

System Frequency Response Models for the Ecuadorian Interconnected Power System

Modelos de Respuesta de la Frecuencia para el Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano

K.V. Paganquiza¹  0009-0007-1308-1099 N.V. Granda²  0000-0002-0215-4527

¹Operador Nacional de Electricidad, Quito, Ecuador
E-mail: kpaganquiza@cenace.gob.ec

²Escuela Politécnica Nacional, Departamento de Energía Eléctrica, Quito, Ecuador
E-mail: nelson.granda@epn.edu.ec

Abstract

This paper presents a methodology, based on frequency response models, to estimate the minimum or maximum value -nadir- that the frequency reaches when a generation - load unbalance occurs in the power system. To this end, the 1st order reduced equivalent model of the generator's power-frequency control system is determined using the "Parameter Estimator" of Matlab/Simulink. Then, a set of equations coming from the reduced equivalent model is established to estimate the value of the maximum transient frequency deviation and its occurrence time. To illustrate the application of the proposed methodology, the IEEE New England test system has been chosen. Once this is done, the proposed methodology is applied to the Ecuadorian Interconnected Power System. The results of time domain simulations using the PowerFactory software are presented and compared with the results calculated using the developed reduced and analytical models. It is concluded that the proposed methodology estimates with high accuracy the maximum transient frequency deviation and its time of occurrence.

Resumen

En el presente trabajo se presenta una metodología, basada en modelos de repuesta de la frecuencia, para estimar el valor mínimo o máximo -nadir- que alcanza la frecuencia cuando en el sistema eléctrico de potencia se presenta un desbalance generación – carga. Con este fin, se determina el modelo reducido de 1er orden del sistema de control potencia – frecuencia del generador usando el “Estimador de Parámetros” de Matlab/Simulink. Luego, se establecen ecuaciones que provienen del modelo equivalente reducido para estimar el valor de la máxima desviación transitoria de la frecuencia y su tiempo de ocurrencia. Para ilustrar la aplicación de la metodología presentada se ha elegido el sistema de prueba IEEE New England de 39 barras y 10 generadores. Hecho esto, la metodología propuesta se aplica al Sistema Nacional Interconectado ecuatoriano. Se presentan resultados de simulaciones en el dominio del tiempo usando el programa PowerFactory, mismos que son comparados con los resultados calculados mediante el modelo equivalente reducido y el modelo analítico. Se concluye que la metodología propuesta estima con alta precisión la máxima desviación transitoria de la frecuencia y su tiempo de ocurrencia.

Index terms— frequency, system frequency response models, parameter estimation, dynamic frequency behavior

Palabras clave— frecuencia, modelos de respuesta de la frecuencia, estimación de parámetros, comportamiento dinámico de la frecuencia.

Recibido: 24-04-2024, Aprobado tras revisión: 13-06-2024

Forma sugerida de citación: Paganquiza, K.; Granda, N. (2024). “Modelos de Respuesta de la Frecuencia para el Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano”. Revista Técnica “energía”. No. 21, Issue I, Pp. 22-33

ISSN On-line: 2602-8492 - ISSN Impreso: 1390-5074

Doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v21.n1.2024.637>

© 2024 Operador Nacional de Electricidad, CENACE



Esta publicación está bajo una licencia internacional Creative Commons Reconocimiento – No Comercial 4.0



1. INTRODUCCIÓN

La frecuencia es una variable fundamental del Sistema Eléctrico de Potencia (*SEP*) que refleja el estado del balance generación – carga. Cuando ocurre una falla que ocasiona la pérdida de generación o carga, pueden ocurrir grandes variaciones de frecuencia que deben ser controladas mediante la acción de los reguladores de velocidad asociados a los generadores y/o esquemas de alivio de carga. Si estas acciones de control no son suficientes para evitar la caída abrupta de la frecuencia, el SEP puede separarse en islas de forma incontrolada o llegar al colapso [1]. Estos problemas de estabilidad de frecuencia pueden desarrollarse en el marco de tiempo de segundos o fracciones de segundo (fenómenos de corto plazo) o pueden involucrar tiempos del orden de las decenas de segundo y hasta varios minutos (fenómenos de largo plazo) [2].

