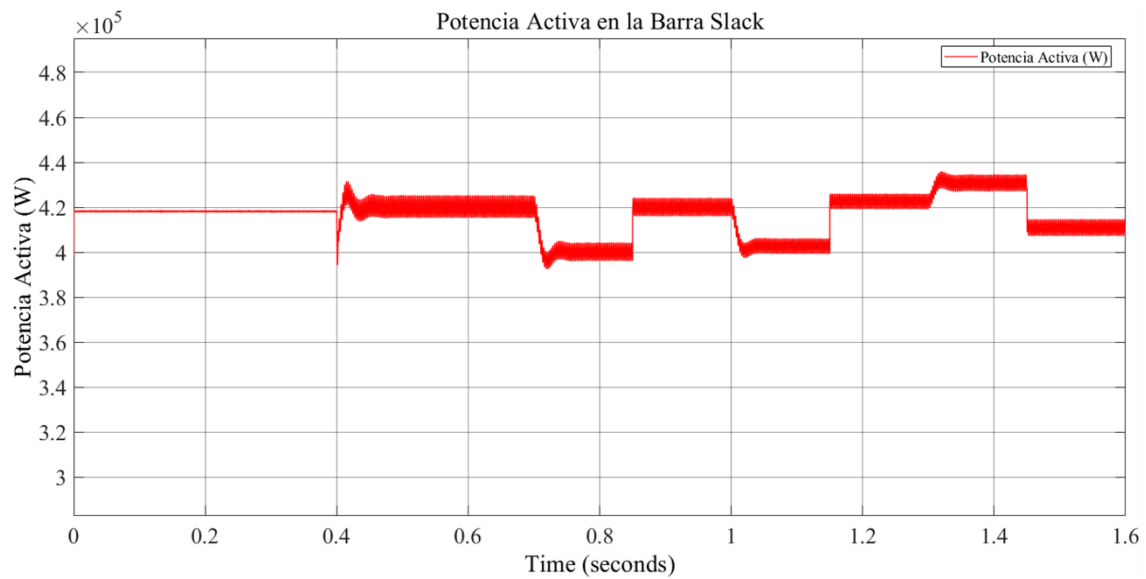


Figura 5.31. Potencia activa en la barra 1 escenario 2

En comparación con el primer escenario, las variaciones en la potencia activa en la barra 1 en el segundo escenario demuestran una capacidad similar de la barra slack para adaptarse a las condiciones cambiantes del sistema. No obstante, se observan distorsiones más pronunciadas en la forma de onda y las perturbaciones tienen una duración de 30 milisegundos, 10 milisegundos más que en el primer escenario. La Figura 5.32 ilustra el comportamiento de la potencia reactiva en la barra slack, mostrando distorsiones y duración de perturbaciones similares a las observadas en la barra 2 en el segundo escenario. Esto refleja cómo las características de las perturbaciones afectan a la potencia reactiva en ambos escenarios.

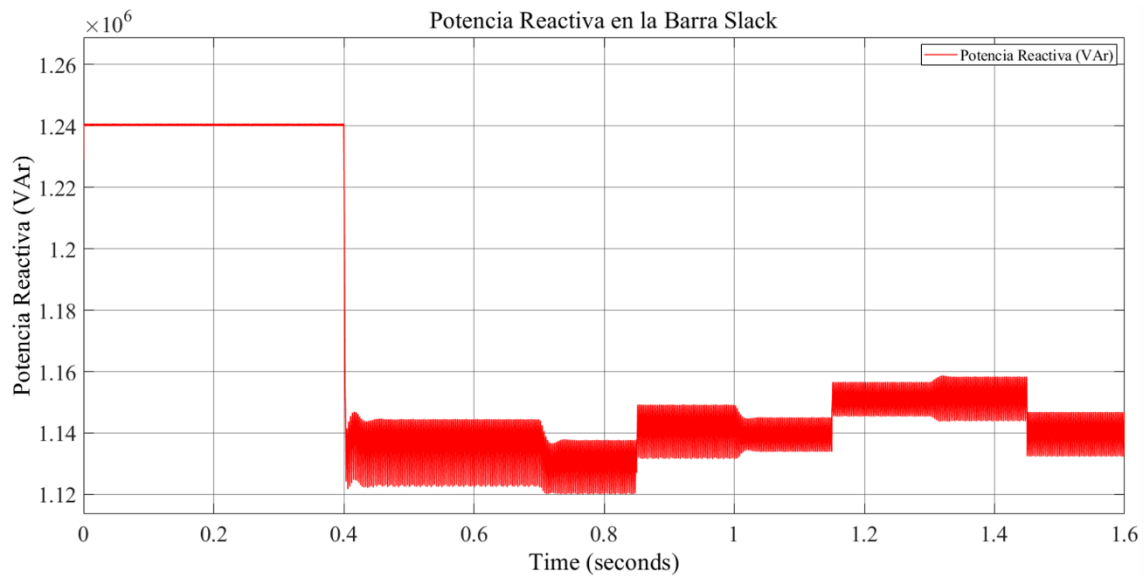


Figura 5.32. Potencia reactiva en la barra 1 escenario 2

5.2.2.3. Potencia activa y reactiva en la barra 3

Con una carga constante en la barra 3 y sin generación en la barra, la potencia activa y reactiva de la Figura 5.33 y la Figura 5.34 respectivamente, permanecen constantes en el tiempo. Incluso en este escenario sin MPPT y PLL, no se observan cambios en la magnitud de las potencias con respecto al primer escenario.

