

DOI: <https://doi.org/10.46296/ig.v9i17.0320>

SIMULACIÓN DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO DE 33 MWp CONECTADO A LA RED PARA OPTIMIZAR GENERACIÓN SOSTENIBLE

SIMULATION OF A 33 MWp GRID-CONNECTED PHOTOVOLTAIC SYSTEM TO OPTIMIZE SUSTAINABLE GENERATION

Guano Edwin David ¹; Rojas Ronny Misael ¹; Quinatoa-Caiza Carlos ¹

¹ Universidad Técnica de Cotopaxi, Ingeniería en Electricidad, Latacunga, Ecuador.
Correo: carlos.quinatoa7864@utc.edu.ec.

Resumen

Este análisis examina la incorporación de una planta fotovoltaica (PV) de 33 MWp en un sistema eléctrico IEEE de 9 barras, con el propósito de determinar la generación mediante el uso de PowerFactory. El propósito es establecer cómo la generación renovable influye en el perfil de tensión, flujos de potencia del sistema. La PV está formada por 11 inversores y 6.400 paneles solares, enlazada a la barra 8, con una capacidad nominal de 21.01 MW y un flujo reactivo de 10.02 MVar. Los valores de tensión se mantienen en el rango permitido (0.95–1.05 p.u.), con registros como 1.029 p.u. en Bus 5, 1.040 p.u. en Bus 9 y 1.039 p.u. en Bus 1. Los corredores críticos de transmisión se evidencian en los flujos más altos, que son entre Bus 4 y Bus 5 (-83.474 MW), así como entre Bus 6 y Bus 9 (-72.314 MW). La PV, en horas de sol, proporciona hasta 31.85 MW, lo que equivale al 8–9% del total; la generación convencional, por su parte (G1: 73.45 MW, G2: 163 MW y G3: 85 MW), contribuye con más del 90% de la energía. La fuente de corriente continua funciona como un sistema de almacenamiento, absorbiendo entre -10 MW y -33 MW. A pesar de que se necesita optimizar la gestión del almacenamiento, estos descubrimientos confirman que el sistema no se ve afectada por la integración fotovoltaica y que esta mejora la sostenibilidad.

Palabras clave: Planta Fovoltáica; Voltaje; Módulos; Generación; Sobrecargas.

Abstract

This analysis examines the integration of a 33 MWp photovoltaic (PV) plant into a nine-bus IEEE electrical system to determine generation using PowerFactory. The aim is to establish how renewable generation influences the system's voltage profile and power flows. The PV system consists of 11 inverters and 6,400 solar panels, connected to bus 8, with a nominal capacity of 21.01 MW and a reactive power flow of 10.02 MVar. Voltage values are maintained within the permissible range (0.95–1.05 p.u.), with readings such as 1.029 p.u. at Bus 5, 1.040 p.u. at Bus 9, and 1.039 p.u. at Bus 10.029 p.u. at Bus 11.029 p.u. at Bus 10.03 ... On Bus 1, critical transmission corridors are evident in the highest flows, between Bus 4 and Bus 5 (-83.474 MW), and between Bus 6 and Bus 9 (-72.314 MW). PV, during daylight hours, provides up to 31.85 MW, equivalent to 8–9% of the total; conventional generation (G1: 73.45 MW, G2: 163 MW, and G3: 85 MW) contributes over 90% of the energy. The DC source functions as a storage system, absorbing between -10 MW and -33 MW. Although storage management needs optimization, these findings confirm that the system is not negatively impacted by PV integration and that this integration improves sustainability.

Keywords: Photovoltaic Plant; Voltage; Modules; Generation; Overloads.

Información del manuscrito:

Fecha de recepción: 13 de octubre de 2025.

Fecha de aceptación: 18 de diciembre de 2025.

Fecha de publicación: 12 de enero de 2026.



1. Introducción

Hoy en día, los generadores de energía más relevantes utilizan la combustión de combustibles fósiles, responsables del cambio climático y liberan grandes volúmenes de carbono al medio ambiente. Implementar la generación de energía limpia utilizando fuentes renovables podría ser una solución a este problema [1]. Los sistemas fotovoltaicos (PV) han experimentado una transición exitosa de pequeños sistemas independientes a grandes sistemas conectados a la red eléctrica. La interconexión entre compañías eléctricas ofrece una nueva perspectiva sobre la economía de las energías renovables al combinar la escasez o déficits energéticos con la conexión a la red, que produce energía de carga base utilizando combustibles convencionales. El uso intensivo de sistemas fotovoltaicos ha sido estimulado por varios factores [2],[3]. El aumento global de la demanda energética y el alto coste de los combustibles son los factores más relevantes. El efecto de las tecnologías energéticas en el medio ambiente y el hecho de que la fotovoltaica se haya convertido en

una tecnología avanzada son otros temas relevantes [4].

El aumento de la energía fotovoltaica en todo el mundo ha incrementado la demanda de algoritmos para monitorización y control, así como de herramientas para simulación y diseño, dirigidas a ingenieros e investigadores que trabajan con estas aplicaciones. Las herramientas más utilizadas hoy en día para el diseño y simulación de PV son software diseñado específicamente para esta tarea, como PVsol y PVSyst. Estas herramientas ofrecen una buena visión general del diseño y comportamiento de los sistemas fotovoltaicos bajo diversas condiciones de funcionamiento [5]. Sin embargo, si se requiere una simulación más completa para comprender completamente los distintos elementos implicados en el sistema, estas herramientas no tienen la potencia necesaria. Se han creado métodos más robustos utilizando diversos programas comerciales para aplicaciones técnicas, como Matlab o Pspice [6].

A lo largo del tiempo, el campo de la electricidad ha tenido que evolucionar y una de las maneras es

aprovechar las fuentes energéticas para suministrar energía eléctrica constante a las cargas conectadas al sistema eléctrico. La energía entregada al usuario final debe ajustarse a la normativa de calidad energética que ARCONEL ha emitido (EPS) [7]. Cuando se suministra energía eléctrica a un sistema eléctrico, se producen alteraciones en el voltaje, la frecuencia y el ángulo, así como también variaciones en la capacidad de carga de los elementos eléctricos que integran dicho sistema. El SEP exhibirá un comportamiento distinto en caso de que ocurra una falla, dependiendo del tipo de generación conectada a él; esto ajustará el tiempo máximo de falla y provocará que el sistema no esté sincronizado [8], [9]. Un sistema de suministro de energía (SEP) está constituido por unidades productivas, líneas de transmisión y distribución de energía eléctrica. Como estas deben ser suministradas a los clientes lejos del lugar donde se producen, el SEP tiene que conservar su estabilidad frente a contingencias, garantizando a cada usuario conectado al sistema una energía de alta calidad [10]. En una investigación de seguimiento, se sugiere importar energía solar a un

sistema de prueba de 9 barras IEEE y poner en marcha un primer sistema solar. El propósito del estudio es entender cómo opera el sistema, incluyendo cuando la prueba del sistema a 9 barras tuvo un nivel elevado de energía renovable, usando el DIgSILENT PowerFactory [11], [12].