Parámetros importantes en la dinámica de la frecuencia, luego de un desbalance generación – carga, son: la frecuencia mínima (nadir) y el tiempo que demora el SEP en alcanzar dicha frecuencia. Los valores que alcanzan estas variables están relacionados con el tamaño del disturbio (MW perdidos de generación o carga) y las características dinámicas de los generadores y la carga, principalmente [3]. Usualmente, el nadir de la frecuencia y su tiempo de ocurrencia se determinan mediante simulaciones en el dominio del tiempo realizadas fuera de línea que, dependiendo del tamaño del SEP, pueden ser costosas desde el punto de vista computacional, con altos tiempos de ejecución.

En la operación en tiempo real, en caso de grandes desbalances generación – carga, el operador humano del SEP no tiene tiempo para realizar acciones de control manual, siendo los esquemas de protección por sobre/baja frecuencia los que actúan de forma automática. Normalmente, estos esquemas de protección tienen una parametrización única basada en valores de frecuencia mínima y tiempos de actuación definidos mediante estudios eléctricos fuera de línea [4].

El sistema de control $p - f$ de los generadores es el encargado de mantener la frecuencia dentro de límites establecidos, ajustando automáticamente la potencia generada. Este sistema de control garantiza la estabilidad y la correcta operación del SEP en tiempo real [5], y su estudio ha ganado importancia con el crecimiento de los sistemas interconectados y la inclusión de las energías renovables no convencionales.

El comportamiento del sistema de control $p - f$, en la mayoría de los casos, se estudia mediante modelos de Respuesta de la Frecuencia del SEP (*SFR*), que se construyen integrando los dispositivos que realizan el control $p - f$ de cada unidad de generación. En [6] se propone, por primera vez, usar modelos SFR reducidos para representar generadores térmicos y estudiar el comportamiento dinámico de la frecuencia; esta propuesta es, posteriormente, mejorada en [7] donde,

usando modelos SFR reducidos de 1er orden, se propone un conjunto sencillo de ecuaciones para calcular directamente el nadir de la frecuencia y su tiempo de ocurrencia. Debido a la relevancia de los modelos SFR para el análisis de la estabilidad de frecuencia, se ha continuado con el desarrollo de modelos más completos que incluyen el efecto del Control Automático de Generación (AGC) [3], los Esquemas de Alivio de Carga (EAC) [4], modelación de parques eólicos [8] y centrales fotovoltaicas [9], e inclusive modelos SFR de los motores de inducción [10]. Es así que en [11] se propone un modelo SFR genérico de orden superior aplicable a diferentes tecnologías de generación y propone un procedimiento para estimar los parámetros del modelo, mientras que [12] propone estimar la respuesta del sistema usando una expresión analítica para aproximar la respuesta de los reguladores de velocidad de cada generador.

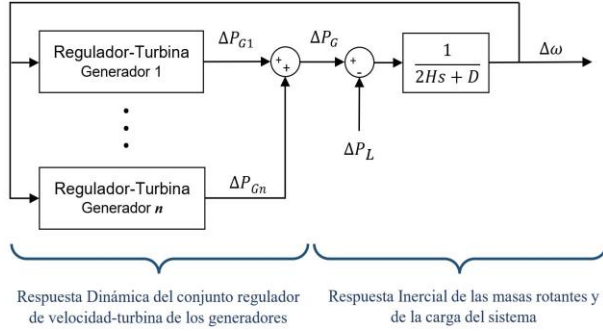
Conocida la relevancia de los modelos SFR, en el presente trabajo la metodología propuesta en [1] y [7] se aplica al Sistema Nacional Interconectado ecuatoriano para calcular el nadir de frecuencia y su tiempo de ocurrencia luego de un desbalance generación – carga. En este sentido, los modelos presentados en el trabajo se pueden emplear para: i) Parametrizar las protecciones por sobre y baja frecuencia, ii) Diseñar esquemas inteligentes de alivio de carga, iii) Realizar la sintonización del sistema de regulación de velocidad de generadores, etc. Los resultados del artículo contribuyen al desarrollo de las redes inteligentes, que pretenden que el SEP sea capaz de “autocurarse”, realizando acciones de control óptimas frente a cada disturbio que se presente en el sistema [13].

