



UNIVERSIDAD DE CHILE  
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

ANÁLISIS DE LA RESPUESTA EN FRECUENCIA EN SISTEMAS DE  
POTENCIA CON ALTOS NIVELES DE GENERACIÓN VARIABLE SIN  
INERCIA

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

RAIMUNDO ENRIQUE LARREA MORAGA

PROFESOR GUÍA  
CLAUDIA RAHMANN ZUÑIGA

MIEMBROS DE LA COMISIÓN  
PATRICIO MENDOZA ARAYA  
RODRIGO PALMA BEHNKE

SANTIAGO DE CHILE  
2015

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR AL  
TÍTULO DE: Ingeniero Civil Eléctrico  
POR: Raimundo Larrea Moraga  
FECHA: 20/11/2015  
PROF. GUÍA: Claudia Rahmann Zuñiga

## ANÁLISIS DE LA RESPUESTA EN FRECUENCIA EN SISTEMAS DE POTENCIA CON ALTOS NIVELES DE GENERACIÓN VARIABLE SIN INERCIA

Diferentes países alrededor del mundo se han planteado ambiciosos objetivos para alcanzar altos niveles de producción de energía en base a energías renovables en los próximos años. Esta situación, sumada a condiciones favorables desde el punto de vista de costos de inversión tanto para los proyectos de generación fotovoltaica como eólica, lleva a que se espere que ambas tecnologías tengan un rol importante en los sistemas de potencia del futuro. Sin embargo, una alta penetración de energías renovables no convencionales puede afectar el control y estabilidad de un sistema de potencia, especialmente desde el punto de vista de la frecuencia. Esto, ya que la generación variable desplaza generación síncrona convencional. Lo anterior provoca problemas, entre otras cosas, con la inercia del sistema debido a dos factores: 1) las plantas fotovoltaicas no poseen partes rotatorias, por lo tanto no pueden proveer de respuesta inercial durante desbalances de carga-generación y 2) la generación eólica al ser conectada mediante convertidor, pierde la respuesta inercial natural asociada a sus partes giratorias. Como consecuencia, mientras más plantas eólicas y solares fotovoltaicas se integren al sistema, más reducida será la inercia del mismo y con esto su capacidad de hacer frente a las desviaciones de frecuencia ante grandes perturbaciones, lo que afecta fuertemente la estabilidad en frecuencia. Es por esto que con el fin de permitir altos niveles de energía renovable no convencional (ERNC) manteniendo la seguridad del sistema, se requiere incluir en el *Unit Commitment* restricciones adicionales.

Los efectos mencionados son relevantes en sistemas de potencia aislados y pequeños. En el caso chileno el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) tiene proyectada una alta penetración de proyectos fotovoltaicos sin inercia. Por lo anterior, este trabajo se enfoca en estudiar la estabilidad de frecuencia del SING proyectado para el año 2017. El objetivo es encontrar funciones que caractericen la respuesta de la frecuencia del sistema frente a desbalances de carga-generación. Para ello, se realizan simulaciones dinámicas frente distintas contingencias en base a un modelo proyectado del SING.

Los resultados del estudio indican que a medida que aumenta la generación variable, el sistema ve deteriorada su capacidad de control de frecuencia. Además se concluye una alta correlación entre el porcentaje de generación ERNC y la inercia del sistema y a su vez una estrecha correlación entre el “*rate of change of frequency*” (Rocof) y la inercia del sistema. Esto último permite representar de forma matemática la relación entre el Rocof y la inercia del sistema. Finalmente el trabajo entrega una función por tramos que caracteriza la pendiente de caída de la frecuencia (Rocof), en función del desbalance, para diferentes valores de inercia del sistema. Se prueba la validez de la función obtenida con fallas históricas reales ocurridas en el SING para validar la propuesta. De esta forma se podría incorporar una restricción adicional al *Unit Commitment* para caracterizar la influencia de una alta penetración de ERNC en la frecuencia del sistema.

## **AGRADECIMIENTOS**

En estas líneas me gustaría agradecer a quienes, durante este periodo universitario, me han brindado su apoyo y compañía en esta importante etapa de mi vida.

En primer lugar me gustaría agradecer a mi familia, por darme su apoyo y la oportunidad de realizarme como ser humano sin ninguna oposición, por su comprensión y apoyo incondicional. Agradecer a mis abuelos, padres, tíos, hermanos y primos quienes me han enseñado de cooperación, compañerismo y amor incondicional. A esta extraordinaria familia que tengo, a quienes les debo gran parte de mi desarrollo personal y los valores que me han entregado. También me gustaría agradecer a mis amigos y amigas quienes me han hecho más fácil este camino transitado y han sido parte fundamental de mi crecimiento. Mención aparte para todas aquellas personas que fueron un gran apoyo durante este proceso y que ya no se encuentran a mi lado, en especial a mi abuelo Enrique y mi abuela Eugenia.

A la gente en la Universidad que me ayudó y apoyó durante estos años de mi vida. En particular me gustaría agradecer a mi profesor guía Claudia Rahmann por ser parte importante de este trabajo y que sin sus consejos y apoyo no habría podido llevar a cabo el trabajo, sobre todo agradecerle por su buena disposición y paciencia ya que siempre estuvo disponible para cuando requerí de su ayuda. Quisiera hacer una mención también a Patrick Quintanilla, quien sin ninguna obligación, también siempre estuvo disponible para ayudarme ante cualquier duda y que sin su ayuda el trabajo habría sido bastante más engorroso de lo que fue.

Para todos ellos y para aquellos a quienes no he mencionado pero que si recuerdo, muchas gracias por todo.

## Tabla de contenido

1.	Introducción.....	7
1.1	Motivación.....	7
1.2	Objetivos.....	8
1.2.1	Objetivo general.....	8
1.2.2	Objetivos específicos .....	8
1.3	Alcances.....	9
1.4	Estructura de trabajo.....	9
2.	Análisis.....	10
2.1.	Importancia de la respuesta inercial en SEP .....	10
2.2.	Tecnologías de generación variable y la respuesta inercial de los SEP.....	13
2.2.1.	Efectos en la respuesta inercial.....	14
2.2.2.	Estrategias para incorporar requerimientos de respuesta inercial en el <i>Unit Commitment</i> .	17
2.3.	Propuesta de trabajo.....	23
3.	Metodología.....	24
4.	Análisis y resultados.....	32
5.	Conclusiones y trabajo futuro .....	41
5.1.	Conclusiones .....	41
5.2.	Trabajo futuro .....	42
6.	Bibliografía.....	43
	Anexos .....	45
	Anexo A: Perfiles de generación.....	45
	Anexo B: Resultados simulaciones.....	46
	Anexo C: Gráficos en Microsoft Excel .....	47

## Índice de Ilustraciones

Ilustración 1: Tiempo de acción de reserva inercial, control primario y secundario de frecuencia. Fuente [7].....	10
Ilustración 2: Respuesta inercial para dos eventos distintos en el sistema ERCOT [9]. .....	13
Ilustración 3: Caída de frecuencia para diferentes niveles de penetración solar en relación a la demanda [1].....	15
Ilustración 4: Resultados comportamiento de inercia del sistema para demanda alta, [11]. .....	15
Ilustración 5: Resultados comportamiento de inercia del sistema para demanda baja, [11]. .....	15
Ilustración 6: Respuesta inercial en el tiempo para distintos niveles de generación eólica, [12] .....	16
Ilustración 7: Respuesta de frecuencia ante la caída de un generador [2]. .....	18
Ilustración 8: Representación lineal relación variación de frecuencia respecto a la cantidad de MW perdidos [9]. .....	22

## Índice de tablas

Tabla 1: Escenarios de estudio en [1]. .....	14
Tabla 2: Tabla datos, caso base, caso escalado y caso escalado con penetración de 18 [GW] eólicos.....	19
Tabla 3: Resultados simulación para 18 [GW] de generación eólica instalados, [2]. .....	20
Tabla 4: Generación convencional [15]. .....	25
Tabla 5: Generación ERNC [15]. .....	26
Tabla 6: Tabla con horas del año a estudiar para 50% ERNC cubriendo la demanda.....	26
Tabla 7: Tabla con horas del año a estudiar para 40% ERNC cubriendo la demanda.....	27
Tabla 8: Tabla con horas del año a estudiar para 30% ERNC cubriendo la demanda.....	27
Tabla 9: Tabla con horas del año a estudiar para 20% ERNC cubriendo la demanda.....	27
Tabla 10: Tabla con horas del año a estudiar para 10% ERNC cubriendo la demanda.....	27
Tabla 11: Tabla con horas del año a estudiar para 0% ERNC cubriendo la demanda.....	27
Tabla 12: Lista de mérito considerada del sistema [15]. .....	28
Tabla 13: Transmisión y compensación con decreto. (*) En proceso de publicación de decreto [15] .....	29
Tabla 14: Transmisión y compensación propuesto por CDEC-SING [15]. .....	29
Tabla 15: Correlación de variables para los desbalances simulados. ....	34
Tabla 16: Fallas reales en el SING. ....	39
Tabla 17: Tabla resumen de las simulaciones. ....	46

## Índice de figuras

Figura 1: Esquema simplificado del propósito del trabajo.....	23
Figura 2: Diagrama de bloques metodología. ....	24
Figura 3: Casos de estudio para cada porcentaje a evaluar. ....	30

## Índice de gráficos

Gráfico 1: Respuesta de la frecuencia del sistema para los 4 desbalances en la hora 3415.....	32
Gráfico 2: Respuesta de la frecuencia del sistema para los 4 desbalances en la hora 1672.....	32
Gráfico 3: Frecuencia Nadir en función del desbalance e inercia del sistema en Matlab. ....	33
Gráfico 4: Rocof en función del desbalance e inercia del sistema en Matlab.....	33
Gráfico 5: Rocof en función del desbalance, 0% ERNC, $H = 21,57$ .....	34
Gráfico 6: Rocof en función del desbalance, 10% ERNC, $H = 19,53$ .....	35
Gráfico 7: Rocof en función del desbalance, 20% ERNC, $H = 17,87$ .....	35
Gráfico 8: Rocof en función del desbalance, 30% ERNC, $H = 16,37$ .....	36
Gráfico 9: Rocof en función del desbalance, 40% ERNC primer caso, $H = 14,28$ . ....	36
Gráfico 10: Rocof en función del desbalance, 40% de ERNC segundo caso, $H = 12,03$ . ....	37
Gráfico 11: Rocof en función del desbalance, 50% ERNC, $H = 8,33$ .....	37
Gráfico 12: Tramos de la función obtenida, para cada valor de inercia. ....	38
Gráfico 13: Comparación Rocof informado y Rocof calculado.....	40
Gráfico 14: Frecuencia Nadir dependiendo del desbalance e inercia del sistema en Microsoft Excel. ....	47
Gráfico 15: Rocof dependiendo del desbalance e inercia del sistema en Microsoft Excel.....	47

# 1. Introducción

## 1.1 Motivación

Diferentes países alrededor del mundo se han planteado ambiciosos objetivos para alcanzar altos niveles de producción de energía en base a energías renovables en los próximos años. Esta situación, sumada a condiciones favorables desde el punto de vista de costos de inversión tanto para los proyectos de generación fotovoltaica como eólica, lleva a que se espere que ambas tecnologías tengan un rol importante en el futuro de los sistemas de potencia.

Sin embargo, una alta penetración de energías renovables no convencionales (ERNC) puede afectar fuertemente el control y estabilidad de un sistema de potencia, especialmente desde el punto de vista de la frecuencia. Esto debido a las diferencias que existen entre la generación variable de estas tecnologías y los generadores síncronos convencionales, entre ellas:

- Las plantas fotovoltaicas y eólicas son usualmente operadas para maximizar su producción, lo que quiere decir que no mantienen reservas para apoyar el control de frecuencia del sistema.
- Las plantas fotovoltaicas, a diferencia de los generadores síncronos, no poseen partes rotatorias, por lo tanto no pueden proveer de respuesta inercial durante desbalances entre carga y generación.
- La generación eólica, al ser conectada mediante convertidor, pierde la respuesta inercial natural asociada a sus partes giratorias.

De esta forma, reemplazar un gran número de plantas de generación convencional por plantas solares fotovoltaicas o eólicas no sólo disminuirá el número de generadores que puedan participar en la regulación de frecuencia sino también la inercia total del sistema de potencia. La inercia del sistema se considera un parámetro vital sobre el cual se basa la operación del sistema. La inercia de las masas rotantes de los generadores síncronos determina la respuesta en frecuencia del sistema en caso de un desbalance entre generación y carga. Esta primera fase de la respuesta del sistema influye no sólo la activación de esquemas de desconexión de carga debido a baja frecuencia sino también el desempeño del control primario de frecuencia. Como consecuencia, mientras más plantas eólicas y solares fotovoltaicas, más reducida será la inercia y con esto la capacidad del sistema de hacer frente a las desviaciones de frecuencia ante grandes perturbaciones, lo que afecta fuertemente la estabilidad en frecuencia del sistema. Esta situación puede ser especialmente crítica en sistemas de potencia aislados con una inercia relativamente baja y poca capacidad de regulación de frecuencia, ambos factores claves de los sistemas de potencia para recuperarse ante una pérdida de generación [1].

Tradicionalmente la optimización realizada en el *Unit Commitment* no incluye restricciones de estabilidad de frecuencia, ya que los sistemas eléctricos de potencia (SEP) de manera natural tienen inercia suficiente para enfrentar los desbalances de carga y generación. Sin embargo, al subir los niveles de ERNC el supuesto de inercia suficiente puede ya no ser cierto más aún en sistemas de potencia aislados y pequeños. En dichos casos, la inclusión de restricciones de estabilidad de frecuencia en el *Unit Commitment*, sobre todo frente a altos

niveles de generación ERNC sin inercia, se torna de gran relevancia a la hora de mantener la confiabilidad y seguridad del sistema [2–4].

Para el caso chileno, durante los últimos años se ha observado una clara tendencia al aumento de instalaciones ERNC de generación variable. Sobre todo en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), donde se esperan altos niveles de inserción de paneles fotovoltaicos [5]. De esta forma, la dinámica de la frecuencia del sistema ante desbalances entre carga y generación se verá fuertemente afectada, principalmente considerando la baja inercia del sistema y la capacidad de regulación de frecuencia limitada.

De esta forma se hace necesario incluir en el *Unit Commitment* de las unidades generadoras los efectos de una alta penetración de ERNC en la inercia del sistema y su comportamiento durante grandes desbalances entre carga y generación, con el fin de permitir altos niveles de ERNC manteniendo la seguridad del sistema.

## 1.2 Objetivos

### 1.2.1 Objetivo general

El principal objetivo de este trabajo es encontrar funciones para la respuesta de la frecuencia del sistema frente a desbalances de carga-generación, de manera de representar el comportamiento dinámico del sistema. De esta forma se podría, en un trabajo futuro, incluir restricciones relacionadas con la estabilidad de frecuencia del sistema de manera simplificada en el *Unit Commitment* de forma de asegurar la seguridad del sistema frente a altos niveles de ERNC sin inercia.

### 1.2.2 Objetivos específicos

Se definen los siguientes objetivos específicos:

- Estudiar los diversos métodos matemáticos desarrollados por diversos autores en el mundo para introducir el concepto de restricciones de estabilidad de frecuencia en el *Unit Commitment*.
- Recopilar información necesaria para proyectar modelo al año 2017.
- Analizar la información recopilada para elegir los escenarios críticos a estudiar.
- Proponer una o más funciones para la respuesta de la frecuencia del sistema.
- Comparar las funciones obtenidas para la evolución de la frecuencia del sistema frente a grandes desbalances de potencia con datos históricos de fallas, para validar los resultados obtenidos.

### 1.3 Alcances

El presente trabajo no contempla estudiar los efectos de diferentes tipos de control en centrales ERNC para participar en el control de frecuencia o respuesta inercial en caso de desbalances entre generación y carga. El estudio se enfoca en los primeros 15 segundos de ocurrida la falla, abarcando por ende la respuesta inercial del sistema y parte del control primario de frecuencia (CPF) sin alcanzar la acción del control secundario de frecuencia.

