



Evaluación de Perturbaciones Eléctricas en una Zona del Sistema de Potencia con Baja Robustez y una Central Fotovoltaica

Rodríguez-Amaya, A. J.¹✉; Sellschopp-Sánchez, F. S.¹, Loera-Palomo, R.²; Álvarez-Macias, C.¹; Lozano-Cuéllar, L.³.

Datos de Adscripción:

¹ Tecnológico Nacional de México / Instituto Tecnológico de la Laguna. División de Estudios de Posgrado e investigación, Blv. Revolución y Av. Instituto Tecnológico de la Lagunas s/n, Col. Centro, 27000, Torreón, Coahuila, México.

² CONACYT- Tecnológico Nacional de México / Instituto Tecnológico de la Laguna. División de Estudios de Posgrado e investigación, Blv. Revolución y Av. Instituto Tecnológico de la Lagunas s/n, Col. Centro, 27000, Torreón, Coahuila, México.

³ Tecnológico Nacional de México / Instituto Tecnológico de la Laguna, Depto. Eléctrica-Electrónica-Energías Renovables, Blv. Revolución y Av. Instituto Tecnológico de la Lagunas s/n, Col. Centro, 27000, Torreón, Coahuila, México.

✉ m.ajrodriguez@correo.itlalaguna.edu.mx

Resumen - Este artículo presenta un estudio sobre la integración de una central fotovoltaica en el sistema eléctrico de potencia IEEE de 14 nodos, enfocándose en su interconexión en una zona de baja robustez debido a la falta de centros de generación. Para la interconexión, se selecciona el bus 13 como el nodo más crítico por los bajos niveles de cortocircuito que se presentan en esa zona. Además, se propone sustituir el generador convencional del bus 2 por una central fotovoltaica con potencia equiparable, manteniendo un control típico de generación a factor de potencia unitario. Para evaluar el comportamiento del sistema, se aplican perturbaciones súbitas en centros de carga cercanos a los generadores, analizando la estabilidad de pequeña señal en diferentes nodos de la red eléctrica. Este estudio se realiza mediante simulaciones utilizando el software PSSE (Power System Simulator for Engineering), modelando las líneas de transmisión y fuentes de generación de acuerdo a lo establecido con el modelo de estado estacionario de la IEEE de 14 nodos. La central fotovoltaica se construye utilizando los modelos estandarizados incorporados en el simulador, y los cambios de carga programados se diseñan para comprometer el perfil de tensión dentro de los límites mínimos permisibles establecidos por los estándares IEEE. Este estudio permite entender el impacto de la integración de centrales fotovoltaicas en zonas con baja robustez y evaluar la viabilidad de reemplazar generadores convencionales, contribuyendo a la mejora de la estabilidad del sistema eléctrico y la integración de energías renovables sin comprometer al SEP.

Palabras Clave – Central fotovoltaica, Perturbaciones eléctricas, PSSE, Sistema eléctrico de potencia.

Abstract - This paper presents a study on the integration of a photovoltaic power plant in the 14-node IEEE power system, focusing on its interconnection in a low robustness zone due to the lack of generation centers. For the interconnection, bus 13 is selected as the most critical node due to the low short-circuit levels present in that area. In addition, it is proposed to replace the conventional generator

on bus 2 with a photovoltaic plant with comparable power, maintaining a typical generation control at unity power factor. To evaluate the behavior of the system, sudden disturbances are applied in load centers close to the generators, analyzing the small signal stability in different nodes of the electrical network. This study is performed through simulations using PSSE (Power System Simulator for Engineering) software, modeling the transmission lines and generation sources as established with the IEEE 14-node steady state model. The PV power plant is constructed using the standardized models built into the simulator, and the scheduled load changes are designed to compromise the voltage profile within the minimum allowable limits established by IEEE standards. This study allows understanding the impact of integrating photovoltaic power plants in areas with low robustness and evaluating the feasibility of replacing conventional generators, contributing to the improvement of power system stability and the integration of renewable energies without compromising the PES.

Keywords – Electrical disturbances, Photovoltaic power plant, Power system, PSSE.

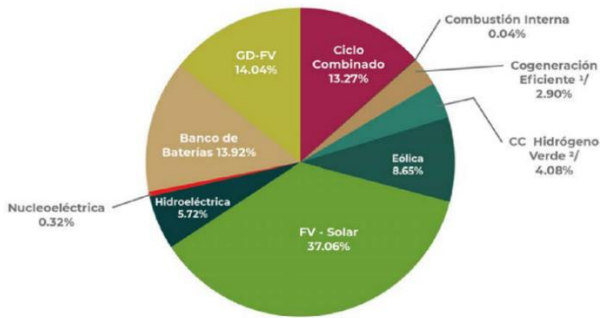
I. INTRODUCCIÓN

Debido a las grandes preocupaciones medioambientales relacionadas con la contaminación y la emisión de gases de efecto invernadero, se ha acelerado la búsqueda de fuentes de energía limpias, seguras, económicas y de bajas emisiones (Alquthami, Ravindra, Steurer, Baldwin 2010). El objetivo es disminuir o reemplazar la generación de energía mediante centrales térmicas por generación con fuentes renovables como la solar fotovoltaica, promoviendo así la conservación y la reducción del uso de combustibles fósiles (Saadat 2010). La energía solar fotovoltaica proviene de fuente renovable, por lo tanto, es inagotable y no contaminante, lo cual supone una gran ventaja medioambiental (Fraile 2018). La incorporación de la energía solar fotovoltaica al sistema eléctrico de potencia (SEP) constituye nuevos retos en la operación de los sistemas de potencia (Cárdenas, Echeverría, Cepeda 2014), además de impactar en la estabilidad, confiabilidad y el funcionamiento de la red. La estabilidad de tensión es uno de los parámetros más importantes y en las centrales fotovoltaicas puede plantear problemas técnicos significativos, con repercusiones en la estabilidad del sistema debido a la variabilidad de la generación fotovoltaica (Subramaniam, Safwan, Rahman, Ariffin 2017).

Bajo este contexto, es necesario considerar las características y el comportamiento dinámico de las energías renovables en la confiabilidad de los sistemas de potencia, donde específicamente se tiene generación convencional y renovable (Cárdenas, Echeverría, Cepeda 2014) (Ameur, Loudiyi, Aggour 2017).

Con el paso de los años, la incorporación de la energía solar fotovoltaica al SEP se ha vuelto un tema de gran interés. Este interés toma aún más relevancia ante la proyección de una mayor penetración de centrales fotovoltaicas conectadas al sistema de potencia. En México, se tiene previsto que para 2037, el 37.06% de la generación de energía total del país sea a través de la energía solar fotovoltaica, lo que corresponde a una capacidad instalada adicional de 44,347 MW (SENER 2023), Figura 1.

Figura 1
Adición de capacidad por tecnología 2027 – 2037(SENER 2023).



Basado en este contexto de crecimiento es necesario establecer metodologías de incorporación de las fuentes renovables al sistema eléctrico considerando aspectos de problemáticas de operación comunes en las redes eléctricas. Con esto es posible establecer evaluaciones del impacto que tiene una red eléctrica en sus indicadores de operación cuando ocurren perturbaciones y el porcentaje de penetración de las nuevas fuentes renovables se empieza a incrementar.

