

Abstract

La integración de la energía fotovoltaica distribuida ha fomentado diversas preocupaciones sobre el funcionamiento de los sistemas de energía. Una preocupación importante es la falta de respuesta de frecuencia de los convertidores PV, debido a la ausencia de masas giratorias de dichos convertidores. Aunque se proponen esquemas de inercia virtual, la mayoría de los enfoques consideran inversores fotovoltaicos a gran escala. Este trabajo analiza el impacto de la inercia virtual de los convertidores fotovoltaicos distribuidos. Se considera una simulación con un modelo de sistema de potencia validado empíricamente.

Introducción

Hoy en día la integración de las energías renovables en los sistemas eléctricos de potencia (SEP) presenta varias ventajas, como la reducción de gases por efecto invernadero. Son varias las tecnologías que aprovechan las fuentes naturales. Se destacan en Chile los fotovoltaicos, estos no presentan una inercia natural como los sistemas de generación tradicionales [1]. En los sistemas eléctricos de potencia la inercia de las máquinas contribuye a la reducción de la derivada de la frecuencia, en otras palabras, cuanto mayor es la inercia menos se acelera la máquina y es más estable. Un sistema eléctrico con una inercia grande es un sistema más robusto que presenta mayor estabilidad ante desbalances de potencia. La integración de energías renovables ha reducido esta inercia natural, lo anterior es un problema tradicional en los sistemas eléctricos que se enfrentan a la penetración de energías renovables basadas en electrónica de potencia [3].

Objetivo

Analizar una alternativa de proveer inercia a los sistemas fotovoltaicos de generación distribuida, basada en despachar la energía almacenada en los condensadores de los convertidores.

Objetivos Específicos:

1. Medir el desempeño de la inercia virtual mediante el ROCOF.
2. Comparación de la inercia virtual respecto de la inercia tradicional.

1 Presentación del Problema

Los sistemas fotovoltaicos a diferencia de los generadores tradicionales, que son masas giratorias, son estructuras con piezas estáticas, donde no existe energía cinética y por lo tanto no hay inercia, lo cual puede generar problemas de estabilidad ante contingencias de desbalances de potencia.

2 Fundamentos Conceptuales

Este trabajo se enfocará en analizar una alternativa de proveer inercia a los sistemas fotovoltaicos de generación distribuida. A esto se le denomina inercia electrónica o virtual [2][4]. Esta emulación de inercia es una alternativa que podría proveer a los sistemas de generación fotovoltaicos de inercia, y por lo tanto, entregar una respuesta desde la interfaz de la electrónica de potencia hacia el sistema para desbalances de potencia [5].

Con simulaciones se analizará el desempeño de la inercia electrónica comparándola con el desempeño de la inercia natural de los generadores tradicionales. Por ello es necesario conocer previamente lo siguiente.

2.1 Respuesta de Frecuencia en Sistemas PV

Existen varias propuestas para proveer de respuesta de frecuencia a los sistemas fotovoltaicos; entre ellas los super-condensadores, baterías y volante de inercia (flywheel) [6]. Así, se pueden distinguir dos familias [5]:

1. **Incorporación de dispositivos de almacenamiento de energía:** Elementos externos que proveen de respuesta.
2. **Estrategias de control:** En este caso se busca recuperar o incorporar respuesta inercial de un determinado generador mediante la adición de lazos de control, como es la inercia electrónica.

Los condensadores de enlace de CC siempre son necesarios para el soporte de voltaje y pueden ser considerados como almacenadores de energía que durante los eventos de frecuencia pueden proporcionar soporte a la regulación de frecuencia.