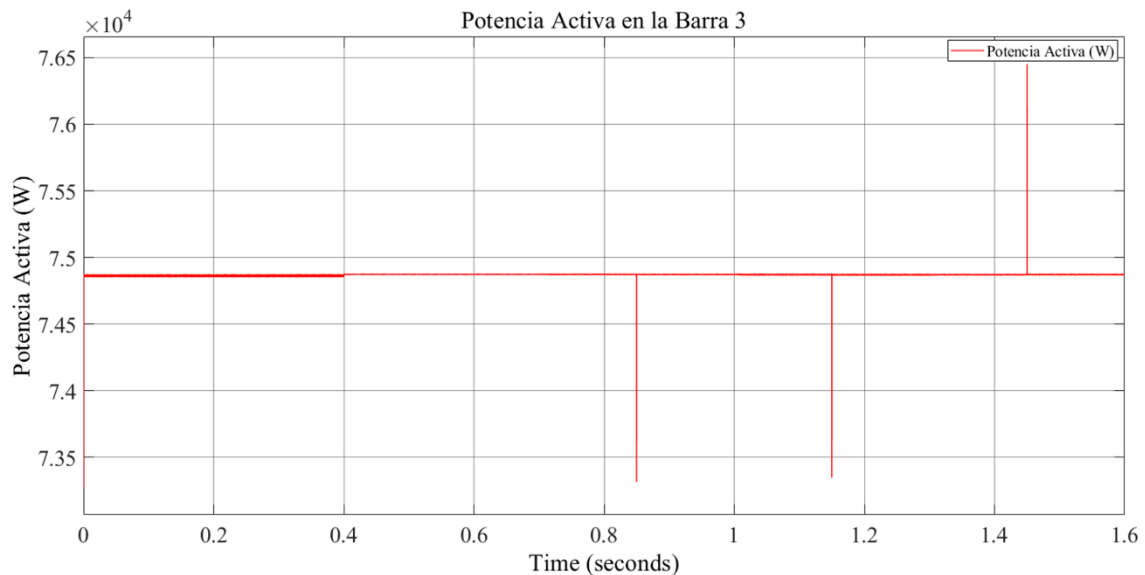


Figura 5.33. Potencia activa en la barra 3 escenario 2

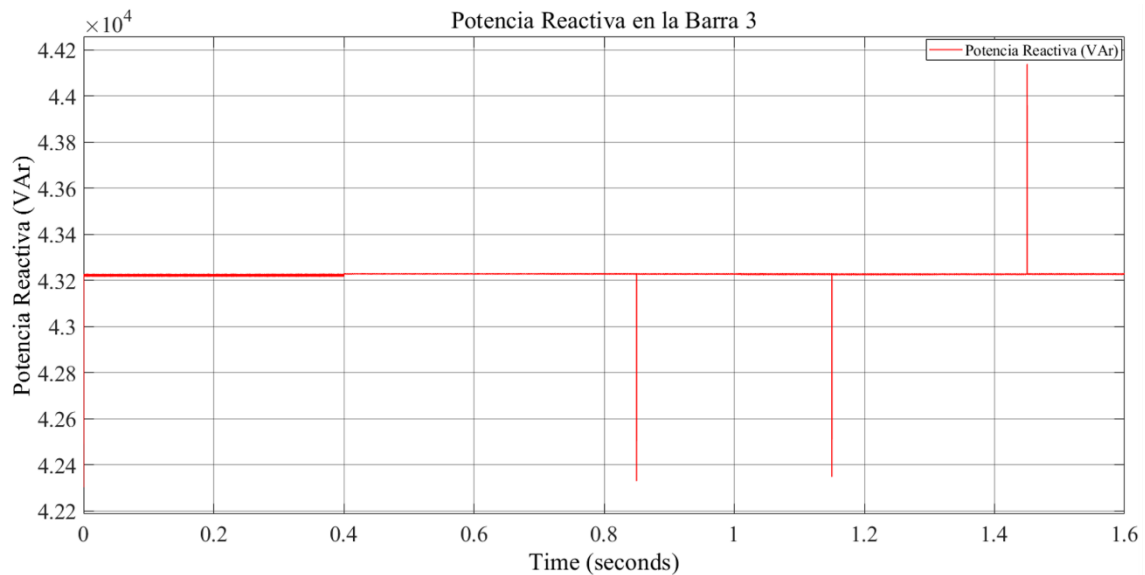


Figura 5.34. Potencia reactiva en la barra 3 escenario 2

5.3. Análisis de Estabilidad de Voltaje en el SEP ante los dos escenarios

5.3.1. Análisis del voltaje en la barra 1

La barra slack del sistema eléctrico de potencia es responsable de mantener el voltaje constante en 1.00 p.u. Esto es fundamental porque la barra slack actúa como referencia de voltaje para todo el sistema, compensando cualquier diferencia entre la generación y la demanda de potencia activa y reactiva. Al fijar el valor de el voltaje en 1.00 p.u., la barra slack asegura que las condiciones operativas del sistema se mantengan estables, permitiendo una distribución equilibrada de la potencia eléctrica y facilitando el control y la operación del sistema. Este comportamiento es especialmente crítico en la sincronización y estabilidad del sistema, ya que pequeñas variaciones de voltaje pueden afectar significativamente el rendimiento global de la red. En los dos escenarios de simulación realizados, el voltaje se mantiene en 1.00 p.u. en ambos casos como se observa en la Figura 5.35.

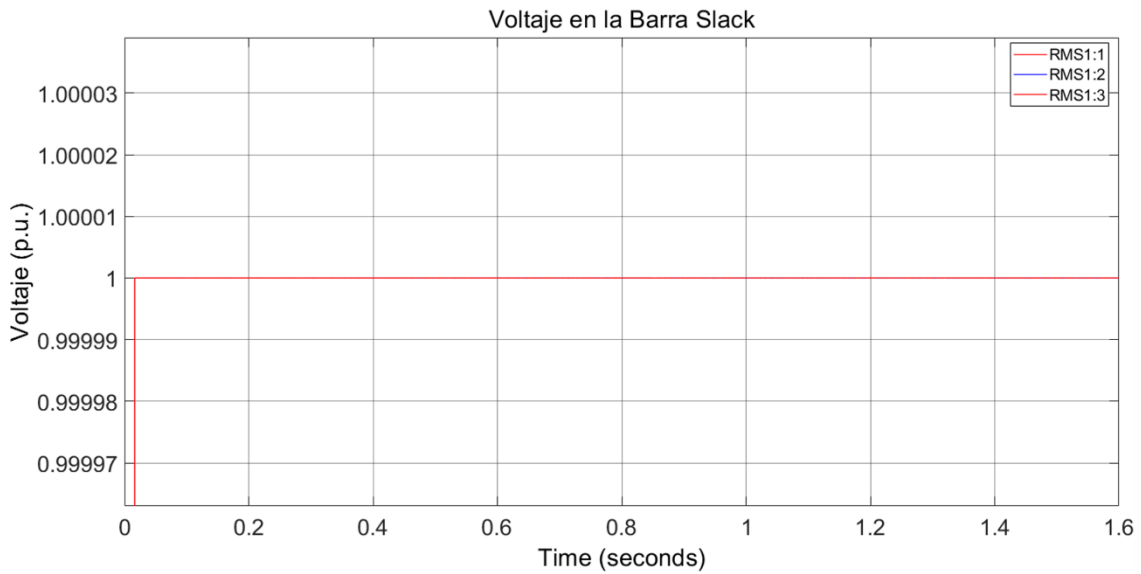


Figura 5.35. Voltaje de la barra 1 en ambos escenarios

5.3.2. Análisis del voltaje en la barra 2

La barra 2 del sistema eléctrico de potencia está conectada al sistema fotovoltaico, el cual entrega potencia que varía en función de la irradiancia solar y las condiciones del SEP. Además, se han modelado cargas variables en diferentes intervalos para simular fluctuaciones en la demanda. Como se muestra en la Figura 5.37, en cambio en la Figura 5.36 se muestra el sistema eléctrico de potencia sin la introducción del sistema fotovoltaico.

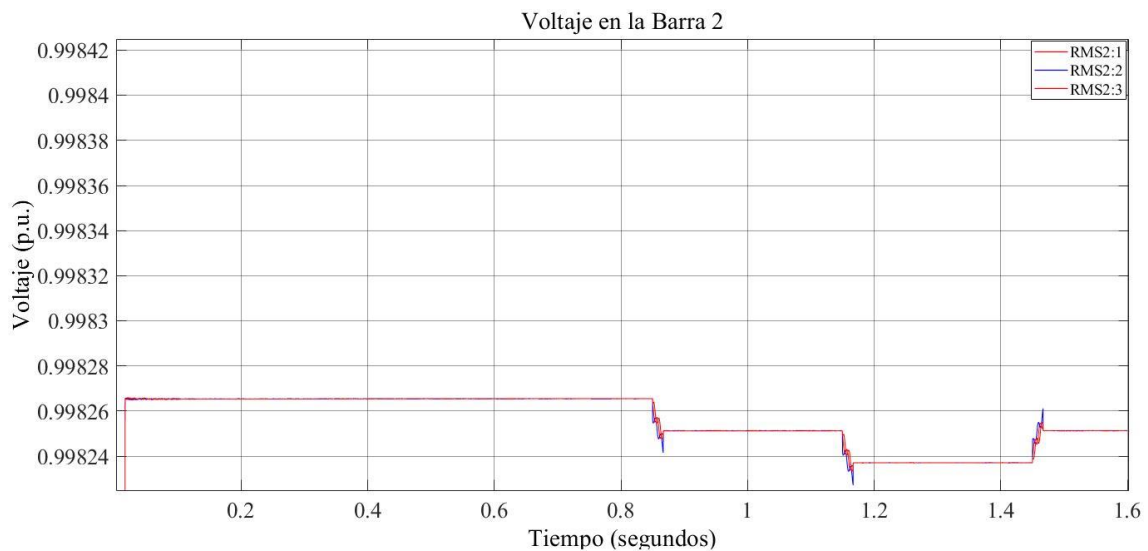


Figura 5.36. Voltaje en la barra 2 sin la introducción del sistema fotovoltaico

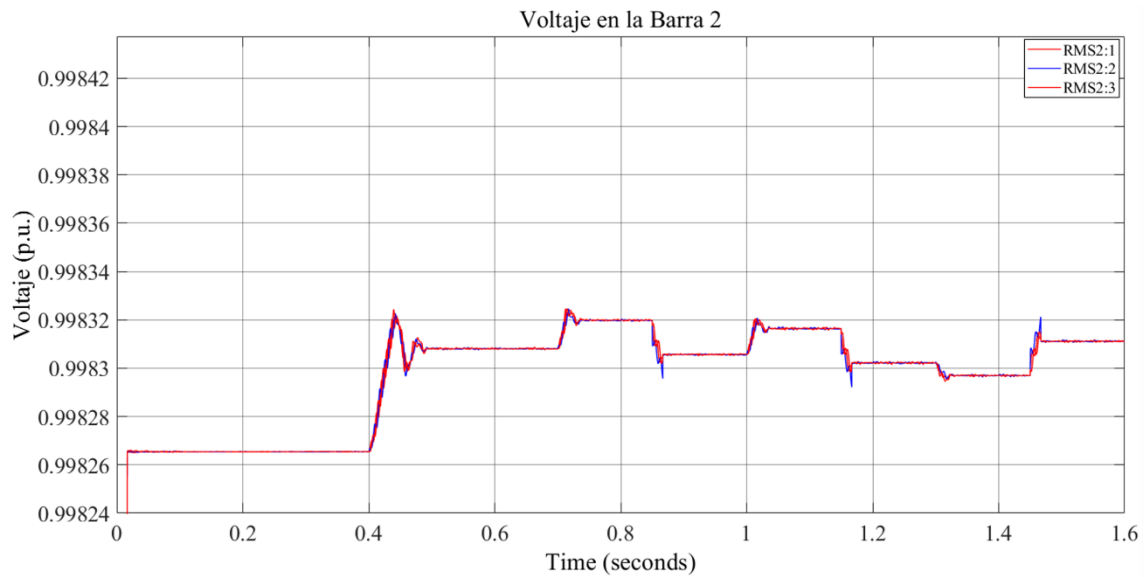


Figura 5.37. Voltaje de la barra 2

El voltaje medido en esta barra presenta oscilaciones en voltaje por unidad (p.u.) alrededor de 0.998265 p.u. durante los primeros 0.4 segundos, cuando el sistema está en una condición de baja carga. A los 0.4 segundos, después de una perturbación de 120 milisegundos por el inicio de la generación fotovoltaica como se observa en la Figura 5.38 el voltaje aumenta a 0.998308 p.u.