Por tanto, en este artículo se presenta un estudio de incorporación de una central fotovoltaica al sistema eléctrico de 14 nodos de la IEEE, considerando perturbaciones de pequeña señal como los cambios súbitos de carga. Para ello se utilizó el simulador PSSe de Siemens para modelar la red eléctrica y los elementos de generación convencional, sus controles y las cargas. Así mismo, se utilizó un modelo de fuente de generación fotovoltaica con sus controladores con el objetivo de incorporarlo a la red eléctrica y evaluar el comportamiento dinámico en la estabilización del sistema eléctrico de potencia ante las perturbaciones propuestas

II. PARTE TÉCNICA DEL ARTÍCULO

El sistema de 14 nodos de la IEEE, Figura 2, se utiliza como caso base para llevar a cabo el estudio, considerando la generación convencional y las cargas establecidas en la literatura de ese modelo. A partir de esto se proponen los cambios súbitos de carga para evaluar cómo las perturbaciones impactan la estabilidad transitoria del SEP. Posteriormente se incorpora la generación fotovoltaica, iniciando con su integración en un nodo de baja robustez o lejano de los centros de generación y después se analiza la sustitución de una central de generación convencional por la fotovoltaica.

2.1 Modelado de la red en PSSE.

Un modelo en PSS/E es una representación digital simplificada pero muy detallada de un sistema eléctrico de potencia, que incluye todos sus componentes y las interacciones entre ellos.

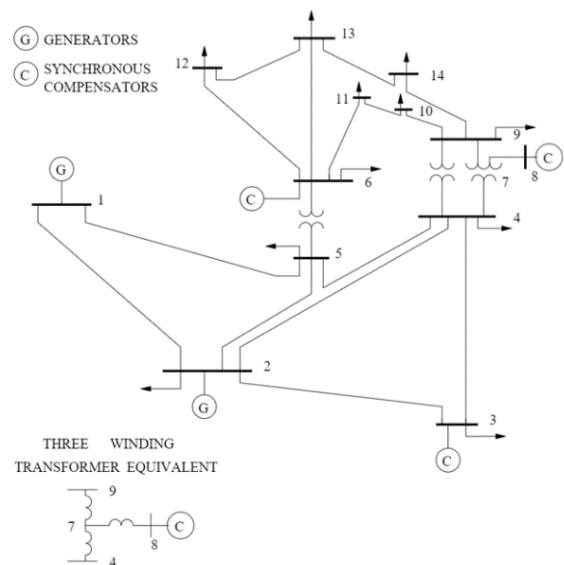
Esto permite realizar simulaciones en diversas condiciones y escenarios para conocer el comportamiento del sistema en su conjunto (Gaurav y Sharik 2017).

Para el modelado del sistema son indispensables algunos componentes como los nodos, que representan los puntos de conexión en la red y se clasifican de la siguiente manera:

- Bus Slack (Nodo de referencia)
- Bus PV (Nodo con generación de potencia activa y voltaje controlado)
- Bus QV (Nodo con potencia activa y reactiva especificada)

Los generadores convencionales se modelan con parámetros como capacidad de potencia activa (MW), potencia reactiva (MVAR), límites operativos y su respectivo control de voltaje. Por su parte, las cargas representan elementos que demandan corriente y se modelan en términos de potencia activa y reactiva. Las líneas de transmisión se encuentran conectadas a los nodos y permiten el flujo de energía a través de ellas, y se modelan con parámetros como la impedancia serie (resistencia y reactancia) y admitancia que se encuentra en derivación. Finalmente, los transformadores son conectados a nodos de diferentes niveles de tensión y son modelados con relaciones de transformación, impedancia serie, parámetros de control de derivación y ajuste de control de voltaje llamado tap (Longatt 2006).

Figura 2
Sistema IEEE 14 Nodos, Data Sheet IEEE 14 NODOS (IEEE 14 Bus System 1993).



Para el estudio propuesto se toma como referencia la red IEEE de 14 buses, Tabla 1, que contiene cinco generadores convencionales, de los cuales uno de ellos es un nodo Slack (Bus de referencia) y los otros cuatro son buses PV (Generador controlado en voltaje), 17 líneas de transmisión con parámetros de impedancias y susceptancias, 11 cargas distribuidas en el sistema con diversas demandas que en total suman 259 MW de potencia activa y 81.3 MVAR de potencia reactiva, Tabla 2, además de los parámetros de transformadores, Tabla 3.

Tabla 1
 Potencias y tensión nodal en estado estable. (IEEE 14 Bus System 1993).

Nodo	V (pu)	Δ (Deg)	Pgen	Qgen	Pload	Qload
1	1.060	0	230	-16.9	0	0
2	1.045	0	40	42.4	21.7	12.7
3	1.010	0	0	23.4	94.2	19
4	1	0	0	0	47.8	-3.9
5	1	0	0	0	7.6	1.6
6	1.070	0	0	12.2	11.2	7.5
7	1	0	0	0	0	0
8	1.090	0	0	17.4	0	0
9	1	0	0	0	29.5	16.6
10	1	0	0	0	9	5.8
11	1	0	0	0	3.5	1.8
12	1	0	0	0	6.1	1.6
13	1	0	0	0	13.5	5.8
14	1	0	0	0	14.9	5

Tabla 2
 Parámetros de Líneas de Transmisión (IEEE 14 Bus System 1993).

línea	Del bus	Al bus	Impedancia de línea (Pu)		Susceptancia (Pu)	Tap Ratio
			R	X		
1	1	2	0.01938	0.05917	0.052800	1
2	1	5	0.05403	0.22304	0.049200	1
3	2	3	0.04699	0.19797	0.043800	1
4	2	4	0.05811	0.17632	0.034000	1
5	2	5	0.05695	0.17388	0.034600	1
6	3	4	0.06701	0.17103	0.012800	1
7	4	5	0.01335	0.04211	0	1
8	4	7	0	0.20912	0	0.978
9	4	9	0	0.55618	0	0.969
10	5	6	0	0.25202	0	0.932
11	6	11	0.09498	0.1989	0	1
12	6	12	0.12291	0.25581	0	1
13	6	13	0.06615	0.13027	0	1
14	7	8	0	0.17615	0	1
15	7	9	0	0.11001	0	1
16	9	10	0.03181	0.08450	0	1
17	9	14	0.12711	0.27038	0	1
18	10	11	0.08205	0.19207	0	1
19	12	13	0.22092	0.19988	0	1
20	13	14	0.17093	0.34802	0	1

Tabla 3
 Datos de Transformadores (IEEE 14 Bus System 1993).

Del bus	Al bus	X (pu)	Tap
5	6	0.252020	0.93200
4	9	0.556180	0.96900
4	7	0.209120	0.97800
7	8	0.176150	1
7	9	0.10010	1

2.2 Estabilidad Transitoria

La estabilidad del sistema eléctrico se refiere a la capacidad del sistema eléctrico de regresar a su estado estable tras una perturbación y situarse en otro punto de funcionamiento sin que los generadores pierdan el sincronismo o se produzcan desviaciones en la tensión y la frecuencia en el sistema.

