

Estimación de inercia en sistemas eléctricos con paneles fotovoltaicos a partir de señales de voltaje simuladas en EMTP

Inertia estimation in electric power systems with photovoltaic parks through the use of simulated voltage signals from EMTP

Saúl Eliab Meza Ronquillo^a, Marcos Alfredo Hernández Ortega^{b,*}

^a Programa de Ingeniería Mecánica y Eléctrica, Universidad Autónoma de Guadalajara;
saul.meza@edu.uag.mx, eliab_gasparin@hotmail.com

^b Departamento de Electromecánica, Universidad Autónoma de Guadalajara;
marcos.hernandez@edu.uag.mx

* autor por correspondencia

RESUMEN

El creciente número de centrales de generación de energía eléctrica basadas en energías renovables y su conexión con la red a través de dispositivos de electrónica de potencia ha provocado la aparición de nuevas problemáticas en el diseño, operación y control de los sistemas eléctricos de potencia. Uno de los fenómenos que más comúnmente ocurren es la disminución de la inercia total del sistema. El efecto de esta disminución se ve reflejada en una variación más grande de la frecuencia del sistema cuando es sujeto a perturbaciones de potencia debidas a pérdidas de potencia en generación o carga. En este artículo, un sistema eléctrico de potencia compuesto por diversos generadores síncronos y un parque fotovoltaico es simulado en el programa EMTP para obtener señales de voltaje trifásico similares a las mediciones de las unidades de medición fasorial en sistemas de potencia reales. Se propone, además, un método para obtener señales de frecuencia con base en los voltajes trifásicos medidos y su utilización para la estimación de la inercia global del sistema. El método propuesto se aplica al sistema de 2 áreas, 4 máquinas y un parque fotovoltaico, donde éste último inyecta el 5% de la potencia real del sistema. Los generadores síncronos son representados con detalle y equipados con excitadores y gobernadores. Los resultados muestran que el método propuesto funciona de buena manera, proporcionando estimaciones de la inercia global que varían acorde al porcentaje de penetración de energía renovable. Comparaciones de las estimaciones con y sin parque fotovoltaico son puntualizadas, así como se proporcionan los principales puntos a resolver en trabajos futuros.

Palabras clave: energías renovables, inercia del sistema, parques fotovoltaicos, variaciones de frecuencia.

ABSTRACT

The growing number of electrical power plants based on renewable energy and their interconnection to the power grid through power electronics devices has derived into the appearance of new issues in the design, operation, and control of the electric power systems. One of the most commonly observed phenomena in power systems with penetration of renewable energy is the decrease of the total system inertia. The effect of such an inertia decrease is reflected as a higher variation in the

frequency of the system when it is subjected to real power perturbations like generation loss or load (dis)connections. In this paper, an electric power system with several synchronous generators and a photovoltaic (PV) park is simulated in the EMTP software to obtain three-phase voltage signals similar to those obtained by a phasor measurement unit (PMU) in real power systems. Moreover, a method is proposed to compute frequency signals from the measured three-phase voltages and to utilize them for estimating the global system inertia. The proposed method is then applied to a 2-area, 4-machine, 1-PV park power system, where the 5% of the real power of the system is injected by the PV park. The synchronous generators are represented in detail and equipped with exciters and governors. The results show that the proposed method performs adequately, providing estimations of the global inertia that change according to the percentage of penetration of the renewable energy. Comparisons of the estimations with and without the PV park are pointed out, and the main points to work on in future developments are provided.

Keywords: frequency variations, global inertia, renewable energy, photovoltaic parks, electromechanical transients.

■ ■

1. Nomenclatura

$E \angle \delta$	Fasor de voltaje interno del generador síncrono.
f_0	Frecuencia síncrona del sistema.
$f_{ja},$	Frecuencia de la fase a de la máquina síncrona número j .
$f_{jb},$	Frecuencia de la fase b de la máquina síncrona número j .
$f_{jc},$	Frecuencia de la fase c de la máquina síncrona número j .
f_{CDI}	Frecuencia del centro de inercia del sistema.
f_j	Frecuencia de la máquina síncrona número j .
f_{nadir}	Frecuencia mínima que alcanza el sistema después de un disturbio.
f_{zenith}	Frecuencia máxima que alcanza el sistema después de un disturbio.
H, H_j	Constante de inercia de la máquina síncrona (j -ésima).
H_{sist}	Constante de inercia equivalente del sistema.
i, j, k	Índices.
J	Momento de inercia de la máquina síncrona.
K_{VPOI}	Ganancia del lazo de control de la potencia reactiva inyectada por el parque fotovoltaico.
m	Pendiente de una línea recta.
n	Número de generadores síncronos del sistema.
P_e	Potencia eléctrica entregada por el generador síncrono.
P_m	Potencia mecánica del generador síncrono.
P_{Max}	Potencia máxima del generador síncrono.
Q_{POI}	Potencia inyectada por el parque fotovoltaico en el punto de interconexión.
$RoCoF$	Derivada de la frecuencia en los primeros instantes después de un disturbio.
S_B	Potencia base del generador síncrono.
S_j	Potencia nominal del generador número j .
S_{sis}	Potencia compleja total del sistema.
T	Periodo.
T_e	Par eléctrico de la máquina síncrona.
t_k	Instante de tiempo k .
T_m	Par mecánico de la máquina síncrona.

t_{nadir}	Instante de tiempo donde se alcanza f_{nadir} .
t_{zenith}	Instante de tiempo donde se alcanza f_{zenith} .
V'_{POI}	Voltaje de referencia del inversor fotovoltaico.
V^+_{POI}	Voltaje de secuencia positiva en el POI.
V_T	Voltaje en terminales del generador síncrono.
x_1, x_2	Valor en las abscisas de dos puntos de una línea recta.
X_L	Reactancia equivalente de línea.
y_1, y_2	Valor en las ordenadas de dos puntos de una línea recta.
z_k	Instante de tiempo donde ocurre el cruce por cero número k de una señal senoidal.
δ	Ángulo de potencia del generador síncrono.
ΔP	Diferencia de potencia activa que es conectada o desconectada durante un disturbio.
ω_0	Frecuencia angular síncrona.

2. Introducción

Los sistemas eléctricos de potencia son sistemas no lineales de gran dimensión y complejidad, los cuales se extienden por miles de kilómetros y manejan enormes cantidades de energía. Una parte muy importante de su manejo y operación es la estimación de su estabilidad ante disturbios como fallas trifásicas, pérdida de generador o pérdida de carga, por ejemplo (Grainger, 1996).

Sin embargo, la estimación de la estabilidad en estos sistemas depende del tipo de análisis y disturbios que se consideran. Por un lado, la estabilidad de pequeña señal es útil para estimar cómo se comportará el sistema ante pequeños disturbios. Sin embargo, normalmente esta estimación consiste en una aproximación lineal de la respuesta completa por lo que, ante ciertas condiciones tales como una operación con alto estrés, grandes disturbios, y la presencia de elementos altamente no lineales, puede ser poco exacta. En dichos casos, es necesario evaluar la respuesta no lineal del sistema. Este proceso es conocido como análisis de estabilidad transitoria (Kundur, 2022), (Rogers, 2000).

Dentro de este estudio, la estabilidad de la frecuencia es una parte fundamental y está caracterizada en gran medida por la respuesta inercial del sistema al amortiguar los cambios de frecuencia al comienzo de un desequilibrio repentino de carga/generación. En este periodo transitorio, la respuesta de los generadores síncronos se hace presente y, por lo tanto, ayuda a mantener la estabilidad de frecuencia (Hartmann, 2019), (Porretta, 2020).

Ahora bien, los sistemas eléctricos de potencia actuales contienen un cada vez mayor porcentaje de penetración de energías renovables, tales como parques fotovoltaicos y parques eólicos, pudiendo en el futuro incluir cargas/fuentes debidas a la conexión de vehículos eléctricos (Tan, 2020). La mayoría de estos sistemas de generación basados en energías renovables son conectados a la red por medio de dispositivos de electrónica de potencia, los cuales son altamente no lineales y pueden aislar las dinámicas de las fuentes renovables de las dinámicas del resto del sistema, por lo que es recomendable realizar la evaluación de su estabilidad por medio de estudios transitorios, (Hartmann, 2019). Adicionalmente, se ha reportado en literatura que la conexión de dispositivos a través de electrónica de potencia afecta negativamente la respuesta inercial de los sistemas de potencia.

De forma tradicional, la inercia total del sistema se basa en la inercia individual proporcionada por cada uno de los generadores síncronos, la cual crea una conexión física directa con la red, proporcionando así energía instantánea cuando sea necesario y pudiendo ayudar a frenar las desviaciones de frecuencia creadas por bruscos desequilibrios de potencia (Inoue, 1997). Entonces, a mayor inercia, más estable será el sistema cuando se presenten estos desequilibrios. Sin embargo, cuando fuentes como parques eólicos y parques fotovoltaicos son conectados a la red, estos no

aportan ninguna inercia a la respuesta transitoria del sistema, ya sea por la ausencia total de esto o por estar eléctricamente aislados debido a la electrónica de potencia (Porretta, 2020).