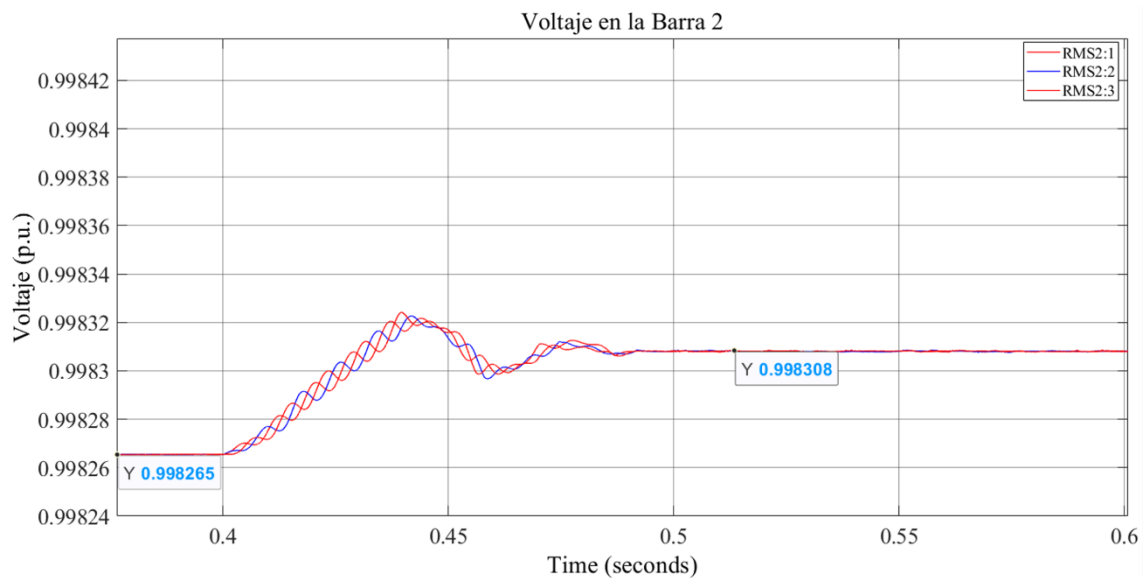


Figura 5.38. Voltaje en la barra 2 ampliado entre 0.4 y 0.6 segundos

Entre 0.7 y 1.0 segundos, con un cambio en la irradiancia, el voltaje se ajusta a 0.998320 p.u., siendo esta perturbación de 35 milisegundos como se muestra en la Figura 5.39.

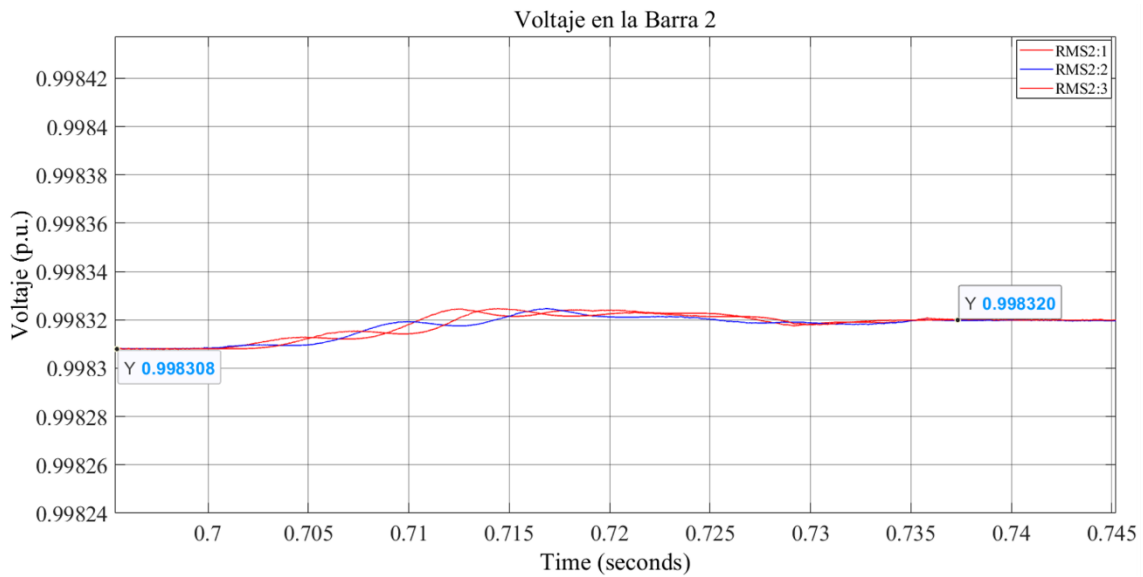


Figura 5.39. Voltaje en la barra 2 ampliado entre 0.7 y 0.745 segundos

A los 1.15 segundos, al pasar a una condición de alta carga, el voltaje se reduce a 0.998302 p.u., y este cambio de carga dura 20 milisegundos como se muestra en la Figura 5.40.

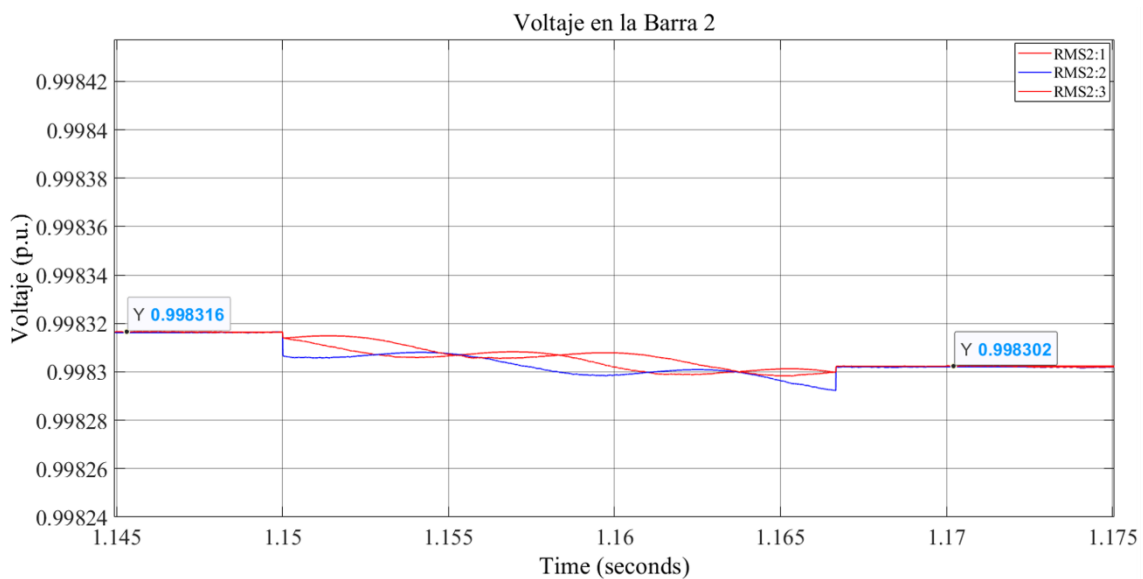


Figura 5.40. Voltaje en la barra 2 ampliado entre 1.145 y 1.175 segundos

Después de una nueva variación de irradiancia a los 1.3 segundos, el voltaje se incrementa a 0.998316 p.u., con la perturbación de irradiancia de 35 milisegundos. Finalmente, a los 1.45 segundos, con un ajuste a una carga media, el voltaje disminuye a 0.998297 p.u., con la perturbación de carga también durando 20 milisegundos. Estas oscilaciones en el voltaje reflejan la respuesta del sistema a las variaciones en la generación fotovoltaica y en las cargas, destacando las fluctuaciones más notables en los momentos de cambios de irradiancia y demanda. A pesar de estas variaciones, el voltaje se mantiene dentro de un

rango estrecho, demostrando la capacidad del sistema para gestionar estas fluctuaciones sin comprometer la estabilidad de la barra.

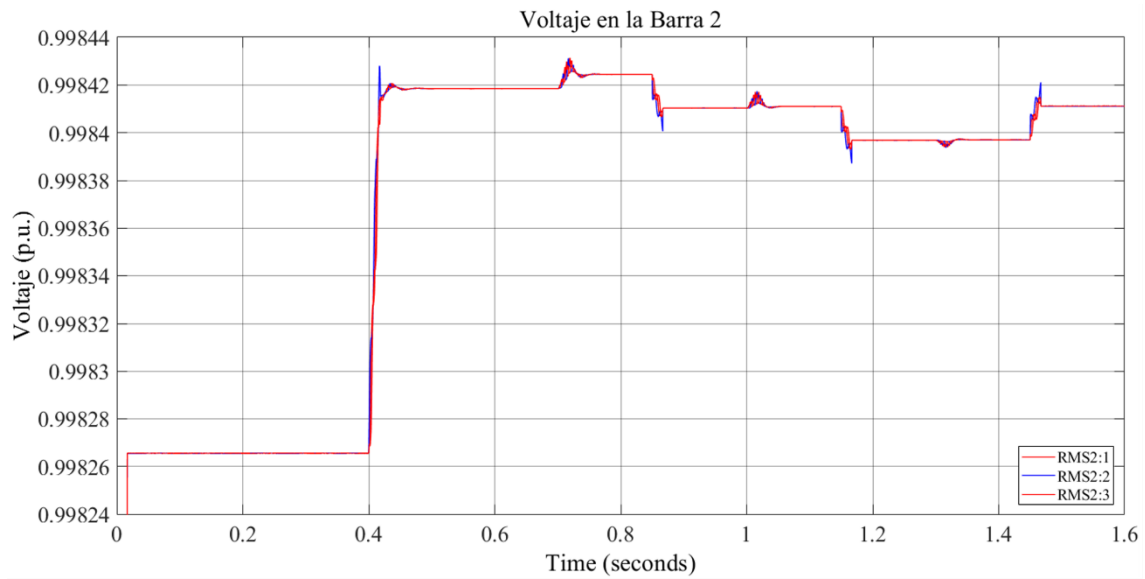


Figura 5.41. Voltaje de la barra 2 escenario 2

En el segundo escenario sin MPPT y PLL, la barra 2 mostrada en la Figura 5.41 del sistema eléctrico de potencia muestra un comportamiento del voltaje que es diferente al del primer escenario ya que presenta una duración de la perturbación de 100 milisegundos además de un aumento en el voltaje a lo largo del tiempo como se observa en la Figura 5.42.