Este estudio se desarrollará tomando al SING como caso de estudio, ya que es un sistema con poca inercia y de respuesta lenta ante perturbaciones. Este sistema cubre las regiones de Arica y Parinacota hasta Antofagasta, con una capacidad instalada de 4785,57 [MW] y cuya carga corresponde en un 90% a demanda minera [6].

El presente estudio no considera la interconexión entre el Sistema Interconectado Central (SIC) y el SING.

### 1.4 Estructura de trabajo

El presente trabajo se divide en 5 capítulos, sin incluir el capítulo de referencias.

El primer capítulo incluye la motivación del porque estudiar el tema planteado, señalando los objetivos generales y específicos, y el alcance del mismo.

El segundo capítulo describe los efectos de las ERNC en la dinámica de la frecuencia de los SEP, primero señalando la importancia de la respuesta inercial, luego hablando de los efectos de la generación variable en los sistemas de potencia y finalmente algunas de las distintas estrategias para incorporar restricciones de estabilidad de frecuencia en el *Unit Commitment* que se estudian en el mundo para aplacar estos efectos.

El tercer capítulo describe la metodología que permite desarrollar el estudio. En éste se especificarán los supuestos necesarios para los casos de estudio que se han de simular y la justificación de su elección.

El cuarto capítulo, contiene los resultados de las simulaciones y el análisis de los mismos, obtenidos de la implementación en el capítulo anterior.

El quinto y último capítulo, concluye sobre todos los aspectos considerados anteriormente.

Finalmente se presentan los anexos donde se incluyen gráficos, tablas, entre otros.

## 2. Análisis

Durante el presente capítulo se analizará la importancia de la respuesta inercial en los SEP, repasando algunos conceptos importantes, explicando los efectos de la respuesta inercial y algunas estrategias para representar de manera simplificada restricciones relacionadas con la estabilidad de frecuencia ante altos niveles de ERNC en el *Unit Commitment*.

### 2.1. Importancia de la respuesta inercial en SEP

Para el correcto funcionamiento de un sistema de potencia es necesario mantener un equilibrio entre la generación y la demanda (incluyendo las pérdidas) durante todo el tiempo. Sin embargo en los sistemas de potencia existen pequeños desbalances de potencia que alteran este equilibrio constantemente ya sea por variaciones de demanda o por fallas en el sistema. Para evitar que estos desbalances o fallas terminen en un mal funcionamiento de equipos o colapso del sistema es que existe la llamada regulación de frecuencia del SEP [2].

La regulación de frecuencia se divide en 3 etapas de control, sin incluir la respuesta inercial natural de las máquinas síncronas que actúa en los primeros 3-5 segundos. Los 3 niveles de control se conocen como CPF, control secundario de frecuencia (CSF) y control terciario de frecuencia (CTF). Cada uno actúa en ventanas de tiempo distintas como se observa en la ilustración 1. El CPF es el más rápido y actúa entre 3 y 30 segundos, el CSF opera entre 30 segundos y 2 minutos y el CTF opera después de 10 minutos. Cada control tiene una acción distinta, el CPF actúa de forma local en cada generador atendiendo a la velocidad de giro del eje de cada generador, el CSF actúa en el ámbito del área de control, atendiendo a la frecuencia y al intercambio de potencia con las áreas vecinas y el CTF actúa en el ámbito de un sistema eléctrico extenso, buscando un reparto de cargas optimizado que asegure suficientes reservas de energía [7].

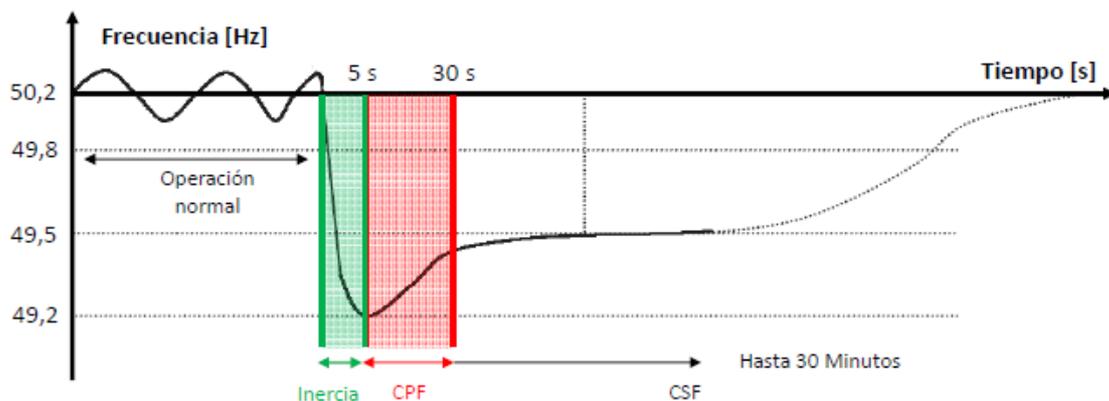


Ilustración 1: Tiempo de acción de reserva inercial, control primario y secundario de frecuencia. Fuente [7].

La respuesta inercial de un SEP durante grandes desbalances carga-generación se caracteriza por la energía cinética de las masas rotantes del sistema que es liberada inmediatamente después de ocurrida la falla [2, 8–10]. Ante la salida intempestiva de una unidad generadora o conexión intempestiva de un bloque de demanda, parte de la energía necesaria para

compensar el desbalance se obtiene de la energía almacenada de los rotores de los generadores [7]. La respuesta inercial ocurre durante los primeros 3-5 segundos después de ocurrido el desbalance dependiendo de las características de los reguladores de velocidad de los generadores síncronos del SEP [2].

Para entender como varía la frecuencia del SEP durante grandes desbalances de potencia en función de la inercia del sistema, a continuación se presenta una representación matemática de la relación de la frecuencia con la inercia. Después de un desbalance de carga la ecuación de movimiento de un generador  $i$  será:

$$2H_i \frac{d\bar{\omega}_i}{dt} = \bar{T}_{mi} - \bar{T}_{ei} \quad [p. u.] \quad (1)$$

$H_i =$  Constante de inercia del generador  $i$  en segundos

$\bar{\omega}_i =$  Frecuencia angular del generador  $i$  en p.u.

$\bar{T}_{mi} =$  Torque mecánico de la turbina en p.u.

$\bar{T}_{ei} =$  Torque eléctrico del generador  $i$  en p.u.

Despreciando el amortiguamiento, la ecuación (1) se puede escribir de otra manera, usando que:

$$\bar{\omega}_i = \frac{\omega_i}{\omega_0} \quad (2)$$

Con  $\omega_i$  y  $\omega_0$  en [rad/s]. En el estudio de un SEP interesan las desviaciones de frecuencia, es decir:

$$\Delta\omega_i = \omega_i - \omega_0 \Rightarrow \frac{d\Delta\omega_i}{dt} = \frac{d\omega_i}{dt} \quad (3)$$

Usando además la relación de torque con potencia y suponiendo que la frecuencia angular es muy cercana a 1 p.u. como se muestra a continuación:

$$P_{p.u.} \approx T_{p.u.} \wedge \omega \approx \omega_0 \quad (4)$$

La ecuación (1) queda como sigue:

$$\frac{2H_i}{\omega_0} \frac{d\Delta\omega_i}{dt} = \bar{P}_{mi} - \bar{P}_{ei} \quad (5)$$

Finalmente la ecuación del swing para un generador  $i$  queda descrita de la siguiente forma:

$$\frac{d\Delta\omega_i}{dt} = \frac{\omega_0}{2H_i} \times (P_{mi} - P_{ei}) \quad (6)$$

Donde las potencias están en p.u. base propia y la constante de inercia en base propia.

La ecuación (5) se reescribe para considerar la constante de inercia en base común, que se asume 100 [MVA]:

$$\frac{2}{\omega_0} \left( H_i \frac{S_{Bi}}{100} \right) \frac{d\Delta\omega_i}{dt} = \overline{P_{mi}} - \overline{P_{ei}} \quad (7)$$

$$\frac{2\widetilde{H}_i}{\omega_0} \frac{d\Delta\omega_i}{dt} = \overline{P_{mi}} - \overline{P_{ei}} \quad (8)$$

Usando la expresión anterior y extrapolándola a un sistema de potencia, en el que se asume que la frecuencia entre las barras no cambia mucho  $\Rightarrow \omega_i = \omega \forall i$ . Sumando la ecuación (8) para todas las maquinas del sistema se obtiene:

$$\frac{2}{\omega_0} \times \sum_{i=1}^n \widetilde{H}_i (\Delta\dot{\omega}) = \sum_{i=1}^n (P_{mi} - P_{ei}) \quad (9)$$

Utilizando las siguientes expresiones:

$$H_{sys} = \sum_{i=1}^n \widetilde{H}_i ; P_e = \sum_{i=1}^n P_{ei} ; P_m = \sum_{i=1}^n P_{mi} \quad (10)$$

$H_{sys}$  = Constante de inercia total del sistema en segundos.

$P_e$  = Potencia eléctrica del sistema en p.u. base común

$P_m$  = Potencia mecánica del sistema en p.u. base común.

Reemplazando en la ecuación (9) se tiene:

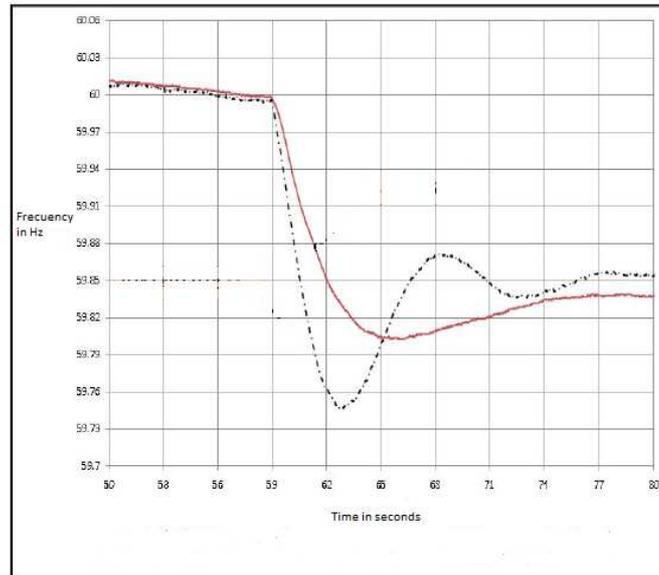
$$(\Delta\dot{\omega}) = \frac{\omega_0}{2H_{sys}} (P_m - P_e) \quad (11)$$

Finalmente usando la expresión  $\omega = 2\pi f$ , la ecuación (11) se puede escribir:

$$(\Delta\dot{f}) = \frac{f_0}{2H_{sys}} (P_m - P_e) \quad (12)$$

Donde las potencias están en p.u. base común,  $H_{sys}$  en segundos base común.

De la ecuación (12) se puede apreciar como disminuye la frecuencia cuando hay una pérdida de generación y que la respuesta inercial de un sistema limita la tasa de cambio de la frecuencia, es decir, mientras menos inercia tenga un sistema, más rápida será la caída inicial de la frecuencia [3, 7, 9, 11]. Las expresiones anteriores son sólo válidas antes de que actúe el CPF, es decir, sólo durante los primeros segundos después de la falla. Esto se puede apreciar en la ilustración 2 que grafica dos eventos ocurridos en el sistema "Electric Reliability Council of Texas" (ERCOT) con distintos niveles de generación eólica y las diferentes respuestas en frecuencia del sistema.



*Ilustración 2: Respuesta inercial para dos eventos distintos en el sistema ERCOT [9].*

En la ilustración 2 la línea roja representa un evento ocurrido en julio de 2009 en que el sistema pierde una unidad generadora de 890 [MW], la carga total del sistema era 49.209 [MW] con 675 [MW] de generación eólica. La línea punteada negra representa un evento ocurrido en Marzo de 2010 en el que se pierde una unidad generadora de 837 [MW], la carga total del sistema era 23.655 [MW] con 4.300 [MW] de generación eólica. Aquí se puede observar claramente el impacto en un mismo sistema que provoca una mayor generación eólica sin respuesta inercial afectando directamente a la inercia total del SEP y por ende la respuesta en frecuencia del mismo [9].

En consecuencia, una reducción de la inercia de un sistema podría provocar mayores desviaciones de frecuencia, que podrían derivar en la activación de esquemas de desconexión automática de carga (EDAC) o la activación de los esquemas de desconexión automática de generación (EDAG). Estos sistemas tienen como finalidad desconectar carga o generación, para ayudar a que el desbalance producido entre carga y generación no sea tan pronunciado evitando caídas más rápidas de frecuencia. Sin embargo, si esta caída de frecuencia es muy pronunciada, podría provocar una reacción en cadena que podría incluso llevar a un colapso del sistema [10, 11].

## 2.2. Tecnologías de generación variable y la respuesta inercial de los SEP

Lo presentado anteriormente muestra las diferencias entre la generación variable y los generadores síncronos desde la perspectiva de estabilidad de frecuencia de un sistema de potencia. Entre estas diferencias se encuentra que las ERNC son conectadas mediante convertidores a la red, a diferencia de los generadores síncronos tradicionales [1, 3, 9–11]. En el caso de una planta eólica conectada mediante convertidor se le trunca la posibilidad de obtener energía cinética del giro de sus aspas pues las unidades no responden a cambios de

frecuencia y por ende su capacidad de contribuir con respuesta inercial al sistema durante contingencia es bloqueada [10]. Por otro lado, el caso de una planta fotovoltaica es más directo, ya que los paneles no poseen un movimiento por lo que no existe una respuesta inercial asociada [1, 10].

Este tipo de tecnologías de generación variable tienen costos de operación bastante bajos, por lo que en programas de *Unit Commitment* “clásicos” serán despachadas a su máxima capacidad de generación. Esto implicará en el sistema que se desplacen las tecnologías de generación convencional, disminuyendo la cantidad de generadores con capacidad de aportar a la respuesta inercial del sistema. Producto de esto se hace importante considerar de alguna manera los costos adicionales de incluir ERNC debido a la disminución de la respuesta inercial afectando, por ende, la seguridad del sistema.

### 2.2.1. Efectos en la respuesta inercial

En la presente sección se presentan trabajos en los que se pueden apreciar los efectos de la generación variable en la respuesta inercial de los SEP.

En [1], se estudia la capacidad de las plantas fotovoltaicas de dar una rápida respuesta en frecuencia en el SING y cómo afecta a la respuesta inercial del sistema. Para ello se estudian 4 escenarios de inyección de generación fotovoltaica, que se presentan en la tabla 1:

Escenario	Inyección de Generadores Convencionales	de	Inyección de (PV-PPs)	PV/Demanda	Promedio Constante Inercia
	MW		MW	%	s
S0	2219		0	0	4.50
S1	1811		401	19	3.96
S2	1377		839	39	3.41
S3	1114		1137	53	3.29

Tabla 1: Escenarios de estudio en [1].

Para estos escenarios se estudia cuánto decae la frecuencia del SEP frente a determinadas contingencias considerando plantas fotovoltaicas sin/con capacidad de contribuir a la respuesta inercial. La siguiente figura muestra la caída de la frecuencia para los diferentes escenarios, considerando que las plantas fotovoltaicas no tienen capacidad de contribuir a la respuesta inercial:

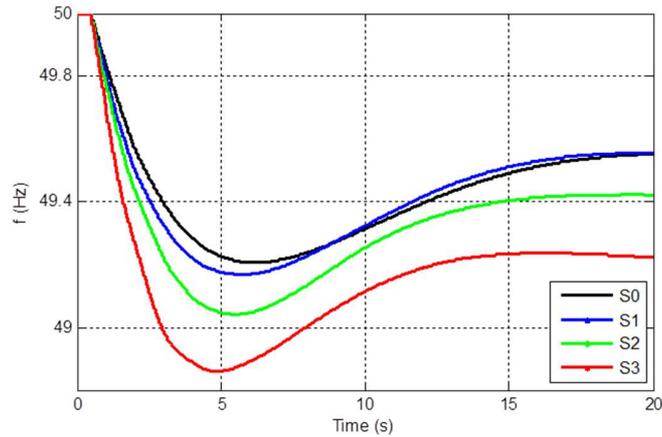


Ilustración 3: Caída de frecuencia para diferentes niveles de penetración solar en relación a la demanda [1].