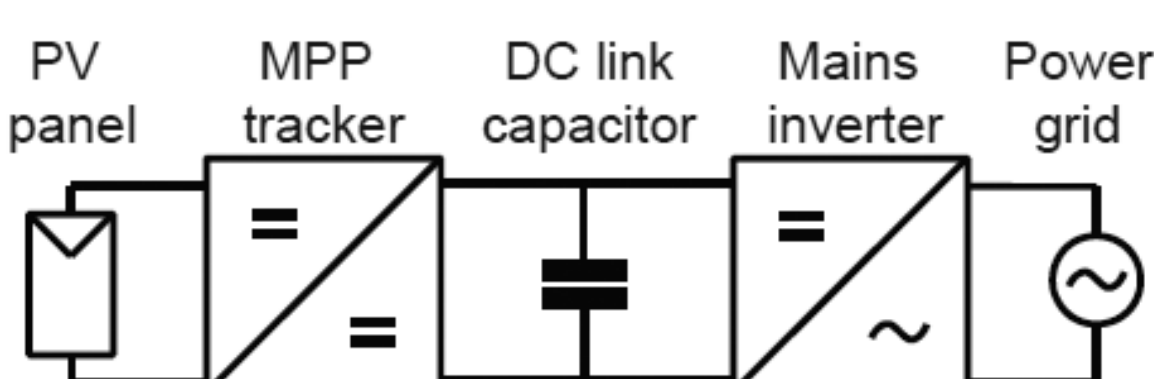


Figure 1: Topología a considerar [7].

2.2 Inercia Electrónica

La idea fundamental del concepto es emular la inercia del sistema utilizando la energía almacenada en el enlace DC de los convertidores conectados en los sistemas de generación fotovoltaicos. El coeficiente de inercia en este caso se expresa como la razón entre la energía almacenada en el capacitor del enlace DC sobre la potencia base del sistema, ecuación (1). El voltaje del enlace DC es proporcional a la frecuencia de la red [4].

$$H_{vi} = \frac{1}{2} * \frac{C * V_{dc}^2}{S_{base}} [Seg] \quad (1)$$

La derivada del voltaje del enlace en el tiempo por la constante de inercia electrónica será equivalente a la potencia acumulada en el enlace, en valores en por unidad.

$$2H_{vi} \frac{d\Delta V_{dc}[pu]}{dt} = (\Delta P_{acum}[pu]) \quad (2)$$

2.3 Control de frecuencia voltaje

Se define el control de frecuencia-voltaje que será el enlace entra la caída de frecuencia y el voltaje dc, que estará enlazado a la potencia acumulada a suministrar.

En la siguiente ecuación (3), se define el control de frecuencia-voltaje proporcional:

$$K_{FV} = \frac{\Delta V_{dcMax}/V_{dc}}{\Delta f_{Max}/f_{nominal}} \quad (3)$$

En valores normalizados de la ecuación (3) resulta:

$$\Delta f[pu] * K_{FV} = \Delta V_{dc}[pu] \quad (4)$$

Finalmente la emulación de la inercia se define como:

$$\Delta f[pu] * 2H_{virtual} * S = \Delta P_{acum}[pu] \quad (5)$$

3 Metodología

En base a la representación del sistema eléctrico de Texas (ERCOT), se realizaron simulaciones para obtener la respuesta en frecuencia ante un desbalance de -1GW, para diferentes escenarios de penetración de energía renovable variable. Las simulaciones base se obtienen sin la implementación de la inercia virtual, datos que fueron comparados con los obtenidos implementando la inercia electrónica, aplicada a través de estrategias de control, en los convertidores de potencia de los sistemas fotovoltaicos, para producir inercia virtual extrayendo la energía almacenada en los condensadores del enlace DC. La inercia virtual se aplicó, por separado, a través de tres sistemas fotovoltaicos de diferentes valores de potencia nominal y parámetros del DClink.

3.1 Modelo de Estudio

El modelo de sistema se presenta en [8] y representa al sistema de potencia ERCOT. Se puede observar en la Fig. 2, donde se le ha integrado el lazo de control para implementar la inercia virtual.