La estabilidad transitoria implica perturbaciones bastante relevantes, severas y repentinas como la pérdida de generación y cambios súbitos en la carga, en este sentido, los generadores

del sistema deben volver a un estado de operación síncrono sin perder sincronismo. Evaluando la estabilidad en el periodo inmediato posterior del sistema al ser sometido a una perturbación, que típicamente se sitúa en un lapso de algunos segundos y depende de la capacidad del sistema para regresar a un estado de operación equilibrado, estas perturbaciones, se analizan mediante simulaciones dinámicas y estudios de estabilidad para lograr modelar el comportamiento del sistema bajo diversas condiciones de falla.

La formulación matemática de la estabilidad transitoria es a través de ecuaciones diferenciales (Generador, Excitador y gobernador) y ecuaciones algebraicas (Sistemas de transmisión y distribución al que se encuentran conectados los generadores) que se resuelven en el dominio del tiempo y son representadas por (1) y (2):

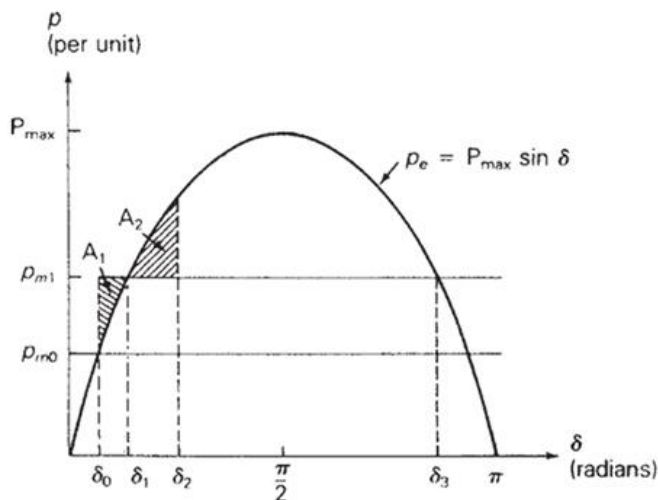
$$X = \dot{F}(X, Y) \quad (1)$$

$$0 = G(X, Y) \quad (2)$$

2.3 Método de criterio de áreas iguales

El criterio de áreas iguales es un método gráfico que se utiliza para el análisis de la estabilidad transitoria de los sistemas de potencia, Figura 3. Este criterio es aplicado primordialmente en la evaluación de la estabilidad transitoria de un sistema después de ser sometido a una perturbación como la variación de carga.

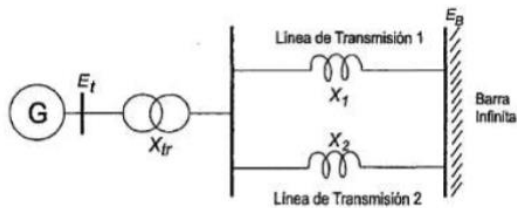
Figura 3
 P_e y P_m vs Ángulo (δ) (Duncan, Overbye, Sarma 2017)



Para este criterio se considera un generador síncrono conectado a bus infinito a través de una reactancia, Figura 4, para verificar la respuesta que presenta el ángulo del rotor del generador. Si las gráficas muestran que el ángulo entre dos máquinas tiende a crecer sin tener algún límite, el sistema será inestable, por otro lado, si después de liberar la falla, el ángulo entre los dos generadores alcanza un valor máximo y finalmente decrece, el sistema es estable, (Stevenson 1994).

Figura 4

Generador síncrono conectado a una barra infinita (Duncan, Overbye, Sarma 2017)



Las ecuaciones para derivar el criterio de áreas iguales para un generador conectado a un bus infinito son las siguientes:

$$\frac{2H}{w_{syn}} \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_m - P_e \quad (3)$$

Multiplicado por $\frac{d\delta}{dt}$ y usando (4):

$$\frac{d}{dt} \left[\frac{d\delta}{dt} \right]^2 = 2 \left(\frac{d\delta}{dt} \right) \left(\frac{d^2\delta}{dt^2} \right) \quad (4)$$

La ec. (3) se convierte en (5):

$$\frac{2H}{w_{syn}} \left(\frac{d^2\delta}{dt^2} \right) \left(\frac{d\delta}{dt} \right) = \frac{H}{w_{syn}} \frac{d}{dt} \left[\frac{d\delta}{dt} \right]^2 = (P_m - P_e) \frac{d\delta}{dt} \quad (5)$$

Multiplicando (5) por dt e integrando por δ_o a δ , tenemos (6)

$$\frac{H}{w_{syn}} \int_{\delta_o}^{\delta} d \left[\frac{d\delta}{dt} \right]^2 = \int_{\delta_o}^{\delta} (P_m - P_e) \quad (6)$$

La integración anterior comienza en δ_o cuando $\frac{d\delta}{dt} = 0$, y continúa de forma arbitraria δ . Cuando δ alcanza sus valores máximos, denotando $\delta_o, \frac{d\delta}{dt} = 0$.

Por lo tanto, el lado izquierdo de (6) es igual a 0 por $\delta = \delta_2$

$$\int_{\delta_o}^{\delta_2} (P_m - P_e) d\delta = 0 \quad (7)$$

Separando esta integral en áreas positivas (Aceleración) y negativas (Desaceleración) se obtiene el criterio de áreas iguales (8):

$$\int_{\delta_o}^{\delta_1} (P_m - P_e) d\delta = \int_{\delta_1}^{\delta_2} (P_e - P_m) d\delta \quad (8)$$

2.4 Variación de carga

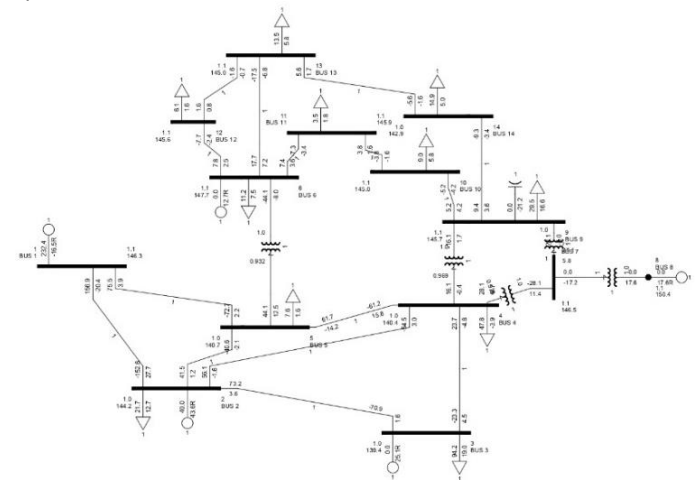
Las variaciones súbitas de carga en los sistemas de potencia son fenómenos que afectan en cierta medida la operación y estabilidad del sistema, principalmente en enlaces o nodos que presentan susceptibilidad a las perturbaciones. Ante una modificación súbita de carga en el sistema, se espera una variación en la tensión por el cambio súbito de la corriente, lo que deriva en una alteración en las cargas mecánicas de las turbinas de los generadores provocando bamboleos mecánicos que se traducen en oscilaciones de potencia eléctrica. Estos cambios

súbitos de carga demandan energía de manera repentina, por lo que, los sistemas de control del generador no pueden reaccionar con tal rapidez debido a los accionamientos propios del generador, es por ello que las masas rotativas de los generadores se convierten en elementos que proporcionan la energía almacenada a través de la misma inercia de la masa rotativa, dando soporte inicial a parte del transitorio presentado por dicho cambio súbito, (Sanz 2023)

Al incorporar las nuevas fuentes renovables al esquema de centrales de generación que aportan energía al SEP, se provoca un desplazamiento de las centrales de generación convencional, y en consecuencia se va perdiendo parte de la energía cinética que contiene el sistema; la pérdida de la inercia conlleva que los fenómenos transitorios presenten modificaciones en los comportamientos, los cuales son parte del estudio que se presenta en este artículo.