Como se esperaba, ante una mayor participación de generación fotovoltaica (y por ende menor cantidad de generadores síncronos en operación), mayor es la caída de frecuencia, al verse reducida la inercia total del sistema. Sin embargo es importante destacar que los efectos en la respuesta inercial del sistema comienzan a ser significativos cuando la generación variable es significativa respecto de la demanda, como se observa en el caso S3, a diferencia del caso S1 en que la penetración de energía variable no difiere en mayor medida al caso sin generación variable (S0).

Otro trabajo que analiza la variación de la inercia del sistema ante ERNC es [11]. En él se simula un sistema que cuenta con 11 generadores convencionales con una capacidad total de 762 [MW] además de 100 [MW] de generación eólica y 30 [MW] en una planta fotovoltaica. Para la simulación se consideran dos casos de demanda, el primero de demanda alta con un peak de 645 [MW] y en el segundo caso de demanda baja con un peak de 430 [MW]. Los resultados se observan en las siguientes ilustraciones:

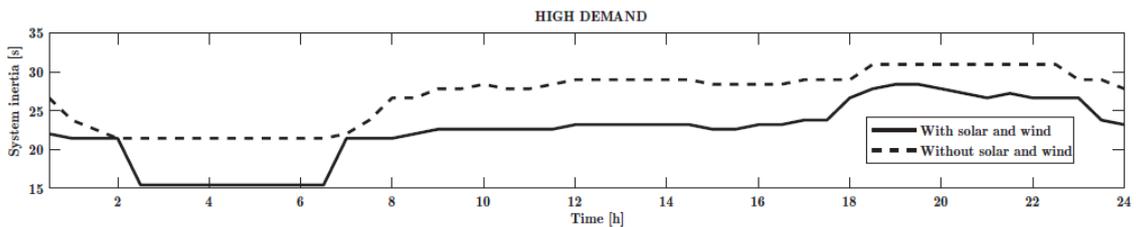


Ilustración 4: Resultados comportamiento de inercia del sistema para demanda alta, [11].

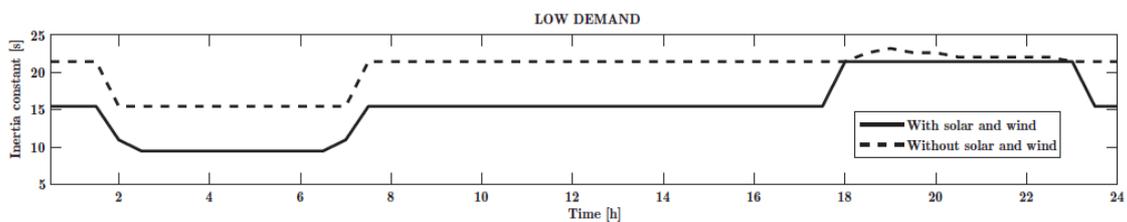
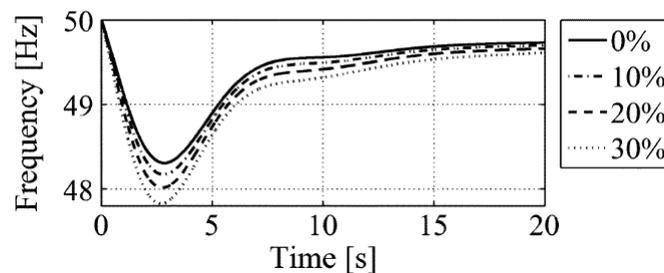


Ilustración 5: Resultados comportamiento de inercia del sistema para demanda baja, [11].

Acorde a lo que se espera, para ambos casos de demanda, cuando hay participación de la planta fotovoltaica y de la generación eólica la inercia del sistema se ve disminuida. Sin embargo cabe destacar que en las horas de mayor demanda, entre las 18 y 23 [h], la inercia del sistema tiende a parecerse tanto para el caso con ERNC como el caso sin esta generación. Esto se debe a que el nivel de penetración de ERNC en el sistema no es significativo, 14,5% aproximadamente, y por ende en las horas de mayor demanda actúa una gran cantidad de generación convencional, sin variar en demasía la inercia del sistema.

Otro trabajo similar se presenta en [12], donde se estudia la respuesta inercial de un sistema ante distintos niveles de penetración de energía eólica sin capacidad de aportar a la regulación de frecuencia.

La simulación consta del aumento de un bloque de 0,1 [p.u.] de carga, y se grafica la evolución de la frecuencia en el tiempo para los siguientes niveles de generación eólica, 0%, 10%, 20% y 30%. A continuación se presentan los resultados obtenidos:



*Ilustración 6: Respuesta inercial en el tiempo para distintos niveles de generación eólica, [12]*

La ilustración 6 muestra que una participación significativa de generación eólica, en relación a la generación del sistema, tiene un efecto directo en la inercia del sistema y por ende en la respuesta inercial del mismo. La frecuencia ante un nivel de penetración de 30% baja más allá de los 48 [Hz], lo que resulta peligroso para un sistema de potencia debido a la acción de los EDAC. Estos desconectan carga del sistema dejando a ciertos clientes sin suministro de energía, lo que puede derivar en una reacción en cadena si es que la caída de la frecuencia es muy pronunciada.

Existen otros trabajos que estudian la influencia de las energías renovables en la respuesta inercial del sistema, uno de ellos es el que se muestra en la referencia [3]. En él se estudian 2 tipos de despacho, uno de máxima producción solar en el peak de demanda y el otro de máxima producción eólica con demanda baja. Para cada caso se simulan diferentes contingencias relacionadas con la pérdida de unidades de generación. El enfoque de estas simulaciones es observar el comportamiento dinámico de la frecuencia para los primeros segundos después de ocurrido el desbalance.

Al analizar estas simulaciones para un 33% de integración de ERNC se observa que se reduce la inercia del sistema. Al ser un porcentaje importante de generación eólica, se contará con menos potencia para el control primario de frecuencia. Esto porque no se consideran sistemas de control para ese fin en las ERNC del documento, lo que da como resultado una frecuencia

mínima menor ante un desbalance. Sin embargo, estos valores no son críticos y se mantienen en un rango seguro según el criterio de estabilidad de WECC respecto a los niveles de frecuencia.

El trabajo demuestra el efecto de las generaciones variables en la dinámica de la frecuencia después de ocurrida una falla y se concluye que deben incluirse nuevos criterios de estabilidad en WECC para que situaciones de falla no afecten en la seguridad y confiabilidad del sistema.

Estos son algunos de los trabajos que muestran el impacto de la generación variable en la respuesta inercial de sistemas de potencia. De estos se puede desprender como resumen que la integración de ERNC en un SEP afecta a la inercia del sistema, y por ende, a la estabilidad de frecuencia. Sin embargo es importante destacar que los efectos son significativos sólo ante una penetración considerable de ERNC respecto de la demanda del sistema.

### 2.2.2. Estrategias para incorporar requerimientos de respuesta inercial en el *Unit Commitment*

En esta parte se presentan algunas de las estrategias presentadas en el mundo, en relación a los requerimientos de respuesta inercial y como éstos se pueden incorporar en el *Unit Commitment* de SEP con ERNC.

Es común que muchos sistemas de potencia traten de asegurar el control de frecuencia usando una “simple” restricción de reserva en el modelo de despacho. Esta restricción normalmente impone que la reserva debe ser igual a cierto porcentaje de la generación. Este valor no considera la característica dinámica de los sistemas de potencia [2, 13]. Esto porque las restricciones de reserva impuestas tradicionalmente en el *Unit Commitment* no incluyen la estabilidad del SEP, es decir, su desempeño durante fallas. Antes de la inserción masiva de ERNC, esto no representaba un problema pues de manera natural los SEP tenían inercia suficiente para enfrentar exitosamente grandes desbalances entre carga y generación. Sin embargo, la inserción masiva de ERNC cambia el paradigma tradicional, disminuyendo la inercia de los SEP provocando que los desbalances entre carga y generación que antes no parecían importantes para el sistema, ahora provoquen caídas peligrosas de frecuencia. De esta forma se hace necesario incorporar restricciones que representen la estabilidad de frecuencia de los SEP con altos niveles de penetración ERNC.

Entre los trabajos que han hecho esfuerzos por incluir la dinámica del SEP en el *Unit Commitment* se encuentra [2]. Los autores encuentran matemáticamente una restricción para incluir en el despacho un valor mínimo de frecuencia por medio del cual se asegura un valor mínimo de frecuencia durante fallas. Este trabajo incluye de manera simplificada la respuesta inercial del sistema y el control primario de frecuencia.

La frecuencia Nadir es el valor mínimo que alcanza la frecuencia después de un desbalance entre carga y generación, como se presenta en la ilustración 7. El trabajo en [2] impone:

$$f_{NAD}(P_l, M_H, C_{NAD}, f_{db}) \geq f_{min} \quad (13)$$

$P_l$  = Potencia perdida [MW]

$M_H$  = Inercia del sistema después de la perdida de  $P_l$  [MWs/Hz]

$C_{NAD}$  = razón de respuesta de la rampa del regulador [MW/s]

$f_{db}$  = banda muerta de respuesta de los reguladores [Hz]

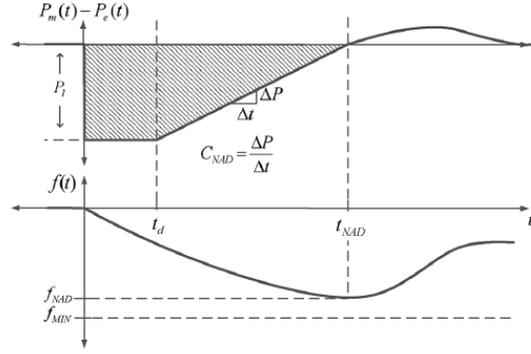


Ilustración 7: Respuesta de frecuencia ante la caída de un generador [2].

Los reguladores comienzan a actuar después de pasado algunos segundos, se considera entonces como  $t_d$  el tiempo que demoran en actuar los reguladores. Se integra la ecuación del swing, entre el tiempo en el que ocurre el desbalance, considerado como  $t = 0$ , hasta el tiempo en el que se alcanza el valor mínimo de la frecuencia,  $t_{NAD}$ .

$$\int_0^{t_{NAD}} \frac{df(t)}{dt} dt = \frac{1}{M_H} \int_0^{t_{NAD}} (P_m(t) - P_e(t)) dt \quad (14)$$

$$f_{NAD} - f_0 = \frac{1}{M_H} \left( \int_0^{t_d} (-P_l) dt \right) + \frac{1}{M_H} \left( \int_0^{t_{NAD}-t_d} (C_{NAD}t - P_l) dt \right) \quad (15)$$

El resultado de esta integral es el valor sombreado en la ilustración 7. Usando la relación  $\Delta t = \Delta P / C_{NAD}$ , despejando  $C_{NAD}$  se obtiene lo siguiente:

$$C_{NAD} = \frac{\frac{1}{2} P_l^2}{M_H (f_0 - f_{NAD}) - P_l t_d} \quad (16)$$

Usando también la relación  $t_d = f_{db} (M_H / P_l)$ , se puede obtener el valor mínimo de  $C_{NAD}$  ( $C_{MIN}$ ):

$$C_{MIN} = \frac{\frac{1}{2} P_l^2}{M_H (f_0 - f_{MIN} - f_{db})} \quad (17)$$

Para poder satisfacer la ecuación (13), es necesaria la siguiente condición:

$$\sum_{i \in \chi, i \neq l} R_i \geq P_l \quad (18)$$

$i \in \chi =$  conjunto de generadores

$R_i =$  reserva de regulador del generador  $i$  [MW]

Sin embargo la condición en (18) no es suficiente para satisfacer (13), por lo que en el documento se le agrega la siguiente restricción:

$$R_i \leq 2c_i \frac{M_H(f_0 - f_{MIN} - f_{ab})}{P_l} \quad (19)$$

La restricción (19) se obtiene al reemplazar (17) en la siguiente expresión:

$$R_i \leq c_i \frac{P_l}{C_{MIN}} = c_i(t_{NAD} - t_d) = P_i^{NAD}, \quad i \in \chi, i \neq l \quad (20)$$

$P_i^{NAD} =$  aproximación optimista de potencia entregada por generador  $i$  en  $t_{NAD}$

Para una unidad  $i$ , se tiene la restricción  $R_i \leq \bar{P}_i - P_i$ , donde  $\bar{P}_i$  es la capacidad total de la unidad  $i$  y  $P_i$  es la potencia despachada por el generador  $i$ . En algunos casos podría darse que la capacidad disponible de reserva ( $\bar{P}_i - P_i$ ) sea menor que  $P_i^{NAD}$ . Se divide en dos el conjunto de generadores,  $\chi_1 = \{i \in \chi / P_i^{NAD} \leq \bar{P}_i - P_i\}$  y  $\chi_2 = \{i \in \chi / P_i^{NAD} > \bar{P}_i - P_i\}$ , si  $i \in \chi_1$  por (19) se limita la reserva a que sea menor o igual a  $P_i^{NAD}$ , de manera similar si  $i \in \chi_2$  entonces se cumple la relación  $P_i^{NAD} > \bar{P}_i - P_i$  y por transitividad  $P_i^{NAD} \geq R_i$ . Esto quiere decir que para ambos conjuntos,  $\chi_1$  y  $\chi_2$ , la reserva  $R_i$  puede ser entregada al sistema.

Luego del análisis matemático anterior, se agregan como restricciones al problema de optimización las desigualdades (18) y (19), simulando en el sistema interconectado ERCOT, que actúa en casi todo el estado de Texas, Estados Unidos. Para la simulación se usa un caso de 18 [GW] de penetración eólica, para ello se escaló la demanda actual del sistema y se modificó el despacho de generación para alcanzar los niveles de reserva. Para lograr eso se tuvo que apagar máquinas usando la lista de méritos económica del sistema. El caso de simulación se presenta en la tabla 2:

Case	Buses (#)	Lines (#)	Loads (#)	Thermal Units		Wind Units	Inertia (s)	Load (MW)	Thermal (MW)		Wind (MW)		Headroom (MW)
				Total	Resp.				Cap.	Output	Cap.	Output	
Base	6,079	6,082	3,758	218	147	86	-	32,997	38,297	31,624	9,604	1,373	6,673
Iden.	6,079	6,082	3,758	176	119	86	6.4	33,100	33,983	31,175	9,604	1,925	2,808
18GW	6,131	6,147	3,758	136	37	128	4.8	33,100	25,872	19,100	18,000	14,000	6,772

Tabla 2: Tabla datos, caso base, caso escalado y caso escalado con penetración de 18 [GW] eólicos.

El caso 18 [GW] de generación eólica se simula, para diferentes requerimientos de  $f_{min}$  como restricción, una falla en una unidad generadora del sistema, STP2 (1362 [MW]). Los resultados obtenidos se presentan en la tabla 3:

$f_{MIN}$ (Hz)	$f_{NAD}$ (Hz)	Energy Paym. (\$/h)	GR Price (\$/MW/h)	GR Paym. (\$/h)	Resp. units
$-\infty$	59.066	486,254	0	0	37
59.15	59.189	499,738	2.58	3,521	52
59.25	59.277	507,891	7.92	10,788	65
59.35	59.365	513,926	10.05	13,699	89
59.42	59.425	522,913	17.18	23,404	127

Tabla 3: Resultados simulación para 18 [GW] de generación eólica instalados, [2].