Aunando en esto, la energía producida por fuentes fotovoltaicas ha presentado la mayor tasa de crecimiento anual entre las energías renovables en todo el mundo, pasando del 0.6% en 2013 al 5.4% en 2023 (IEA, 2023). En México, el porcentaje de energía eléctrica producida por fuentes renovables cada vez va aumentando más: la producción neta en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) durante 2022 fue de 340,712 GWh, de los cuales el 31.2% fue producida energías limpias. De este porcentaje, el 24.51% pertenece a energía producida por fuentes fotovoltaicas (SENER, 2023). Posteriormente, en el año 2023 la producción total de energía fue de 351,695 GWh, de los cuales el 6.64% fue producida por fuentes fotovoltaicas (5.16% de solar fotovoltaica y 1.48% de generación distribuida fotovoltaica) (SENER, 2024).

Otro factor importante es que la eficiencia de las celdas fotovoltaicas se ha incrementado 5 veces en los últimos años, permitiendo así que la generación mundial de electricidad con energía fotovoltaica haya crecido un 10%. Los costos y la cantidad de energía necesaria para su fabricación también se han reducido, de tal manera que la inversión de los proyectos se puede recuperar en 2 años y la confiabilidad y las garantías que otorgan son muy altas. Por ello, el potencial de las fuentes fotovoltaicas es muy amplio y es importante analizar la manera de incorporarlas al sistema eléctrico de la mejor manera (Hartmann, 2019).

Debido a lo anterior, y a la cada vez mayor presencia de elementos de medición en tiempo real (Phasor Measurement Units – PMUs), es de gran pertinencia la aplicación de técnicas de monitoreo de la estabilidad de los sistemas eléctricos que permitan establecer cómo se ve modificada la inercia del sistema ante diferentes niveles de penetración de energías renovables. Así mismo, dicha estimación puede ser utilizada para evaluar la confiabilidad del sistema, predecir márgenes de estabilidad y establecer medidas de prevención de apagones ante grandes fallas (Carrasco, 2016). Sin embargo, existe una gran dificultad en este punto, conformada principalmente por tres situaciones:

- La estimación de inercia de un sistema eléctrico de potencia (SEP) real requiere tener información de sus componentes, así como mediciones en tiempo real de la frecuencia, o de algún otro tipo de señal que pueda ser utilizada para estimar la frecuencia. No obstante, debido a la importancia estratégica de los sistemas eléctricos de potencia, es muy difícil tener acceso a esta información.
- Si se tiene acceso a la información anterior, se puede aplicar un método de estimación de inercia para el caso que se presentó; pero sería imposible realizar pruebas para diferentes casos con el objetivo de evaluar su precisión o para observar cómo se modifica la inercia gradualmente.
- La otra opción es utilizar un programa de simulación que permita realizar las pruebas necesarias. No obstante, dicho programa debe ser capaz de modelar con el detalle suficiente el SEP para garantizar que las señales de respuesta obtenidas son lo más semejantes posible a las que se tendrían en la realidad.

Debido a lo anterior, en este artículo se propone una metodología para realizar la estimación de inercia en SEPs en un ambiente de simulación muy similar a la realidad. Para ello, se utilizará el programa EMTP, un programa de simulación que es capaz de proporcionar señales similares a las provistas por un PMU (Jiang, 2002). Bajo este esquema, es viable la simulación de sistemas eléctricos de potencia con energías renovables y con varios casos de análisis para la estimación de inercia en ambientes similares a la realidad.

3. Aproximaciones para la estimación de la inercia

A continuación, se presenta la idea general de la inercia total de un sistema de potencia, además de los métodos de estimación de inercia más usados en la literatura.

3.1 Inercia de un sistema convencional

La inercia total de un sistema eléctrico de potencia convencional se compone principalmente de la energía cinética almacenada en las masas rotatorias de los generadores síncronos, y de una pequeña contribución de las cargas sensibles a los cambios en la frecuencia (principalmente grandes motores de inducción en la industria) (Inoue, 1997), (Porretta, 2020).

La gran importancia de la energía cinética almacenada en las masas rotatorias de los generadores reside en el hecho de que, cuando ocurre alguna falla que provoca un desbalance parcial de energía, dicha energía cinética actúa como un amortiguador para evitar grandes variaciones en el suministro eléctrico.

Ahora veamos esto en términos matemáticos. Para ello, primero se considerará un generador síncrono conectado a un equivalente de red, tal como se muestra en la Figura 1, donde X_L es la reactancia equivalente entre el voltaje interno del generador, $E \angle \delta$, y el voltaje en las terminales del equivalente de red, $V_T \angle 0^\circ$. En el diagrama de la Figura 1, el equivalente de la red se asume con un voltaje y frecuencia que son constantes. El ángulo del voltaje interno del generador síncrono es medido entonces respecto al voltaje del equivalente de red y denotado como δ .

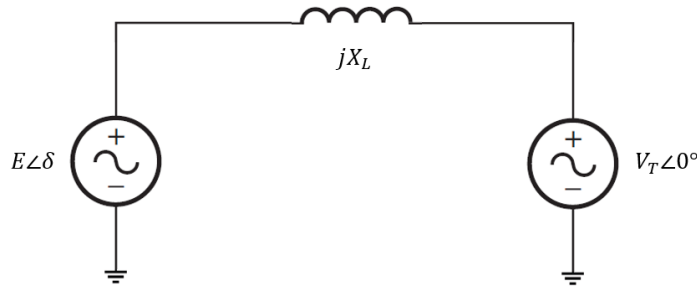


Figura 1. Esquema de un generador conectado a un equivalente de red.

Entonces, siguiendo a (Kundur, 2022), la potencia máxima P_{Max} que el generador puede transmitir a través de la reactancia X_L está dada como:

$$P_{Max} = \frac{E_A V_T}{X_L} \quad (1)$$

Después, la potencia eléctrica que produce el generador está dado como:

$$P_e = P_{Max} \sin \delta \quad (2)$$

Por otra parte, el primo motor que mueve al generador le provee potencia mecánica, la cual se convierte en potencia eléctrica al modificar el valor del ángulo δ , cuya dinámica está dada por la ecuación de oscilación:

$$J \frac{d^2 \delta}{dt^2} = T_m - T_e \quad (3)$$

donde J es el momento de inercia de la máquina, T_m es el par mecánico de entrada y T_e es el par eléctrico que entrega el generador. La ecuación (3) se suele expresar en términos de la constante de

inercia H de la máquina de la siguiente manera:

$$H \frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{1}{2} \omega_0 (P_m - P_e) \quad (4)$$

donde P_m es la potencia mecánica suministrada al generador y ω_0 es la frecuencia angular síncrona.

De las ecuaciones (3) y (4), se puede notar que la constante de inercia se puede determinar por medio de la siguiente expresión:

$$H = \frac{1}{2} \frac{J \omega_0^2}{S_B} \quad (5)$$

con S_B siendo la potencia base del generador.

Esta constante de inercia H es preferida para representar la inercia de la máquina síncrona, y representa cuanto tiempo (en segundos) la energía almacenada en la máquina puede suplir una carga igual a la potencia nominal del generador. También representa la resistencia del generador a presentar cambios en la frecuencia debido a un desbalance carga/generación (Inoue, 1997).

Extendiendo lo anterior para un sistema de potencia que tiene n generadores síncronos conectados a través de los transformadores y las líneas de transmisión, la inercia total o inercia agregada de los generadores se puede calcular por medio de la ecuación (6) siguiente:

$$H_{sist} = \frac{\sum_{j=1}^n S_j H_j}{\sum_{j=1}^n S_j} \quad (6)$$

donde H_{sist} es la inercia total del sistema, y los términos H_j y S_j representan la constante de inercia y la potencia nominal del generador número j .

Esta es la primera aproximación para el cálculo de la inercia total del sistema, aunque se ha asumido que solo se tienen conectados generadores síncronos descritos solo por sus ecuaciones de oscilación como la ecuación (4) (Inoue, 1997).

3.2 Estimación de la inercia del sistema a través de la frecuencia de la red

Una segunda aproximación se basa en estimar la inercia del sistema en base a mediciones de la frecuencia de la red. Este método es más robusto, ya que no requiere un modelado específico de los generadores y puede ser utilizado sobre señales medidas durante diversos disturbios.

Este método se basa en la estimación de la tasa de cambio de la frecuencia, mejor conocida como RoCoF por sus siglas en inglés (Rate of Change of Frequency). Esta tasa de cambio suele ser máxima en los primeros instantes después de un disturbio y depende directamente de la magnitud de la perturbación experimentada y de la inercia del sistema (Zografos, 2018).

Para aplicar este concepto a un sistema de potencia con varios generadores, retomamos la ecuación de oscilación de una máquina síncrona, ecuación (4), centrándonos en el generador j -ésimo, y expresándola en términos de frecuencia en Hz, resultando en:

$$\frac{2H_j}{f_0} \frac{df_j}{dt} = \frac{P_{mj} - P_{ej}}{S_j} \quad (7)$$

La ecuación (7) muestra que un desbalance entre las potencias eléctrica y mecánica se traducirá en un cambio en la frecuencia. Entonces, el RoCoF del generador j justo después de un disturbio estará determinado por el desbalance en potencia ($P_{m_j} - P_{e_j}$) y la constante de inercia H_j . Como se puede deducir, la RoCoF estimada será distinta para cada generador, dependiendo de su propia inercia y el cambio en potencia eléctrica que percibe en sus terminales. Esta ecuación se puede extender a un contexto multi máquina al considerar la frecuencia del centro de inercia f_{CDI} , definida como

$$f_{CDI} = \frac{\sum_{i=1}^n f_i H_i}{\sum_{i=1}^n H_i} \quad (8)$$

la cual representa la frecuencia ponderada promedio de todo el sistema.