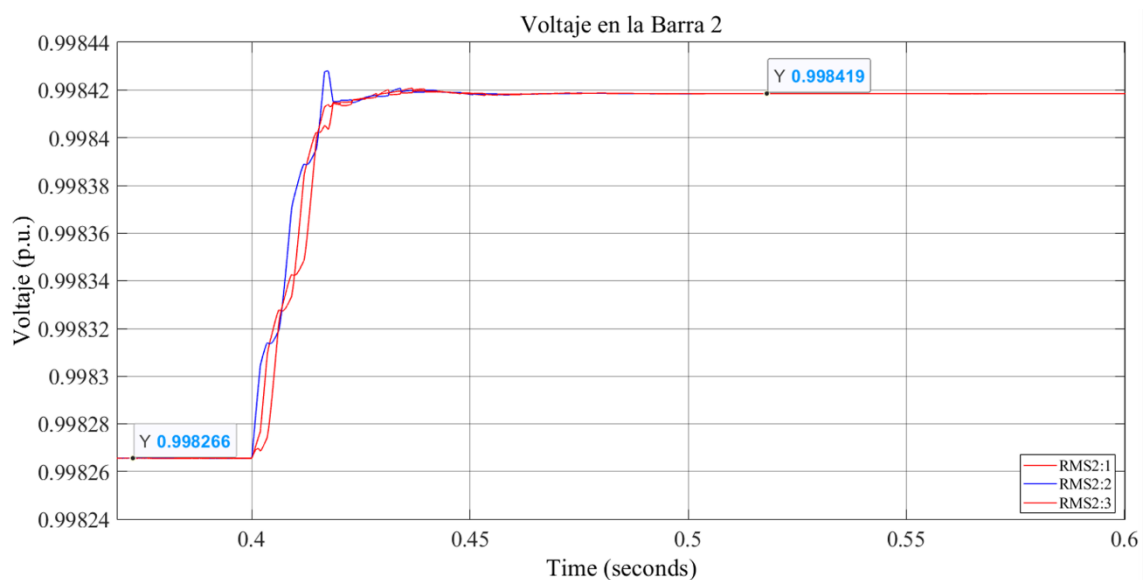


Figura 5.42. Voltaje en la barra 2 escenario 2 ampliado entre 0.4 y 0.6 segundos

Esto indica una ligera elevación en los niveles de voltaje a lo largo de la simulación. A diferencia del primer escenario, en el que las perturbaciones por cambios de irradiancia

duraban 35 milisegundos y las perturbaciones por cambios de carga duraban 20 milisegundos, en el segundo escenario se observa un incremento en la duración de las perturbaciones.

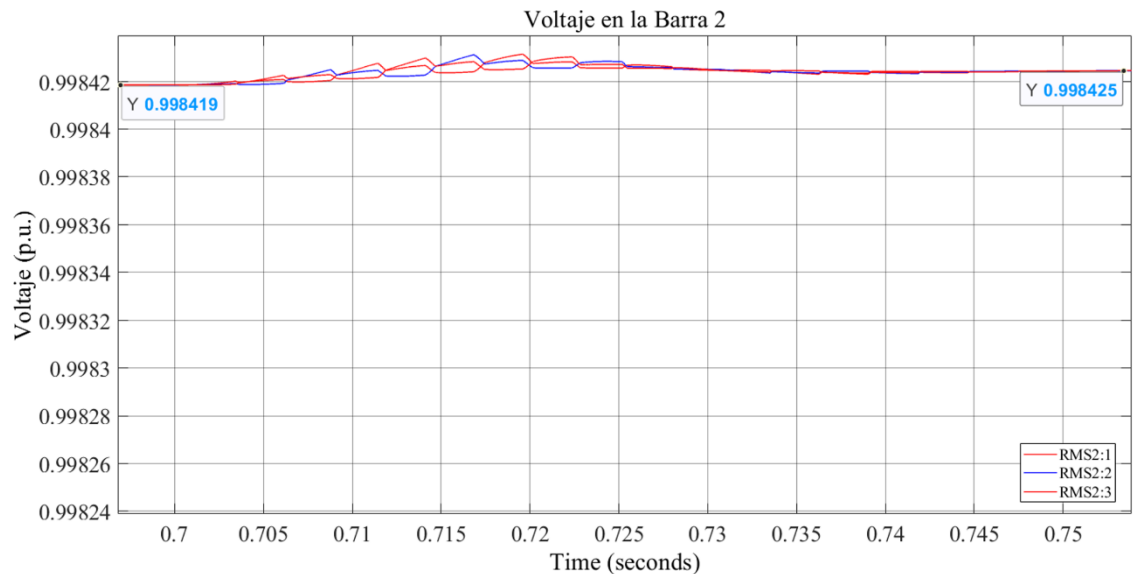


Figura 5.43. Voltaje en la barra 2 escenario 2 ampliado entre 0.7 y 0.75 segundos

Las perturbaciones debidas a cambios de irradiancia tienen ahora una duración de 45 milisegundos como se observa en la Figura 5.43, mientras que las perturbaciones por cambios de carga se mantienen en 20 milisegundos como se muestra en la Figura 5.44.

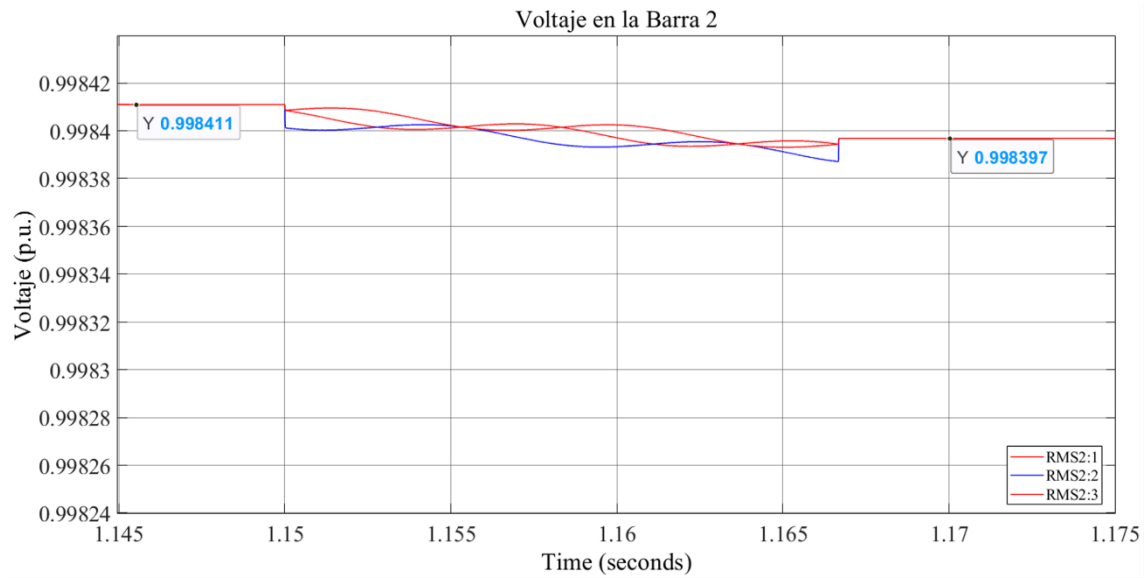


Figura 5.44. Voltaje en la barra 2 escenario 2 ampliado entre 1.145 y 1.175 segundos

5.3.3. Análisis de voltaje en la barra 3

En la barra 3, aunque no existe generación y solo hay una carga constante, las variaciones en la generación y la demanda en otras partes del sistema producen fluctuaciones en el

voltaje como se observa en la Figura 5.46, en cambio en la Figura 5.45 se muestra el comportamiento del sistema eléctrico de potencia sin la introducción del sistema fotovoltaico.