La simulación muestra que la inercia del sistema baja considerablemente de 6,4 a 4,8 [s], además la cantidad de unidades con capacidad de respuesta ante un desbalance baja desde 119 a 37 unidades. Sin embargo el problema cumple con la restricción de que la frecuencia nadir sea mayor o igual a una frecuencia escogida como mínima, no obstante, al reducirse la inercia del sistema y la cantidad de unidades con capacidad de respuesta ante desbalances, llevará a una peor respuesta primaria de frecuencia ante la integración de generación eólica y, por otra parte, las restricciones provocan un encarecimiento del sistema.

El planteamiento del trabajo [2] presenta una visión de cómo abordar matemáticamente el problema de alta penetración de generación variable y sus efectos en la respuesta inercial en el sistema. Sin embargo, el trabajo asume la existencia de una solución del *Unit Commitment*, lo que simplifica mucho el problema. A su vez en el trabajo se asume una única respuesta del regulador para todas las máquinas del sistema a pesar de que las máquinas tienen diferentes velocidades de respuesta.

Otra forma de incorporar restricciones de estabilidad en el *Unit Commitment* se presenta en [14]. Aquí se estima la constante de inercia del sistema y la capacidad de reserva en giro de los generadores, dando un valor para estas dos variables fundamentales de un SEP en base a estimaciones matemáticas. Para la estimación se basan en que la ecuación (21) es una buena aproximación del comportamiento de la desviación de frecuencia ante desbalances de carga y generación, desarrollada directamente de la ecuación del swinig.

$$M \frac{d(\Delta f / f_0)}{dt} + K \Delta f = -\Delta P \quad (21)$$

$\Delta f$  = cambios en la frecuencia

$\Delta P$  = cantidad de generación perdida

$M = 2H$  = constante de inercia del sistema

$K$  = característica potencia/frecuencia del sistema

Para obtener el valor de la constante de inercia del sistema se usa que para  $t = 0$ ,  $\Delta f = 0$  y además se conoce la cantidad perdida de generación por lo que despejando  $M$  de (21) queda:

$$M = \frac{-\Delta P}{\frac{d(\Delta f / f_0)}{dt}}, \text{ evaluando en } t = 0 \quad (22)$$

La tasa de cambio de la frecuencia contiene transientes que “ensucian” la señal de cambio de frecuencia, por lo que la influencia de estos transientes se debe restringir para tener una buena

estimación de cómo cambia la frecuencia. Para este propósito es que se usa una aproximación polinomial respecto al tiempo, que se presenta a continuación:

$$\Delta f/f_0 = A_5 t^5 + A_4 t^4 + A_3 t^3 + A_2 t^2 + A_1 t \quad (23)$$

Después de estimar los coeficientes  $A_1, A_2, A_3, A_4$  y  $A_5$ , mediante el método de mínimos cuadrados, se usa la ecuación que se presenta a continuación para obtener la constante de inercia del sistema:

$$M = -\Delta P/A_1 \quad (24)$$

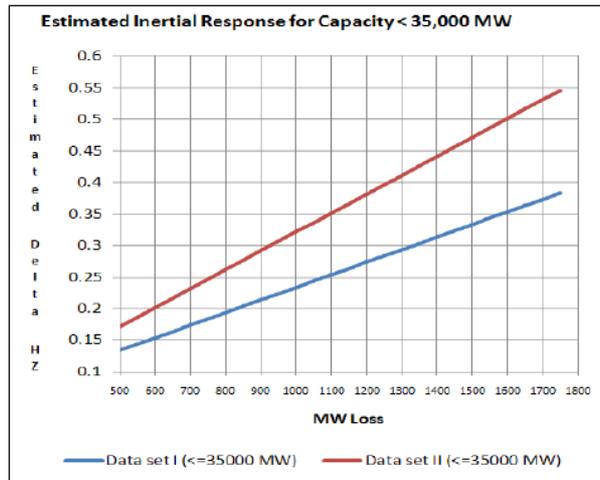
Para ello se deben seguir los siguientes pasos. Primero, identificar el inicio del evento aplicando filtros para el ruido de los transientes de la frecuencia, definiendo como el punto inicial aquel cuando la tasa de cambio de la frecuencia tenga un cambio brusco en el tiempo. Por último, se estiman los coeficientes  $A_1 - A_5$ . Estos pasos se repiten para 10 escenarios diferentes en el sistema eléctrico de Japón.

En el mismo documento, para la estimación de la capacidad de reserva necesaria para garantizar la confiabilidad y seguridad del sistema, se asume un modelo de bajo orden basado en la idea del promedio de la frecuencia del sistema usando el valor de la constante de inercia y los transientes medidos de la frecuencia. Para revisar el diagrama de bloques del modelo usado revisar la referencia [14].

La forma de abordar el problema por [14] no considera la inserción de energías renovables y por ende no se ve cómo se comportan sus estimaciones ante la variabilidad de estas tecnologías. Además los escenarios elegidos son perturbaciones históricas que no necesariamente representan el peor caso al que se enfrenta el sistema de Japón.

Otro enfoque se aprecia en el trabajo realizado en [9], en éste se estudia la respuesta en frecuencia con generación renovable en el sistema ERCOT buscando encontrar una herramienta computacional que relacione la frecuencia con los MW perdidos en tiempo real.

Para ello se realiza un análisis en base a los datos de 4 años (empezando en 2006) de comportamientos del sistema ERCOT para diferentes desbalances de carga, dividiendo estos datos en dos conjuntos de datos en que el primer conjunto tiene los primeros 2 años de muestra. Un análisis de estos datos planteó que el coeficiente de correlación entre la carga y la respuesta en frecuencia del sistema fue cercano a 1. Esto implica una alta correlación entre estas variables, por lo que se puede asumir que varían linealmente entre sí. Gracias a esto se construye una función lineal que describe el cambio de la frecuencia dependiendo de la cantidad de generación perdida, como se observa en la ilustración 8:



*Ilustración 8: Representación lineal relación variación de frecuencia respecto a la cantidad de MW perdidos [9].*

En base al estudio de estos 4 años, en el documento se asegura que se debe considerar el impacto de generación eólica sólo si esta es mayor al 10% de la carga del sistema porque ahí es cuando se ve afectada la respuesta inercial del sistema.

Para evaluar el funcionamiento de la herramienta creada se estudian 137 datos históricos de eventos de desviaciones de frecuencia para comparar los resultados arrojados por la herramienta respecto de los datos reales, obteniendo un error promedio de 5,92% con 3,5% de variación estándar.

### 2.3. Propuesta de trabajo

En el presente trabajo se propone usar un enfoque similar a [9]. De esta forma se aprovecharán las características del SING para, por medio de simulaciones dinámicas de diferentes contingencias, obtener una función que represente el comportamiento de la frecuencia ante desbalances de carga-generación. Para esto se deben considerar algunas variables que afectan la respuesta de la frecuencia como:

- Constante de inercia del sistema.
- Demanda y generación ERNC (%ERNC): Este apartado es importante, relaciona la demanda con la generación ERNC del sistema. De esta forma se pueden observar las horas del año críticas que se querrán estudiar.

Para estas variables, con el modelo proyectado, se pretende evaluar tanto el mínimo valor alcanzado por la frecuencia o  $f_{nadir}$  como el valor de pendiente de caída de la frecuencia para los primeros instantes de ocurrido un desbalance de carga-generación o Rocof.

A continuación se presenta una figura que refleja a grandes rasgos el propósito del trabajo:

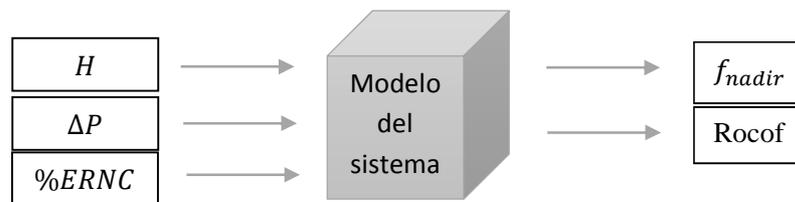


Figura 1: Esquema simplificado del propósito del trabajo.

Como se observa en la figura 1, el objetivo del trabajo es encontrar funciones para  $f_{nadir}$  y/o Rocof frente a un desbalance  $\Delta P$  que incluyan el comportamiento dinámico del sistema. En primera instancia, estas funciones dependen de H, demanda y generación ERNC. Esto se realiza mediante la simulación dinámica de las ecuaciones diferenciales del SEP usando el software de simulación DigSILENT Power Factory 15.1. para distintos valores de  $\Delta P$ .

### 3. Metodología

En el siguiente capítulo se describe la metodología usada para realizar el estudio. El estudio se basa en la realización de simulaciones dinámicas del SING proyectado al 2017 considerando diferentes puntos de operación y contingencias. En la figura 2, se presenta un diagrama de bloques que ilustra la metodología a seguir:

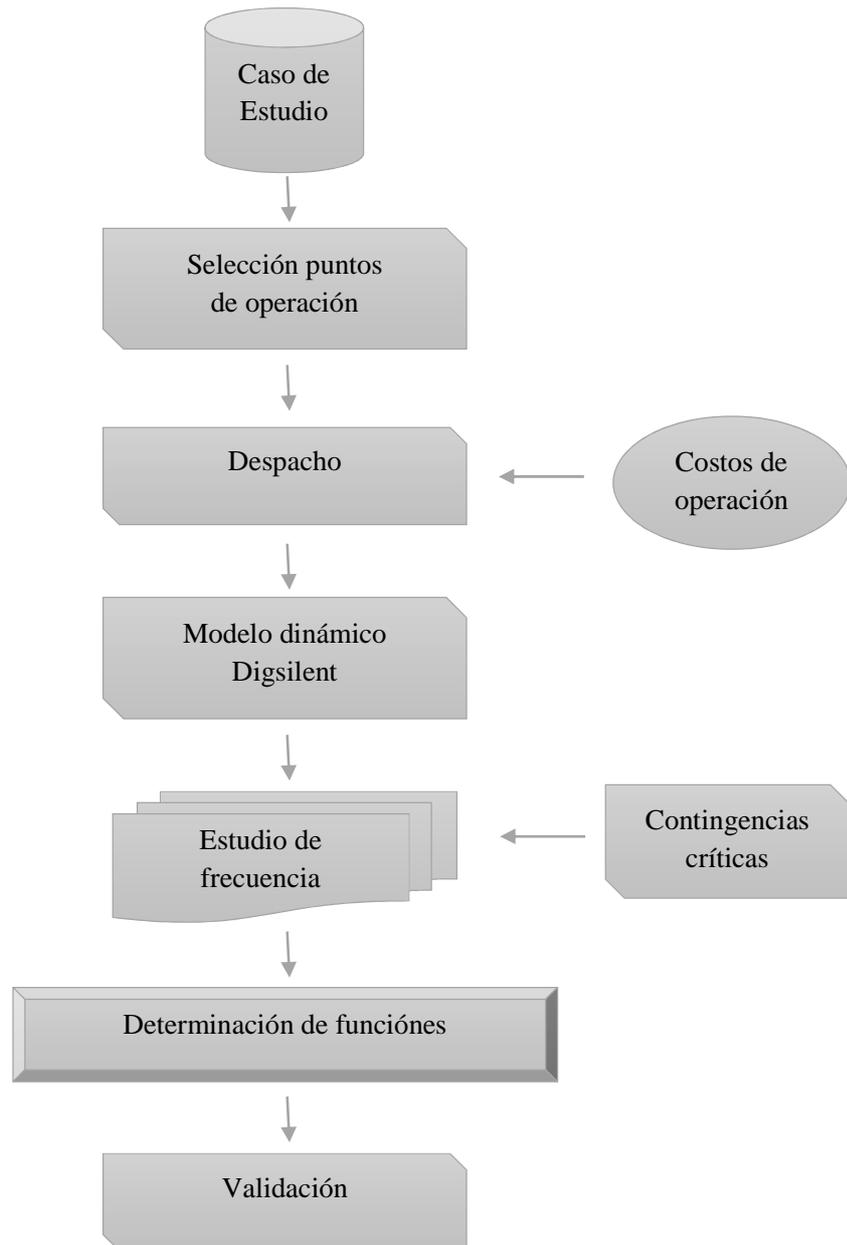


Figura 2: Diagrama de bloques metodología.

A continuación se describe cada elemento del diagrama de bloques:

- Caso de estudio: Este bloque representa la etapa de recopilación de información sobre los distintos elementos que se encuentran en el SING incluyendo la generación fotovoltaica y eólica que serán integrados al sistema. Para ello se usa el informe “Efectos técnico-económicos de la integración de energía eólica y solar en el SING escenario año 2017” [15], como base para obtener los datos que se agregan al modelo base además de lo recopilado del informe del CDEC-SING [5]. Como base se usa el modelo original que dispone el CDEC-SING para sus estudios dinámicos. En el informe [15] se enuncian las centrales a incluir en el modelo tanto convencionales como ERNC, además de datos de operación y costos de operación. Respecto a la generación convencional a incluir en el modelo, es decir, con fecha de puesta en servicio antes de 2017, se tienen los valores de la tabla 4:

Obra	Características	Año
Cochrane	Vapor carbón 2x236 [MW]	2016
Kelar	Ciclo combinado 2+1, 517 [MW]	2016

Tabla 4: Generación convencional [15].

Para generar el perfil de generación ERNC se agrupan las diferentes centrales por zonas geográficas de acuerdo a las zonas con disponibilidad de datos meteorológicos. Para parques fotovoltaicos se utilizan datos de radiación de 4 estaciones meteorológicas y para generadores eólicos datos de velocidad de viento de 2 estaciones. Estos perfiles se transforman a potencia eléctrica usando curvas de potencia de un generador solar fotovoltaico con seguimiento en un eje y la curva de una turbina eólica de velocidad variable en base al software windographer, el detalle de la transformación se presentará en anexos. Finalmente estos valores se ponderan por la capacidad instalada de cada central para obtener la generación ERNC anual horaria.

Respecto a la generación ERNC se usa el escenario 3 del estudio [15], incluyendo los proyectos utilizados en ese escenario que se presentan en la tabla 5:

Nombre	Año	Potencia [MW]	Curva de generación	Barra conexión
El Águila	2015	2	Pampa Camarones	El Águila 066
La Huayca	2015	9	Pozo Almonte	Pozo Almonte 066
Pozo Almonte Solar 2	2015	7,5	Pozo Almonte	Pozo Almonte 066
Pozo Almonte Solar 3	2015	16	Pozo Almonte	Pozo Almonte 066
Valle de los Vientos	2015	90	Calama	Calama 110
Arica Solar 1	2015	18	Pampa Camarones	Parinacota 066
San Pedro de Atacama I(*)	2015	17	San Pedro	Calama 220
San Pedro de Atacama III(*)	2015	30	San Pedro	Calama 220
San Pedro de Atacama IV(*)	2015	24	San Pedro	Calama 220
La Huayca 2	2015	21	Pozo Almonte	Pozo Almonte 066
María Elena	2015	72	Crucero	Lagunas 220
PV_Arica	2015	35	Pampa Camarones	Parinacota 220
PV_Encuentro(*)	2015	60	Crucero	Nueva Encuentro 220
PV_Encuentro(*)	2015	60	Crucero	Nueva Encuentro 220

PV_Lagunas	2015	70	Crucero	Lagunas 220
PV_Pozo	2015	60	Pozo Almonte	Pozo Almonte 220
PV_Calama	2016	30	San Pedro	Calama 220
PV_Pozo	2016	60	Pozo Almonte	Pozo Almonte 220
PV_Condores	2016	40	Pozo Almonte	Cóndores 220
PV_Arica	2017	35	Pampa Camarones	Parinacota 220
PV_Lagunas	2017	70	Crucero	Lagunas 220
Planta Solar Cerro Dominador	2018	110	TV convencional	Encuentro 220
PV_Nueva_Encuentro	2018	60	Crucero	Nueva Encuentro 220
Eolico_Calama	2019	100	Calama	Calama 220
PV_Arica	2019	35	Pampa Camarones	Parinacota 220
PV_Pozo	2019	60	Pozo Almonte	Pozo Almonte 220
PV_Condores	2019	40	Pozo Almonte	Cóndores 220
PV_Andes	2020	100	San Pedro	Andes 220
PV_Nueva_Encuentro	2020	60	Crucero	Nueva Encuentro 220
PV_Pozo	2020	60	Pozo Almonte	Pozo Almonte 220
Total		1451,5		

Tabla 5: Generación ERNC [15].