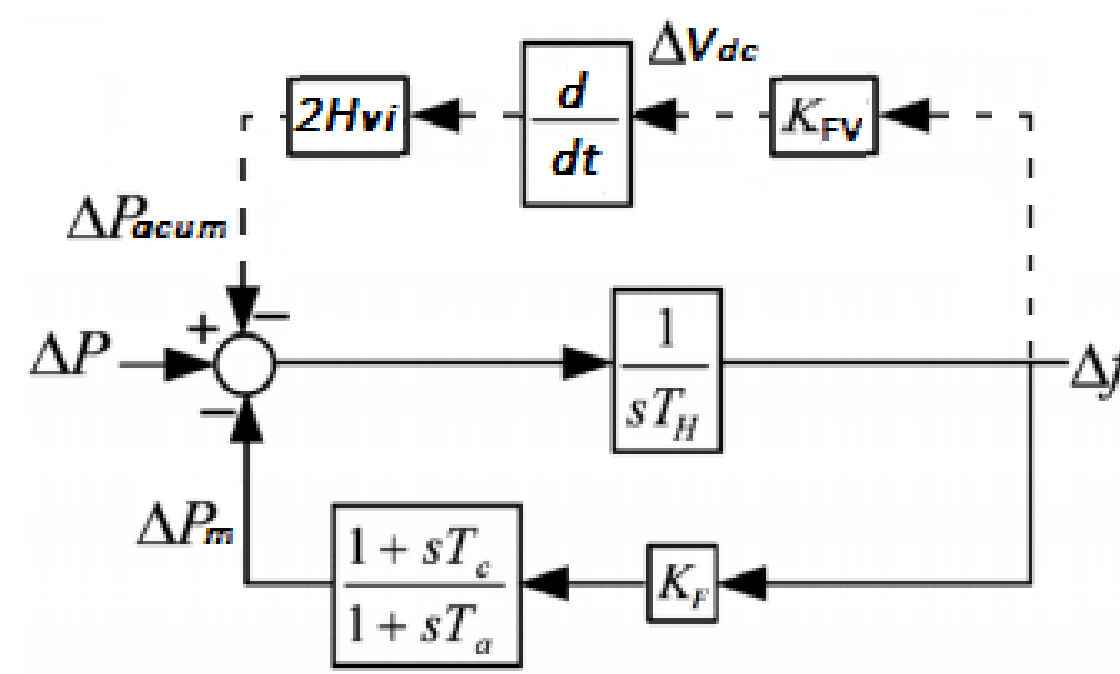


Figure 2: Diagrama de bloques de la implementación de inercia virtual.

Los parámetros T_H , T_a , T_c y K_F describen la dinámica del sistema. Este modelo entrega la respuesta en frecuencia para distintos eventos y la dinámica cambia de acuerdo a los diferentes niveles de integración de energía renovable. Es un modelo validado empíricamente con datos sincrofásiales en [8].

3.2 Simulación

Casos Bases

Los casos bases son el sistema ERCOT sin la implementación de la inercia electrónica. Se definen 3 casos bases, para una misma carga, pero con distinta integración de ERNC, que reemplaza parte de la generación convencional (GC), observable en tabla 1. Con esto se mide en la respuesta de frecuencia el ROCOF y nadir, para un desbalance de -1GW, observable en tabla 3.

| Caso | Carga[MW] | GC[MW] | ERNC[MW] | GC[%] | ERNC[%] |
|------|-----------|--------|----------|-------|---------|
| A | 70000 | 70000 | 0 | 100 | 0 |
| B | 70000 | 60000 | 10000 | 85.71 | 14.29 |
| C | 70000 | 40000 | 30000 | 57.14 | 42.86 |

Table 1: Parámetros casos base.

Implementación de inercia electrónica

Para la implementación de inercia virtual se van a considerar tres tipos de inversores obtenidos desde MathWorks de Simulink [mathworks.com]. De estos sistemas se considera los parámetros de voltaje del DC Link y la capacitancia equivalente.

En la Tabla 2 se muestra los parámetros de cada sistema, también se observa el valor de la variación máxima de frecuencia y voltaje, usados para las simulaciones:

| Sistema PV | Pn[W] | C[F] | DC Link[V] | ΔV_{dcMax} | Δf_{Max} |
|------------|--------|--------|------------|--------------------|------------------|
| 1 | 3500 | 0.003 | 435 | 43.5 | 0.204 |
| 2 | 100000 | 0.006 | 500 | 50 | 0.204 |
| 3 | 250000 | 0.0271 | 480 | 48 | 0.204 |

Table 2: Parámetros casos base.

Se observa en la Fig. 3, el modelo donde se obtiene la caída de frecuencia del sistema sin y con la emulación de inercia, además en el modelo se puede medir el voltaje del DC Link, la energía y potencia obtenidos del enlace.