Figura 5

Sistema IEEE 14 Nodos en PSS/E, elaboración propia, utilizando PSSE Xplora 35.5.



Para estudiar el comportamiento dinámico del SEP es necesario considerar los modelos dinámicos para la generación convencional con máquinas síncronas como el excitador y gobernador, incluidos en el paquete de PSS/E (GENTPJ1, IEEE1, TGOV1). En cuanto a la central fotovoltaica que se propone incorporar, es construida con modelos cargados de la librería de modelos del mismo simulador (PVGU1, PVEU1, PANELU1 e IRRADU1) y los cambios de carga programados para comprometer los límites mínimos de tensión permisibles dados estándares IEEE.

2.5 Modelo de generación convencional

La construcción del modelo de generación convencional tiene como componente principal al generador síncrono, junto con el sistema de excitación para controlar el voltaje terminal y el regulador de velocidad para controlar la entrada de energía mecánica al generador llamado gobernador.

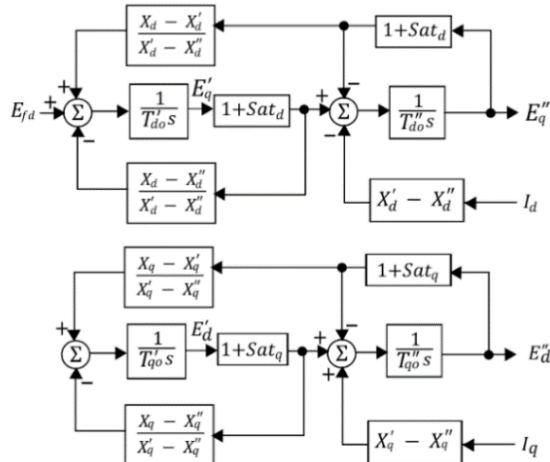
A. Modelo del Generador síncrono (GENTPJ).

El modelo GENTPJ1 es un modelo de generador síncrono desarrollado por WECC (Western Electricity Coordinating Council), es una versión diseñada para capturar con mayor

precisión las características dinámicas de los generadores en situaciones transitorias, considerando las características electromecánicas del mismo; La Figura 6 y Tabla 4 muestran el diagrama de bloques y los parámetros del generador, respectivamente.

Figura 6

Modelo del Generador – Generación convencional GENTPJ. (PSSE Model Library 35.5).



El modelo es utilizado para simular la respuesta del generador ante perturbaciones como variaciones de carga en la red. (Adam y james 2015)

Tabla 4

Datos para modelo GENTPJ1 (PSSE Model Library 35.5).

Parámetro	Valor	Parámetro	Valor
$T'do$	4.8	$X'q$	0.47
$T''do$	0.0350	$X''d$	0.23
$T'qo$	1.5	$X''q$	0.23
H	3.2	Xl	0.15
D	0	$S(1.0)$	0.1
Xd	1.8	$S(1.2)$	0.4
Xq	1.75	Kis	0.1
$X'd$	0.3		

B. Modelo del excitador (IEEET1).

El modelo IEEET1 simula el sistema de excitación del generador, este controla el voltaje terminal del generador ajustando la corriente de campo, Figura 7. El control previamente mencionado es esencial para lograr mantener la estabilidad del voltaje en terminales del generador y su respuesta dinámica ante perturbaciones en el sistema eléctrico, (Eduardo 2005). Los parámetros de este modelo se muestran en la Tabla 5.

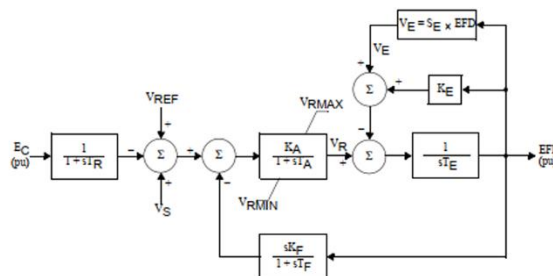
Tabla 5

Datos para modelo IEEET1 (PSSE Model Library 35.5).

Parámetro	Valor	Parámetro	Valor
TR	0.06	KF	0.1
KA	20	TF	0.67
TA	0.01	$Switch$	0
$VRMAX$	5	$E1$	3
$VRMIN$	-6	$SE(E1)$	0.09
KE	1	$E2$	4
TE	0.67	$SE(E2)$	0.3680

Figura 7

Modelo del excitador – Generación convencional IEEET1 (PSSE Model Library 35.5).



El modelo TGOV1 representa un regulador de velocidad típico para simular el comportamiento dinámico de los generadores ante perturbaciones como variación de carga, auxilia en el control de la velocidad y por consecuencia a la frecuencia del generador síncrono, Figura 8. Los parámetros del gobernador se muestran en la Tabla 6.

Figura 8

Modelo del gobernador – Generación convencional TGOV1 (PSSE Model Library 35.5).

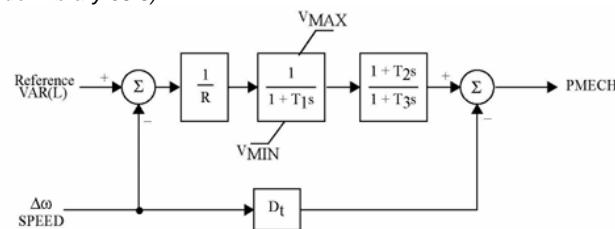


Tabla 6

Datos para modelo TGOV1 (PSSE Model Library 35.5).

Parámetro	Valor	Parámetro	Valor
R	0.05	$T2$	3.2
$T1$	0.05	D	1
$X MAX$	1.05	$T3$	2.1
$V MIN$	0.3	Dt	0

2.6 Modelos de generación fotovoltaica

La construcción de los modelos fotovoltaicos juega un papel fundamental para la simulación y el análisis del comportamiento de plantas solares fotovoltaicas. Éstas la constituyen principalmente el generador fotovoltaico, junto con el control eléctrico del convertidor, las características del comportamiento del módulo solar y la respuesta a las condiciones ambientales como el perfil de irradiación recibida. (Sanz 2023)

A. Modelo del generador fotovoltaico (PVGU1).

El modelo PVGU1 (Photovoltaic Generator Unit Model) representa el comportamiento dinámico del generador fotovoltaico, incluyendo al inversor para la transformación de energía, Figura 9. Este modelo permite la inyección de potencia activa y reactiva a la red eléctrica, mediante esquemas de control específicos, como el control a factor de potencia unitario, control de reactivos, entre otros, (Ago 2020). Los parámetros de este modelo se muestran en la Tabla 7.

Figura 9

Modelo del generador – Generación FV PVGU1 (Ago 2020).