Respecto a tabla 5 cabe señalar que, “curva de generación” quiere decir en qué punto se miden los datos para obtener la generación horaria de la central en cuestión.

- Selección puntos de operación: Esta etapa tiene como fin seleccionar los puntos de operación en que se considera interesante realizar simulaciones dinámicas. Estos puntos se eligen al revisar la generación ERNC horaria anual y ver el porcentaje de participación respecto de la demanda horaria del sistema. Para ello es necesario obtener los datos de demanda total horaria además de la generación eólica y solar horaria para el año 2017. Los puntos de operación seleccionados serán tal que las ERNC cubran 0%, 10%, 20%, 30%, 40% y 50% de la demanda. De esta forma se puede ver el impacto de distintos niveles de ERNC en las variables que se desean estudiar.

A continuación se presentan los puntos de operación a simular en tablas, separados por porcentaje de generación ERNC con respecto a la demanda:

Hora del año	Demanda Sistema [MW]	Generación ERNC [MW]	NetLoad [MW]	%ERNC
184	2299,47	1224,93968	1074,53	53,27%
185	2278,84	1157,146895	1121,69	50,78%
1672	2456,93	1210,39312	1246,54	49,26%

Tabla 6: Tabla con horas del año a estudiar para 50% ERNC cubriendo la demanda.

Hora del año	Demanda Sistema [MW]	Generación ERNC [MW]	NetLoad [MW]	%ERNC
1429	2902,61	1160,964415	1741,65	40,00%
1211	2777,33	1111,160965	1666,17	40,01%
1524	2627,69	1050,58693	1576,6	39,99%

Tabla 7: Tabla con horas del año a estudiar para 40% ERNC cubriendo la demanda.

Hora del año	Demanda Sistema [MW]	Generación ERNC [MW]	NetLoad [MW]	%ERNC
8	2871,51	861,753665	2009,75	30,01%
3180	2850,67	855,378145	1995,29	30,01%
4812	2724,74	817,49607	1907,25	30,00%

Tabla 8: Tabla con horas del año a estudiar para 30% ERNC cubriendo la demanda.

Hora del año	Demanda Sistema [MW]	Generación ERNC [MW]	NetLoad [MW]	%ERNC
1651	2715,06	543,05428	2172,01	20,00%
7135	2861,35	572,20896	2289,14	20,00%
8539	2817,34	563,61041	2253,73	20,01%

Tabla 9: Tabla con horas del año a estudiar para 20% ERNC cubriendo la demanda.

Hora del año	Demanda Sistema [MW]	Generación ERNC [MW]	NetLoad [MW]	%ERNC
3415	2589,74	259,02585	2330,71	10,00%
3698	2971,02	297,15	2673,87	10,00%
8611	2768,89	276,8379069	2492,05	10,00%

Tabla 10: Tabla con horas del año a estudiar para 10% ERNC cubriendo la demanda.

Hora del año	Demanda Sistema [MW]	Generación ERNC [MW]	NetLoad [MW]	%ERNC
1177	3060,33	110	2950,33	3,59%
1179	3076,01	110	2966,01	3,58%
7201	3056,57	110	2946,57	3,60%

Tabla 11: Tabla con horas del año a estudiar para 0% ERNC cubriendo la demanda.

Estas tablas muestran la demanda del sistema para una hora en específico del año, donde además se incluye la generación ERNC del sistema. Con esto se obtienen el %ERNC respecto a la demanda junto con el “NetLoad” o demanda neta.

Finalmente, con los datos de demanda neta se puede obtener una lista con las centrales convencionales operando en esa hora del año y además la inercia del sistema en la hora a estudiar.

- Costos de operación: Se usaran los costos obtenidos desde el informe del CDEC-SING [15] complementados con los costos de la fijación de precio de nudo de corto plazo de octubre de 2014 de la CNE [16].
- Despacho: El despacho en este trabajo se realiza en base a la lista de mérito presentada en el informe del CDEC-SING [15] de forma tal de minimizar costos. A continuación se presenta una tabla con la lista de mérito considerada del sistema:

Configuraciones	CV [USD/MWh]	Configuraciones	CV [USD/MWh]
ANG2	38,89	TG1A + TG1B + TV1C (Diesel)	180,21
CTTAR	39,05	TG2A + TG2B + TV2C (Diesel)	180,21
U15	40,22	MAIQ	185,45
ANG1	40,30	TG1A + 0,5 TV1C (Diesel)	187,47
NT02	40,60	TG2A + 0,5 TV2C (Diesel)	187,47
NT01	41,00	MIMB	192,15
CTM2	41,28	ZOFRI_7-12	235,14
U14	41,69	U16-TG + U16-TV (Diesel)	236,32
CTM1	42,62	GMAR	238,23
CTH	44,54	ESTANDARTES	238,43
CTA	45,70	MIIQ	241,40
KELAR 2TG + TV	45,74	M2AR	242,80
U16-TG + U16-TV	45,92	M1AR	243,53
U13	45,98	TG3 (Diesel)	244,09
KELAR 1TG + 0,5 TV	46,62	INGENOVA	246,87
U12	47,97	TECNET_1_6	249,04
COCHRANE I	48,86	SUIQ	260,19
COCHRANE II	48,86	ZOFRI_2-5	272,25
TG3 (Gas Natural)	74,04	ZOFRI_1-6	275,25
TG1A + TG1B + TV1C	84,57	CUMMINS	287,59
TG2A + TG2B + TV2C	84,57	TGIQ	293,99
TG1A + 0,5 TV1C	86,23	TGTAR	299,28
TG2A + 0,5 TV2C	86,23	TG1	309,12
INACAL	153,71	TG2	309,12
SUTA	155,82	DEUTZ	315,95
MSIQ	161,28		

Tabla 12: Lista de mérito considerada del sistema [15].

Basándose en esta lista de mérito y en la demanda neta obtenida de los puntos de operación se puede obtener el despacho de las unidades convencionales. Para ello se consideraron potencias máximas a despachar para dejar cierto margen de reserva, datos aportados por el informe [17]. Por último los datos faltantes de potencia bruta instalada se obtienen desde la página de reportes de centrales del CDEC-SING [18].

- Modelo dinámico Digsilent: Este modelo se basa en el modelo usado por el CDEC-SING proyectado al año 2017 y reducido en cuanto a cantidad de barras para la simulación en el programa. En este modelo se incluyen nuevos proyectos de generación y transmisión incluidos en el informe emitido por el CDEC-SING [15]. A continuación se presentan las nuevas obras a incluir en la proyección del modelo al 2017:

Obra	Características	Año
Ampliación SE Lagunas 220 kV	Banco de condensadores de 60 MVAR	2015
S/E Seccionadora Nueva Encuentro 220 kV	A 20 km de encuentro para ambas líneas Atacama - Encuentro	2015
Ampliación S/E Encuentro 220 kV	Aumento de capacidad de línea 2x220 Crucero-Encuentro	2016
Nueva Línea 2x220 kV Encuentro - Lagunas	Primer circuito	2017
Línea 2x220 kV Encuentro - Lagunas (*)	Segundo circuito	2017

Tabla 13: Transmisión y compensación con decreto. (\*) En proceso de publicación de decreto [15]

Obra	Características	Año
Compensación capacitiva S/E Domeyko	80 MVA SVC	2015
S/E Kapaturn	Conexión de central Kelar mediante seccionamiento ambos circuitos línea 2x220 kV Angamos - Laberinto	2016
Seccionamiento O'Higgins	Seccionamiento ambos circuitos línea 2x220 kV Atacama-Domeyko a 75 km de Atacama.	2016
Nueva línea 2x220 kV O'Higgins - Domeyko C1	365 MVA	2016
Nueva línea 2x220 kV Cóndores - Pozo Almonte C1	180 MVA	2016
Nueva línea 2x220 kV Pozo Almonte - Parinacota C1	180 MVA	2016
Nueva línea 2x220 kV Kapaturn - O'Higgins	2x700 MVA	2017

Tabla 14: Transmisión y compensación propuesto por CDEC-SING [15].

- Contingencias críticas: En este trabajo se desea estudiar la estabilidad de frecuencia del sistema, las contingencias consideradas solo incluyen la desconexión de unidades generadoras de 100 [MW], 150 [MW], 200 [MW] y 250 [MW].
- Estudio de frecuencia: Este bloque representa el estudio dinámico de la frecuencia del SEP frente a las distintas contingencias simuladas en DigSILENT.

Para el estudio, se eligen distintas horas del año en que el porcentaje de generación ERNC respecto de la demanda sea cercano a 0%, 10%, 20%, 30%, 40% y 50%. Con esto se busca ver la incidencia de la generación ERNC en las diferentes variables a analizar como la frecuencia nadir y Rocof. Para el Rocof se calcula la pendiente de caída de la frecuencia entre los 0,7 [s] y los 1,7 [s] a partir de la falla.

Además se eligen 3 horas del año para cada valor de porcentaje de penetración ERNC. De esta forma se pretende tener diferentes valores de demanda, lo que llevaría a diferentes despachos y por ende diferentes valores de inercia del sistema para un mismo valor de %ERNC.

Como contingencia se decide la desconexión de una unidad generadora con diferentes escenarios, para 100 [MW], 150 [MW], 200 [MW] y 250 [MW]. Para esto al despacho de cada hora se le hacen modificaciones para despachar la unidad que se desea desconectar, ya que el objetivo del trabajo no es tener un despacho económico sino tener distintos puntos de operación factibles para caracterizar la respuesta

dinámica del sistema. Así se generan los casos de estudio de la forma que se muestra a continuación, para un valor de %ERNC:

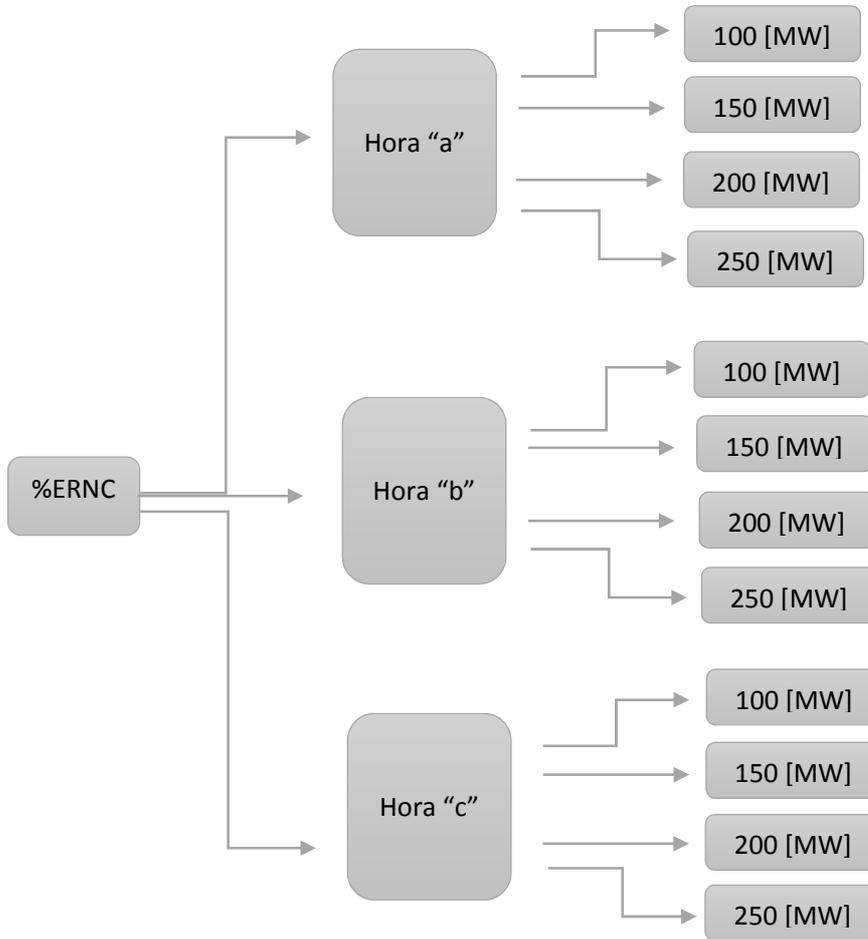


Figura 3: Casos de estudio para cada porcentaje a evaluar.

De esta forma se muestran los casos a simular para cada %ERNC, donde cada uno tendrá 3 horas a simular y para cada hora se simulan 4 desbalances de carga-generación. Para lograr esto primero se realiza el despacho para la hora seleccionada, después se “re-distribuye” el despacho para lograr que la unidad “X” que se quiere desconectar tenga la generación deseada para el caso de estudio.

De esta forma se espera obtener una buena representación de la respuesta en frecuencia del sistema para los primeros 15 segundos y así se espera una función más representativa.

Para los diferentes casos se desconectará la unidad generadora a los 0,02 [s] de empezada la simulación en el modelo implementado en programa DigSILENT.

- **Determinación función:** Una vez que se tienen los datos de las simulaciones se hace un análisis de los datos de forma tal de determinar las funciones que mejor representan la dinámica de la frecuencia del sistema. A priori potenciales funciones serían:
  - $f_{nadir} = f_1(H, \Delta P)$
  - $f_{Rocof} = f_2(H, \Delta P)$
  - $f_{nadir} = f_3(Rocof)$
- **Validación:** Este bloque representa la evaluación de las funciones determinadas. Para esto se usarán fallas reales que se encuentra en la siguiente página del CDEC-SING [19], en esta página se encuentran informes de las fallas registradas en el SING por parte del CDEC-SING. Se buscan entre los informes diferentes fallas de desconexión de alguna unidad de generación y se usan los datos informados para compararlos con los valores obtenidos por las funciones obtenidas. Para terminar se calculará un error entre el valor informado y el valor calculado de las funciones, graficando los valores informados y los calculados.

## 4. Análisis y resultados

En este capítulo se presentan los resultados obtenidos de las simulaciones y se realiza un análisis de los mismos. A modo de ejemplo se presentan a continuación los gráficos de la frecuencia para 2 de las horas elegidas, para 4 desbalances de  $\Delta P$  simuladas en DigSILENT:

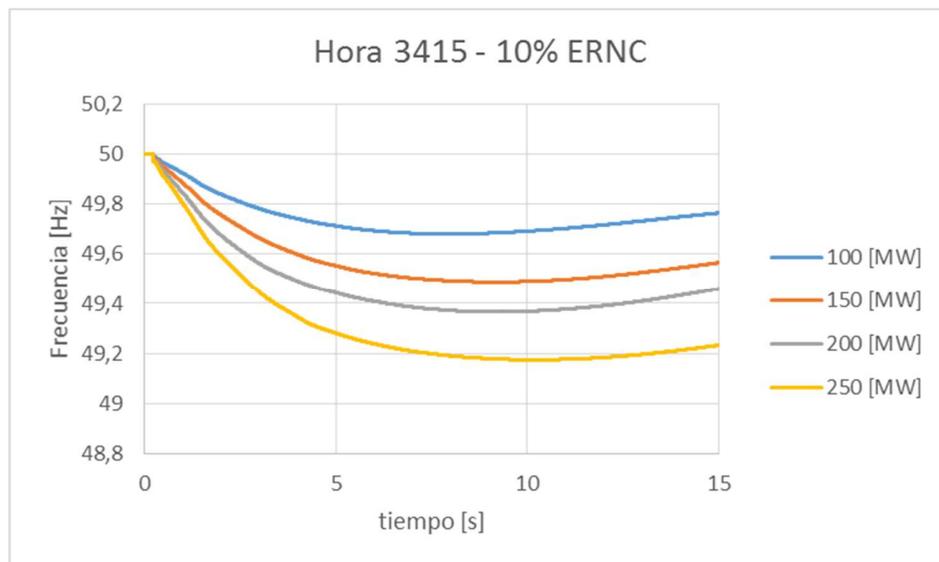


Gráfico 1: Respuesta de la frecuencia del sistema para los 4 desbalances en la hora 3415.