La aplicación del programa permite observar el comportamiento del sistema al incorporar energía solar, así como la reacción de este ante sucesos de fallas y las alteraciones que ocurren en el mismo antes y después de que se han implementado fuentes de energía renovable. El software se emplea para la investigación de análisis de sistemas, mediante el método de simulación de valor instantáneo y el método de valor RMS, que son técnicas que brindan un gráfico para analizar el sistema [13]. Según los datos, SEP tiene que soportar muchas perturbaciones durante su funcionamiento y el sistema debe operar con la frecuencia más alta posible, evitando así interrupciones en la carga y garantizando que el sistema mantenga su estabilidad y un suministro de energía constante. Como se mencionó anteriormente

del SEP supone conservar las operaciones y volver a las condiciones normales de operación tras una situación anormal; esto forma parte de los planes operativos de corto y largo plazo de la SEP [14]. Se eligió el sistema estándar IEEE de nueve barras para los estudios posteriores porque incluye múltiples puntos de generación, lo cual facilita el análisis del procedimiento de generación y la estabilidad transitoria del grupo electrógeno [15]. SEP, al introducirse el proceso de generación de energía fotovoltaica en el sistema de prueba, se puede analizar la conducta de los flujos energéticos en dicho sistema cuando la producción renovable es incorporada al SEP, en contraste con la generación convencional presente. Además, es posible determinar los niveles de tensión, angular y capacidad de carga capacitiva que poseen los equipos eléctricos [16] [17].

Asimismo, el estudio ayudará a entender cómo se comporta SEP cuando sucede un fallo, ya sea trifásico o monofásico. Estos son algunos de los sucesos más frecuentes en la red de transmisión. En este sistema, la generación

regenerativa posibilitará el monitoreo de los niveles de corriente y potencia de cortocircuito en el lugar donde se produjo la falla, logrando resultados distintos a los que se obtendrían con generación solar [18]. Una vez que se conocen los niveles de corriente de cortocircuito en el sistema, se puede observar la manera en que la protección de líneas eléctricas opera con distintos tipos de generación. Esto posibilita recalibrar, en caso de ser preciso, realizar las adecuaciones necesarias y sacar conclusiones para cada sistema. En última instancia, el presente estudio determinará los pros y los contras de incorporar renovables no estándar en la SEP [19], además de lo que se debe tener en cuenta en cada caso de análisis, así como la configuración y las restricciones necesarias para cada sistema de producción de energía renovable. en el sistema de ensayo.

Por lo tanto, uno de los principales retos a los que se enfrenta la generación fotovoltaica a gran escala es garantizar la fiabilidad y estabilidad del suministro eléctrico al integrarse en las redes de transmisión y distribución, el diseño incorrecto de los componentes y las

pérdidas eléctricas en el sistema de conversión pueden reducir la eficiencia de la planta [20]. Además, la falta de simulaciones en las primeras fases del diseño puede resultar en inversiones poco rentables o en el incumplimiento de las normativas técnicas exigidas por las normas internacionales.

2. Metodología

Este proyecto se enfoca en la simulación de un sistema eléctrico IEEE de nueve barras que incorpora generación fotovoltaica por medio de DlgSILENT PowerFactory. El sistema incluye una planta fotovoltaica que proporciona 21.01 MW en la barra 8, lo que aporta tanto al sistema interconectado como a la provisión de energía para cargas distribuidas [21]. El estudio destaca la relevancia de tener una frecuencia y un voltaje estables en la red, además de coordinar las protecciones eléctricas frente a la integración de energías renovables. La simulación examina situaciones operativas en las que se analiza cómo responde el sistema ante un aumento de la potencia y la estabilidad del flujo eléctrico [15].

Los resultados confirman la estabilidad del sistema, pues los perfiles de voltaje están dentro del rango permitido (0.95–1.05 p.u.). Se observan valores de 1.04 p.u. en la barra 1, 0.996 p.u. en la barra 5 y 1.02 p.u. en la barra 9. Entre las barras 4 y 5 se produce el flujo de potencia activa más importante, con 42.07 MW, después le sigue el flujo de entre las barras 5 y 6, que es de 30.08 MW. No se observan pérdidas o sobrecargas significativas [22]. Estos resultados evidencian que la incorporación de energía fotovoltaica al sistema no perjudica la estabilidad eléctrica y posibilita el mantenimiento de criterios homogéneos de protección en todas las situaciones. La investigación bibliográfica proporciona información acerca de investigaciones sobre los efectos que la energía renovable tiene en un sistema eléctrico, así como una guía bibliográfica para el análisis de los casos de estudio que se llevarán a cabo para lograr las metas planteadas en el próximo proyecto [23]. Esta investigación adopta un enfoque descriptivo, lo que posibilita la recolección de datos durante su desarrollo, los cuales serán utilizados posteriormente para realizar análisis [24]. Asimismo,

permite recopilar la información necesaria para formular el modelamiento del sistema, lo cual permitirá entender cómo se comporta un SEP al incorporar generación fotovoltaica en un sistema de pruebas normalizado IEEE de 9 barras.

Asimismo, el método analítico, inductivo y deductivo permite que, basándose en la información bibliográfica recopilada y en investigaciones anteriores de la SEP, se empiecen a formular conclusiones personales sobre el comportamiento del estudio elegido. Además, este procedimiento facilita adquirir conocimiento a partir de investigaciones previas que servirán como antecedentes para el caso seleccionado [25]. Es imprescindible tener conocimiento de las normativas eléctricas que rigen el estudio. Este método incluye simulaciones del ingreso al sistema de pruebas de generación fotovoltaica, lo cual posibilita determinar los límites de generación que el sistema presenta con los métodos de generación renovable previamente citados. Este método permite analizar los datos recabados en la investigación, posibilita que se

hagan comparaciones entre las dos clases de generación incorporadas en el sistema de pruebas y también posibilita llegar a conclusiones del caso de estudio que se llevó a cabo en el SEP.

A. Solar Panel

En la barra 8, se incorpora el generador fotovoltaico con un potencial de 21.01 MW al sistema IEEE de nueve barras mediante el entorno de simulación DIgSILENT PowerFactory. Esta generación renovable ayuda a aprovisionar energía para cargas distribuidas y al sistema integrado, conservando la estabilidad de la frecuencia y del perfil de voltaje. El estudio se enfoca en el funcionamiento del sistema en condiciones nominales, en las que el voltaje de la barra 8 permanece en 1.02 p.u. y el flujo de potencia activa hacia la red es constante. El análisis tiene en cuenta la reacción del sistema frente a la incorporación de generación renovable y su efecto en el flujo energético, aunque no se modelan variables físicas como la irradiancia o la temperatura. Los hallazgos indican que el sistema funciona sin sobrecargas, con pérdidas insignificantes y perfiles de voltaje dentro del rango permitido

(0.95–1.05 p.u.), lo que confirma la factibilidad técnica de la integración fotovoltaica.