Al usar la definición (8), entonces la ecuación del RoCoF del sistema se propone como

$$\frac{2H_{sis}}{f_0} \frac{df_{CDI}}{dt} = \frac{P_m - P_e}{S_{sis}} \quad (9)$$

donde $P_m - P_e$ engloba el desbalance total de potencia que ocurre en el sistema, y S_{sis} representa la potencia compleja total del sistema.

Una vez que la frecuencia del centro de inercia ha sido calculada, se obtiene una curva como la que se ilustra en la Figura 2, donde se pueden definir varios parámetros importantes: frecuencia antes del disturbio, frecuencia instantánea máxima (f_{zenith}) o mínima (f_{nadir}) después del disturbio, máxima desviación de frecuencia y tiempo para alcanzar el valor máximo/mínimo de desviación de frecuencia (t_{nadir} o t_{zenith}).

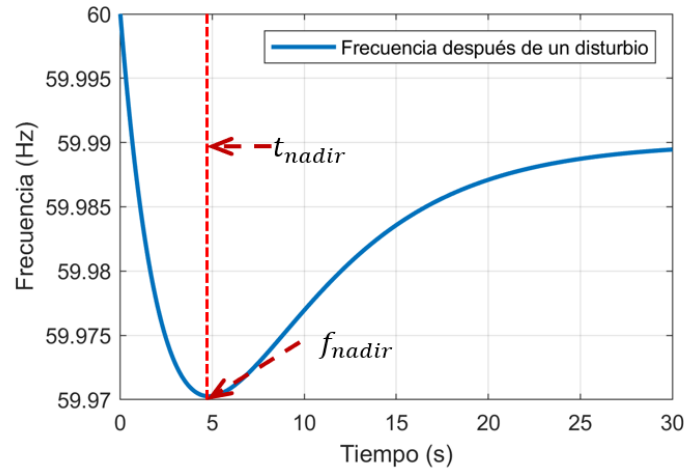


Figura 2. Indicadores de la respuesta inercial de un sistema.

Un punto crítico para obtener una buena estimación de la inercia del sistema es una buena identificación del tiempo de inicio del disturbio. Este tiempo se puede calcular como el tiempo en el cual el valor instantáneo de la RoCoF excede un cierto límite.

En general, este método es muy utilizado, aunque existe el reto técnico de cómo obtener todos los datos necesarios para calcular la inercia del sistema

3.3 Métodos de estimación en la literatura

En general, existen dos tipos de estimaciones de inercia: métodos fuera de línea y métodos en línea.

Como su nombre lo indica, los métodos fuera de línea son usados de forma asíncrona a la operación del sistema, cuando algún evento ya ha ocurrido y se cuenta con las mediciones y datos del sistema durante el mismo. En contraste, los métodos en línea son utilizados para estimar la inercia del sistema en tiempo real al utilizar mediciones en el sistema. En ambos tipos de métodos, la estimación de inercia es todo un reto cuando existen fuentes de energías renovables. En literatura existen muchas propuestas para la estimación de inercia. A continuación, se mencionan algunas de las más relevantes (Tan, 2022).

Algunos trabajos que solo consideran generadores síncronos en las redes eléctricas utilizadas son los siguientes: Un método de estimación de inercia basado en la máxima desviación de frecuencia es propuesto en (Wang, 2021), donde, a partir de la estimación de la energía de soporte inercial, se estima la inercia sin necesidad de calcular la RoCoF. Por otro lado, en (Zografos, 2018) los autores si utilizan la RoCoF, pero incluyen los efectos del cambio de voltaje y frecuencia en la potencia entregada a las cargas del sistema. En (Wang, 2024), se propone un método para estimar la inercia y la constante de amortiguamiento de sistemas de potencia por medio del método de mínimos cuadrados en ventanas deslizantes, usando datos medidos y capaz de calcular cambios de inercia ante dos o más fallas.

Dos referencias que resaltan en este campo son (Cai, 2019) y (Wang, 2022), donde la respuesta de los modos electromecánicos es usada para estimar la inercia total del sistema con la ecuación de oscilación en el dominio de la frecuencia.

En los siguientes artículos, algunas fuentes de energía renovables sí son consideradas y la inercia es estimada con éxito: En (Makolo, 2021), se utiliza una estrategia recursiva basada en mínimos cuadrados para estimar la inercia en línea de una red eléctrica, usando mediciones. Sin embargo, en esta propuesta las mediciones son usadas para estimar un sistema equivalente y después la inercia es calculada en una forma similar a la ecuación (8).

En (Gotti, 2024), se propone un método en línea para la estimación de la inercia de un área haciendo una identificación de sistema con el error de ecuación iterativo. En esta propuesta, la técnica de divisor de frecuencia (Frequency Divider – FD propuesto en (Milano, 2017)) es usada para estimar la frecuencia de cada unidad generadora, después se identifican áreas coherentes y posteriormente se calcula la inercia de cada área coherente.

En (Li, 2024), datos ambientes de mediciones de frecuencia son usados para estimar la inercia de una microrred. Un punto sobresaliente de esta propuesta es que permite el cálculo de la inercia total de la microrred sin necesidad de la existencia de algún disturbio.

Desde otra perspectiva, en (Mazidi, 2023) se propone una metodología en línea para estimar la inercia de generadores síncronos, pero también la participación inercial de fuentes de energía renovable conectados a la red. En ese mismo sentido, la inercia individual de cada una de estas fuentes de energía renovable es estimada en (Tan, 2024) con el uso de filtros de Kalman adaptivos.

Recientemente, el uso de la inteligencia artificial para la estimación de inercia también ha sido explorado: En (Linaro, 2023), se dan algunos avances en la utilización de redes neuronales para estimar la inercia en sistemas eléctricos de potencia con penetración de energías renovables. En (Poudyal, 2022), el Federated learning (una variante de aprendizaje máquina) es usado para, a través de un esquema cliente-servidor, estimar la inercia de un sistema multi área en condiciones de variaciones estocásticas de energía. En (Tuo, 2023), se presentan dos propuestas basadas en aprendizaje máquina que pueden estimar con gran precisión la inercia de sistemas eléctricos con energías renovables usando mediciones ambiente.

Una propuesta muy interesante es la presentada en (Best, 2021), donde los autores son capaces de

estimar la inercia en el sistema eléctrico de Irlanda a través de cambios en el flujo de potencia de una línea de alto voltaje en corriente directa (HVDC).

Otra propuesta de gran interés es la de (Molina-Pineda, 2023), donde se calcula una equivalencia de la frecuencia global del sistema, pero basada en centros de gravedad en lugar de centros de inercia.

Como se puede notar del análisis anterior, varias de las propuestas revisadas asumen que las señales de frecuencia están disponibles y realizan análisis a partir de ello. Otras tantas proponen métodos para estimar estas señales de frecuencia, aunque en su mayoría proponen métodos bastante complejos mientras que otro grupo propone nuevas alternativas para el cálculo de la inercia. En este artículo, se propone una metodología bastante simple para estimar las señales de frecuencia de los generadores síncronos y a partir de ellas aplicar el método clásico del centro de inercia. Esto se presenta en la Sección 5. A continuación, se describe el modelo de parque fotovoltaico que es utilizado en el programa EMTP.

4. Integración de parques fotovoltaicos

4.1 Modelo del EMTP

En la Figura 3 se muestra el circuito equivalente de parques fotovoltaicos que es utilizado en el programa EMTP, donde se le han añadido componentes nuevos al circuito equivalente de una celda solar convencional, como es el bloque de control que calcula la corriente de las células fotoeléctricas y la corriente que fluye a través del diodo (EMTP, 2020). El modelo completo del parque fotovoltaico se puede consultar en la documentación de EMTP (Karaagac, 2021) y las referencias ahí contenidas.

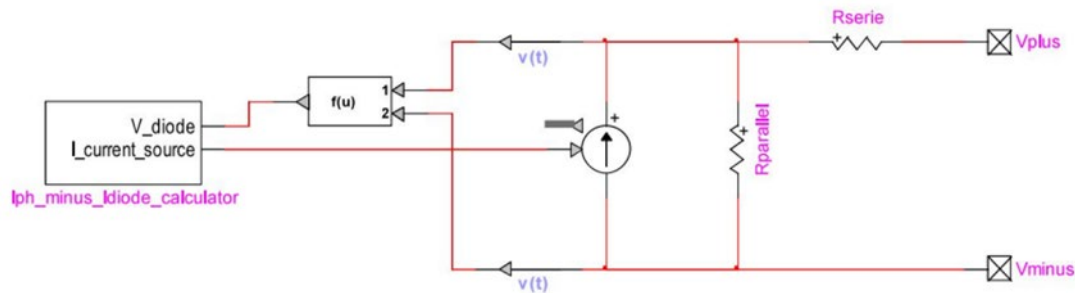


Figura 3. Circuito eléctrico equivalente de un parque fotovoltaico en EMTP (EMTP, 2020).