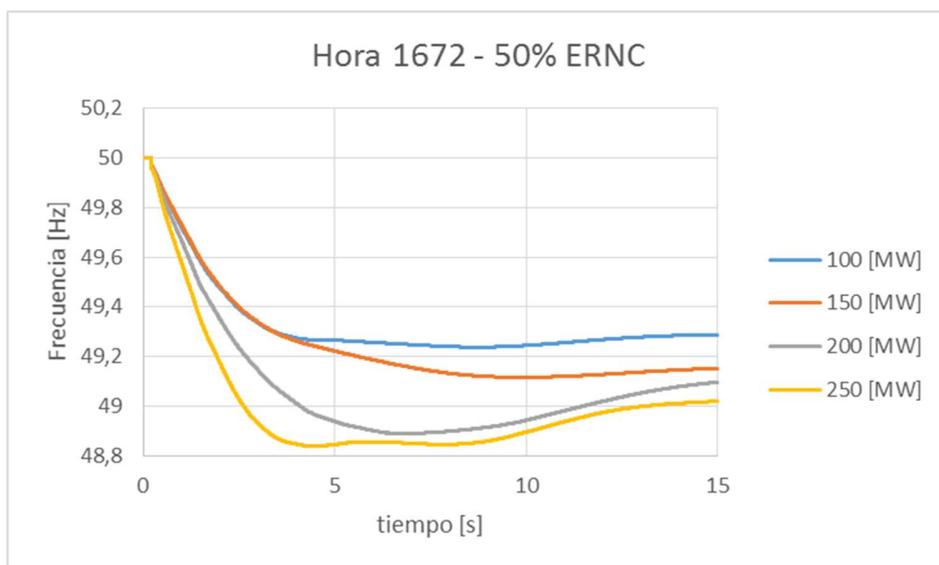


Gráfico 2: Respuesta de la frecuencia del sistema para los 4 desbalances en la hora 1672.

En ambos gráficos se puede observar que a medida que aumenta el desbalance carga-generación, menor es la frecuencia nadir alcanzada en el sistema y el Rocof es más pronunciado.

También se observa, al comparar ambos gráficos, el impacto de la generación variable en el sistema, ya que a mayor generación ERNC menor es la frecuencia nadir. Cabe destacar que para la hora 1672 del año, donde un 50% de la demanda del sistema es cubierta por generación ERNC, se alcanzan valores, para la frecuencia nadir, menores a 49 [Hz] lo que implica la activación de escalones EDAC en el SING.

De todas las simulaciones realizadas, los resultados obtenidos para la frecuencia nadir y Rocof se grafican usando la herramienta Matlab. Los gráficos 3 y 4 muestran estos resultados:

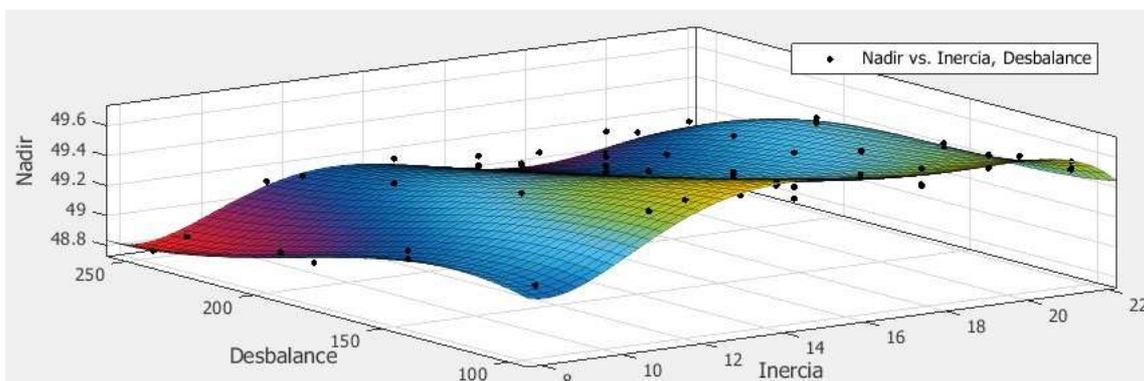


Gráfico 3: Frecuencia Nadir en función del desbalance e inercia del sistema en Matlab.

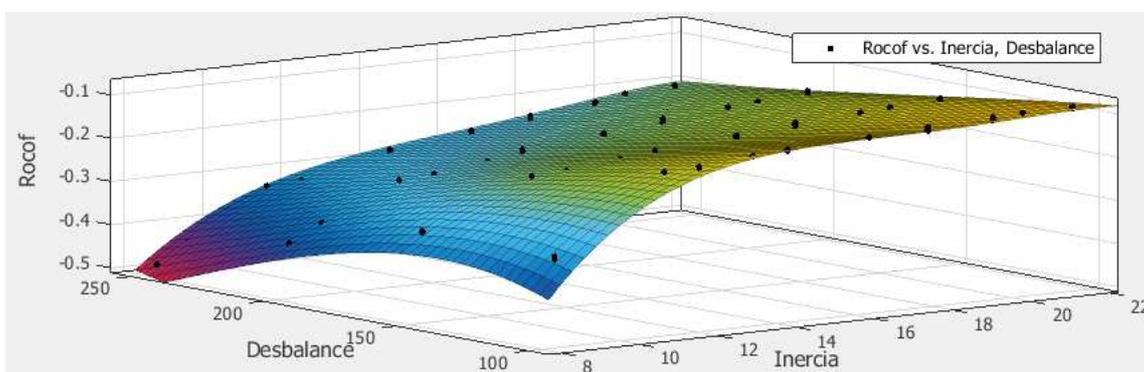


Gráfico 4: Rocof en función del desbalance e inercia del sistema en Matlab.

Los gráficos obtenidos en Matlab modelan con una función polinómica, de quinto orden para la variable de desbalance de carga-generación y de tercer orden para la variable de inercia, los datos obtenidos en las simulaciones. Los datos se ven con los puntos negros y el plano de colores es la aproximación de función para estos datos.

Al momento de verificar el comportamiento de la función entregada por Matlab, se obtienen valores muy diferentes a los esperados, dejando en claro que la función propuesta no representaba correctamente la dinámica del sistema ante desbalances de carga-generación.

Es por lo anterior que se decide realizar un análisis de correlación a los datos obtenidos de las simulaciones, que diera una noción de que variables tienen una relación que se pueda representar mediante una función. El análisis de correlación se muestra en la tabla 15:

Correlación		Rocof	Nadir	Inercia	
Rocof	100	x	0,8894	0,8190	
	150	x	0,6357	0,9248	
	200	x	0,6790	0,9380	
	250	x	0,6567	0,9355	
Nadir	100	0,8894	x	0,5163	
	150	0,6357	x	0,3949	
	200	0,6790	x	0,5513	
	250	0,6567	x	0,4705	
Inercia	100	0,8190	0,5163	x	$C > 0,8$
	150	0,9248	0,3949	x	$0,8 > C > 0,6$
	200	0,9380	0,5513	x	$0,6 > C > 0,5$
	250	0,9355	0,4705	x	$0,5 > C$

Tabla 15: Correlación de variables para los desbalances simulados.

De la tabla 15, se puede concluir que el Rocof con la inercia del sistema tienen una alta correlación para los diferentes desbalances simulados. Esto se puede explicar porque en los primeros instantes después de ocurrida una falla no existe acción de ningún tipo de control, por lo que sólo actúa la respuesta natural de las máquinas ante estas perturbaciones, caracterizada fuertemente por la inercia de cada máquina. Esta respuesta natural depende de las masas rotantes de los generadores, es decir de la inercia de estas máquinas. Por lo que se podría intuir una alta correlación entre la inercia del sistema y la respuesta de los generadores en los primeros instantes después de ocurrida la falla y por ende la pendiente de caída de frecuencia (Rocof). En base a esto se decide fijar los valores de inercia, es decir, para cada punto de operación se calcula la inercia total del sistema y se grafica el Rocof en función del desbalance.

A continuación se presentan los gráficos para cada valor de inercia del sistema:

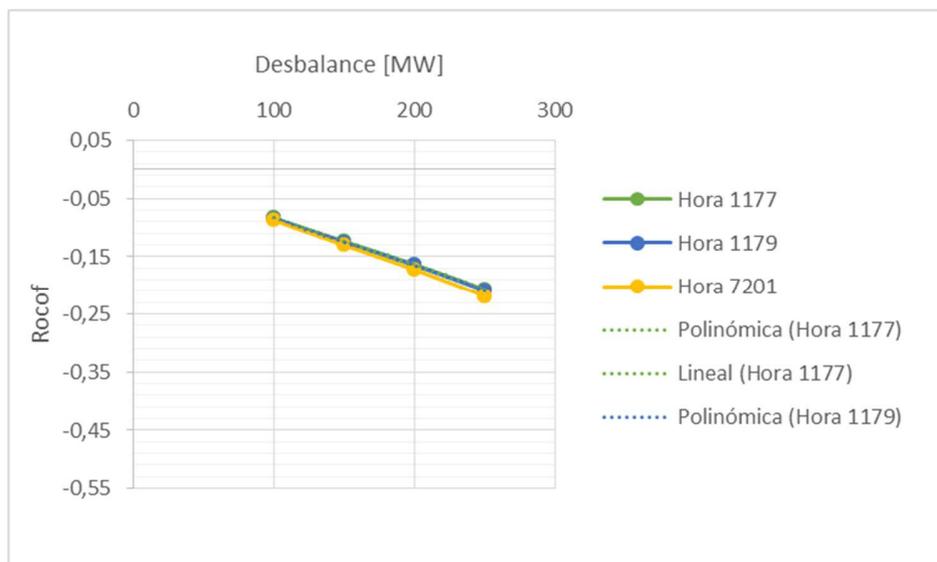


Gráfico 5: Rocof en función del desbalance, 0% ERNC, H = 21,57.

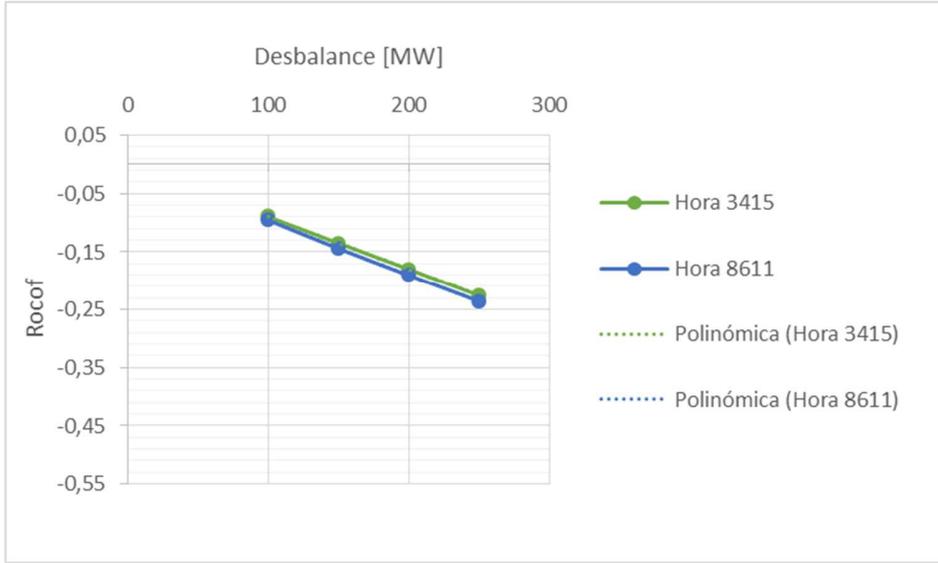


Gráfico 6: Rocof en función del desbalance, 10% ERNC,  $H = 19,53$ .



Gráfico 7: Rocof en función del desbalance, 20% ERNC,  $H = 17,87$ .

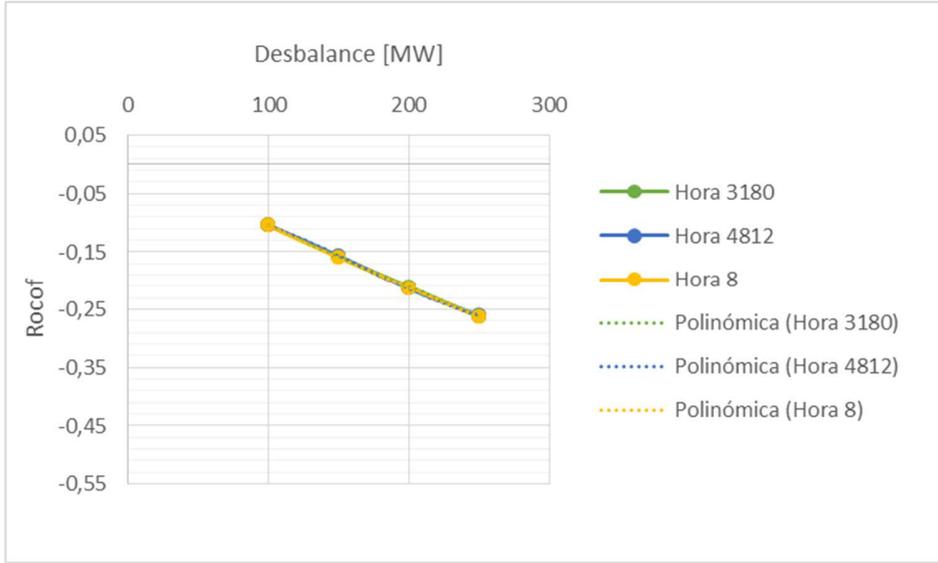


Gráfico 8: Rocof en función del desbalance, 30% ERNC,  $H = 16,37$ .

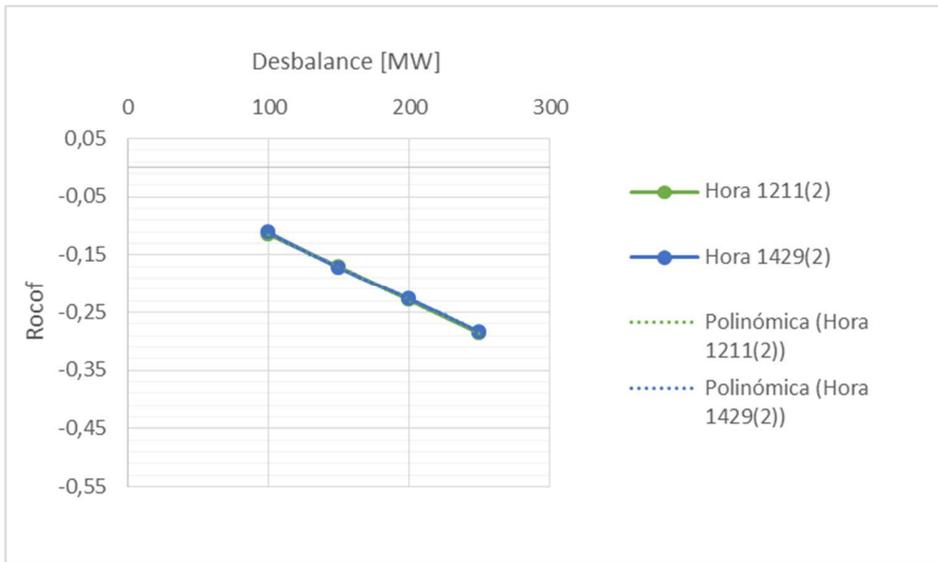


Gráfico 9: Rocof en función del desbalance, 40% ERNC primer caso,  $H = 14,28$ .