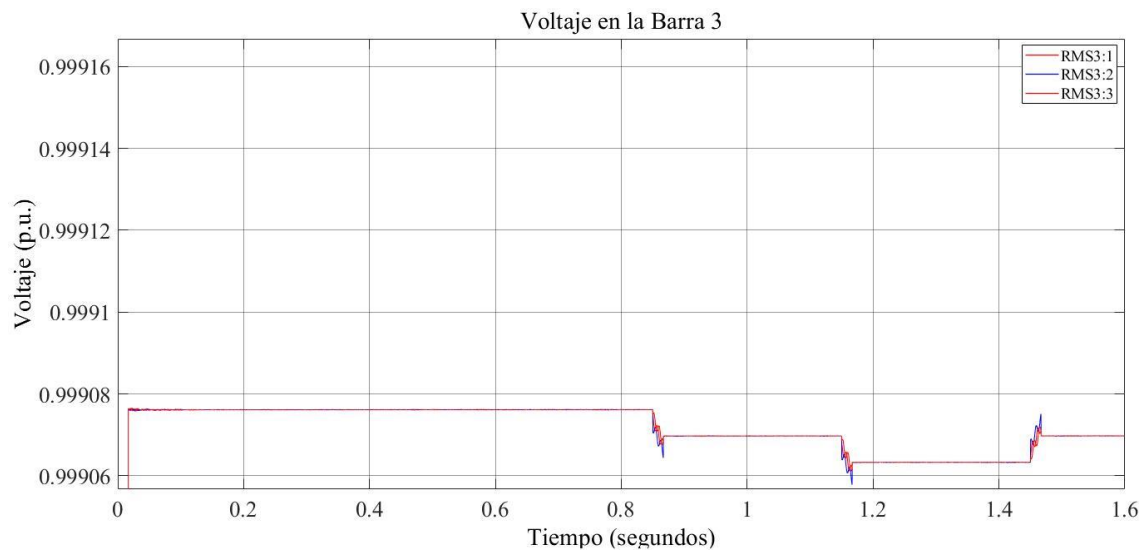


Figura 5.45. Voltaje en la barra 3 sin la introducción del sistema fotovoltaico

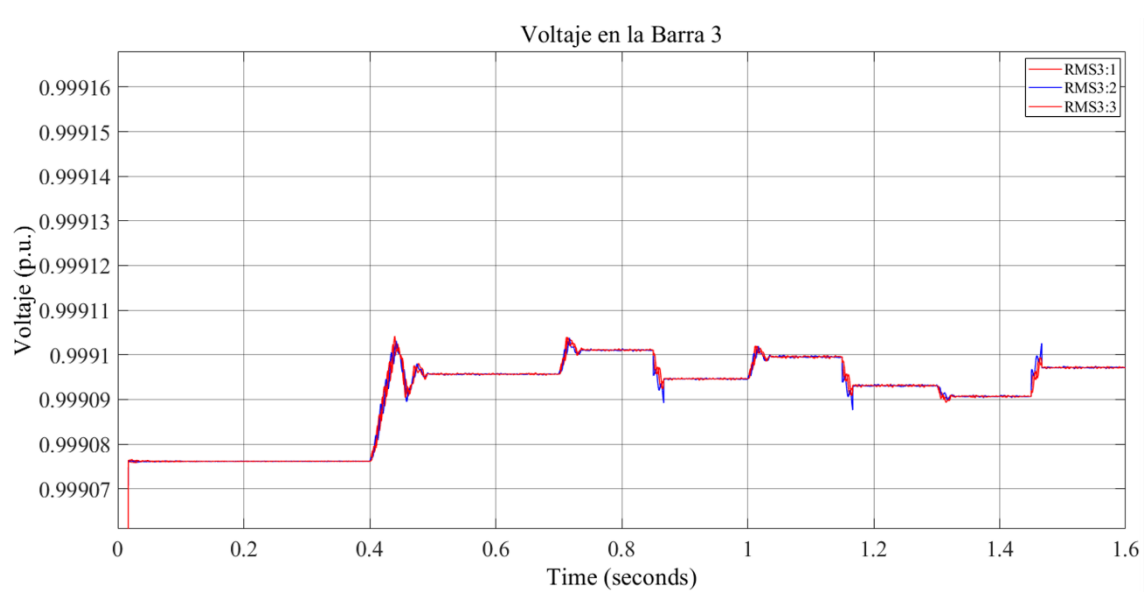


Figura 5.46. Voltaje de la barra 3

Durante los primeros 0.4 segundos, en condiciones de baja carga, el voltaje se encuentra en 0.999076 p.u. A los 0.4 segundos, después del inicio de la generación fotovoltaica, se produce una perturbación de 0.1 segundos, y el voltaje aumenta a 0.999096 p.u. como se muestra en la Figura 5.47.

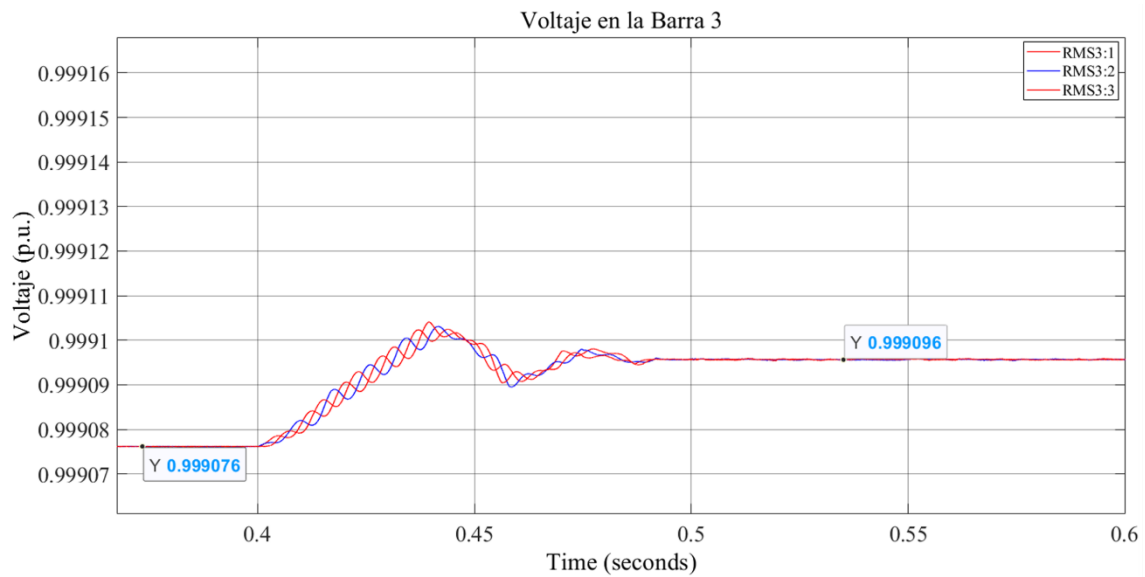


Figura 5.47. Voltaje en la barra 3 ampliado entre 0.4 y 0.6 segundos

Entre 0.7 y 1.0 segundos, con un cambio en la irradiancia, el voltaje se ajusta a 0.999101 p.u., siendo esta perturbación de 35 milisegundos como se muestra en la Figura 5.48.

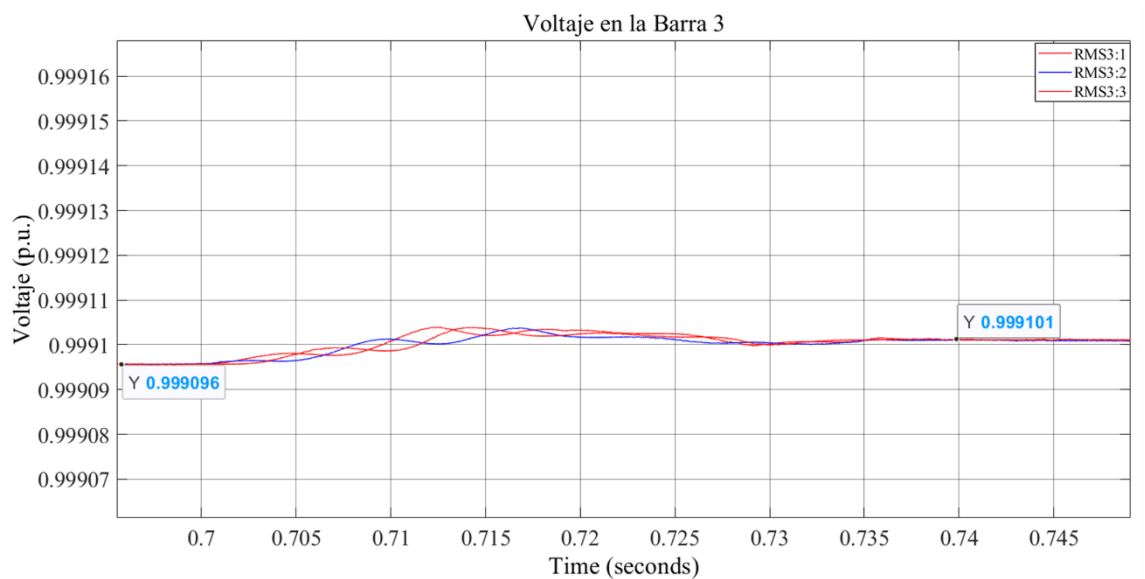


Figura 5.48. Voltaje en la barra 3 ampliado entre 0.7 y 0.745 segundos

A los 1.15 segundos, con un cambio a una condición de alta carga, el voltaje se reduce a 0.999093 p.u., y esta variación de carga dura 20 milisegundos como se observa en la Figura 5.49.