Tabla 1: *Parámetros eléctricos del sistema fotovoltaico*

Características	Valor	Unidad
Potencia Total (Pmax)	21,010,000	W (21.01 MW)
Voltaje en barra (p.u.)	1.02	p.u.
Ángulo en barra	-0.9	grados
Flujo de potencia activa	21.01	MW
Flujo de potencia reactiva	10.02	MVAr

Para un sistema fotovoltaico que se integre en una red eléctrica, los valores adquiridos en la simulación son realistas y beneficiosos. La potencia nominal de 21.01 MW en la barra 8 representa una contribución importante y consistente con las instalaciones para generación renovable que están conectadas a sistemas interconectados. La estabilidad del sistema está asegurada por el hecho de que el voltaje en la barra se mantiene en 1.02 p.u., dentro del rango permitido por las normas internacionales (0.95 a 1.05 p.u.). A pesar de que no se especifican en este caso variables físicas como la tensión y la corriente en el punto de máxima potencia, el flujo de potencia activa y reactiva (21.01 MW y 10.02 MVAr, respectivamente) demuestra que la operación es eficaz y segura. Asimismo, el sistema no muestra sobrecargas ni pérdidas

significativas, lo que sugiere que los estándares de diseño y protección son apropiados para la integración fotovoltaica. Por lo tanto, los parámetros simulados satisfacen las condiciones técnicas requeridas para asegurar la estabilidad y fiabilidad del sistema de electricidad [26].

B. Red Eléctrica del Sistema

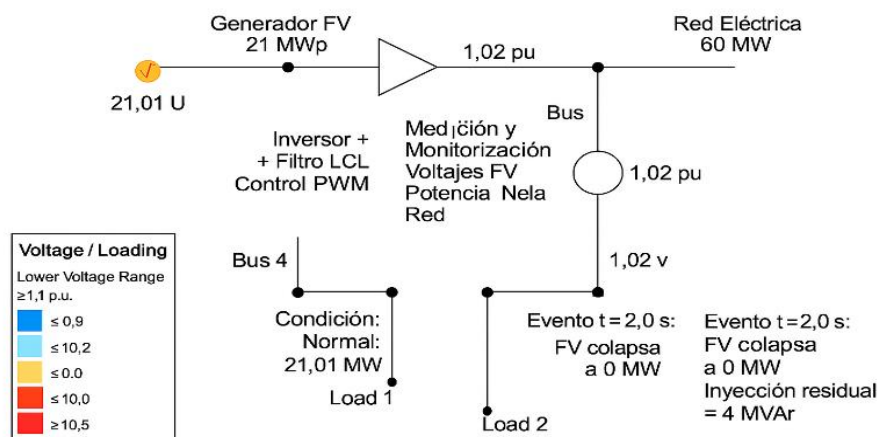
El procedimiento de la Figura 1, se inicia en la planta fotovoltaica, que está conectada a la barra 8 del sistema IEEE de 9 barras. Esta tiene una capacidad de 21.01 MW, lo que equivale a la producción renovable incorporada en la red. En DigSILENT, la planta se representa como una fuente de potencia activa y reactiva, a diferencia del modelo que se describe en Simulink. Aunque no se incorpora de manera explícita el convertidor DC-DC ni el inversor, se considera que la conversión a

corriente alterna ocurre antes de que la inyección tenga lugar en la barra. El voltaje de la barra 8 permanece en 1.02 p.u. y el ángulo es -0.9° bajo condiciones nominales, lo que asegura la estabilidad del sistema. La energía producida es transferida directamente al sistema eléctrico, que funciona a un ritmo constante de 60 Hz y mantiene los perfiles de voltaje en el rango permitido (0.95–1.05 p.u.). El sistema incorpora cargas distribuidas que totalizan cerca de 60 MW, de los cuales 21.01 MW provienen de la generación fotovoltaica y el resto es suministrado por la generación convencional. La mayor cantidad de potencia activa se encuentra entre las barras 4 y 5, con 42.07 MW, y después le sigue entre las barras 5 y 6, con 30.08 MW, lo cual demuestra

que la energía se distribuye de manera eficaz.

El seguimiento del sistema posibilita el registro de parámetros en tiempo real, tales como voltajes, ángulos y potencias. Esto garantiza que la estabilidad no sea afectada por la integración de fuentes renovables. Bajo circunstancias normales, la planta fotovoltaica sostiene su contribución de manera invariable y, en situaciones críticas (representadas por una disminución de potencia), la red eléctrica toma a su cargo el resto sin interrumpir el servicio eléctrico. Estos resultados demuestran que la adición de generación fotovoltaica al sistema IEEE de 9 barras es factible desde el punto de vista técnico y satisface los estándares de calidad energética.

Figura 1: Funcionamiento de la red eléctrica en la simulación



C. Función objetivo y restricciones del modelo

Función objetivo:

$$EC = \sum_{i \in NG} \sum_{t \in T} (\alpha_i P_{G,it}^2 + \beta_i P_{G,it} + \gamma_i + \zeta_i e^{\lambda_i P_{G,it}})$$

Sujeto a:

$$\sum_{i \in NG} P_{G,it} = P_{D,t} + P_{L,t}, \quad \forall t \in T \quad (1)$$

$$P_{G,i}^{min} \leq P_{G,it} \leq P_{G,i}^{max}, \quad (2)$$

$$P_{G,it} - P_{G,i,t-1} \leq RU_i$$

$$P_{G,i,t-1} - P_{G,it} \leq R \quad (3)$$

$$P_{G,i}^{min} \cdot u_{it} \leq P_{G,it} \leq P_{G,i}^{max} \cdot u_{it} \quad (4)$$

$$\sum_{t \in T} \sum_{i \in NG} (\alpha_i P_{G,it}^2 + \beta_i P_{G,it} + \gamma_i + \zeta_i e^{\lambda_i P_{G,it}}) \leq EC^{max} \quad (5)$$

$$\sum_{i \in NG} (\alpha_i P_{G,it}^2 + \beta_i P_{G,it} + \gamma_i + \zeta_i e^{\lambda_i P_{G,it}}) \leq EC_t^{max} \quad (6)$$

$$\sum_{i \in NREN} P_{G,it} \geq \rho^{min} \cdot \sum_{i \in NG} P_{G,it} \quad (7)$$

El modelo ambiental se basa en una función objetivo que minimiza las emisiones totales de las unidades generadoras durante el horizonte de planificación. Esta función incluye términos cuadráticos, lineales y exponenciales, representando diferentes comportamientos de emisión asociados a la operación de las plantas térmicas. Los coeficientes $\alpha_i, \beta_i, \gamma_i, \zeta_i, \lambda_i$ definen el perfil de emisiones de cada unidad.

La restricción (1) garantiza el balance de potencia en cada periodo, asegurando que la generación total cubra la demanda y las pérdidas del sistema. Si no se consideran pérdidas, esta condición

se simplifica a $\sum_{i \in NG} P_{G,it} = P_{D,t}$. La restricción (2) establece los límites mínimo y máximo de generación para cada unidad, respetando sus capacidades físicas.