Como el diodo es un dispositivo no lineal, este se mueve dentro del bloque de control por lo que la fuente de corriente que se muestra en la Figura 3 representa la fuente fotoeléctrica en paralelo con el diodo. La corriente del diodo se resta de la corriente fotoeléctrica y la corriente resultante impulsa la fuente de corriente controlada que se ve en la Figura 3. En la Figura 4 se representa el circuito que se encuentra dentro del controlador, el cual calcula la corriente fotovoltaica en función de la irradiancia, y la corriente del diodo en función de la tensión del diodo. La irradiancia puede variar, pero la temperatura es constante durante toda la simulación (Karaagac, 2021).

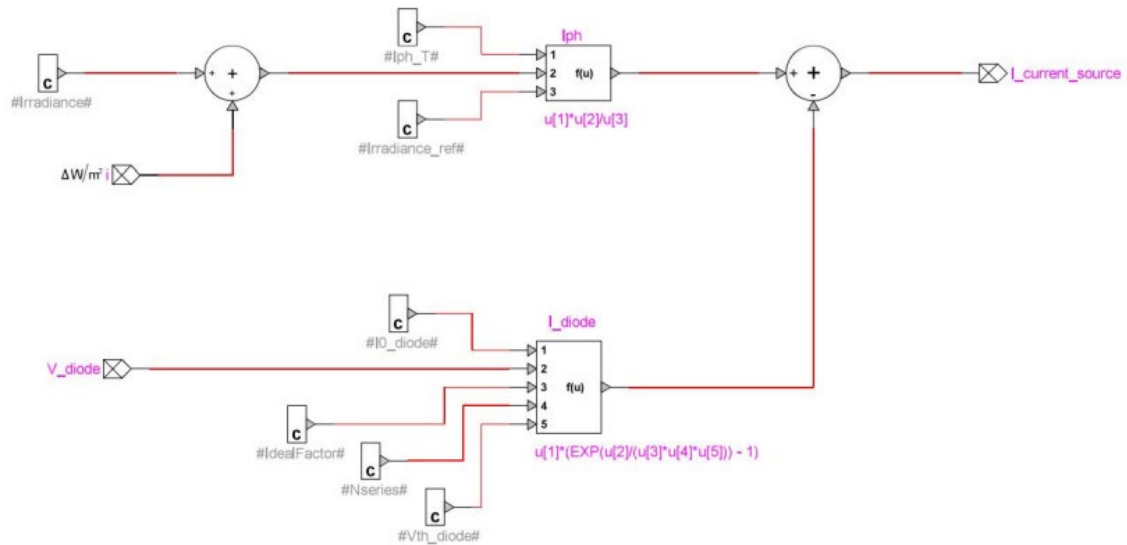


Figura 4. Circuito interno del controlador de corriente (EMTP, 2020).

4.2 Control de potencia reactiva en parques fotovoltaicos

La potencia activa en el punto de interconexión (POI, por sus siglas en inglés) depende de las condiciones climáticas, pero es necesario tener un controlador de parque fotovoltaico central (PVPC), de acuerdo con las condiciones actuales del código de red, para controlar la potencia reactiva en el POI. Este control de potencia reactiva funciona basado en el concepto de control de voltaje secundario. En el nivel primario, el controlador del inversor monitorea y controla su propio voltaje terminal de secuencia positiva, con un regulador de voltaje de terminales.

En cuanto al nivel de voltaje secundario, el PVPC monitorea la potencia reactiva en el POI (Q_{POI}), y lo controla modificando los valores de referencia de voltaje de los inversores fotovoltaicos (V^+_{POI}), a través de un regulador proporcional integral (PI) de potencia reactiva.

Cuando el valor referencia de Q_{POI} es función del voltaje, esto le permite al PVPC realizar acciones de control de voltaje y control del factor de potencia. Cuando el módulo PVPC está trabajando bajo la función de control V, la referencia de potencia reactiva en la Figura 18 (Q^+_{POI}) se calcula mediante un control de voltaje proporcional externo dado como:

$$Q_{POI} = K_{VPOI}(V^+_{POI} - V^+_{POI}) \quad (10)$$

donde V^+_{POI} es el voltaje de secuencia positiva en el POI, y K_{VPOI} es la ganancia del regulador de voltaje.

Para más detalles acerca de estos módulos, se recomienda al lector revisar con detalle el manual de usuario del programa EMTP (EMTP, 2020).

5. Metodología propuesta

Es muy común que los métodos de estimación mencionados en la Sección 2 sean primero planteados en ambientes de simulación de sistemas eléctricos de potencia, donde su utilidad es probada, así como demostrada su posible aplicación para sistemas reales. Lo anterior se puede realizar a través de varios programas disponibles en el mercado, de entre los cuales se prefiere utilizar aquellos con un modelado más cercano a la realidad. Debido a esto, en este trabajo se planteó implementar una estrategia de estimación fuera de línea, la cual también puede ser utilizada para predecir la inercia

total de un sistema bajo diferentes porcentajes de penetración de energía solar.

El programa que se utilizó para el estudio de este trabajo es el simulador EMTP, el cual cuenta con una amplia biblioteca de componentes electromecánicos, eléctricos, electrónicos y de control para una simulación más completa y realista. Las señales obtenidas con el simulador son después procesadas por medio del programa Matlab para la implementación de una estrategia de estimación de inercia fuera de línea.

5.1 Consideraciones requeridas

En este trabajo se considerarán sistemas eléctricos de potencia simulados en el software EMTP. Con esto, se podrán obtener señales simuladas que puedan ser similares a las obtenidas en un sistema eléctrico real. Sin embargo, para que las señales obtenidas puedan ser utilizadas para estimar la inercia del sistema, existen algunas condiciones que se deben cumplir.

Primero, los generadores síncronos deben tener un modelado muy completo, de por lo menos 4 estados que contemple, además de las dinámicas electromecánicas, las dinámicas del voltaje interno del generador. Aunado a esto, para que en la respuesta del sistema en conjunto se pueda estimar la inercia, es necesaria la presencia de controles que hagan que el sistema tienda a regresar a un estado operativo estable y factible; es decir, se requiere modelar los sistemas de excitación y de control de potencia mecánica (gobernadores).

5.2 Estimación de la frecuencia del centro de inercia

Como se mencionó anteriormente, en cada nodo de conexión de los generadores síncronos se contará con mediciones de los voltajes trifásicos, los cuales continuarán siendo señales senoidales durante las perturbaciones a la red y los cuales se supondrán como señales estacionarias (de esperanza igual a cero). Para estimar la frecuencia de cada nodo del sistema, [se debe tomar](#) en cuenta que los voltajes son señales senoidales, las cuales, en condiciones estáticas tendrían una frecuencia dada por:

$$f = \frac{1}{T} \quad (11)$$

donde T es la duración en segundos de un ciclo completo, como se ilustra en la Figura 5(a).

En este contexto, se plantea la determinación del tiempo que transcurre entre cada cruce por cero de la señal de voltaje. Debido a que este proceso debe ser automático, se aprovecha la siguiente observación: El producto entre dos muestras contiguas de una señal senoidal es positiva si ambas están en el mismo semiciclo y negativa si entre ellas ocurrió un cambio de signo, como se ilustra en la Figura 5(b). No obstante, es posible que el cruce por cero de la señal medida no coincida exactamente con algunas de las muestras realizadas, por lo que se propone un ajuste del tiempo de cruce. Dicho método se basa en que, localmente, la forma senoidal se comporta como una línea recta, tal como se dibuja en la Figura 6.

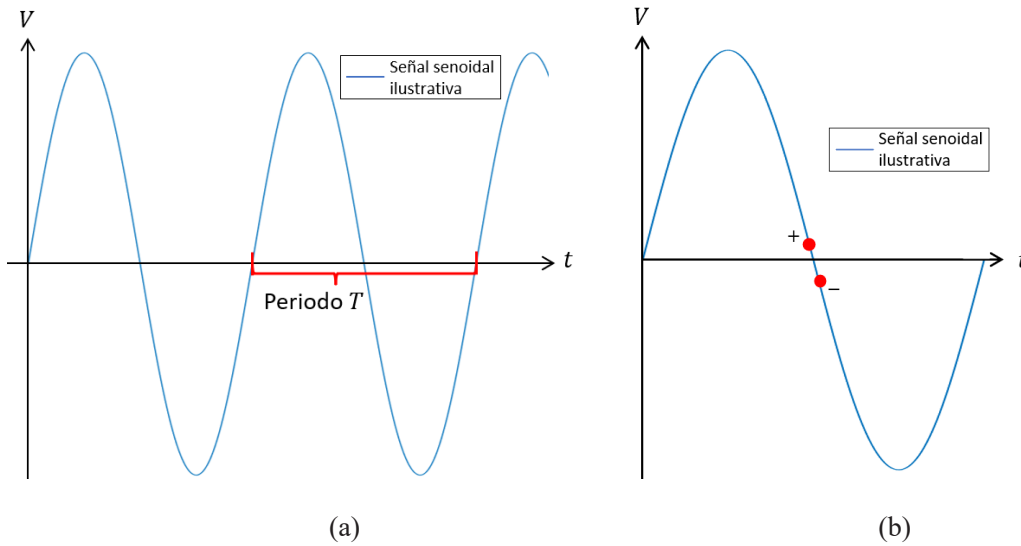


Figura 5. (a) Ilustración de una señal senoidal y su periodo. (b) Signo de las muestras contiguas cuando existe un cruce por cero.