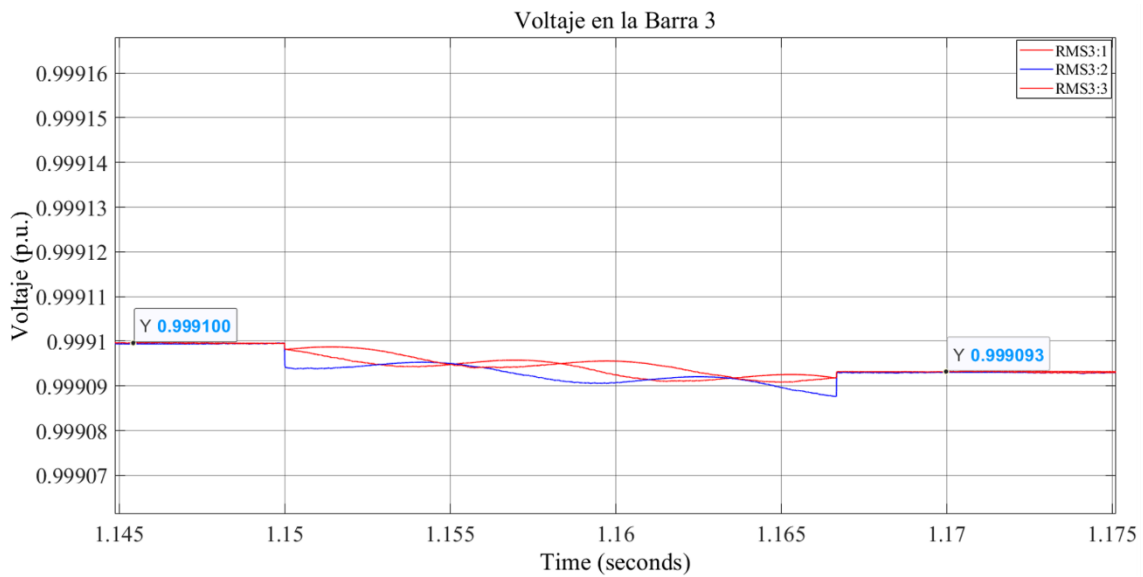


Figura 5.49. Voltaje en la barra 3 ampliado entre 1.145 y 1.175 segundos

Tras una nueva variación de irradiancia a los 1.3 segundos, el voltaje se incrementa a 0.999099 p.u, con la perturbación de irradiancia durando 35 milisegundos. Finalmente, a los 1.45 segundos, con un ajuste a una carga media, el voltaje disminuye a 0.999093 p.u, y el cambio de carga tiene una duración de 20 milisegundos.

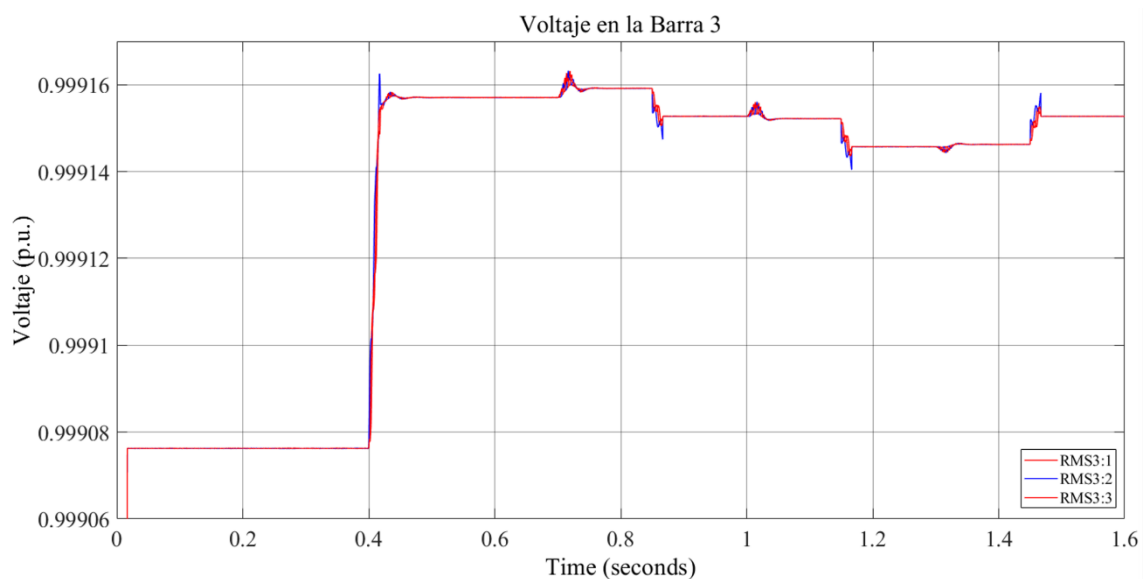


Figura 5.50. Voltaje de la barra 3 escenario 2

En la Figura 5.50, se muestra la barra 3 en el segundo escenario la cual presenta oscilaciones en el voltaje que, aunque similares a las de la barra 2 en cuanto al incremento del voltaje, se destacan la duración de la perturbación la cual es de 100 milisegundos como se muestra en la Figura 5.51.

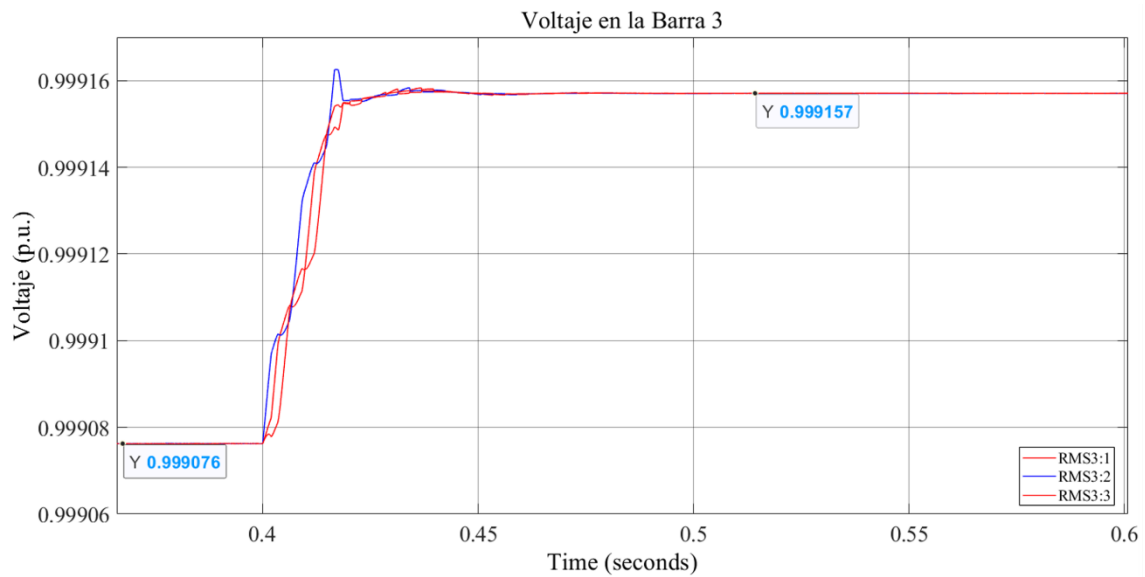


Figura 5.51. Voltaje en la barra 3 escenario 2 ampliado entre 0.4 y 0.6 segundos

La duración de las perturbaciones por cambios de irradiancia es de 45 milisegundos, mientras que las perturbaciones por cambios de carga se mantienen en 20 milisegundos, reflejando una ligera diferencia en comparación con el primer escenario como se observa en la Figura 5.52 y la Figura 5.53.

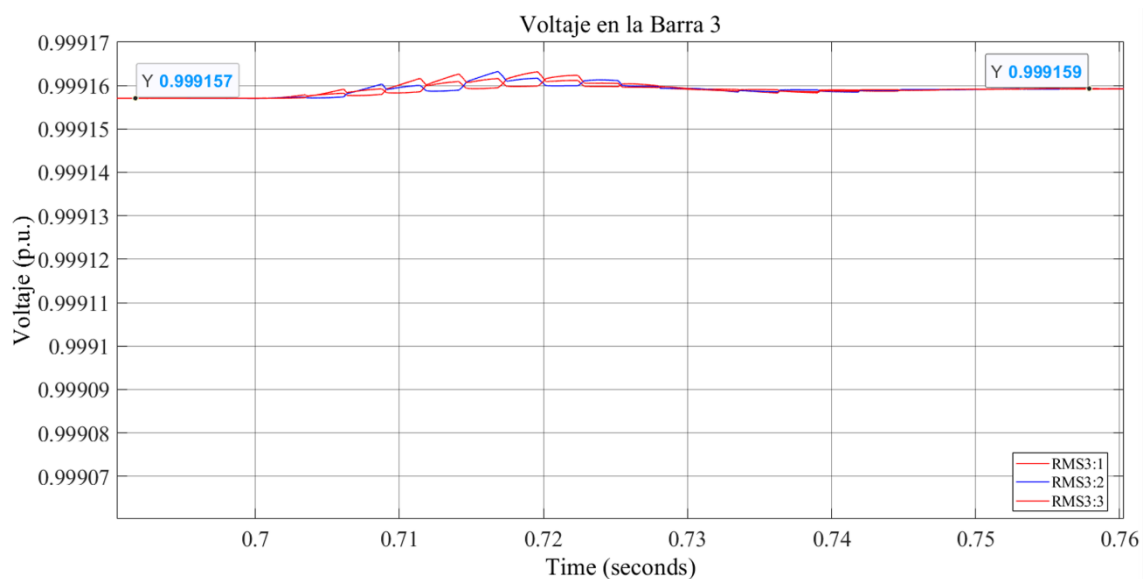


Figura 5.52. Voltaje en la barra 3 escenario 2 ampliado entre 0.7 y 0.76 segundos