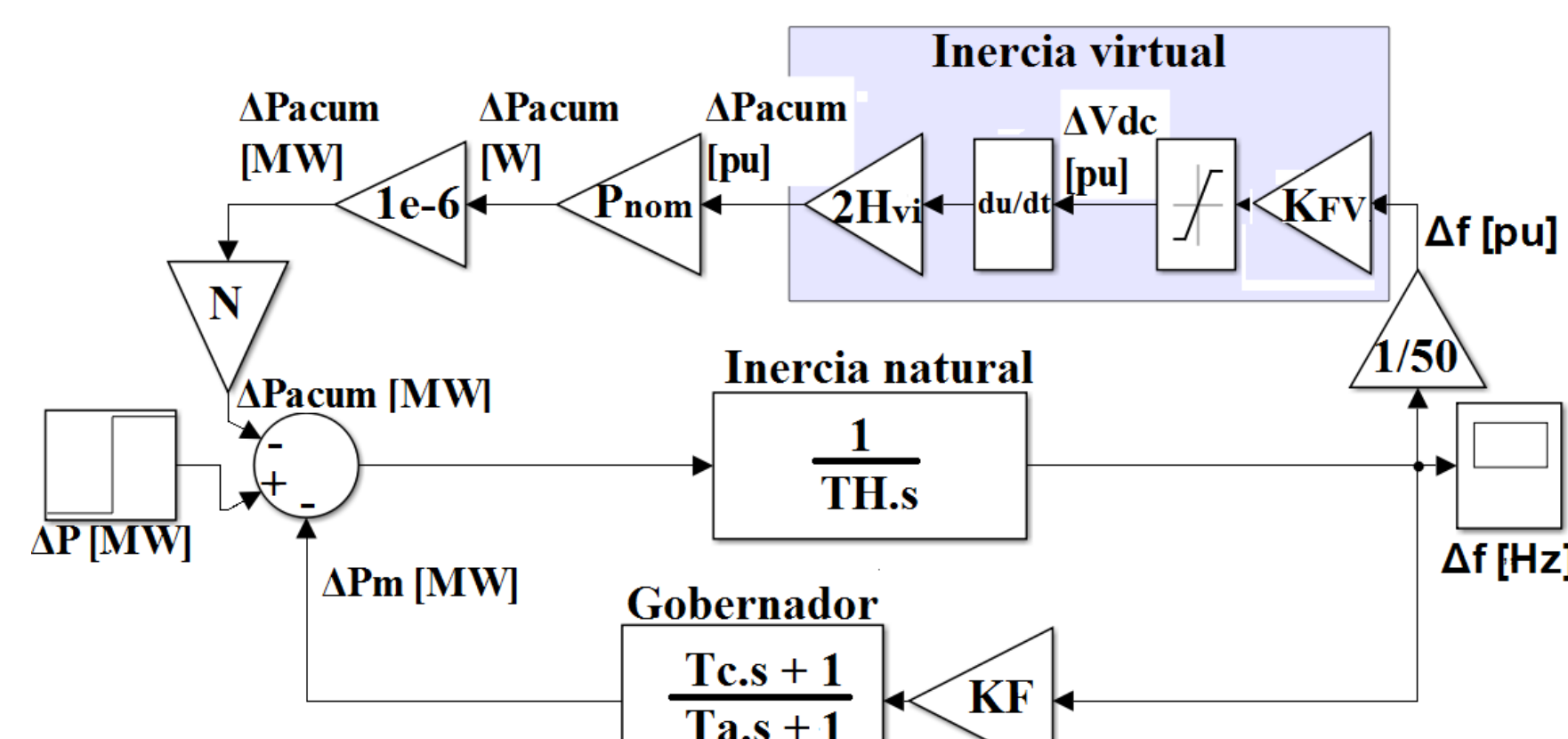


Figure 3: Modelo del sistema emulando inercia.

4 Resultados

En el caso base, la caída de frecuencia empeora cuando se aumenta el reemplazo de generación convencional, la mayor caída de frecuencia se produce en el caso C, como muestra la Fig. 4, donde la implementación de energía renovable es de un 42.85%, con una ROCOF de 0,0856 [Hz/seg] y un nadir de 49,796 [Hz] valor que supera un 0,2 [Hz] en la caída de frecuencia.

| Caso | Δf [Hz] | ROCOF[Hz/seg] | Nadir[Hz] |
|------|-----------------|---------------|-----------|
| A | 0.124 | -0.0513 | 49.876 |
| B | 0.143 | -0.0598 | 49.857 |
| C | 0.204 | -0.0889 | 49.796 |

Table 3: ROCOF y Nadir ante caída de generación de 1GW.