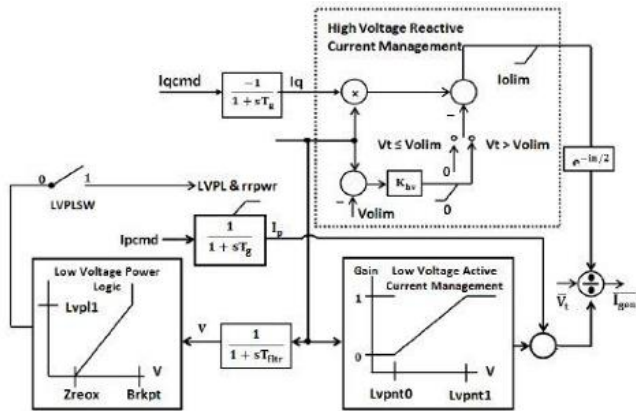


Tabla 7

Datos para el modelo PVGU1 (Ago 2020).

Parámetro	Valor
TIQCmd	0.02
TIpCmd	0.02
VLVPL1	0.40
VLVPL2	0.90
GLVPL	1.11
HVRC	1.20
CURHVRCR	2
Rlp_LVPL	2
T_LVPL	0.02

B. Modelo eléctrico (PVEU1)

El modelo PVEU1 (Photovoltaic Electrical Control Unit Model) representa la unidad de control eléctrico del sistema fotovoltaico, Figura 10. El modelo gestiona el control del inversor en términos de la regulación de tensión y la respuesta de la frecuencia, (Ago 2020). Los parámetros de este modelo se muestran en la Tabla 8.

Figura 10

Modelo eléctrico – Generación Fotovoltaica PVEU1 (Ago 2020).

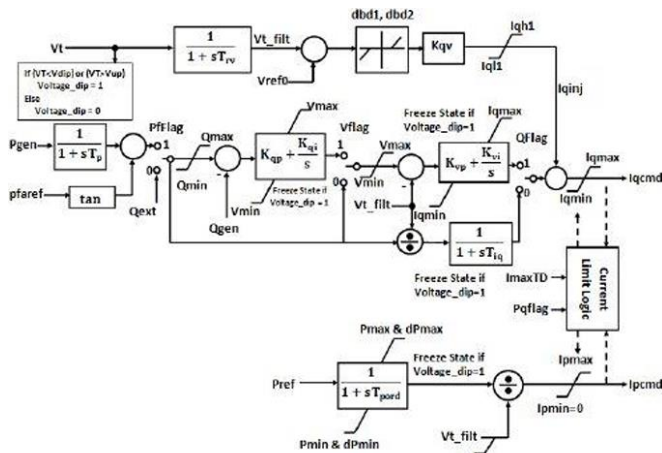


Tabla 8

Datos para el modelo PVEU1 (Ago 2020).

Parámetro	Valor	Parámetro	Valor
Tfv	0.15	dPMN	-0.5
Kpv	18	T_POWER	0.5
Kiv	5	KQi	0.1
Kpp	0.05	VMINCL	0.90
Kip	0.1	VMAXCL	1.10
Kf	0	KVi	120
Tf	0.08	Tv	0.05
QMX	0.47	TP	0.05
QMN	-0.47	ImaxTD	1.70
IPMAX	1.10	Iphl	1.11
TRV	0	Iqhl	1.11
dPMX	0.5	PMAX of PV plant	42

C. Modelo del panel (PANELU1).

El modelo PANELU1 (Photovoltaic Panel Model) representa el comportamiento de los módulos solares, ligando aspectos como la eficiencia del módulo y su respuesta ante las condiciones de temperatura e irradiancia, Tabla 9, (GRIDSOL 2019).

Tabla 9

Datos para modelo PANELU1 (Ago 2020).

Parámetro	Valor
P200, PDCmax at 200 W/m ²	0.16
P400, PDCmax at 400 W/m ²	0.38
P600, PDCmax at 600 W/m ²	0.59
P800, PDCmax at 800 W/m ²	0.85
P1000, PDCmax at 1000 W/m ²	1

D. Modelo para la irradiación solar (IRRADU1).

El modelo IRRADU1 simula la variación de la irradiancia solar recibida por los módulos solares, este modelo es fundamental para la evaluación del impacto de las fluctuaciones de irradiancia en la generación fotovoltaica; sus parámetros se muestran en la Tabla 10. (GRIDSOL 2019)

Tabla 10

Datos para modelo IRRADU1 (Ago 2020).

Parámetro	Valor	Parámetro	Valor
T1	5	T6	30
I1	1000	I6	600
T2	10	T7	35
I2	900	I7	700
T3	15	T8	0
I3	850	I8	0
T4	20	T9	0
I4	800	I9	0
T5	25	T10	0
I5	700	I10	0

III. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

En este trabajo se proponen tres casos de estudio, tomando como base el sistema IEEE de 14 nodos con generación convencional, partiendo del SEP en estado estacionario determinado en la literatura. Para analizar los efectos transitorios de las perturbaciones, se proponen 3 cambios súbitos de carga con duración de 30 ciclos. Los eventos propuestos son la

modificación de la carga en el bus 4, teniendo pérdida de carga, llegando al 35% y 70% y en el otro evento se presenta incremento súbito de carga llegando al 135%. Los 3 casos de estudio que se proponen se evalúan con los 3 eventos de carga, los cuales son:

- Caso Base: Generación convencional.
- Caso FV13: Generación convencional integrando generación fotovoltaica en bus 13.
- Caso FV2: Sustitución de generación convencional en bus 2 con generación fotovoltaica.

La central de generación fotovoltaica propuesta presenta una potencia de generación de 40 MW y factor de potencia unitario, equiparable a la central de generación convencional instalada en bus 2.

El objetivo de estudiar estos casos es analizar y comparar el comportamiento dinámico de los buses del sistema, seleccionando solo dos de ellos debido al impacto que se obtuvo al simular el caso base; se tratan del bus 1 (Slack) y el bus 4, donde se aplican directamente variaciones de carga del 35%, 70% y un aumento del 135%, para comprometer el perfil de tensión en relación con los límites mínimos permisibles según los estándares IEEE.

2.7 Evaluación de perfiles de tensión

Para cada evento de carga se realiza la evaluación de los 3 casos de estudio, con esto se propone analizar los perfiles de la tensión en los buses de interés. Se revisa que los perfiles de tensión se encuentren dentro de los rangos permisibles y ante el cambio súbito de carga que tiene una duración de 30 ciclos, viene el restablecimiento del sistema. Debido a esto se presentan oscilaciones transitorias en la tensión las cuales también se evalúan sus variaciones porcentuales y la duración de las oscilaciones. En las Figuras 11, 12 y 13, se muestran los perfiles de tensión de los tres distintos casos ante una pérdida de carga del 35%, 70% y un aumento del 135% respectivamente en el bus 4.

Figura 11

Perfil de tensión ante variación de carga del 35%, elaboración propia en MATLAB R2020a.