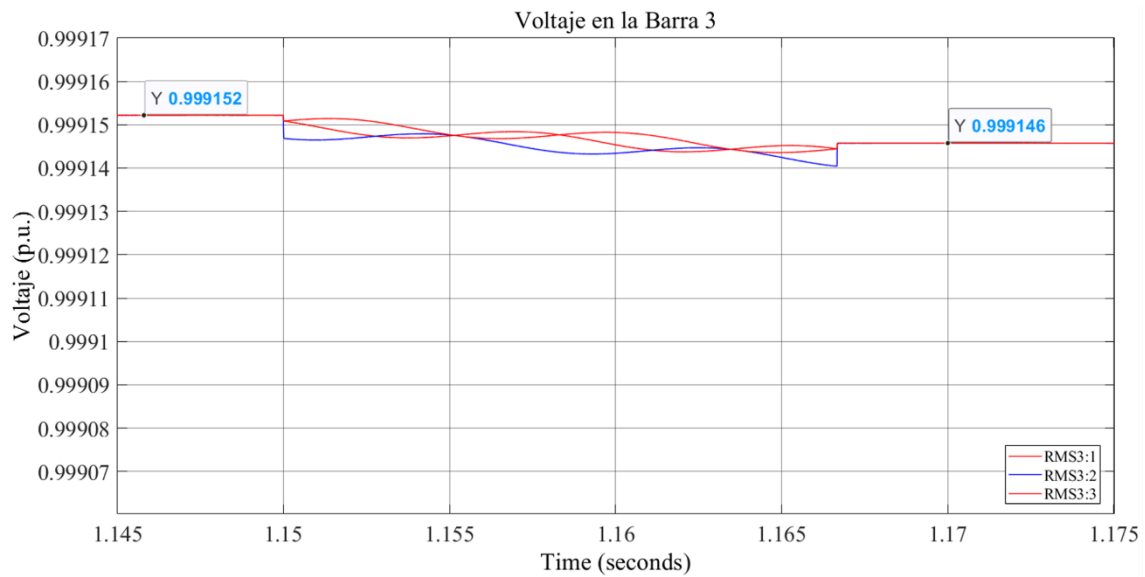


Figura 5.53. Voltaje en la barra 3 escenario 2 ampliado entre 1.145 y 1.175 segundos

A pesar de no contar con generación local, las fluctuaciones del voltaje en la barra 3 muestran cómo las variaciones en la generación y demanda en otras partes del sistema afectan su estabilidad. Las pequeñas oscilaciones observadas en la Figura 5.50 evidencian la sensibilidad de la barra 3 a las dinámicas del sistema en su conjunto. Este comportamiento resalta la influencia de las fluctuaciones del SEP en la estabilidad de todas las barras, independientemente de su capacidad de generación.

5.3.4. Análisis general del voltaje del sistema eléctrico de potencia

El análisis de los valores de voltaje en las barras 2 y 3 bajo cambios de carga e irradiancia, como se presenta en la Tabla 5.1, demuestra que la incorporación de controladores MPPT y PLL en un sistema fotovoltaico conectado al SEP mejora la estabilidad del sistema. La Figura 5.54 resalta las diferencias entre los dos escenarios, mostrando que en la Barra 2, donde se conecta el sistema fotovoltaico, el voltaje es más estable en el Caso 1 (con MPPT y PLL). Esto sugiere que dichos controladores permiten al sistema fotovoltaico ajustar de manera más efectiva la inyección de potencia, manteniendo un nivel de voltaje más uniforme, incluso ante variaciones de carga. En contraste, en el Caso 2 (sin MPPT y PLL), se observa un aumento en el voltaje después de la introducción del sistema fotovoltaico, lo que indica una menor capacidad del sistema para estabilizarse. Además, como se ha mencionado previamente, los tiempos de perturbación son mayores en los

cambios de irradiancia, mientras que, en las variaciones de carga, la respuesta del sistema tiende a ser más constante.

Tabla 5.1. Voltajes de las barras del SEP entre los dos escenarios

CARACTERISTICAS		Barra 2	Barra 2	Barra 3	Barra 3
		Caso 1	Caso 2	Caso 1	Caso 2
Sin PV		0,998265	0,998266	0,999073	0,999076
Baja carga	Irradiancia 1	0,998308	0,998419	0,999096	0,999157
	Irradiancia 2	0,99832	0,998425	0,999101	0,999159
Media carga	Irradiancia 3	0,998305	0,998411	0,999095	0,999153
	Irradiancia 4	0,998316	0,998411	0,999099	0,999152
Alta carga	Irradiancia 1	0,998302	0,998397	0,999093	0,999146
	Irradiancia 2	0,998297	0,998397	0,999090	0,999146

En la Figura 5.55 nos muestra que la Barra 3, que está alejada de la barra de conexión de carga, los valores de voltaje son consistentemente más altos que en la Barra 2, como era de esperar debido a su menor influencia directa por la carga. Sin embargo, en el Caso 2, la falta de MPPT y PLL provoca ligeras variaciones en el voltaje en respuesta a cambios en la irradiancia, lo que sugiere una inyección de potencia menos controlada. Por el contrario, en el Caso 1, el voltaje en la Barra 3 se mantiene más constante, lo que demuestra la efectividad de los controladores MPPT y PLL en regular la potencia inyectada y mantener la estabilidad de la red.