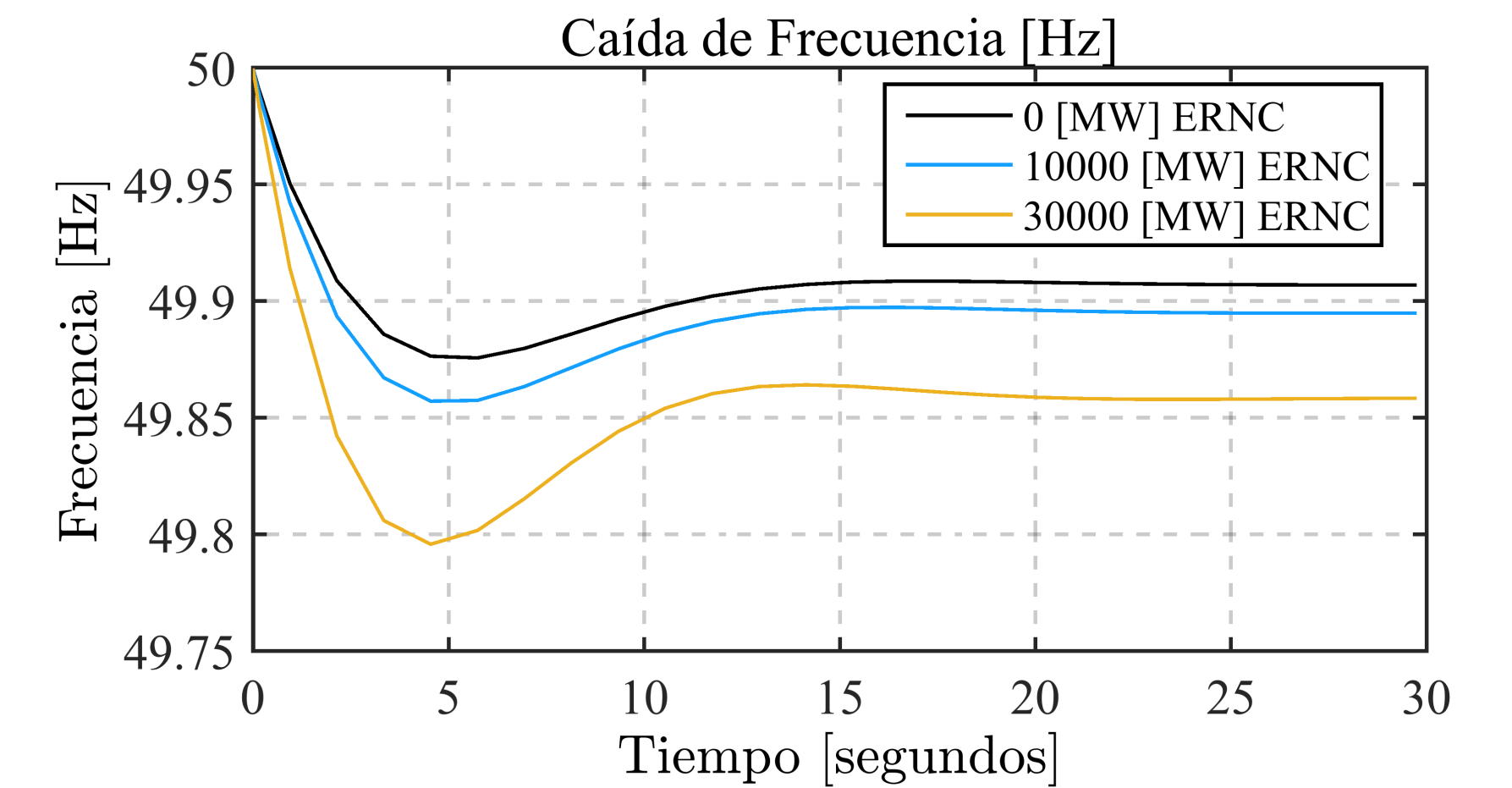


Figure 4: Excursión de frecuencia para casos base.

Para comparar el desempeño de la inercia virtual se toma como referencia el caso C de la tabla 3, además se debe indicar que el modelo planteado en Fig. 3 posee una variable N que define la cantidad de sistemas de generación fotovoltaico participando en la emulación de inercia.

La respuesta de frecuencia implementando inercia virtual se presenta en la Fig. 5 y tabla 4.