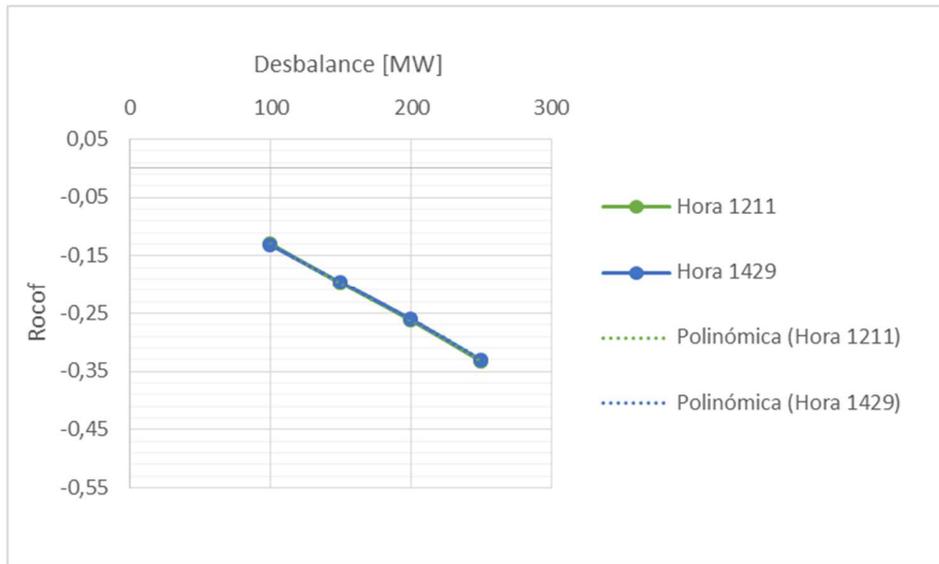


Gráfico 10: Rocof en función del desbalance, 40% de ERNC segundo caso,  $H = 12,03$ .

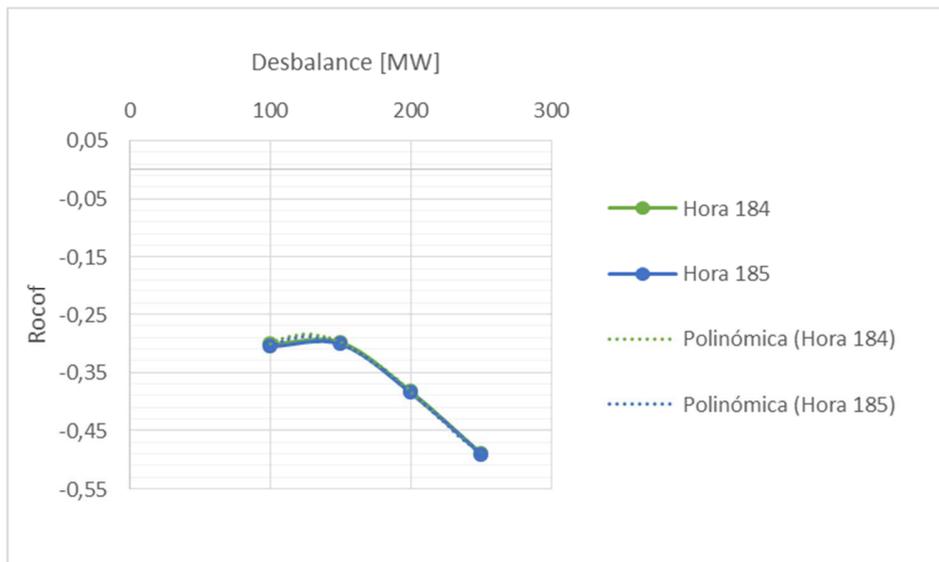


Gráfico 11: Rocof en función del desbalance, 50% ERNC,  $H = 8,33$ .

De los gráficos se pueden obtener diferentes conclusiones:

- Para cada gráfico se observa que las diferentes horas presentadas tienen funciones parecidas, esto a pesar de los diferentes despachos. Lo que nos muestra que el Rocof depende fuertemente de la inercia total del sistema.
- Al comparar los 7 gráficos se puede concluir que a medida que aumenta el porcentaje de generación ERNC que cubre la demanda del sistema, mayor es la pendiente de caída Rocof, como se puede observar en el gráfico 12.

- c) Finalmente también se puede concluir de los gráficos que el nivel de penetración de ERNC no es una variable relevante para la determinación del Rocof, sino que simplemente la inercia del sistema. En todo caso es importante destacar que el H depende de la penetración ERNC indirectamente pues afecta el H.

Estos gráficos se obtienen usando Microsoft Excel y se usa una función cúbica que se ajuste a las curvas. Como se comentó, para los gráficos presentados se observa que las aproximaciones cúbicas son prácticamente iguales a las curvas obtenidas de los datos, por lo que usando las funciones obtenidas por Excel se aproximan los coeficientes para obtener una función representativa para cada valor de inercia.

Usando la herramienta Matlab se obtiene la siguiente función, con diferentes tramos para cada valor de inercia:

$$\begin{aligned}
 & \text{Rocof}(\Delta P) \\
 = & \left\{ \begin{array}{ll}
 -(6,5) * 10^{-9} * (\Delta P)^3 + 3 * 10^{-6} * (\Delta P)^2 - (0,00125) * \Delta P + 0,017 & ; H = 21,57 \\
 -(2) * 10^{-9} * (\Delta P)^3 + 1,25 * 10^{-6} * (\Delta P)^2 - (0,00115) * \Delta P + 0,011 & ; H = 19,53 \\
 -(6) * 10^{-9} * (\Delta P)^3 + 3 * 10^{-6} * (\Delta P)^2 - (0,0015) * \Delta P + 0,0285 & ; H = 17,87 \\
 -(2) * 10^{-9} * (\Delta P)^3 + 1 * 10^{-6} * (\Delta P)^2 - (0,0012) * \Delta P + 0,006 & ; H = 16,37 \\
 -(1) * 10^{-8} * (\Delta P)^3 + 6 * 10^{-6} * (\Delta P)^2 - (0,0023) * \Delta P + 0,0723 & ; H = 14,28 \\
 -(1) * 10^{-8} * (\Delta P)^3 + 5,3 * 10^{-6} * (\Delta P)^2 - (0,0022) * \Delta P + 0,047 & ; H = 12,03 \\
 9 * 10^{-8} * (\Delta P)^3 - (6) * 10^{-5} * (\Delta P)^2 + 0,0102 * \Delta P - 0,83 & ; H = 8,33
 \end{array} \right. \quad (25)
 \end{aligned}$$

Se grafica la función por tramos, presentada en la ecuación (25):

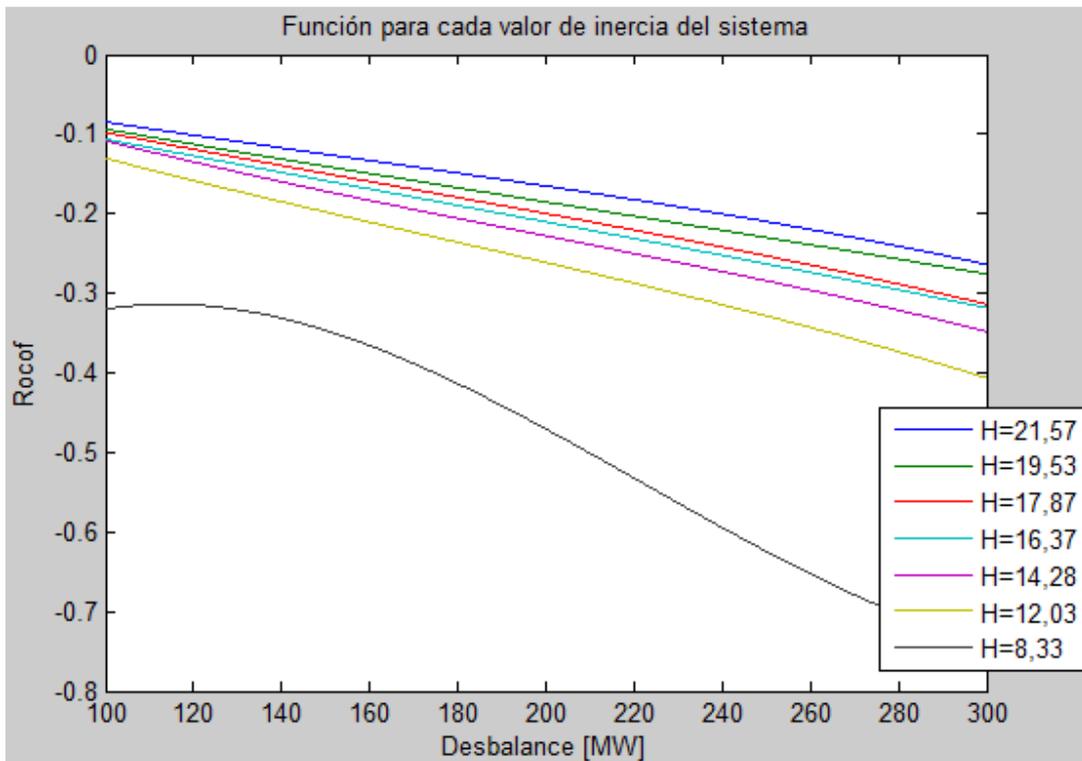


Gráfico 12: Tramos de la función obtenida, para cada valor de inercia.

Del gráfico 12 se puede corroborar que a medida que disminuye la inercia del sistema la pendiente de caída del Rocof es más pronunciada.

Las funciones descritas obtienen resultados con errores pequeños respecto de los datos simulados. Para tener una mejor validación de estas funciones se decide comparar los valores respecto de fallas reales ocurridas en el SING. Para ello se buscan los datos entregados en los informes de falla que se encuentran en la página del CDEC-SING [19]. Entre todos los informes disponibles se eligen las siguientes fallas:

Fecha	Informe de falla	Tamaño falla [MW]	Rocof informes	Inercia sistema informe	Rocof fórmula	%error
21-03-2014	3525	263	0,2925	15,0451	0,2995	2,39%
09-02-2014	3498	263	0,2780	13,3053	0,2995	7,73%
28-02-2015	3777	240	0,2307	16,5050	0,252	9,23%
10-05-2013	3318	180	0,1704	15,7382	0,1893	11,09%
10-06-2013	3349	160	0,1656	13,7560	0,1831	10,57%
03-02-2015	3756	157	0,1614	14,7116	0,1796	11,28%
13-02-2015	3766	149	0,1679	15,5332	0,1572	6,37%
02-09-2014	3649	136	0,1742	13,4360	0,1793	2,93%
23-03-2015	3801	136	0,1615	15,9845	0,1437	11,02%
24-03-2015	3805	133	0,1380	17,2445	0,1406	1,88%
20-04-2013	3299	121	0,1190	15,5188	0,1281	7,65%
28-01-2013	3231	115,4	0,1266	14,9834	0,1286	1,58%
17-02-2013	3248	103	0,1192	15,8884	0,1092	8,39%
08-07-2013	3378	100	0,0961	13,9220	0,1077	12,07%
07-03-2012	3035	100	0,1003	13,9662	0,1077	7,43%
20-02-2013	3252	99	0,1004	14,4807	0,1063	5,88%
22-11-2013	3454	96	0,0909	15,3975	0,1018	11,99%
12-10-2012	3172	95	0,1040	13,4305	0,1006	3,27%
02-10-2013	3421	80	0,0769	14,3167	0,0784	1,95%
12-04-2014	3548	50	0,0483	16,9050	0,0517	7,04%

Tabla 16: Fallas reales en el SING.

La tabla 16 presenta la fecha de la falla, el número del informe, el valor del desbalance, el Rocof informado por las empresas involucradas en la falla. Además se agrega una columna en el que se escribe la inercia del sistema calculada para el punto de operación en cuestión. Para esto se utiliza el despacho real horario entregado por el CDEC-SING [20] para saber que unidades se encontraban generando a la hora del desbalance y con los datos informados de la inercia de las máquinas se calcula la inercia total del sistema en ese instante. Las ultimas 2 columnas de la tabla 16 muestran el cálculo del Rocof según las funciones obtenidas y el error entre el valor calculado y el valor informado de Rocof por el CDEC en los informes de falla [19].

Para el cálculo del Rocof según la función obtenida (25) se observa el valor de inercia del sistema en el momento de la falla. Según este valor de inercia se elige el tramo de la función

(25) que tenga el valor de inercia más cercano, es decir, para una falla que tuviese una inercia del sistema igual a 16 entonces se usaría el tramo de la función (25) en que la inercia es igual a 16,37. Finalmente se reemplaza el valor del tamaño de falla en el tramo seleccionado para obtener el valor de Rocof.

Respecto a los valores calculados mediante las fórmulas, se obtiene un error promedio de un 7,09% con una desviación estándar de 3,68%, valores que resultan bastante aceptables considerando que las funciones son aproximaciones cúbicas de las gráficas.

A continuación se presenta un gráfico que incluye los valores de Rocof informados con los valores de Rocof estimados por las funciones:

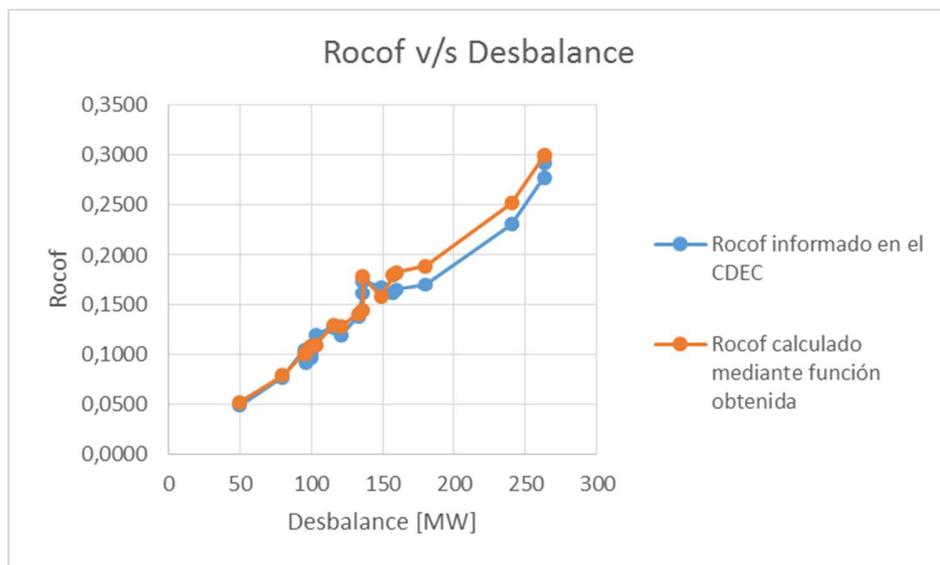


Gráfico 13: Comparación Rocof informado y Rocof calculado.

En el gráfico 13 se observa que los valores de Rocof informado en el CDEC-SING y los valores de Rocof calculados mediante la función obtenida son valores bastante cercanos, que muestran la misma tendencia. Por lo que se consideran resultados satisfactorios considerando las aproximaciones realizadas.

## 5. Conclusiones y trabajo futuro

### 5.1. Conclusiones

El objetivo del presente trabajo es encontrar funciones para la respuesta de la frecuencia del sistema frente a desbalances  $\Delta P$ . Para ello, la metodología utilizada consiste en realizar simulaciones, de distintas contingencias, a un modelo proyectado del SING para obtener los datos necesarios con tal de realizar un análisis de las variables relevantes para el sistema en un estudio de estabilidad de frecuencia como la frecuencia nadir y Rocof.

Dentro de las principales conclusiones del trabajo está que a medida que aumenta la generación variable (sin capacidad de aporte durante la respuesta inercial del sistema) el SEP ve deteriorada su capacidad de control de frecuencia. En particular las variables estudiadas mostraron una peor respuesta dinámica a medida que aumentaba la generación variable, traduciéndose en una peor respuesta inercial del sistema y peor respuesta del control primario de frecuencia.