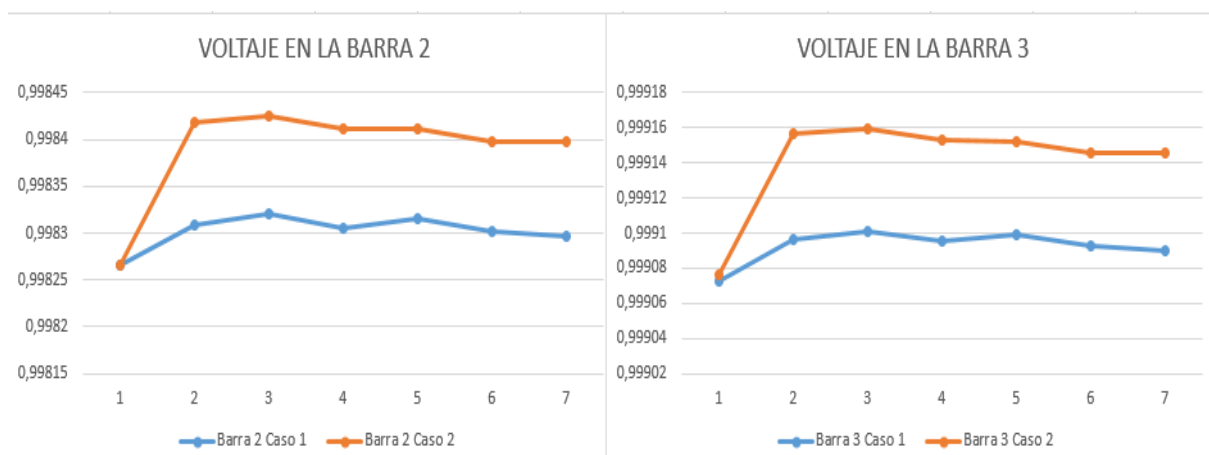


Figura 5.54. Variación de voltaje en los dos escenarios

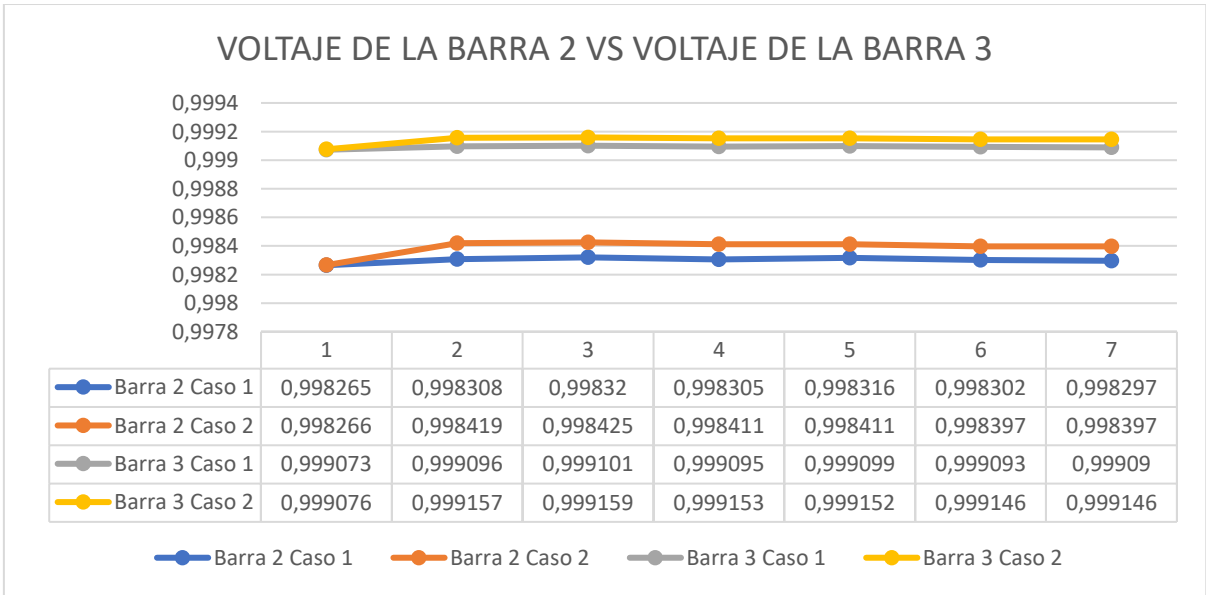


Figura 5.55. Representación final de los dos escenarios

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1. CONCLUSIONES

- La revisión exhaustiva del estado del arte reveló que la estabilidad dinámica es un factor crítico en la integración de sistemas de energía solar en redes eléctricas de potencia. Se identificó que los desafíos principales incluyen la variabilidad inherente de la generación solar debido a fluctuaciones en la irradiancia y su impacto en la estabilidad de voltaje. Además, se destacaron las técnicas y estrategias de control avanzadas, como el uso de controladores MPPT (Maximum Power Point Tracking) y PLL (Phase-Locked Loop), que son esenciales para mitigar los efectos adversos y mejorar la sincronización con la red eléctrica, garantizando una operación estable y eficiente.
- El dimensionamiento del sistema fotovoltaico conectado a la red de medio voltaje fue realizado con éxito, asegurando que las capacidades del sistema cumplan con los requisitos operativos y de estabilidad de la red. Se seleccionaron un total de 392 paneles solares, organizados en 28 cadenas en serie y 14 en paralelo, cada uno con una potencia de salida de 185 W. Esto resultó en una potencia total de generación de 72.52 kW. La implementación del MPPT y del PLL en el diseño ha sido crucial para optimizar la conversión de energía y sincronizar el sistema fotovoltaico con la red, maximizando la eficiencia energética y minimizando el impacto en la estabilidad del sistema. Con un área total de 513.722 m² dedicada a los paneles solares, se ha previsto también espacio suficiente para estructuras, pasillos de mantenimiento y otros requerimientos, garantizando así la operatividad y mantenibilidad del sistema.
- En el escenario 2, al reemplazar el MPPT por una corriente de referencia fija de 269.2 A, se observó un aumento significativo en la distorsión de las formas de onda de voltaje y corriente durante perturbaciones de 30 milisegundos causadas por cambios en la irradiancia. Estas distorsiones, evidenciadas en las Figuras 5.19 y 5.20, indican que la eliminación del control MPPT compromete la estabilidad y calidad de la señal del sistema fotovoltaico.
- Reducción en la eficiencia de conversión de energía: La corriente constante de referencia, al estar por encima de la corriente directa (como se muestra en la Figura 5.22), demuestra que el sistema fotovoltaico no puede alcanzar su punto

de máxima potencia sin el MPPT, lo que resulta en una menor eficiencia. Además, la potencia generada en el escenario 2 es inferior a la del escenario 1, lo que subraya la importancia de los controles MPPT y PLL para optimizar la extracción de energía.

- Desalineación entre corriente y voltaje: La falta de un sistema de control adecuado en el escenario 2 provocó una desalineación entre la corriente y el voltaje a la salida del inversor, como se observó en la Figura 5.26. Esta desincronización no solo afecta la eficiencia del inversor, sino que también aumenta la distorsión en las formas de onda y disminuye el rendimiento general del sistema fotovoltaico.
- Tiempo de estabilidad el sistema puede disminuir

6.2. RECOMENDACIONES

- Realiza modelos detallados de los generadores de energía renovable y del sistema eléctrico en su conjunto. Utiliza programas de simulación como MATLAB/Simulink o DIGSILENT PowerFactory.
- Es fundamental implementar controles avanzados como MPPT y PLL para mejorar la eficiencia del sistema fotovoltaico. Estos controles no solo optimizan la extracción de energía, sino que también aseguran la estabilidad y calidad de la señal, reduciendo la distorsión en las formas de onda de voltaje y corriente.
- Investiga y prueba técnicas de control avanzadas, como el control predictivo o basado en inteligencia artificial. Estas técnicas pueden ayudar a gestionar mejor la variabilidad inherente de las energías renovables.
- Realiza estudios de caso para ver cómo diferentes niveles de energías renovables afectan el sistema eléctrico. Observa aspectos como la frecuencia, el voltaje y los flujos de potencia.
- Se recomienda utilizar otra fuente de energía renovable como la energía eólica para crear sistemas híbridos más estables y eficientes. Esto implica el estudio de estrategias de control y gestión de la energía para optimizar la operación conjunta de múltiples fuentes de energía renovable.

7. Referencias

- [1] P. Potes y X. Proaño, «Diseño de un Sistema Fotovoltaico Conectado a la Red en el Bloque B de la Universidad Técnica de Cotopaxi,» 10 noviembre 2020. [En línea]. Available: <https://revistaenergia.cenace.gob.ec/index.php/cenace/article/view/362/349>.
- [2] D. Figueroa, «Modelamiento de un sistema fotovoltaicos conectada a la red considerando la variación de irradiancis solar en una bananera en el cantón Ventanas,» 21 febrero 2022. [En línea]. Available: <https://repositorio.utc.edu.ec/bitstream/27000/8897/1/MUTC-001284.pdf>.
- [3] D. Piñeres y J. Pérez, «Modelación y control de un sistema híbrido fotovoltaico eólico conectado a la red,» 03 mayo 2022. [En línea]. Available: http://repositorio.uan.edu.co/bitstream/123456789/7596/3/2022_OtnielDavid%20Pi%c3%bleres%20Cuetto.pdf.
- [4] A. Torres, «Operación en paralelo del generador fotovoltaico con la red eléctrica de la EEQ,» 10 octubre 2022. [En línea]. Available: <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/23369/1/CD%2012784.pdf>.
- [5] M. Vitrys, «Estabilidad en sistemas de potencia,» 08 octubre 2017. [En línea]. Available: <https://es.slideshare.net/slideshow/estabilidad-sep/53707511>.
- [6] A. J. C. Castro, «PROPUESTA TÉCNICA PARA LA ATENUACIÓN DEL FENÓMENO DE RESONANCIA DE LA SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN LA ESPERANZA DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL NORTE,» 15 Octubre 2021. [En línea]. Available: <https://repositorio.utn.edu.ec/bitstream/123456789/11667/2/04%20MEL%20136%20TRABAJO%20GRADO.pdf>.
- [7] «Difference between Electrical and Electronics in Hindi,» Techttool Hindi, 10 Octubre 2020. [En línea]. Available: <https://techttoolhindi.blogspot.com/2020/10/main-difference-between-electrical-and.html?m=1>.

- [8] M. S. S. T. O. J. Duncan Glover, Power System Analysis and Design, Stamford, CT: Cengage Learning, 2016 (6ª edición).
- [9] C. Lange, «Evaluación del comportamiento dinámico de un sistema eléctrico interconectado mediante modelos reducidos obtenidos de mediciones sincrofasoriales,» 09 enero 2020. [En línea]. Available: http://opac.pucv.cl/pucv_txt/txt-0000/UCB0306_01.pdf.
- [10] C. Tapia, «Estudio de estabilidad de pequeña perturbación del sistema eléctrico chileno considerando la política energética 2050,» 10 octubre 2020. [En línea]. Available: <https://repositorio.uchile.cl/bitstream/handle/2250/176983/Estudio-de-estabilidad-de-peque%C3%B1a-perturbacion-del-sistema-electrico-chileno-considerando-la-politica-energetica-2050.pdf?sequence=1&isAllowed=y>.
- [11] D. Orbea, «Despacho económico en sistemas eléctricos de potencia considerando el comportamiento estocástico de centrales de generación a base de energías renovables no convencionales,» 10 febrero 2021. [En línea]. Available: <https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/19786/1/UPS%20-%20TTS244.pdf>.
- [12] CIER Galápagos, «Energía Fotovoltaica,» 12 mayo 2017. [En línea]. Available: <https://ciergalapagos.wordpress.com/renovables/energia-fotovoltaica/>.
- [13] L. M. J. Johanna, «“ENERGÍA RENOVABLE Y CRECIMIENTO ECONÓMICO EN EL ECUADOR”,» 04 Agosto 2023. [En línea]. Available: <http://dspace.unach.edu.ec/bitstream/51000/11441/1/L%C3%B3pez%20Montero%20C%20J.%20%282023%29%20Energ%C3%ADa%20Renovable%20y%20Crecimiento%20Economico%20en%20el%20Ecuador..pdf>.
- [14] Microscopio, «Instalación Solar Conectada A Red: La Energía Del Futuro En Tus Manos,» 14 septiembre 2018. [En línea]. Available: <https://www.microscopio.pro/instalacion-solar-conectada-a-red-la-energia-del-futuro-en-tus-manos/>.
- [15] F. G. A. Y. H. E. a. J. G. H. El Fadil, «Three-Phase Grid-Connected of Photovoltaic Generator Using Nonlinear Control,» Diciembre 2014. [En línea]. Available:

https://www.researchgate.net/publication/286341683_Three-phase_grid-connected_of_photovoltaic_generator_using_nonlinear_control.

- [16] N. & J. M. & M. G. & S. J. & G. S. Echeverría, «Algoritmo MPPT de Conductancia Incremental con Doble Cota,» Octubre 2014. [En línea]. Available: https://www.researchgate.net/publication/265866384_Algoritmo_MPPT_de_Conductancia_Incremental_con_Doble_Cota.