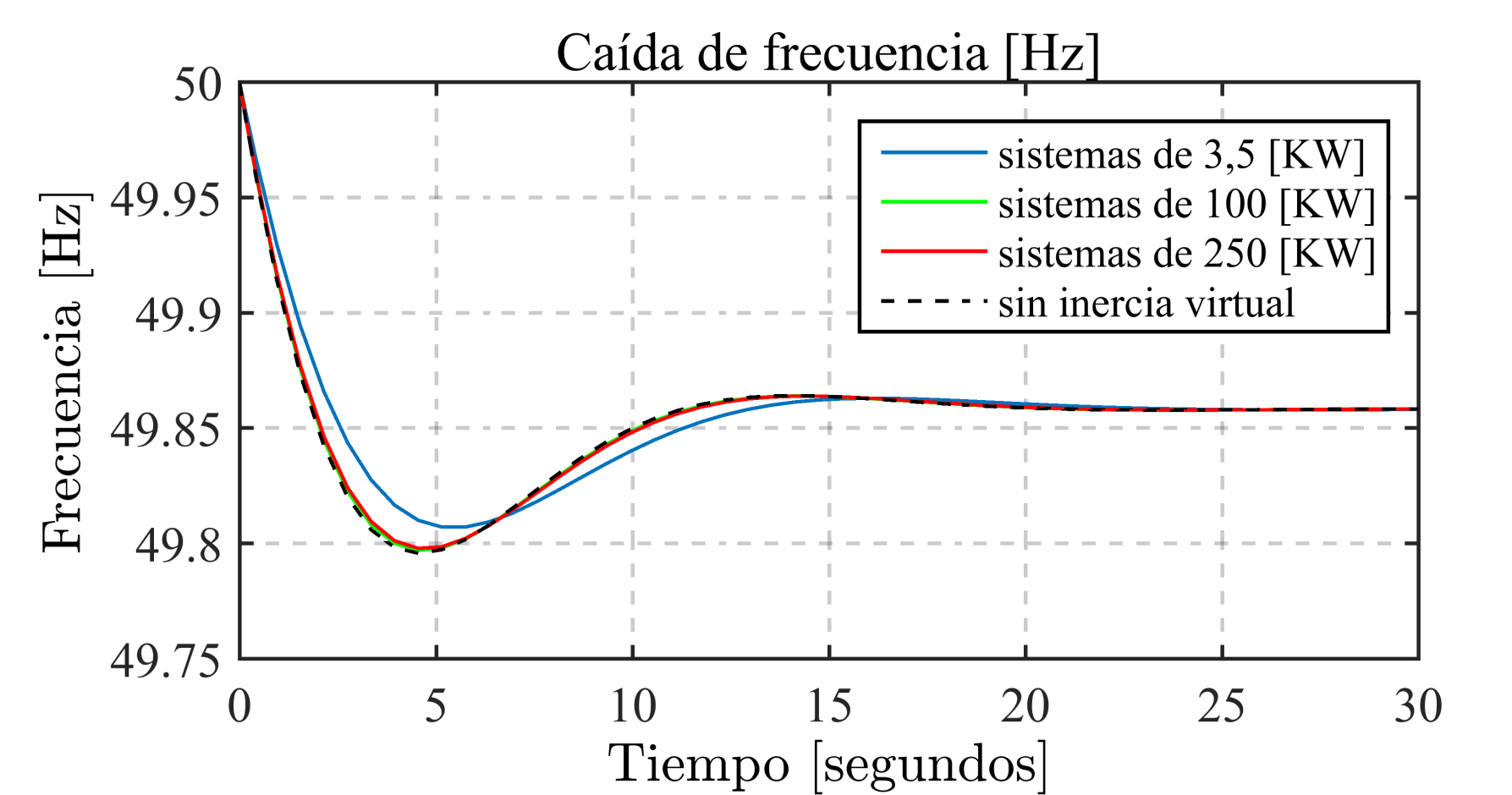


Figure 5: Respuesta de frecuencia con y sin inercia virtual.

| Sistema PV | Pn[W] | Δf [Hz] | ROCOF[Hz/seg] | Nadir[Hz] |
|------------|--------|-----------------|---------------|-----------|
| 1 | 3500 | 0.193 | -0.0728 | 49.807 |
| 2 | 100000 | 0.203 | -0.0868 | 49.797 |
| 3 | 250000 | 0.202 | -0.0857 | 49.798 |

Table 4: ROCOF y Nadir implementando inercia virtual.