También se pudo notar la alta correlación entre el porcentaje de generación ERNC y la inercia del sistema, esto dado que al aumentar la generación variable se desplaza la generación convencional que es la que aporta mayormente con el valor de esta variable. Por lo tanto al aumentar la generación variable (sin capacidad de aportar al control de frecuencia) disminuye la inercia total del sistema.

De los resultados y los respectivos análisis se concluye una estrecha correlación entre la inercia del sistema y la pendiente de caída de la frecuencia ante una perturbación (Rocof), calculada en los primeros instantes después de ocurrida la falla. Consecuentemente, esta correlación permite separar por tramos la función para caracterizar la frecuencia del sistema.

Las funciones obtenidas muestran un buen desempeño obteniendo un error promedio de 7,09% con una desviación estándar de 3,68%. Aun cuando se cree que se pueden mejorar estos resultados, estos son bastante alentadores para lo que se espera lograr con este tipo de función y metodología.

Finalmente, de los análisis realizados se encontraron las siguientes conclusiones específicas:

- a) Para cada gráfico de Rocof en función del desbalance, se observa que las diferentes horas presentadas (con distintos despachos) tienen funciones parecidas, esto a pesar de los diferentes despachos. Lo que muestra que el Rocof depende fuertemente de la inercia total del sistema.
- b) A medida que aumenta el porcentaje de generación ERNC que cubre la demanda del sistema, mayor es la pendiente de caída Rocof.
- c) De los gráficos de Rocof en función del desbalance, el nivel de penetración de %ERNC no es la base para la determinación del Rocof, sino que simplemente la inercia del sistema.

## 5.2. Trabajo futuro

En base a este trabajo se abren muchas posibilidades para continuar con el estudio, entre ellas se podría:

- Considerar usar la caracterización de la función del sistema propuesta en el trabajo en un programa que calcule el *Unit Commitment*, para trabajar con despachos optimizados. Estos despachos podrán dar una idea del impacto económico en el sistema, ya que influirán en las reservas para el CPF o restringiendo la generación variable.
- Otro punto podría ser aumentar el número de casos de estudio. En particular incluir casos que tengan distintos valores de inercia, es decir, una escala de inercias del sistema más amplia y aumentar el número de desbalances a simular. Esto pensando en mejorar las funciones obtenidas desde la perspectiva de la aproximación.
- Buscar otra forma de obtener una función a partir de datos extraídos de simulaciones.

## 6. Bibliografía

- [1] C. Rahmann and A. Castillo, "Fast Frequency Response Capability of Photovoltaic Power Plants: The Necessity of New Grid Requirements and Definitions," *energies*, vol. ISSN 1996-, 2014.
- [2] R. Baldick and S. Sharma, "Governor Rate-Constrained OPF for Primary," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 29, no. 3, pp. 1473–1480, 2014.
- [3] M. Li, S. Member, and J. D. McCalley, "Influence of Renewable Integration on Frequency Dynamics," *2012 IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, pp. 1–7, 2012.
- [4] J. M. Morales, S. Member, A. J. Conejo, and J. Pérez-ruiz, "Economic Valuation of Reserves in Power Systems With High Penetration of Wind Power," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 24, no. 2, pp. 900–910, 2009.
- [5] CNE, "Precio Nudo de Corto Plazo." 2014.
- [6] <http://cdec2.cdec-sing.cl/>, "Capacidad Instalada por Combustible 2015." .
- [7] C. Rahmann, "Sistemas de Energía y Equipos Eléctricos Clases 8 y 9 – Control de frecuencia-carga," 2012.
- [8] P. A. Ruiz, S. Member, and P. W. Sauer, "Spinning Contingency Reserve : Economic Value and Demand Functions," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 23, no. 3, pp. 1071–1078, 2008.
- [9] S. Sharma, S.-H. Huang, and N. Sarma, "System Inertial Frequency Response estimation and impact of renewable resources in ERCOT interconnection," *2011 IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, pp. 1–6, Jul. 2011.
- [10] C. Rahmann, "Sistemas de Energía y Equipos Eléctricos Clase 22 – Energía eólica y fotovoltaica en SEP," 2012.
- [11] P. Tielens and D. Van Hertem, "Grid Inertia and Frequency Control in Power Systems with High Penetration of Renewables," *IEEE Young Res. Symp. Electr. Power Eng. 6th ed.; Delft, Netherlands*, 2012.
- [12] N. R. Ullah, S. Member, T. Thiringer, D. Karlsson, and S. Member, "Temporary Primary Frequency Support by Variable Speed Wind Turbines — Potential and Applications," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 23, no. 2, pp. 601–612, 2008.

- [13] R. Doherty, S. Member, G. Lalor, M. O. Malley, and S. Member, "Frequency Control in Competitive Electricity Market Dispatch," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 20, no. 3, pp. 1588–1596, 2005.
- [14] T. Inoue, H. Taniguchi, Y. Ikeguchi, and K. Yoshida, "Estimation of Power System Inertia Constant and Capacity of Spinning-reserve Support Generators Using Measured Frequency Transients," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 12, no. 1, pp. 136–143, 1997.
- [15] J. Avalos, R. Gálvez, C. Leyton, and F. Salinas, "Efectos Técnico-Económicos de la Integración de Energía Eólica y Solar en el SING : Escenario Año 2017," *CDEC SING*, 2015.
- [16] CNE, "Fijación de precio de nudo de corto plazo," 2014.
- [17] CDEC-SING, "Estudio Control de Frecuencia y Determinación de Reservas-Informe Año 2013," pp. 1–36, 2014.
- [18] CDEC-SING, "Información Técnica - Centrales SING." .
- [19] CDEC-SING, "Informe Resumen de Fallas." .
- [20] CDEC-SING, "Detalle horario generación energía." .

## Anexos

### Anexo A: Perfiles de generación

Del informe del CDEC-SING [15], se obtienen referencias para los datos de generación fotovoltaica y eólica. Para la radiación solar se utilizan las estaciones de Pampa Camarones, Pozo Almonte, San Pedro, Crucero y para la velocidad de viento Calama Norte y Calama Oeste.

Los datos de radiación solar global con seguimiento en un eje se transforman a potencia eléctrica en por unidad según la siguiente fórmula:

$$P(t) = \min\left(\frac{E(t)}{E_n} * \frac{\ln(E(t))}{\ln(E_n)} * \eta_l * \eta_c * \eta_t, 1\right) \quad (26)$$

Donde  $E_n$  es la radiación nominal de un panel fotovoltaico,  $E(t)$  es la radiación registrada por la estación en el tiempo  $t$ ,  $\eta_l$  es la eficiencia del inversor considerada como un 97%,  $\eta_c$  es la pérdida por la curva V-I real del panel y  $\eta_t$  son las pérdidas por temperatura.

Los datos de velocidad de viento recopilados por las estaciones en Calama, fueron procesados mediante el software windographer. Este software funciona usando algoritmos de distribución como “Weibull” para obtener una distribución de la velocidad del viento que puede ser calculada a potencia por medio de la siguiente fórmula:

$$P_w(u) = \frac{1}{2} \rho A u^3 \quad (27)$$

## Anexo B: Resultados simulaciones

A continuación se presentan los resultados de las simulaciones, donde se obtienen de cada una de ellas la frecuencia nadir, Rocof e inercia del sistema. A continuación se presenta una tabla resumen con estos resultados:

Inercia base común [s]	Hora-%ERNC	100 [MW]		150 [MW]		200 [MW]		250 [MW]	
		Frecuencia Nadir [Hz]	Rocof						
21,56644624	1177-0%	49,515408	-0,084012	49,422875	-0,124289	49,377752	-0,163942	49,076928	-0,207574
21,56644624	1179-0%	49,564893	-0,084565	49,462126	-0,125462	49,408178	-0,165142	49,160181	-0,209269
21,56644624	7201-0%	49,505439	-0,088174	49,415912	-0,130758	49,373573	-0,173116	49,058571	-0,219164
20,29264624	3698-10%	49,645065	-0,086833	49,395688	-0,131408	49,263076	-0,175888	49,132052	-0,214622
19,52536624	3415-10%	49,679474	-0,090318	49,483972	-0,13554	49,359387	-0,18042	49,166457	-0,226273
19,52536624	8611-10%	49,593428	-0,095963	49,324317	-0,144717	49,187714	-0,190784	49,021446	-0,235984
17,87014595	1651-20%	49,648421	-0,096192	49,532334	-0,143746	49,295413	-0,191873	49,085903	-0,240967
17,87014595	7135-20%	49,542601	-0,097994	49,304778	-0,14839	48,963531	-0,199996	48,86078	-0,246438
17,87014595	8539-20%	49,533139	-0,103723	49,225274	-0,156193	49,04991	-0,207676	48,838687	-0,262301
16,36536624	3180-30%	49,654769	-0,105206	49,417766	-0,158676	49,273122	-0,210685	49,051904	-0,263085
16,36536624	4812-30%	49,665996	-0,104327	49,459511	-0,157137	49,233526	-0,214563	49,117262	-0,260711
16,36536624	8-30%	49,654863	-0,105116	49,436156	-0,160116	49,336487	-0,212492	49,054642	-0,26286
14,28236164	1211-40% (2)	49,688119	-0,114646	49,537531	-0,170916	49,366866	-0,229001	49,174338	-0,286504
14,28236164	1429-40% (2)	49,667067	-0,111648	49,462546	-0,1724	49,355959	-0,226826	49,109295	-0,284186
13,39196164	1524-40% (2)	49,633403	-0,119269	49,430499	-0,182942	49,26102	-0,245688	48,99326	-0,311188
12,02536664	1211-40%	49,652751	-0,129082	49,444945	-0,197489	49,242367	-0,262466	49,141301	-0,333122
12,02536664	1429-40%	49,608655	-0,131354	49,442756	-0,196377	49,159376	-0,260457	49,056885	-0,330966
11,13496664	1524-40%	49,608655	-0,13297	49,505945	-0,198941	49,346942	-0,264504	49,136146	-0,33653
9,159091464	1672-50%	49,236073	-0,275674	49,115289	-0,272081	48,890425	-0,344728	48,83841	-0,444522
8,331481317	184-50%	49,217424	-0,300771	49,22449	-0,298569	48,99195	-0,383654	48,777777	-0,489975
8,331481317	185-50%	49,164706	-0,305169	49,169565	-0,301584	48,971712	-0,385796	48,773143	-0,490903

Tabla 17: Tabla resumen de las simulaciones.

La tabla 17 presenta los valores de frecuencia nadir, Rocof e inercia para cada hora, además se aprecia el %ERNC para cada hora. Entre las horas elegidas se repiten 1211, 1429 y 1524 con distintos despachos para cambiar la inercia del sistema, buscando más valores de inercia. Para ello los despachos de estas tres horas se “re-distribuyen” prendiendo y apagando otras máquinas para cambiar la inercia del sistema.

## Anexo C: Gráficos en Microsoft Excel

A continuación se presentan los gráficos realizados en Microsoft Excel para los datos obtenidos en las simulaciones para la frecuencia nadir y Rocof:

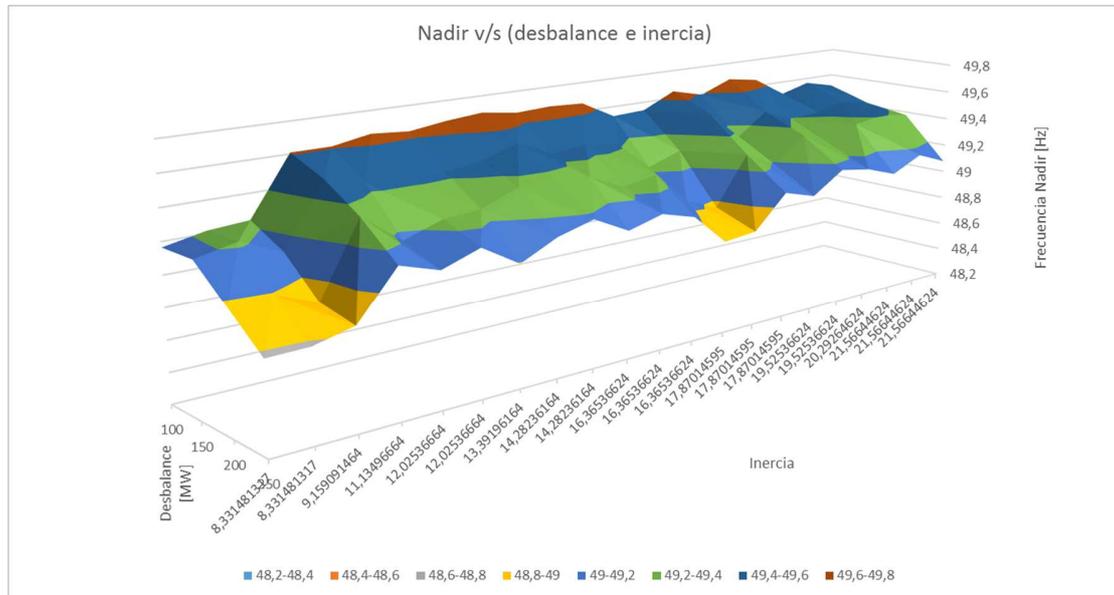


Gráfico 14: Frecuencia Nadir dependiendo del desbalance e inercia del sistema en Microsoft Excel.

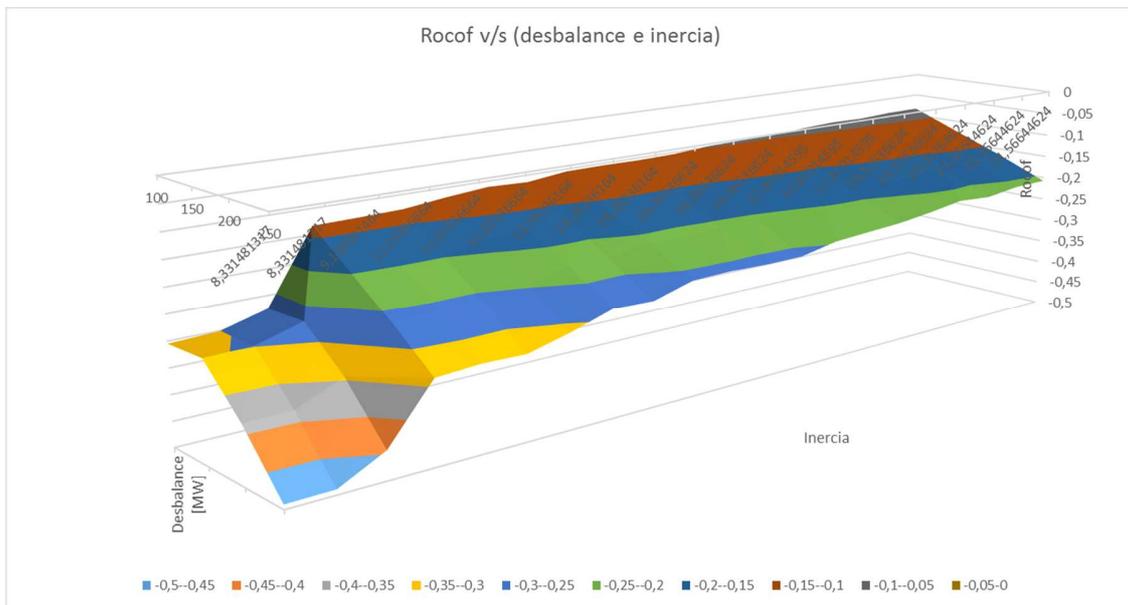


Gráfico 15: Rocof dependiendo del desbalance e inercia del sistema en Microsoft Excel.

En estos gráficos se observa una representación para los valores obtenidos en las simulaciones y se desprende que el gráfico no sigue ningún patrón claro por medio del cual se pudiese encontrar una función que aproxime su forma.