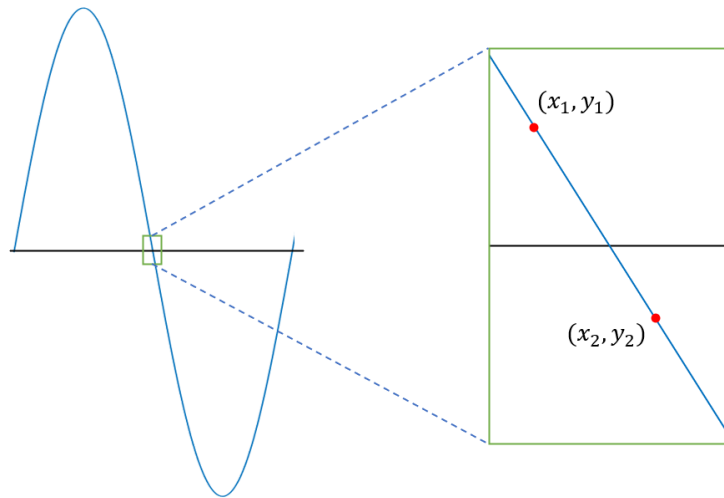


Figura 6. Comportamiento lineal de una señal senoidal alrededor de un cruce por cero.

De esta manera, la pendiente de la línea recta que une a los dos puntos ilustrados en la Figura 6 se puede calcular como:

$$m = \frac{y_2 - y_1}{x_2 - x_1} \quad (12)$$

Después, el valor exacto del cruce por cero puede ser obtenido al fijar $y_0 = 0$ y despejando de la ecuación (12), resultando en la expresión:

$$x_0 = x_2 - \frac{y_2}{m} \quad (13)$$

El valor obtenido de la ecuación (13) será entonces guardado como el k -ésimo cruce por cero de la señal, denotado como t_k . De esta manera, el valor del semiperiodo de la señal comprendido entre los cruces z_k y z_{k-1} puede ser utilizado para calcular un valor de la frecuencia de la señal en ese periodo de tiempo, f_k , como sigue:

$$f_k = \frac{2}{(z_k - z_{k-1})} \quad (14)$$

Este proceso es repetido para todas las muestras que comprenden la señal medida. Los valores discretos de frecuencia f_j pueden ser utilizados para obtener una señal de frecuencia que cambia en el tiempo para cada voltaje de fase, obteniendo para el bus de conexión del generador j las señales f_{ja} , f_{jb} y f_{jc} . La frecuencia del generador j es entonces determinada como el promedio de las tres fases. Esta frecuencia es local del generador j , por lo que puede contener algunas dinámicas oscilatorias locales, así como oscilaciones correspondientes al modo inter-área. Dichas oscilaciones son amortiguadas cuando se calcula la frecuencia del centro de inercia, f_{CDI} , usando la ecuación (8). Esta frecuencia f_{CDI} es después utilizada para la estimación de la inercia del sistema, como se describe más adelante.

5.3 Estimación del RoCoF y la inercia del sistema

Como ya se mencionó, el RoCoF es un valor muy importante para el análisis de la perturbación de una frecuencia cuando ésta ha sufrido un desbalance de carga o de generación, y en nuestro caso será un valor clave para determinar la inercia del sistema. La RoCoF es la derivada de la frecuencia global del sistema, denotada como:

$$RoCoF = \frac{df_{CDI}}{dt} = \frac{f_{CDI}(t_2) - f_{CDI}(t_1)}{t_2 - t_1} \quad (15)$$

donde $f_{CDI}(t_2)$ y $f_{CDI}(t_1)$ son los valores de la señal de frecuencia f_{CDI} en los instantes de tiempo t_1 y t_2 , respectivamente. Como se puede notar, se propone evaluar de manera manual la derivada numérica de la señal f_{CDI} . Esto debido a la posible presencia de ruido o discontinuidades en la señal que pueda dificultar la aproximación con polinomios o la derivación numérica automática.

También es de vital importancia conocer en qué momento preciso ha ocurrido el disturbio en el sistema para a partir de ese momento calcular la RoCoF. Este parámetro es muy sencillo de obtener en la propuesta realizada, ya que es fijada antes de la simulación.

Una vez que el valor de RoCoF ha sido estimado por medio de la ecuación (15), se procede a calcular la inercia total del sistema con la fórmula (16) de abajo, la cual ha sido obtenida a partir de la ecuación (9).

$$H_{sis} = \frac{f_0 \Delta P}{2(RoCoF)S} \quad (16)$$

En la expresión (16), S es la suma de las potencias nominales de todos los generadores conectados a la red, f_0 es el valor del vector de frecuencias f_{CDI} justo antes de que se aplique la perturbación, mientras que ΔP es el valor de potencia activa que se ha perdido ya sea en carga o en generación.

Para resumir de una forma más explícita la metodología propuesta, en el Algoritmo 1 mostrado a continuación se presenta el proceso para la medición de la inercia H_{sis} .

Algoritmo 1. Proceso para calcular la inercia H_{sis}

1. Generar un sistema en EMTP y aplicar una pérdida de carga ΔP después de 1 segundo.
 2. Obtener las mediciones de voltajes de terminales en los puntos de interconexión de las fuentes de energía.
 3. Para cada señal de voltaje, evaluar la función $v_k(t_i)v_k(t_{i-1})$ para encontrar entre qué par de
-

señales se encuentra un cruce por cero, como se ilustra en la Figura 6.

4. Con los valores identificados en el punto anterior, calcular cada uno de los puntos de cruce por cero con la ecuación (13).
5. Con la ecuación (14), calcular los valores de frecuencia f_k que se tienen entre los puntos $v_k(t_i)$ y $v_k(t_{i-1})$. Con ellos, formar una señal de frecuencia para cada unidad generadora.
6. Aplicar la ecuación (8) para obtener la señal f_{CDI} .
7. En los primeros instantes después de la falla calcular la RoCoF por medio de (15).
8. Con los datos de la falla y el valor de RoCoF, calcular H_{sis} con (16).

La metodología descrita en este artículo puede ser aplicada a sistemas con o sin energías renovables conectadas. En la siguiente sección se aplicará la estrategia propuesta a un caso de estudio, mostrando los resultados obtenidos, así como los posibles puntos a mejorar en trabajos futuros.

6. Caso de Estudio y Resultados

6.1 Sistema de 2 áreas y 4 máquinas

Como caso base se eligió el sistema de Kundur de 2 áreas y 4 máquinas (Kundur, 2022). Este sistema consta de 4 generadores síncronos, 3 líneas de transmisión, 2 transformadores, 6 buses y 2 cargas, como se puede apreciar en el diagrama unifilar de la Figura 7.

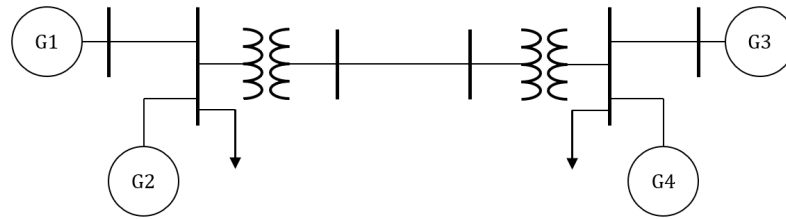


Figura 7. Diagrama unifilar del sistema base de 2 áreas y 4 máquinas.

Una vez que el sistema ha sido modelado en el software EMTP, el siguiente paso consiste en revisar que el modelo sea correcto y converjan sus flujos de potencia a los valores correctos. El sistema de caso base simulado en EMTP es representado en la Figura 8. Como se puede observar, se añadieron medidores de voltajes trifásicos en los buses de conexión de los generadores con la red.

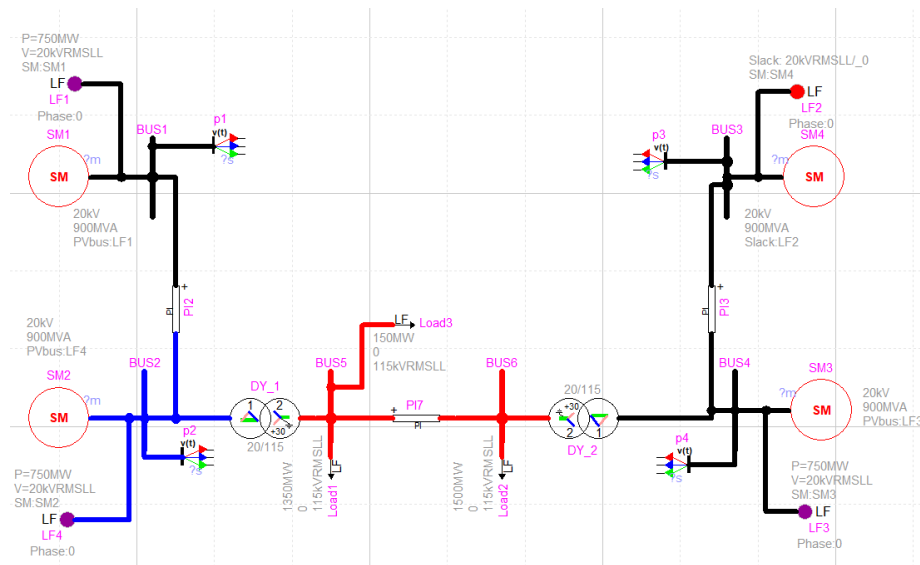


Figura 8. Representación del caso base en EMTP.