La restricción (3) incorpora rampas de subida y bajada, expresadas como $P_{G,it} - P_{G,i,t-1} \leq RU_i$ y $P_{G,i,t-1} - P_{G,it} \leq RD_i$, fundamentales para reflejar la inercia y limitaciones dinámicas de las máquinas. La restricción (4) introduce la lógica de compromiso de unidades mediante variables binarias, vinculando la generación a su estado operativo:

$$P_{G,i}^{min} \cdot u_{it} \leq P_{G,it} \leq P_{G,i}^{max} \cdot u_{it}.$$

Las restricciones (5) y (6) controlan las emisiones: la primera a nivel global para todo el horizonte, $\sum_{t \in T} \sum_{i \in NG} NG(\dots) \leq EC^{\max}$, y la segunda por periodo, $\sum_{i \in NG} NG(\dots) \leq EC_t^{\max}$, lo que permite cumplir con normativas ambientales tanto a largo como a corto plazo. Finalmente, la restricción (7) fomenta la sostenibilidad al exigir una cuota mínima de generación renovable, $\sum_{i \in N} REN P_{G,it} \geq \rho^{\min} \cdot \sum_{i \in NG} P_{G,it}$, garantizando la integración de fuentes limpias en la operación del sistema.

Este conjunto de ecuaciones proporciona un marco robusto para la planificación y operación de sistemas eléctricos bajo criterios ambientales, equilibrando la eficiencia económica con la reducción de emisiones y la promoción de energías renovables.

D. Configuración de la simulación

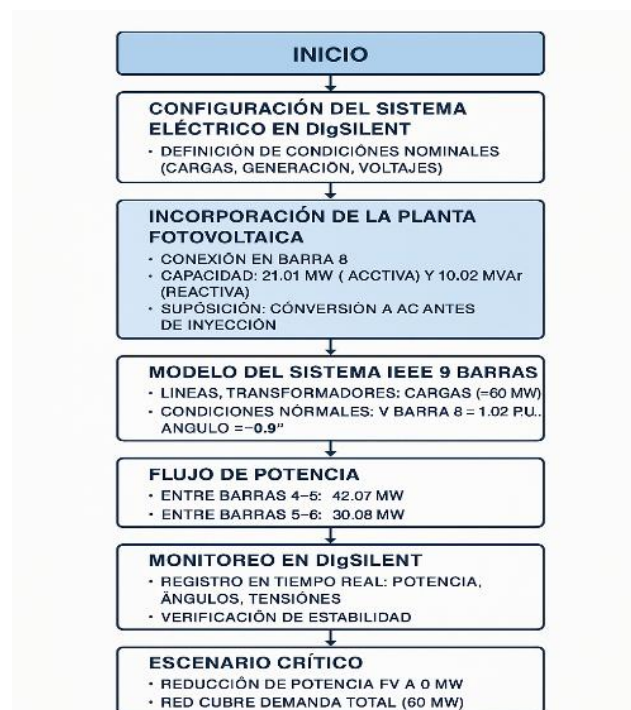
El procedimiento de la Figura 2, arranca con la configuración del sistema eléctrico en DIgSILENT, donde se establecen las condiciones nominales de funcionamiento (cargas, generación y voltajes). En esta

simulación, la planta fotovoltaica se presenta como una fuente de potencia activa y reactiva que está conectada a la barra 8 y tiene una capacidad de 21.01 MW, a diferencia de modelos más detallados que incorporan tanto irradiancia como temperatura. Este método posibilita examinar cómo la generación renovable afecta a la estabilidad del sistema sin modelar de manera explícita el inversor ni el convertidor DC/DC, aunque se supone que la conversión a corriente alterna tiene lugar antes de inyectar en la red. La planta fotovoltaica se incorpora al sistema IEEE de 9 barras, que contiene líneas, transformadores y cargas distribuidas por un total cercano a los 60 MW. En condiciones normales, el voltaje en la barra 8 es de 1.02 p.u. y el ángulo es -0.9° . Por su parte, la potencia activa y reactiva inyectadas son de 21.01 MW y 10.02 MVar, respectivamente. Una distribución eficaz de la energía se ve reflejada en el flujo de potencia, que es más alto entre las barras 4 y 5 (42.07 MW) y luego entre las barras 5 y 6 (30.08 MW).

El bloque de monitoreo posibilita el registro en tiempo real de parámetros como la potencia, los ángulos y las tensiones, garantizando que la integración renovable no ponga en riesgo la estabilidad. La red asume la carga residual sin interrumpir el servicio de electricidad en situaciones críticas, las cuales se simulan reduciendo la potencia fotovoltaica. Por ejemplo, si se

disminuye la producción de energía fotovoltaica a 0 MW, la red satisface el total de una demanda de 60 MW sin que la frecuencia y los voltajes superen los límites establecidos por las normas. Estos resultados demuestran que la adición de generación fotovoltaica al sistema IEEE de 9 barras es factible desde el punto de vista técnico y satisface los estándares de calidad energética.

Figura 2: Diagrama de flujo del sistema.



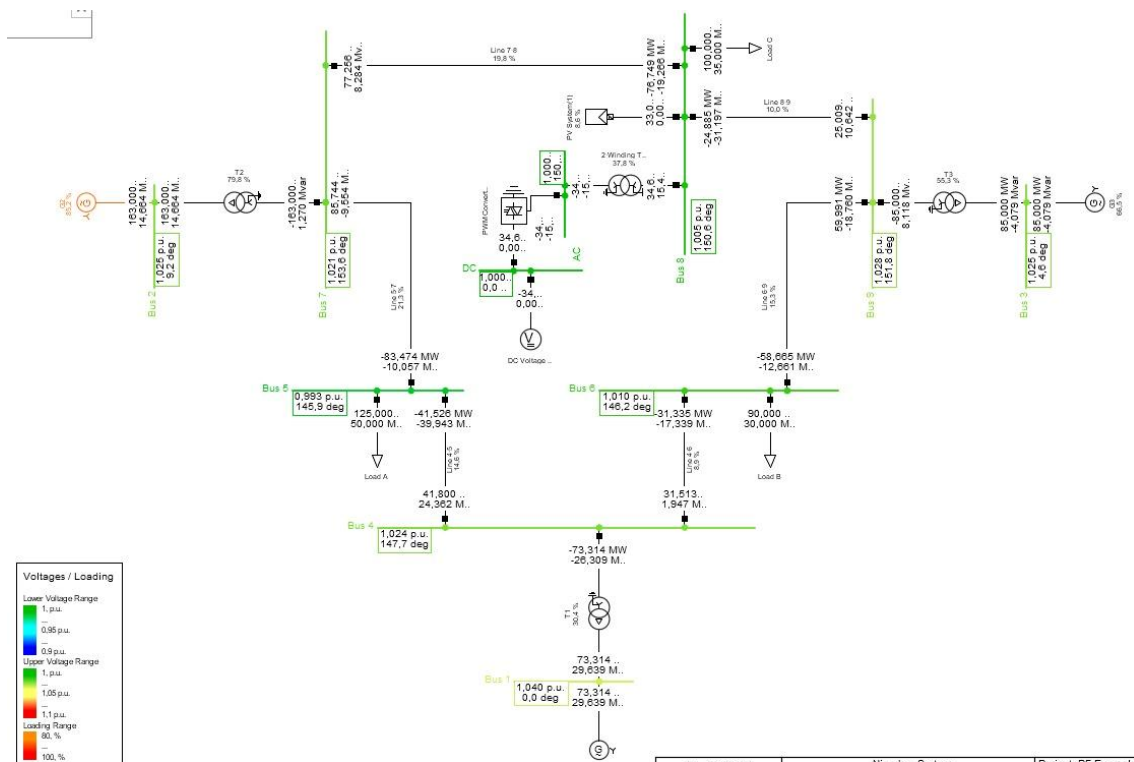
3. Resultados y discusión

3.1. Datos del sistema

Esta investigación en la Figura 3, analiza una simulación eléctrica para

un sistema de nueve barras. Se incorporan observaciones acerca de la distribución de generación y demanda, los flujos de potencia y el perfil de tensión.