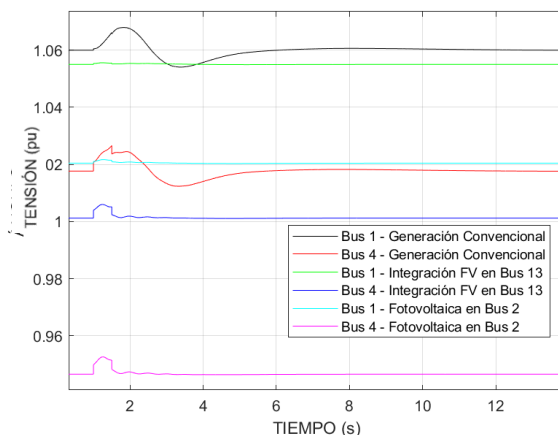


Figura 12

Perfil de tensión ante variación de carga del 70%, elaboración propia en MATLAB R2020a.

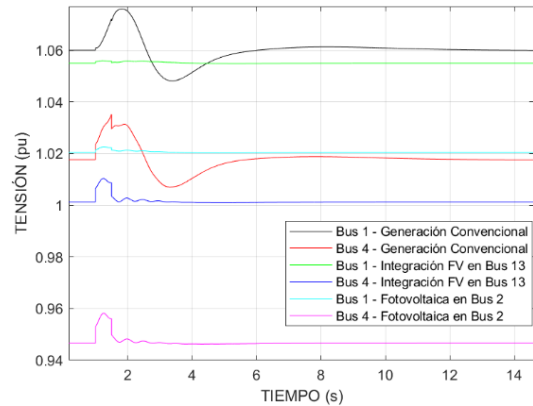
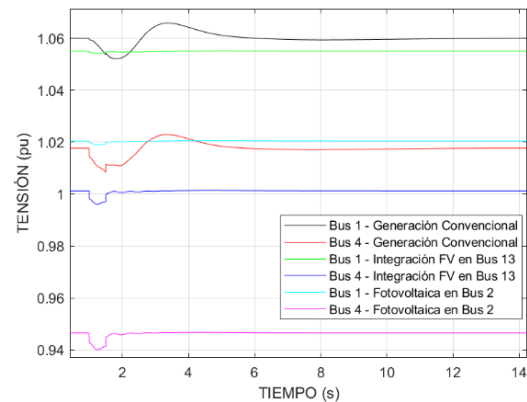


Figura 13

Perfil de tensión ante variación de carga del 135%, elaboración propia en MATLAB R2020a.



2.8 Desviación de tensión porcentual

Con la finalidad de evaluar el impacto de las perturbaciones se revisan las desviaciones porcentuales de las tensiones; las Figuras 14, 15 y 16 muestran los resultados de estas desviaciones.

Figura 14

Desviación de Tensión ante variación de carga al 35% en bus 4, elaboración propia en MATLAB R2020a.

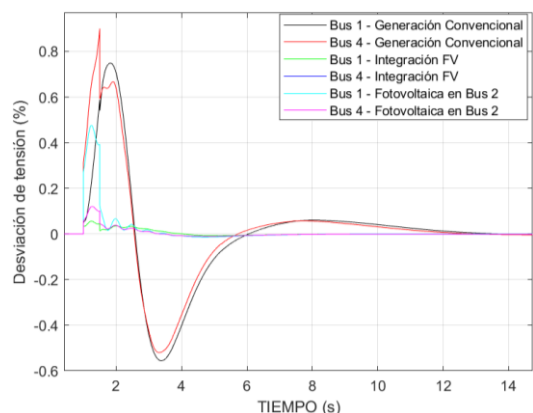


Figura 15

Desviación de Tensión ante variación carga al 70% en bus 4, elaboración propia en MATLAB R2020a.

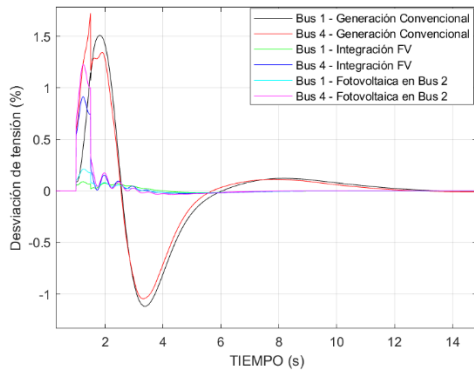
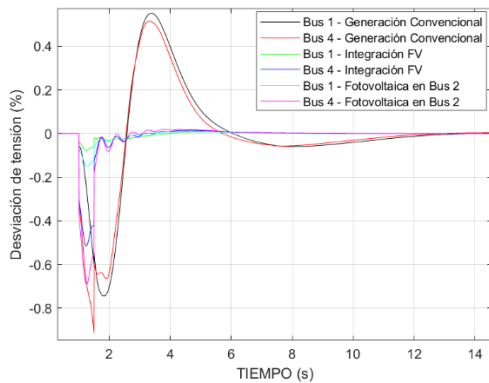


Figura 16

Desviación de Tensión ante variación de carga al 135% en bus 4, elaboración propia en MATLAB R2020a.



2.9 Evaluación de ángulos de carga en generadores

Se realiza la evaluación de los ángulos de carga de generadores, así como los ángulos de tensiones nodales proporcionan una medida del impacto de las perturbaciones en el sistema eléctrico después de una perturbación.

A. Ángulos de carga en generadores con generación convencional.

En las Figuras 17, y 18 se muestran los perfiles de ángulos de carga de la generación convencional ante variación de carga del 70% y 135%.

Figura 17

Perfil de ángulo de carga ante variación de carga al 35% con generación convencional, elaboración propia en MATLAB R2020a.

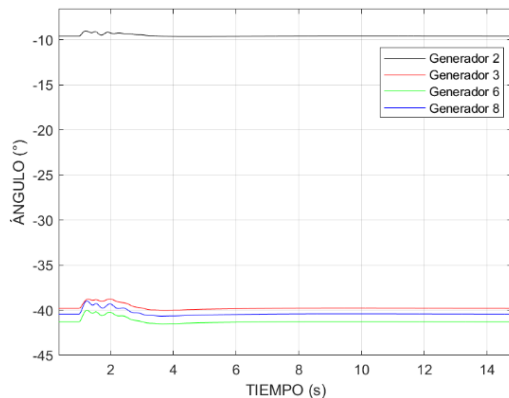
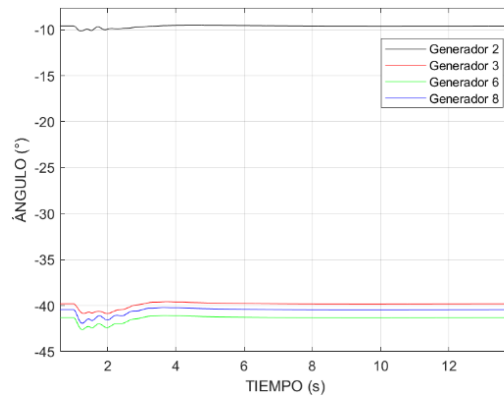


Figura 18

Perfil de ángulo de carga ante variación de carga al 135% en bus 4 con generación convencional, elaboración propia en MATLAB R2020a.



De manera visualmente más clara, en la Figura 19 y 20 se muestran las desviaciones de ángulos de carga del caso 1, generación convencional.

Figura 19

Desviación de ángulo de carga ante variación de carga al 35% en bus 4 con generación convencional, elaboración propia en MATLAB R2020a.