Sin embargo, no se contaban con los datos de sistemas de excitación y gobernadores necesarios para la correcta estimación de inercia, por lo que se tomaron los modelos más sencillos disponibles en EMTP y se procedió a usar datos típicos que proveyeran una respuesta estable y rápida ante disturbios. El sistema de prueba con excitadores y gobernadores es mostrado a continuación en la Figura 9.

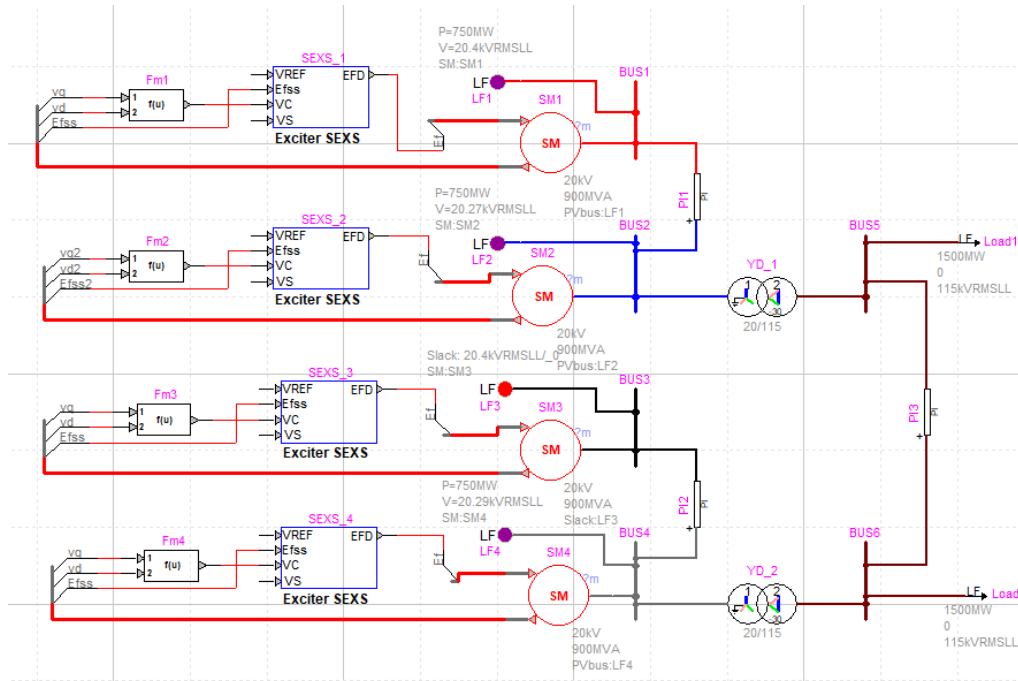


Figura 9. Representación en EMTP del caso base con excitadores y gobernadores.

6.2 Aplicación al caso base

Para proceder a la estimación de la inercia del caso base, primero se plantea el disturbio que se aplicará a los sistemas de prueba. Como se puede observar de las figuras 8 y 9, la potencia total conectada al sistema es de 3000 MW, repartido en dos cargas de 1500 MW en los buses 5 y 6, respectivamente. La carga del bus 6 consiste en dos cargas, una de 1350 MW y otra de 150 MW. Esta última representa el 5% de la carga total y será desconectada después de 1 segundo de iniciada la simulación.

El primer segundo de simulación que se mencionó anteriormente tiene el objetivo de permitir a los controles de los dispositivos iniciarse y llegar a un estado estable. Adicionalmente, la simulación se realizó hasta un tiempo de 30 segundos y con un paso de tiempo de 0.1 ms.

6.2.1 Estimación de la frecuencia del CDI

Una vez que la falla descrita anteriormente ha sido aplicada al sistema de prueba, se procede a obtener las mediciones de las señales de voltaje de los buses de conexión de los generadores síncronos. Posteriormente, la estrategia planteada en el Algoritmo 1 es utilizada para estimar las señales de frecuencia de cada generador y la señal de la frecuencia f_{CDI} . Los resultados de las frecuencias de cada generador son mostrados en la gráfica de la Figura 10, donde también se añade la frecuencia global f_{CDI} , resaltada con una línea negra más gruesa. De la Figura 10, se puede observar que las frecuencias de los generadores han sido estimadas de muy buena manera con la estrategia basada en los cruces por cero y que, de hecho, se pueden observar dinámicas de oscilación inter-área en estas señales. Por otra parte, en la frecuencia f_{CDI} se puede observar que efectivamente filtra las dinámicas locales de los generadores y provee una frecuencia global del sistema.

6.2.2 Estimación de la RoCoF y la inercia

Ahora bien, la gráfica de f_{CDI} mostrada en la Figura 10 puede ser utilizada para calcular la RoCoF por medio de la pendiente observada en los primeros instantes después del disturbio.

De esta manera, al utilizar la ecuación (15), se obtuvo

$$RoCoF = \frac{60.0999 - 59.9967}{0.849 - 0.016} = 0.1238 \frac{\text{Hz}}{\text{s}} \quad (17)$$

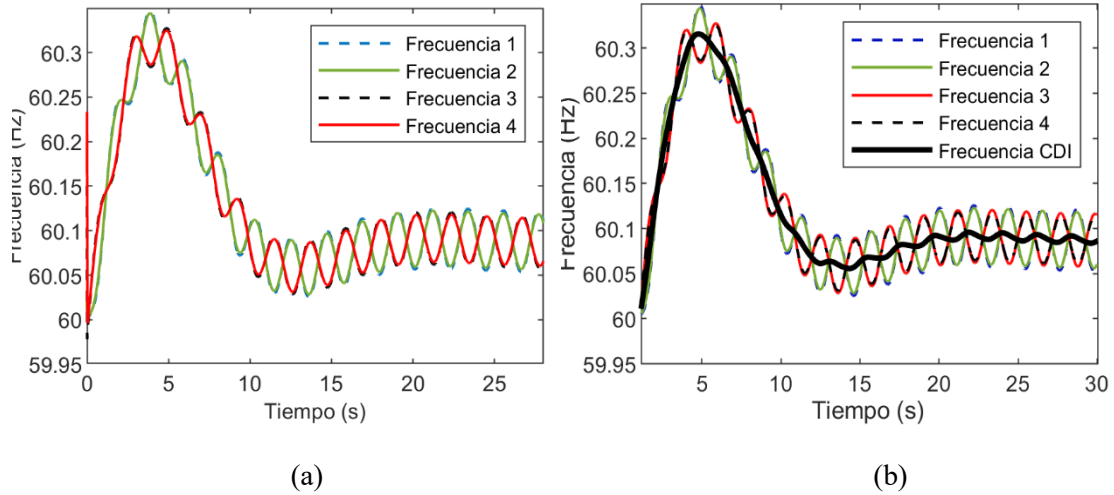


Figura 10. (a) Señales de frecuencia de los generadores síncronos. (b) Señales de frecuencia de los generadores incluyendo la frecuencia del centro de inercia. Caso base.

Por lo tanto, la RoCoF tiene un valor de 0.1238 Hz/s para el caso base. Como se puede notar, se tomaron dos puntos de la gráfica en 0.016 y 0.849 s. El primer valor se tomó así porque la frecuencia tiene un pico inicial debido a la aplicación del disturbio. El segundo tiempo de 0.849 s fue tomado así para poder tener una comparación fiable contra el caso del sistema de potencia con paneles fotovoltaicos, como se verá en la siguiente Sección.

Continuando ahora con la estimación de la inercia, se utilizará aquí la fórmula (16), donde es necesario conocer, además de la RoCoF, los parámetros f_0 , S , y ΔP . Primeramente, se puede ver de la Figura 10 que la frecuencia f_0 tiene un valor inicial de 60 Hz, la cual es la frecuencia de la red.

Después, recordando que S es la potencia nominal total de los generadores, esta se obtiene de los datos nominales de las máquinas dados en (Kundur, 2022), resultando en un total de 3600 MVA. Además, la potencia de la carga desconectada, ΔP , como ya se mencionó anteriormente, tiene un valor de 150 MW. Finalmente, sustituyendo estos datos en la fórmula (16) obtenemos:

$$H_{\text{sis}} = \frac{1}{2(3600)} (60) \frac{1}{(0.1238)} (150) = 10.0969 \text{ s} \quad (18)$$

Este valor representa la inercia total del sistema de la Figura 9.

6.3 Sistema con generación fotovoltaica

Ahora, se procede a analizar el sistema de 2 áreas con penetración de energías renovables. La modificación que se hace respecto al caso base es que ahora se tiene un parque fotovoltaico de 75 MW conectado directamente al bus 6, como se puede apreciar en la Figura 11. Con el objetivo de

compensar la potencia que ahora es proporcionada por el parque fotovoltaico, la potencia entregada por el generador síncrono número 4 (conectado al bus 4) es reducida a 675 MW.