Figura 3: Simulación del sistema



A. Perfil de tensión y estabilidad:

El sistema eléctrico simulado tiene un perfil de tensión constante en todas las barras, con valores que se encuentran dentro del rango verde, lo cual señala una operación estándar. Bus 1 tiene 1.039 pu a un ángulo de 0° , en comparación con otras barras como Bus 5 y Bus 9, que tienen respectivamente 1.029 pu y 1.040 pu, con ángulos próximos a -2° . Estas fluctuaciones son pequeñas y son indicativas de un sistema bien regulado, sin problemas de subvoltaje o sobrevoltaje.

B. Generación fotovoltaica y configuración:

La planta fotovoltaica consta de 11 inversores, los cuales convierten la energía de corriente continua en alterna para que esta pueda inyectarse al sistema. Estos inversionistas están vinculados con 6.400 paneles solares en total, lo que significa que existe una capacidad instalada significativa, concebida para satisfacer una porción sustancial de la demanda del sistema. La existencia de estos inversores dispersos posibilita una operación más adaptable y disminuye el peligro de errores

globales, lo que mejora la estabilidad del sistema.

C. Flujos de potencia en líneas:

Las líneas de transmisión presentan flujos importantes de potencia reactiva y activa. Entre Bus 4 y Bus 5, la circulación es de -83.474 MW y 10.677 MVar; en cambio, entre Bus 6 y Bus 9 se anotan -72.314 MW y -28.393 MVar. El flujo va en dirección contraria a la que se indica en el diagrama cuando el signo es negativo. Una alta necesidad de compensación reactiva o una fuerte demanda inductiva para conservar el voltaje estable se indican a través de un flujo reactivo elevado en varias líneas, por ejemplo, la conexión Bus 6–Bus 9.

D. Balance entre generación y demanda

La producción total comprende la contribución de las plantas fotovoltaicas y los generadores síncronos. En Bus 1, los generadores más importantes contribuyen con 163 MW; en Bus 2, con 85 MW; y en Bus 3, con 100 MW. La planta solar, gracias a sus 11 inversores y 6.400 paneles, ayuda a que la generación convencional sea menos dependiente y hace que el sistema tenga una mejor sostenibilidad. Los valores típicos de 41 MW y 21 MVar en Bus 5, Bus 6 y Bus 8 demuestran que el sistema se mantiene equilibrado bajo condiciones normales, con las cargas distribuidas en diversas barras.

Tabla 2: Perfil de tensión en barras

Barra	Tensión (pu)	Ángulo (°)
Bus 1	1.039	0.0
Bus 5	1.029	-1.77
Bus 9	1.040	-2.93

Los niveles de tensión y ángulo en tres barras fundamentales del sistema se presentan en la primera sección de la Tabla 1: Bus 1, Bus 5 y Bus 9. La barra de referencia (Bus 1) tiene una tensión de 1.039 pu con un ángulo de 0°, lo que señala que es el punto base para calcular fases. Bus

9 tiene una tensión de 1.040 pu y un ángulo de -2.93°, mientras que Bus 5 cuenta con 1.029 pu y -1.77°. Estas variaciones son mínimas, lo cual asegura que el sistema está bien regulado y no existen inconvenientes de subvoltaje o sobrevoltaje. La ligera desviación angular negativa

señala que la potencia se desplaza desde la barra de referencia hacia

las otras, conforme al gradiente de ángulo.

Tabla 3: Flujos de potencia en líneas

Línea	P (MW)	Q (MVar)
Bus 4 - Bus 5	-83.474	10.677
Bus 6 - Bus 9	-72.314	-28.393
Bus 7 - Bus 8	-58.896	12.061

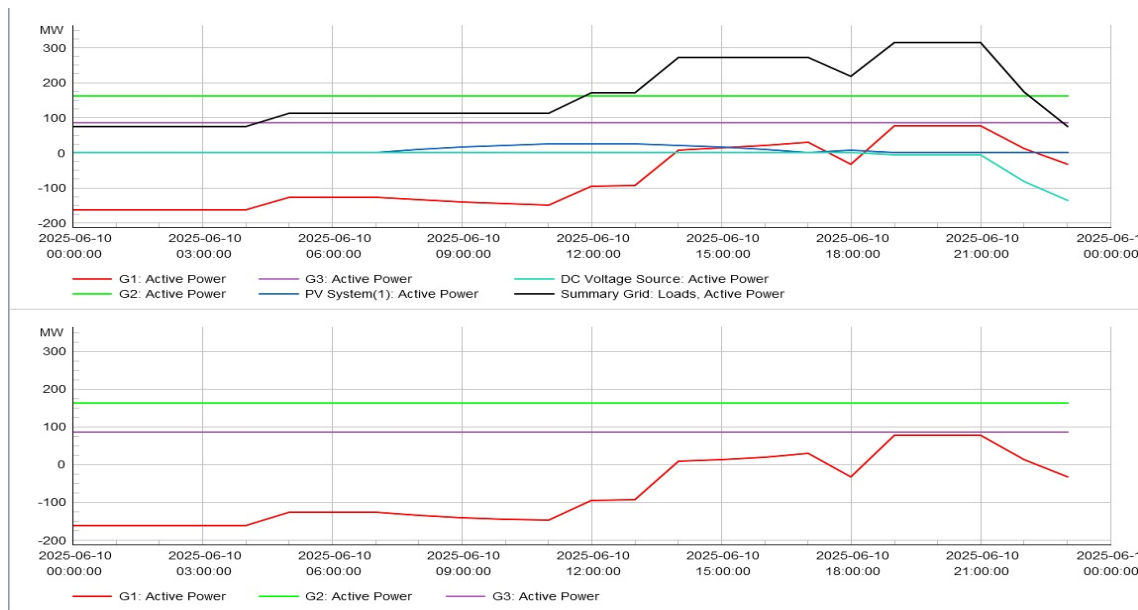
Los flujos de (P) y (Q) se describen en tres líneas en la Tabla 3. El flujo activo entre Bus 4 y Bus 5 es de -83.474 MW y el reactivo es de 10.677 MVar, lo que señala una transferencia de energía hacia Bus 4 (con signo negativo). En la línea Bus 6 - Bus 9, el flujo activo es de -72.314 MW y el reactivo de -28.393 MVar, lo que indica un alto requerimiento inductivo en la zona, ya que tiene un flujo reactivo negativo elevado. Finalmente, la línea Bus 7 - Bus 8 transporta -58,896 MW y 12,061 MVar, lo que indica un comportamiento más equilibrado en términos de potencia reactiva. Los datos muestran que las líneas 4-5 y 6-9 son las más congestionadas, lo cual podría ser un problema en situaciones de contingencia.