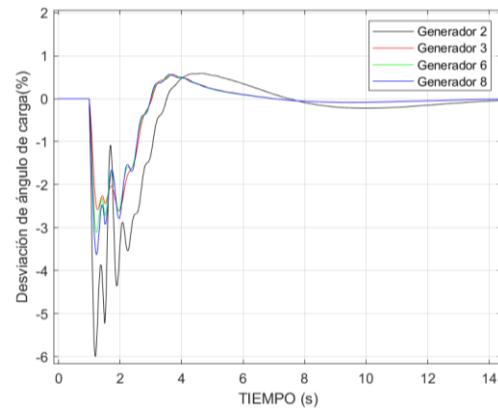
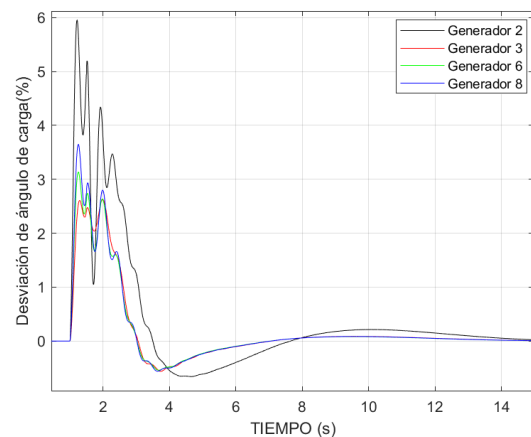
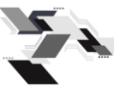


Figura 20

Desviación de ángulo de carga ante variación de carga al 135% en bus 4 con generación convencional, elaboración propia en MATLAB R2020a.





B. Ángulos de carga en generadores con integración FV en bus 13.

En las Figuras 21 y 22 se muestran los perfiles de ángulo de carga del caso 2, integración FV en bus 13.

Figura 21

Perfil de ángulo de carga ante variación de carga al 70% en bus 4 con integración FV en bus 13, elaboración propia en MATLAB R2020a.

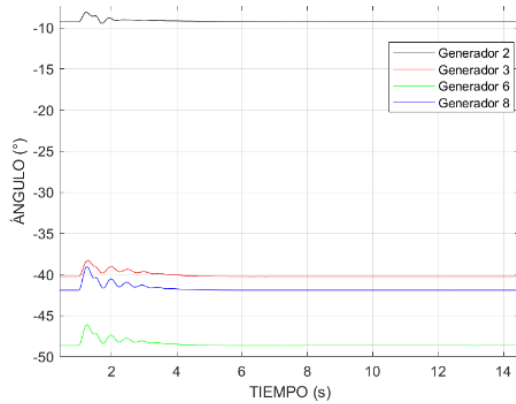
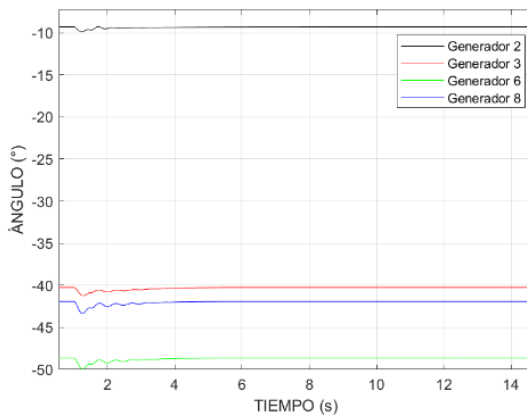


Figura 22

Perfil de ángulo de carga ante variación de carga al 135% en bus 4 con integración FV en bus 13, elaboración propia en MATLAB R2020a.



En la Figura 23 y 24 se muestran la desviación de ángulos de carga del caso 2, integración FV en bus 13.

Figura 23

Desviación de ángulo de carga ante variación de carga al 70% en bus 4 con integración FV en bus 13, elaboración propia en MATLAB R2020a.

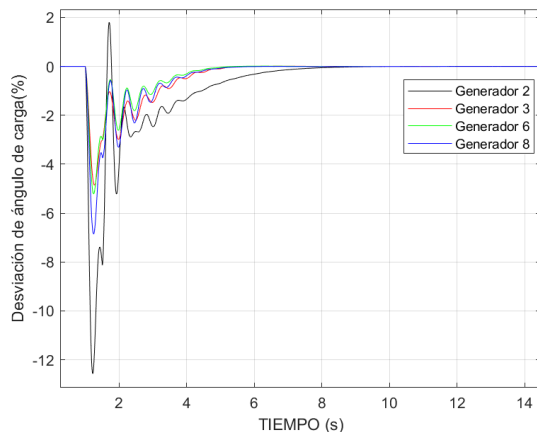
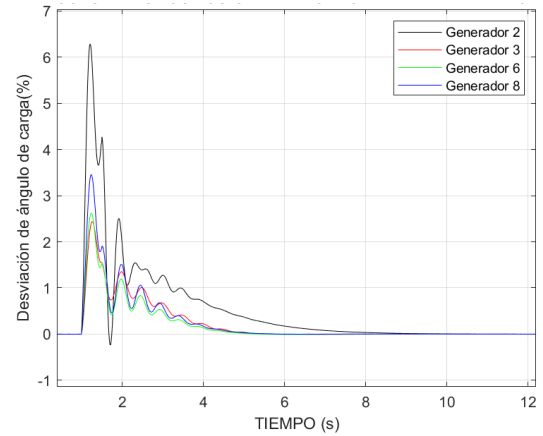


Figura 24

Desviación de ángulo de carga ante variación de carga al 135% en bus 4 con integración FV en bus 13, elaboración propia en MATLAB R2020a.

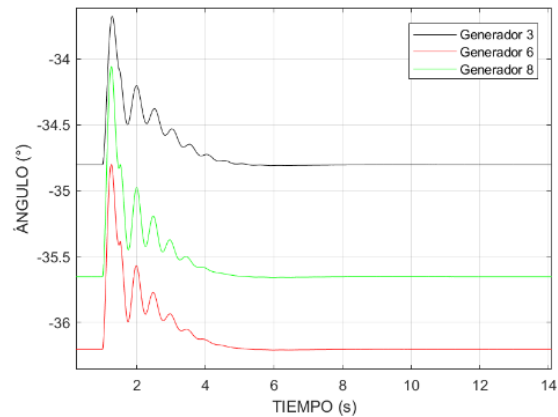


C. Ángulo de carga en generadores desplazando generación convencional por generación FV en bus 2.

En las Figura 25 se muestra el perfil de ángulo de carga del caso 3, desplazando generación convencional.

Figura 25

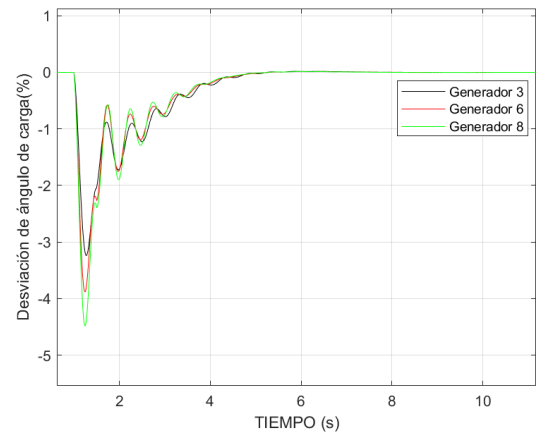
Perfil de ángulo de carga ante variación de carga al 35% en bus 4 al desplazar convencional por FV, elaboración propia en MATLAB R2020a.