6.3.1 Estimación de la frecuencia del CDI

Ahora, se aplica la misma falla que se consideró para el caso base y se obtienen las mediciones de los voltajes trifásicos en el tiempo. Al aplicar el método propuesto a las mediciones obtenidas, se calcularon las frecuencias individuales de los generadores síncronos, las cuales son dibujadas en la Figura 12(a) de abajo. Como se puede notar, con la inclusión del parque fotovoltaico ahora se encuentran bastantes variaciones rápidas de la frecuencia que pueden hacer más complicada la estimación de la inercia.

Después, se utiliza nuevamente la ecuación (15) para estimar la frecuencia del centro de inercia del sistema con el parque fotovoltaico, resultando en la gráfica de la Figura 12(b). Como en el caso base, esta frecuencia f_{CDI} logra filtrar las dinámicas electromecánicas locales; sin embargo, algunas variaciones de frecuencia persisten, lo cual puede dificultar el cálculo de su pendiente en los primeros instantes después del disturbio.

6.3.2 Estimación de la RoCoF y la inercia

Una vez que la falla descrita anteriormente ha sido aplicada al sistema de prueba, se procede a obtener la RoCoF por medio de la fórmula (15), resultando en:

$$RoCoF = \frac{60.098174 - 59.991262}{0.8371 - 0.0161} = 0.1302 \frac{Hz}{s} \quad (19)$$

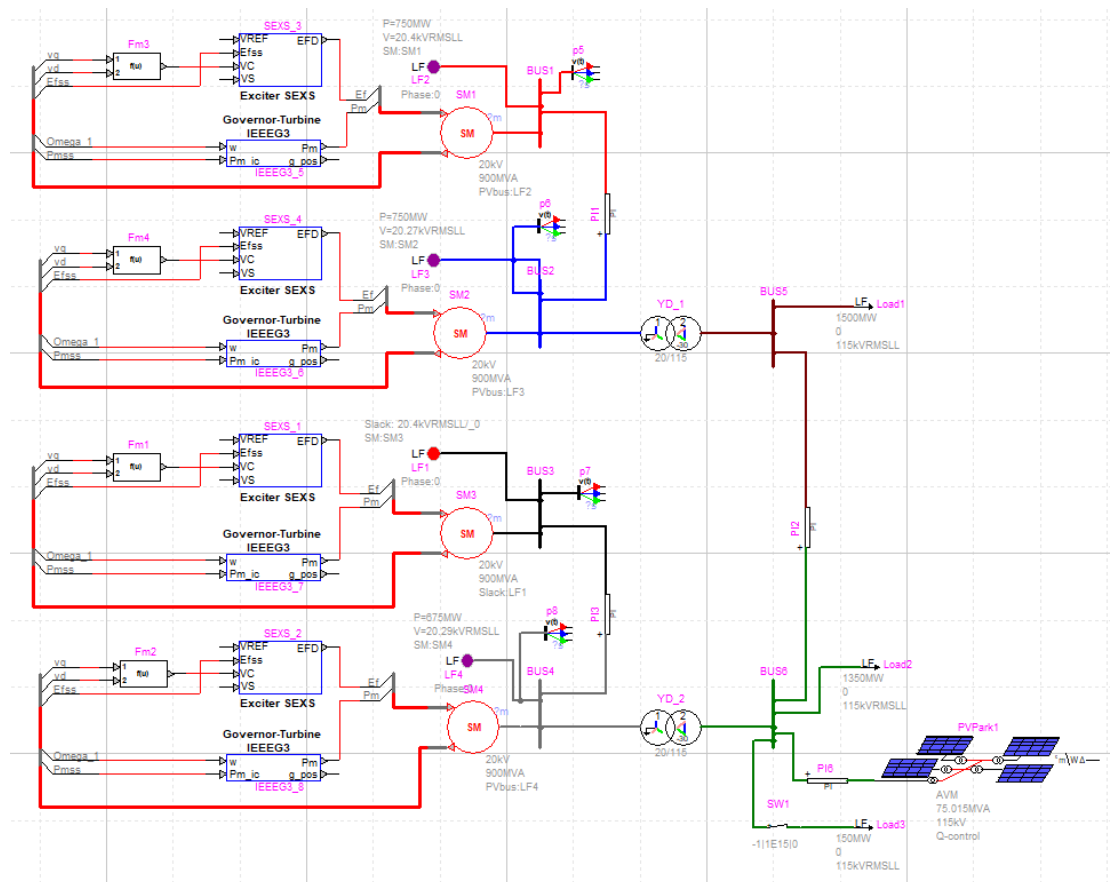


Figura 11. Sistema de prueba con un parque fotovoltaico de 75 MW conectado al bus 6.

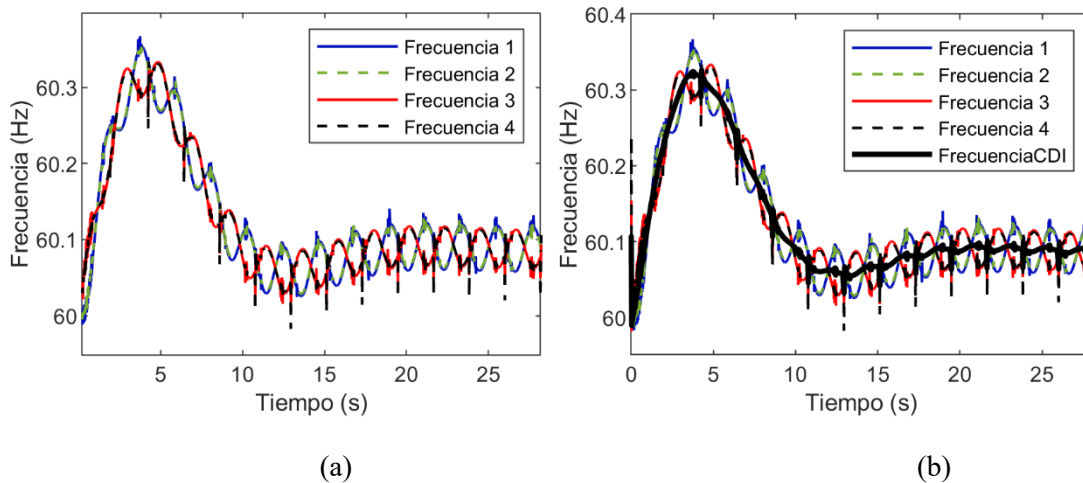


Figura 12. (a) Frecuencias de los generadores síncronos y (b) del centro de inercia. Sistema de prueba con un parque fotovoltaico de 75 MW conectado al bus 6.

Este valor de RoCoF, tal como se suponía, resulta ser ligeramente más alto que con el caso base, donde no existe energía renovable. La diferencia entre las dos frecuencias del centro de inercia, y la correspondientes derivadas de la frecuencia puede ser apreciado de mejor manera en la Figura 13.

De la Figura 13, se puede observar que los primeros instantes de la respuesta después del disturbio presentan alta variación o ruido en la estimación de frecuencia, la cual dificulta en gran manera la estimación de la RoCoF. Estas mismas variaciones se estabilizan después de aproximadamente 0.8 segundos, por lo cual se ha tomado el instante de tiempo alrededor de dicho valor para ambos casos, el caso base y el caso con fotovoltaicos.

Además de lo mencionado anteriormente, también se puede observar que, debido a la reducción en la inercia global, la respuesta inercial del sistema alcanza un valor cenit más alto, lo cual coincide con la reducción en la estabilidad de frecuencia que se teorizó anteriormente.

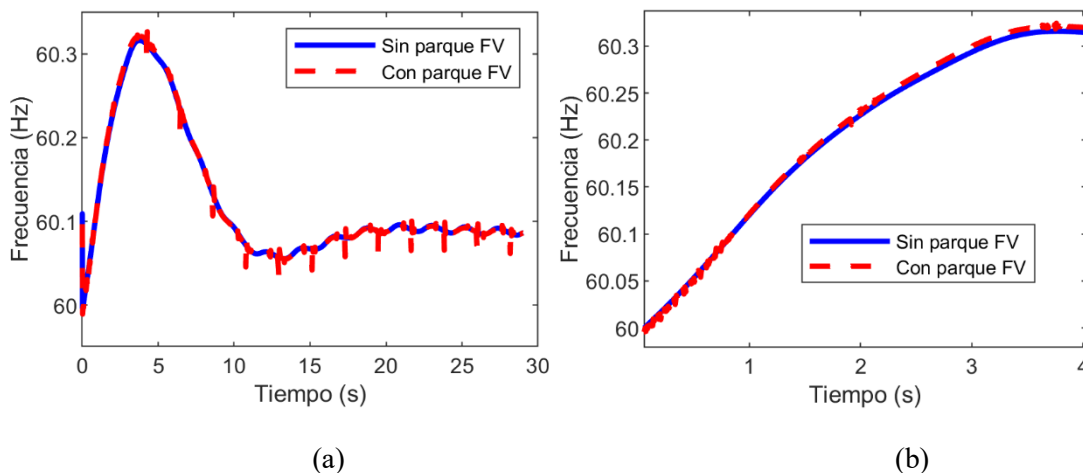


Figura 13. Comparación de las frecuencias globales del caso base y el sistema con generación fotovoltaica. (a) Toda la ventana de estudio. (b) Detalle sobre los primeros 4 segundos.