3.2 Comportamiento del sistema

La Figura 4 muestra la actividad de la potencia activa (MW) que proviene de varias fuentes generadoras en el día 10 de junio del año 2025, desde

las 00:00 hasta las 24:00. La línea horizontal muestra la línea temporal en formato de horas, mientras que la vertical señala la potencia activa en MW, con un rango cercano a -200 MW hasta 300 MW. Se aprecian cinco curvas: las tres de los generadores convencionales (G1, G2 y G3), la de una fuente de corriente continua (DC Voltage Source) y la del sistema fotovoltaico (PV System). Este análisis ayuda a entender la manera en que se reparte la producción entre fuentes renovables y convencionales durante el día.

Figura 4: Evolución de la potencia activa



Los generadores G1, G2 y G3 presentan un comportamiento estable, lo que sugiere que funcionan como unidades de carga base para asegurar la estabilidad del sistema:

- G1 tiene una potencia de aproximadamente 73 MW durante todo el día, con oscilaciones marginales.
- G2 es la unidad principal, con una producción invariable de 163 MW.
- G3 se mantiene constante en 85 MW. Estas tres unidades juntas contribuyen con más de 320 MW constantes, lo que equivale a cerca del 90% de la producción total. Este patrón es común en sistemas donde la producción de

energías renovables complementa, pero no reemplaza, a la base convencional.

La curva del sistema fotovoltaico refleja el comportamiento típico de la energía solar:

- La potencia es negativa (aproximadamente -20 MW) entre las 00:00 y las 06:00, lo que señala un consumo interno.
- Desde las 06:00, la potencia va en aumento de manera gradual y llega a su nivel más alto entre las 12:00 y las 15:00, con cifras próximas a +31.85 MW.
- La potencia se reduce después de las 18:00 de la tarde y se torna negativa durante la noche. Esta conducta verifica que la

radiación solar es dependiente y que la participación de la fuente renovable es limitada, pues solamente constituye entre el 8% y el 9% total en su punto máximo.

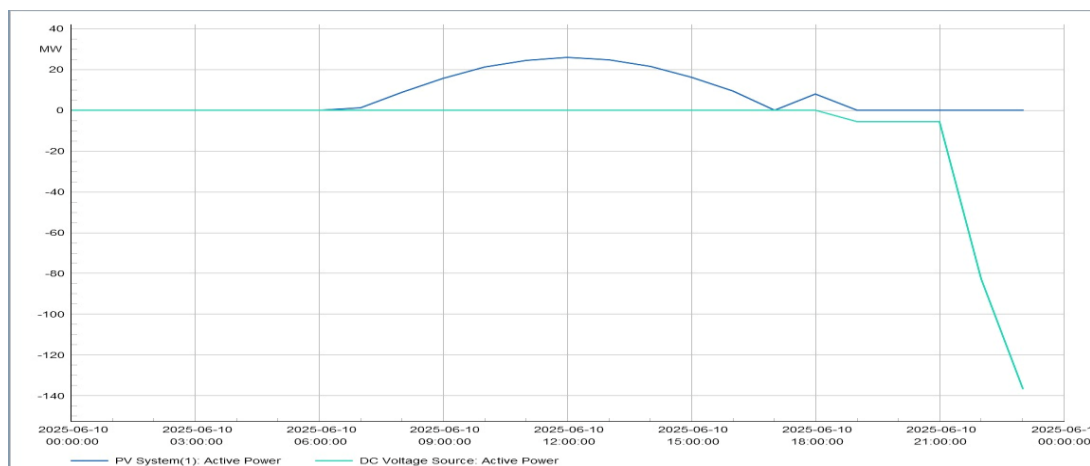
La línea celeste simboliza la fuente de corriente continua, que fluctúa entre -33 MW y -10 MW a lo largo del día, con una inclinación negativa en la mayor parte del tiempo. Esto sugiere que funciona como un sistema de almacenamiento, captando energía en determinados periodos de tiempo, probablemente

con el propósito de cargar baterías. Este comportamiento es fundamental para optimizar la flexibilidad en las operaciones y equilibrar las fluctuaciones solares.

A. Comportamiento del sistema fotovoltaico

La Figura 5 muestra la progresión de la potencia activa (MW) de dos fuentes: una fuente de voltaje en corriente continua (DC Voltage Source) y un sistema fotovoltaico (PV System), a lo largo del 10 de junio del 2025, desde las 00:00 hasta las 24:00.

Figura 5: Generación fotovoltaica



- La línea del tiempo en formato horario se presenta en el eje X.
- La potencia activa en MW se muestra a través del eje Y, el cual tiene un rango aproximado que va de -140 MW a +40 MW.

La línea azul representa el sistema fotovoltaico y muestra un modelo característico de producción solar:

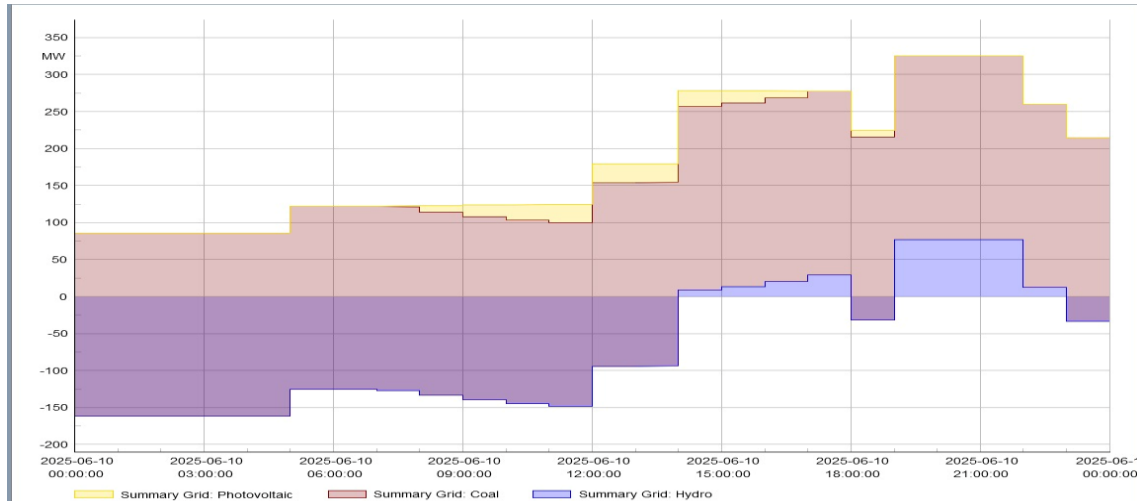
- La potencia se mantiene en 0 MW entre las 00:00 y las 06:00, lo que demuestra que no hubo producción durante la noche.

- La potencia empieza a crecer desde las 06:00 y llega a su punto más alto cerca de las 12:00, con un valor próximo a +30 MW.
- La potencia se reduce paulatinamente después de las 15:00 y alcanza 0 MW alrededor de las 18:00. Este comportamiento verifica la dependencia directa de la radiación solar, con una participación máxima limitada que complementa la producción convencional.