Debido a la menor capacidad de potencia nominal del sistema de 3,5 [KW] (sistema 1) el número de este sistema para cubrir los 30 [GW] es alto, como se muestra en la tabla 5, con una cantidad de 8571429 sistemas, lo cual termina otorgando una mayor inercia virtual. Los sistemas 2 y 3 en cambio, a pesar que logran proveer de inercia virtual, su desempeño es leve respecto al realizado por el sistema 1, como se refleja en la Fig. 5.

| Sistema PV | Pn[W] | ERNC[GW] | $N = ERNC/Pn$ | H_{vi} | Inercia[seg] |
|------------|--------|----------|---------------|----------|--------------|
| 1 | 3500 | 30 | 8571429 | 0.0811 | 1.9877 |
| 2 | 100000 | 30 | 300000 | 0.0075 | 0.1838 |
| 3 | 250000 | 30 | 120000 | 0.0125 | 0.3066 |

Table 5: Valores obtenidos por sistemas.

Finalmente, la implementación de inercia virtual mitiga el ROCOF con la implementación de los tres sistemas, al igual que el nadir, el sistema 1 presenta la mejor respuesta, seguido del sistema 3 y 2. El sistema sin inercia virtual presenta un ROCOF de -0,0889 [Hz/seg] y con la implementación de inercia virtual en el sistema 1, mejora a un valor de -0,0728 [Hz/seg], lo que significa que mitiga el ROCOF en un 18,11%, mientras que el sistema 2 y 3, en un 2,26% y un 3,6% respectivamente.

5 Conclusiones y Trabajos futuros

En este trabajo se analizó el desempeño de la implementación de inercia virtual con sistemas fotovoltaicos de generación distribuida, midiendo dos parámetros del comportamiento de la frecuencia ante un evento de potencia, que son el ROCOF y el Nadir. Probar el desempeño de los tres sistemas tuvo un resultado favorable para la caída de frecuencia, dependiendo directamente de los parámetros del enlace y la potencia del sistema es que presenta una gran o leve inercia virtual.

Como trabajo futuro se propone el estudio de emulación de inercia virtual, pero con convertidores conectados directamente a la red (no necesariamente con el DC Link de los sistemas fotovoltaicos como se realizó en este trabajo), ya que de esta forma se puede dimensionar el enlace de tal forma como se desee la inercia a emular.

6 Referencias

- [1] J. M. Carrasco et al., "Power-Electronic Systems for the Grid Integration of Renewable Energy Sources: A Survey," IEEE Trans. Ind. Electron., vol. 53, no. 4, pp. 1002-1016, Jun. 2006.
- [2] J. Fang, H. Li, Y. Tang, and F. Blaabjerg, "On the Inertia of Future More-Electronics Power Systems," IEEE J. Emerg. Sel. Top. Power Electron., vol. 6777, no. c, pp. 160-170, 2018.
- [3] R. Rajan and F. M. Fernandez, "Grid Inertia Based Frequency Regulation Strategy of Photovoltaic System Without Energy Storage," 2018 Int. CET Conf. Control. Commun. Comput., pp. 106-111, 2018.
- [4] J. Fang, H. Li, Y. Tang, and F. Blaabjerg, "Distributed Power System Virtual Inertia Implemented by Grid-Connected Power Converters," IEEE Trans. Power Electron., vol. 33, no. 10, pp. 8488-8499, 2018.
- [5] A. Castillo, "Respuesta inercial de sistema de potencia con grandes inyecciones de generación fotovoltaica," 2013.
- [6] J. I. U. Pieper, "Generación de Potencia controlada orientada a servicios auxiliares en convertidores fotovoltaicos conectados a la red," p. 80, 2017.
- [7] E. Waffenschmidt and R. S. Y. Hui, "Virtual inertia with PV inverters using DC-link capacitors," in 2016 18th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE'16 ECCE Europe), 2016, pp. 1-10.
- [8] H. Chavez, R. Baldick, and S. Sharma, "Regulation Adequacy Analysis Under High Wind Penetration Scenarios in ERCOT Nodal," IEEE Trans. Sustain. Energy, vol. 3, no. 4, pp. 743-750, Oct. 2012.
- [9] V. Esteban Riquelme and O. Hector Chavez, "Towards system-wise synthetic inertia models to study power system frequency response," 2017 Chil. Conf. Electr. Electron. Eng. Inf. Commun. Technol. CHILECON 2017 - Proc., vol. 2017-Janua, no. 1, pp. 1-5, 2017.

Financiamiento

Este trabajo ha sido financiado en parte por el proyecto Fondecyt 1191302.