En la Figura 26 se muestran la desviación ángulos de carga del caso 3, desplazando generación convencional por FV en bus 2.

Figura 26

Desviación de ángulo de carga ante variación de carga al 35% en bus 4 al desplazar convencional por FV, elaboración propia en MATLAB R2020a.



IV. CONCLUSIONES

El análisis realizado en la red eléctrica de 14 nodos de la IEEE, proponiendo los 3 casos de estudio con los 3 eventos de cambios de carga permite visualizar lo siguiente: La generación convencional presenta los mejores perfiles de tensión en los dos nodos estudiados y al aplicar los cambios de carga, se presentan oscilaciones transitorias suaves pero algo pronunciadas, en cambio, al sustituir la generación convencional por la fotovoltaica, caso FV2, se tiene un bajo perfil de tensión y la mitigación de la perturbación es algo abrupta, pudiendo esto representar un problema de recuperación súbita de tensión, en donde equipo de alta sensibilidad pudiera reconocerlo como problema de calidad de energía. Sin embargo, las perturbaciones propuestas con los cambios de carga pueden representar cambios marginales que no comprometen la estabilidad del sistema eléctrico.

La integración de centrales fotovoltaicas trae con ella muchos desafíos en el sistema eléctrico, es crucial implementar estrategias de mitigación y regulación para asegurar que la red opere de manera estable, manteniendo la confiabilidad del SEP.

V. AGRADECIMIENTOS

Rodríguez-Amaya, A.J agradece al Tecnológico Nacional de México (TecNM) campus Laguna (ITL); así como al Consejo Nacional de Humanidades, Ciencia y Tecnología (CONAHCYT), por proporcionar los recursos económicos, literarios y de infraestructura para realizar la publicación del presente trabajo, a través de la División de estudios de Posgrado de esta institución educativa.

Especialmente, se agradece a la familia y docentes por el apoyo brindado en este trabajo.

VI. REFERENCIAS

Duncan J, Overbye T, Sarma M. *Power System Analysis and Design*. 6.a ed.

Sauer, W y Pai, M.A. (1997). *Power System Dynamics and Stability*.

Saadat, H. (2010). *Power System Analysis* (3.a ed.).

John, G y Stevenson, W. (1994). *Power System Analysis*.

Ameur A, Loudiyi K, Aggour M. (2017) *Steady State and Dynamic Analysis of Renewable Energy Integration into the Grid Using PSS/E Software*. ELSEVIER.

Alquthami T, Ravindra H, Faruque M.O, Steurer M, Baldwin T. (2010). *Study of photovoltaic integration impact on system stability using custom model of PV arrays integrated with PSS/E*, <http://doi.org/1.1109/NAPS.2010.5619589>.

Adam, B y James, D. (2015). *Impact of Synchronous Generator Model GENTPJ on System Dynamics*. University of Illinois at Urbana-Champaign.

Ago, E. (2020). Impact of inertia parameter of different Hydro Generator models in power stability of Photovoltaic Power Stability of Photovoltaic Power Plants *ResearchGate*. <https://doi.org/10.6084/m9.figshare.12275615>

Cardenas V, Echeverria D, Cepeda J. (2015). *Análisis de confiabilidad de la generación considerando el Ingreso de Energías Renovables no convencionales en los Sistemas de Potencia*. Revista Técnica "Energía". N° 11, Pp. 101-107.

Essam Z, Aziz A, Ishaq J, Abdulaziz M. (2016). Voltage Stability Improvement In Transmission Networks Embedded with Photovoltaic Systems. Saudi Electricity Company.

Longatt, F y Palencia, E. (2006). Desarrollo de un Programa de Cálculo de Flujos de Potencia en Sistemas de Distribución. Congreso Iberoamericano de estudiantes de ingeniería eléctrica (III CIBELEC 2008)

Mena, S y Cañizares, C. (2003). Modeling and simulation of IEEE 14 Bus System With Facts Controllers.

Subramaniam T, Muhamad S, Rahman A, Ariffin A. (November 2017). An Investigation on the Power System Stability of Photovoltaic Grid Integrated System. Faculty of Engineering and Built Environment.

Gaurav, B. y Shaik, A. (2017). Analysis of Large Scale PV Penetration Impact on IEEE 39 – Bus Power System. Dept. of Electrical Engineering.

Frailé Gutiérrez, C (2018). La energía eléctrica FV y el sistema eléctrico de potencia. [Tesis de Ingeniería, Universidad Valladolid]. <https://uvadoc.uva.es/bitstream/handle/10324/28966/TFG-P-746.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

Fuentes Soto, C.E. (2005). Propuesta de Cambio de un Sistema de Excitación Dinámico en un Generador Síncrono, por un Sistema de Excitación Estático de una Planta de Generación Eléctrica. [Tesis de Ingeniería, Universidad San Carlos de Guatemala].

Sanz, D.D. (2023). Modelización y simulación de plantas de generación renovable con almacenamiento. [Tesis de maestría, Universitario en integración de las energías renovables en el sistema eléctrico]

Tanelema, E. (2019). Simulación de flujos en sistemas eléctricos de potencia usando métodos completos, desacoplados y linealizados. [Tesis de ingeniería, Universidad politécnica Salesiana].

GRIDSOL. Smart Renewable Hubs for Flexible Generation – Solar Grid Stability [Archivo PDF] www.gridsolproject.eu/wp-content/uploads/2020/04/D9.7_Dissemination-Final-Report.pdf

Programa de Desarrollo del Sistema Electrico Nacional 2023 – 2037. [Archivo PDF] <https://www.gob.mx/sener/articulos/programa-de-desarrollo-del-sistema-electrico-nacional-2023-2037>

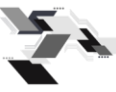
IEEE 14 Bus System. (1992). Illinois Center For A Smarter Electric Grid (ICSEG). Recuperado 8 de julio de 2024, de <https://icseg.iti.illinois.edu/ieee-14-bus-system/>

WECC. Solar Photovoltaic Power Plant Modeling and Validation Guideline. [Archivo PDF] <https://www.wecc.org/Reliability/Solar%20PV%20Plant%20Modeling%20and%20Validation%20Guideline.pdf>

MATLAB. (2020). Versión R2020a. Natick, Massachusetts: The MathWorks Inc.

Siemens Power Technologies PSS/E Xplore, versión 35.5

Siemens Power Technologies PSS/E Xplore 35.5, MODEL LIBRARY.



VII. AUTORES

Alan Jair Rodríguez Amaya

 <https://orcid.org/0009-0003-7036-0351>

Francisco Sergio Sellschopp Sánchez

 <https://orcid.org/0000-0003-3516-3523>

Rodrigo Loera Palomo

 <https://orcid.org/0000-0003-4586-3523>

Carlos Álvarez Macías

 <https://orcid.org/0000-0002-2263-0316>

Leticia Lozano Cuellar

 <https://orcid.org/0009-0003-6471-9655>