B. Distribución de generación por tipo de fuente

La Figura 6 muestra cómo ha cambiado la producción de electricidad a partir de carbón, hidroeléctrica y fotovoltaica en las 24 horas del 10 de junio de 2025. El eje de las abscisas representa el tiempo y el eje de las ordenadas, la potencia activa en MW, que oscila entre aproximadamente -200 MW y 350 MW. Las zonas se distinguen por el color: azul para la hidroeléctrica, rojo para el carbón y amarillo para la fotovoltaica.

Figura 6: Distribución de generación



Durante la madrugada, la generación fotovoltaica comienza en 0 MW y empieza a aumentar desde las 06:00. Entre las 12:00 y las 15:00, llega a su punto más alto, con cifras próximas a los 30 MW. Después de las 18:00, luego disminuye

progresivamente hasta alcanzar cero en la noche. Este patrón demuestra que la radiación solar es dependiente y su contribución es limitada en comparación con las fuentes convencionales,

representando alrededor del 8 al 9% de la totalidad diaria.

La generación a partir de carbón sigue siendo la fuente principal a lo largo del día, con cifras que oscilan entre 100 MW y 250 MW. Esto aumenta durante las horas de mayor demanda, sobre todo cerca de las 15:00 y las 21:00. En cuanto a la generación hidroeléctrica, exhibe cifras negativas durante las primeras horas de la madrugada, probablemente debido al bombeo o al consumo auxiliar. A partir de las 09:00 empieza a generar energía positiva y entre las 15:00 y las 18:00 llega a picos próximos a los 50 MW, para después descender otra vez.

Discusión

La evaluación de la incorporación de una planta fotovoltaica de 33 MWp en un sistema estándar IEEE de 9 barras por medio de simulaciones dinámicas en DigSILENT PowerFactory constituyen el principal aporte científico del presente estudio. Este estudio, a diferencia de investigaciones anteriores que se enfocan en plantas pequeñas o en modelos simplificados, examina el comportamiento del sistema frente a cambios en la producción renovable,

incluyendo la acción simultánea de una fuente de almacenamiento con corriente continua, así como los flujos de potencia, el perfil de tensión y la estabilidad angular. Se presenta, con el enfoque propuesto, la evidencia técnica de que se puede alcanzar una penetración renovable importante sin poner en riesgo la estabilidad del sistema. También se identifican los corredores de transmisión críticos y se ofrecen criterios operativos para futuras expansiones de generación fotovoltaica. Esta combinación de análisis dinámico, evaluación de estabilidad y caracterización de flujos bajo una intensa energía solar constituye un avance innovador en comparación con los estudios realizados hasta ahora.

4. Conclusiones

La integración de una planta fotovoltaica de 33 MWp, que consta de seis mil cuatrocientos paneles solares y once inversores, no pone en peligro del sistema eléctrico, según ha comprobado la simulación efectuada en el sistema IEEE de nueve barras. Los perfiles de tensión permanecen en el rango normativo (0.95-1.05 p.u), con cifras como

1.029 p.u. en Bus 5, 1.040 p.u. en Bus 9 y 1.039 p.u. en Bus 1; esto muestra que no hay riesgos de sobrevoltaje o subvoltaje y que la situación es estable. La estabilidad se mantiene incluso con la generación renovable, lo que evidencia la fortaleza del sistema ante cambios en la potencia.

Las líneas más críticas en cuanto al flujo de potencia son Bus 4-Bus 5 (-83.474 MW) y Bus 6-Bus 9 (-72.314 MW), las cuales realizan la mayor cantidad de intercambios de energía. Estos corredores deben ser vigilados y, en situaciones de alta demanda, es posible que necesiten un refuerzo o una compensación reactiva para prevenir la congestión. La planta fotovoltaica contribuye con 31.85 MW en horas solares, lo que equivale entre el 8% y el 9% de la producción total. En cambio, los generadores convencionales (G1, G2 y G3) aportan más del 90% de la energía, con cifras fijas de 73.45 MW, 163 MW y 85 MW, respectivamente. Este patrón corrobora que la generación renovable funciona como un complemento, no como un reemplazo de la base convencional. La fuente de corriente continua (DC)

actúa como un sistema de almacenamiento estratégico, captando entre -10 MW y -33 MW a lo largo del día. Para optimizar la flexibilidad operativa, esta propiedad es crucial, ya que posibilita guardar excedentes solares y emplearlos en épocas de escasa irradiancia. En resumen, la integración fotovoltaica ayuda a que el sistema eléctrico sea más sostenible, a que las emisiones sean menores y a que se reduzca la dependencia de los combustibles fósiles.

La estabilidad del sistema, que muestra que la generación convencional satisface la mayor parte de la demanda, mientras que la fotovoltaica sirve como complemento en horas de sol. Las horas de mayor consumo son testigos de un aumento en las cargas, sobre todo entre las 15:00 y las 21:00, momento en el que se aprecia una subida en la producción total para cubrir con la demanda. Esta conducta demuestra lo relevante que es la coordinación entre fuentes renovables y las convencionales, junto con la importancia de estrategias avanzadas de almacenamiento y control para hacer un uso más

eficiente de la energía solar y disminuir el uso del carbón.

Bibliografía

- [1] N. R. Eyibo, I. E. Nkan, and A. L. Jack, "Design, Simulation and Analysis of a 3 MW Grid-connected Solar PV System in Nigeria Using Matlab/Simulink," *Journal of Engineering Research and Reports*, vol. 27, pp. 291–304, 2025, doi: 10.9734/jerr/2025/v27i41472.
- [2] F. Remache, J. Castillo, C. Quinatoa, and L. Camacho, "Simulation of Hybrid PV Solar System with Fuel Cell in MATLAB Simulink," *WSEAS Transactions on Circuits and Systems*, vol. 23, pp. 172–183, 2024, doi: 10.37394/23201.2024.23.18.
- [3] A. H. Nebey, "Energy management system for grid-connected solar photovoltaic with battery using MATLAB simulation tool," *Cogent Eng*, vol. 7, pp. 182–193, Oct. 2020, doi: 10.1080/23311916.2020.1827702.
- [4] B. Shila and Prof. K. Patel, "Matlab Modeling And Simulation Of Grid Connected Solar Photovoltaic System With Boost Converter," *International Journal For Technological Research In Engineering*, Ed., India: ijtre, 2016, pp. 2125–2130. [Online]. Available: <https://api.semanticscholar.org/CorpusID:245999132>
- [5] B. Marwa, Z. M. Ali, and B. Hanen, "AI Empowered Solar Energy: Reinforcement Learning and Comparative Analysis for Grid-Connected Photovoltaic Systems Optimization," *2024 IEEE 28th International Conference on Intelligent Engineering Systems (INES)*, vol. 9, pp. 251–256, 2024, doi: 10.1109/INES63318.2024.10629127.
- [6] Surya Vamsi and S. Naik, "MATLAB Simulation of Grid-Connected Photovoltaic System," *IEEE, Ed., Serbia: 2020 55th International Scientific Conference on Information, Communication and Energy Systems and Technologies (ICEST)*, 2020, pp. 114–120. doi: 10.1109/ICEST49890.2020.9232784.
- [7] K. Cajilema, R. Salazar-Achig, and D. L. J. J., "Analysis of the impact of solar radiation and temperature variations on grid-connected photovoltaic power generation," *IOP Conf Ser Earth Environ Sci*, vol. 1434, pp. 12–0, Dec. 2024, doi: 10.1088/1755-1315/1434/1/012012.