Ahora, continuando con la comparación, la inercia total del sistema para el caso con paneles fotovoltaicos, este cálculo resulta de la siguiente operación:

$$H_{sis} = \frac{1}{2(3600)} (60) \frac{1}{(0.1302)} (150) = 9.6 \quad (20)$$

Lo anterior representa una reducción del 5.117% con respecto a la inercia calculada para el caso base. Esto es consistente con la penetración del 5% de la energía renovables que fue considerada dentro de los presentes análisis.

7. Conclusiones

En este trabajo se estudió el efecto de la inclusión de parques fotovoltaicos sobre la inercia global de un sistema eléctrico de potencia. Este es un problema de gran relevancia, ya que la conexión de este tipo de energías renovables se está haciendo cada vez más común debido al avance de las tecnologías, la demanda cada vez más alta de energía en el mundo y la problemática ambiental que atravesamos gracias a la quema de combustibles fósiles.

Se propuso un método para la estimación de la inercia que consta de tres etapas: La estimación de la frecuencia a partir de señales de voltaje trifásicas, la estimación de la pendiente de la frecuencia obtenida en los primeros instantes después de una perturbación, y la estimación de la inercia global del sistema. Esta metodología se implementó sobre mediciones realizadas sobre una simulación en EMTP.

La propuesta realizada se aplicó sobre el sistema de 2 áreas y 4 máquinas, primero con solo generadores síncronos y después con una penetración del 5% de energía fotovoltaica, y se aplicó una pérdida de carga del 5%.

Las señales de frecuencias fueron obtenidas de forma adecuada para ambos sistemas, aunque se observaron variaciones para el caso con paneles fotovoltaicos. Dichas variaciones complicaron el cálculo de la RoCoF para el caso con energías renovables, pero se logró obtener un punto de referencia adecuado. Las estimaciones de inercia resultaron en una reducción del 5.117% en la inercia del sistema, lo cual es un resultado congruente. Sin embargo, se observó la necesidad de implementar estrategias de filtrado que ayuden a mejorar las estimaciones y lograr un método más robusto y automático.

La aplicación de este método a sistemas más grandes y con diversos niveles de penetración es un tema de investigación que se está desarrollando y que puede ayudar al monitoreo y control de sistemas de potencia en tiempo real.

Referencias

- Best, R. J., Brogan, P. V., Morrow, D. J. (2021) power system inertia estimation using hvdc power perturbations. IEEE Transactions on Power Systems, 36(3), 1890-1899. 10.1109/TPWRS.2020.3028614
- Cai, G., Yang, B., Yang, D., Sun, Z., & Wang, L. (2019). Inertia estimation based on observed electromechanical oscillation response for power systems. IEEE Transactions on Power Systems, 34(6), 4291-4299. 10.1109/TPWRS.2019.2914356
- Carrasco, F., & Rahmann, C. (2016). Effects of inertial response and ramp reserve requirements in the unit commitment. 2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM) (pp. 1-5).. 10.1109/PESGM.2016.7741925
- EMTP Manual. (2020).
- Gotti, D., Bizzarri, F., Brambilla, A., del Giudice, D., Grillo, S., Linaro, D., Ledesma, P., & Amaris, H. (2024). Inertia estimation of a power system area based on iterative equation error system

- identification. IEEE Transactions on Power Systems, 39(5), 6469-6481. 10.1109/TPWRS.2024.3353077
- Grainger, J. J., & Stevenson, W. D. (1996). *Análisis de sistemas de potencia*. McGraw-Hill.
- Hartmann, B., Vokony, I., & Táci, I. (2019). Effects of decreasing synchronous inertia on power system dynamics—Overview of recent experiences and marketisation of services. *International Transactions on Electrical Energy Systems*, 29(12), e12128. <https://doi.org/10.1002/2050-7038.12128>
- Jiang, J. A., Liu, C. W., & Chen, C. S. (2002). A novel adaptive PMU-based transmission-line relay-design and EMTP simulation results. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 17(4), 930-937. 10.1109/MPER.2002.4312421
- International Energy Agency. (2023). *Renewables 2023: Analysis and forecast to 2028*. https://iea.blob.core.windows.net/assets/96d66a8b-d502-476b-ba94-54ffda84cf72/Renewables_2023.pdf
- Inoue, T., Taniguchi, H., Ikeguchi, Y., & Yoshida, K. (1997). Estimation of power system inertia constant and capacity of spinning-reserve support generators using measured frequency transients. *IEEE Transactions on Power Systems*, 12(1), 136-143.
- Karaaagac, U., Ashourian, H., Kocar, I., Stepanov, S., Gras, H., & Mashedian, J. (2021). *PV Parks Models in EMTP*. EMTPWorks.
- Kundur, P. S., & Malik, O. P. (2022). *Power system stability and control*. McGraw-Hill Education.
- Li, H., You, S., Jiang, Z., Tan, J., Hoke, A., & Liu, J. (2024). Ambient-frequency-data based system-level inertia estimation using physical equation and its practice on hawaii islands. *IEEE Transactions on Power Systems*, 39(6), 6948-6959. 10.1109/TPWRS.2024.3382672
- Linaro, D., Bizzarri, F., del Giudice, D., Pisani, C., Giannuzzi, G. M., Grillo, S., Brambilla, A. M. (2023) Continuous estimation of power system inertia using convolutional neural networks. *Nature communications* 14, 4440. <https://doi.org/10.1038/s41467-023-40192-2>
- Makolo, P., Zamora, R., & Lie, T.-T. (2021) Online inertia estimation for power systems with high penetration of RES using recursive parameters estimation. *IET Renewable Power Generation*, 15(12), 2571-2585. <https://doi.org/10.1049/rpg2.12181>
- Mazidi, M., McKelvey, T., & Chen, P. (2023). A pure data-driven method for online inertia estimation in power systems using local rational model approach. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 59(5), 5506-5516. 10.1109/TIA.2023.3288503
- Milano, F. and Ortega, A. (2017). Frequency divider. *IEEE Transactions on Power Systems*, 32(2), 1493-1501.
- Molina-Pineda, S. U., Román-Messina, A., Hernández-Ortega, M. A., Golpíra, H. (2023). A center-of-gravity-based framework for small- and large-signal frequency analysis of interconnected power systems. *Electric Power Systems Research*, 223. 10.1016/j.epsr.2023.109677
- Porretta, B. (2020) Inertial Response of Electrical Power Systems, 2020 IEEE Electric Power and Energy Conference (EPEC) (1-6). 10.1109/EPEC48502.2020.9320019.
- Poudyal, A., Tamrakar, U., Trevizan R. D., Fournery, R., Tonkoski, R., Hansen, T. M. (2022). Multiarea inertia estimation using convolutional neural networks and federated learning. *IEEE Systems Journal*, 16(4), 6401-6412. 10.1109/JSYST.2021.3134599
- Rogers, G. (2000). *Power system oscillations*. Springer Science & Business Media.
- Secretaría de Energía. (2023). Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (2023 - 2037). <https://www.gob.mx/sener/articulos/programa-de-desarrollo-del-sistema-electrico-nacional-2023-2037>
- Secretaría de Energía. (2024). Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (2024 - 2038). <https://www.gob.mx/sener/articulos/programa-de-desarrollo-del-sistema-electrico-nacional-2024-2038>

- Tan, B., Zhao, J., Netto, M., Krishnan, V., Terzija, V., & Zhang, Y. (2022). Power system inertia estimation: Review of methods and the impacts of converter-interfaced generations. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 134, 107362.
- Tan, B., Zhao, J., Netto, M., Krishnan, V., Terzija, V., Zhang, Y. (2022) Power system inertia estimation: Review of methods and the impacts of converter-interfaced generations. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 134. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2021.107362>
- Tan, B. & Zhao, J. (2024). Data-driven adaptive unscented kalman filter for time-varying inertia and damping estimation of utility-scale IBRs considering current limiter. *IEEE Transactions on Power Systems*, 39(6), 7331-7345. 10.1109/TPWRS.2024.3379956
- Tuo, M & Li, X. (2023). Machine Learning Assisted Inertia Estimation Using Ambient Measurements. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 59(4), 4893-4903. 10.1109/TIA.2023.3269732
- Wang, B., Sun, H., Li, W., Yang, C., Wei, W., Zhao, B., & Xu, S. (2021). Power system inertia estimation method based on maximum frequency deviation. *IET Renewable Power Generation*, 16(3), 622-633. <https://doi.org/10.1049/rpg2.12367>
- Wang, B., Yang, D., Cai, G., Chen, Z., & Ma, J. (2022). An improved electromechanical oscillation-based inertia estimation method. *IEEE Transactions on Power Systems*, 37(3), 2479-2482. 10.1109/TPWRS.2022.3156441
- Wang, Y., Yokoyama, A., Baba, J. (2024) A multifunctional online estimation method for synchronous inertia of power systems using short-time phasor transient measurement data with linear least square method after disturbance. *IEEE Access*. 10.1109/ACCESS.2024.3358902
- Zografos, D., Ghandhari, M., & Eriksson, R. (2018). Power system inertia estimation: Utilization of frequency and voltage response after a disturbance. *Electric Power Systems Research*, 161, 52-60. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2018.04.008>