- [8] A. and P. V. and C. A. and C. L. and O. J. Quinatoa Carlos and Chasi, "Optimization Model for Coordinated Multistage Planning of the Generation-Transmission System with Demand Forecasting Using Neural Networks," in *Proceedings of the 4th International Conference on Electronic Engineering and Renewable Energy Systems—Volume 1*, A. and M. A. and R. A. and C. M. Hajji Bekkay and Gagliano, Ed., Singapore: Springer Nature Singapore, 2025, pp. 573–581.
- [9] B. Abdulhur, H. Albarhami, and M. N. Nemah, "Modelling and Simulation of Grid Connected Photovoltaic System using Matlab Program," *CFD Letters*, vol. 15, p. 19, Jun. 2023, doi: 10.37934/cfdl.15.8.1930.
- [10] G. Ghazi, R. Turkey, and E. Al-Ammar, "Coot Optimization Algorithm-Based PI Controller for MPPT of Grid-Connected PV System," *2023 First International Conference on Cyber Physical Systems, Power Electronics and Electric Vehicles (ICPEEV)*, vol. 4, pp. 1–6, Sep. 2023, doi: 10.1109/ICPEEV58650.2023.10391912.
- [11] D. Pila, C. Quinatoa, L. Camacho, and J. Vaca, "Transient Stability Analysis of the Ecuadorian Electrical System: Case of the Southern Segment," *WSEAS Transactions on Power Systems*, vol. 19, pp. 360–373, 2024, doi: 10.37394/232016.2024.19.31.
- [12] M. Islammuddin, N. Anang, and A. N. M. W. A. N. MUDA, "Modeling And Simulation Of 1.8 Kw Grid-Connected Photovoltaic System Using Matlab," *Universiti Malaysia Terengganu Journal of Undergraduate Research*, vol. 3, pp. 7–20, Oct. 2021, doi: 10.46754/umtjur.v3i4.233.
- [13] A. A. Salem, K. Mokhtar, and A. A. Abdelsalam, "Modeling and Performance Evaluation of a Grid-Connected Photovoltaic/Wind Hybrid Power System," *2022 23rd International Middle East Power Systems Conference (MEPCON)*, vol. 4, pp. 21–38, Mar. 2022, doi: 10.37933/nipes.e/4.1.2022.3.
- [14] Z. Al Dodaev, T. Aziz, and Md. S. Rahman, "Comparative Analysis of the MPPT Algorithm in a Residence and a Grid-Connected Solar PV System Under Partial Shade Conditions - A Review," *Control Systems and Optimization Letters*, vol. 2, pp. 135–143, 2024, doi: 10.59247/csol.v2i1.91.

- [15] A. H. Ali, H. S. Hamad, and A. A. Abdulrazzaq, "Performance Investigation of Grid Connected Photovoltaic System Modelling Based on MATLAB Simulation," *International Journal of Electrical and Computer Engineering (IJECE)*, vol. 8, pp. 4847–4854, Dec. 2018, doi: 10.11591/ijece.v8i6.pp.4847-4854.
- [16] J. R. Constante, D. G. Colome, and J. L. Camacho, "Adversarial Learning as a PMU Signal Filtering Technique in Load Models Identification," *IEEE Access*, vol. 13, pp. 100601–100613, 2025, doi: 10.1109/ACCESS.2025.3577897.
- [17] R. R. Shah and R. Patel, "Simulation and Analysis of Three-Phase Grid Connected Solar Photovoltaic System," Canada: *European Journal of Electrical Engineering and Computer Scienc*, Aug. 2021, pp. 741–749. doi: 10.24018/ejece.2024.8.1.603.
- [18] B. H. A. Rasool, H. J. Mohammed, and Q. A. Ali, "Response of 100Kw Grid Connected PV System at Slava City –Iraq in the Event of Short Circuit and Loss of Grid," *2024 Conference of Young Researchers in Electrical and Electronic Engineering (ElCon)*, vol. 17, pp. 795–799, Jan. 2024, doi: 10.1109/ElCon61730.2024.10468473.
- [19] A. Hota, S. K. Bhuyan, and P. K. Hota, "Modeling & Simulation of Photovoltaic System Connected to Grid using Matlab," *2020 International Conference on Renewable Energy Integration into Smart Grids: A Multidisciplinary Approach to Technology Modelling and Simulation (ICREISG)*, vol. 11, pp. 16–21, 2020, doi: 10.1109/ICREISG49226.2020.9174192.
- [20] A. M. Hassan and M. T. Iqbal, "The Dynamic Modeling of a Grid-Connected Photovoltaic Setup using MATLAB/Simulink," *European Journal of Energy Research*, vol. 5, pp. 1–7, Jul. 2025, doi: 10.24018/ejenergy.2025.5.4.167.
- [21] R. Verma and K. Gupta, "Simulation of grid connected photovoltaic system using MATLAB/ Simulink," *International Journal of Advanced engineering, Management and Science*, vol. 3, pp. 669–674, Jun. 2017, doi: 10.24001/ijaems.3.6.9.
- [22] A. G. Pillai and V. Birader, "Grid Connected Photovoltaic Systems Design and Simulation based on MPPT

- Strategy," 2023 *World Conference on Communication & Computing (WCONF)*, vol. 12, pp. 1–7, Jul. 2023, doi: 10.1109/WCONF58270.2023.10234997.
- [23] L. Camacho, S. Marrero, and C. Quinatoa, "Emulation of a PEM Fuel Cell Stack from its Generic and Polynomial Model using Simulink," *WSEAS TRANSACTIONS ON CIRCUITS AND SYSTEMS*, vol. 23, pp. 92–103, Mar. 2024, doi: 10.37394/23201.2024.23.9.
- [24] W. Ijaz and M. T. Iqbal, "Dynamic Modeling of on Grid-Connected Photovoltaic Setup in Pakistan using MATLAB," *European Journal of Electrical Engineering and Computer Science*, vol. 9, pp. 1–9, Mar. 2025, doi: 10.24018/ejece.2025.9.2.681.
- [25] S. N. Khalas, H. M. Patel, and F. N. Upadhyay, "Simulation of Grid Integrated Solar Photovoltaic System," IEEE, Ed., Raipur, India: 2025 Fourth International Conference on Power, Control and Computing Technologies (ICPC2T), Nov. 2021, pp. 1–11. doi: 10.1109/TIA.2016.2631120.
- [26] L. Zaghba, A. Borni, and M. Khennane, "Modeling and simulation of novel dynamic control strategy for grid-connected photovoltaic systems under real outdoor weather conditions using Fuzzy-PI MPPT controller," *International Journal of Modelling and Simulation*, vol. 43, pp. 549–558, Jun. 2022, doi: 10.1080/02286203.2022.2094663.