El artículo se estructura de la siguiente manera: en la Sección 2 se presentan los modelos SFR y una descripción de la metodología aplicada. Posteriormente, en la Sección 3 se aplica la metodología a un sistema de prueba académico, así como al Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano, donde se incluye un análisis para su aplicación en tiempo real. Se incluye también un análisis de sensibilidad relacionado con la cantidad de unidades de generación modeladas y su efecto en el valor estimado de la máxima desviación transitoria de la frecuencia. Finalmente, en la Sección 4, se resumen las principales conclusiones y recomendaciones del trabajo.

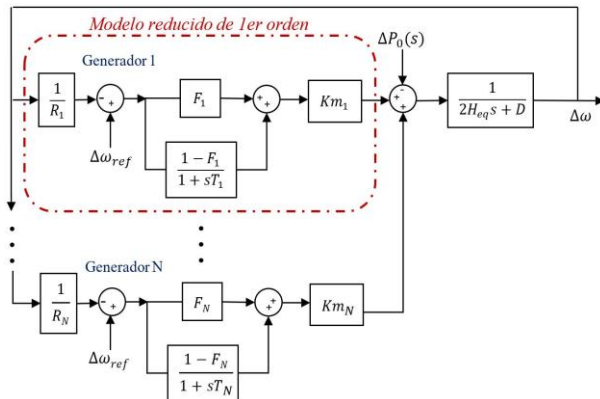
2. METODOLOGÍA

2.1 Modelos SFR

El modelo SFR permite calcular la respuesta dinámica de la frecuencia cuando ocurre un desequilibrio generación – carga y, usualmente, está compuesto por: turbina, regulador de velocidad, generador sincrónico y carga, tal como se muestra en la Fig. 1, donde el modelo regulador de velocidad – turbina debe ser reemplazado por el modelo que representa la tecnología particular de cada unidad de generación, por ejemplo: TGOV1, GAST y HYGOV, que representan a turbinas de vapor, gas e hidráulicas, respectivamente.


Figura 1: Modelo de Respuesta de la Frecuencia (SFR) del SEP

Para representar al conjunto regulador de velocidad – turbina se propuso en [6] un modelo reducido de 1er orden que, al incluirlo dentro del modelo SFR, se obtiene la respuesta promedio, colectiva y coherente de todos los generadores. Este modelo presenta una variedad de aplicaciones [14], [15], sin embargo, asume que los generadores que conforman el sistema son del tipo turbina de vapor. Por otra parte, en [7] se presenta un modelo reducido de 1er orden que admite una variedad de tecnologías para los reguladores de velocidad y turbinas. El modelo SFR equivalente para N generadores, se muestra la Fig. 2.


Figura 2: Modelo Equivalente de 1er Orden

Considerando el modelo mostrado en la Fig. 2, la respuesta dinámica de la frecuencia $\Delta\omega(s)$, frente a un desbalance generación – carga, en el dominio de Laplace está definida por [7]:

$$\frac{\Delta\omega(s)}{\Delta P_0(s)} = \frac{-f_1(s)}{f_2(s)}$$

$$f_1(s) = \prod_{i=1}^N (1 + sT_i)$$

$$f_2(s) = (2sH_{eq} + D) \cdot \prod_{i=1}^N (1 + sT_i) + \sum_{j=1}^N \left[\frac{Km_j}{R_j} (1 + F_j T_j s) \cdot \prod_{i=1, i \neq j}^N (1 + sT_i) \right] \quad (1)$$

Donde, Km_i , F_i , T_i y R_i son los parámetros del modelo reducido de 1er orden del i -ésimo generador, determinados según el procedimiento descrito en la Sección 2.2, mientras que, H_{eq} es la inercia equivalente del sistema y D representa el amortiguamiento de la carga.

La inercia equivalente del sistema se calcula como la sumatoria del producto de la inercia H_i por la potencia nominal S_i de cada generador, dividida para la potencia base del sistema S_{sys} , según la siguiente ecuación:

$$H_{eq} = \left(\sum_{i=1}^N H_i \cdot S_i \right) / (S_{sys}) \quad (2)$$

El desbalance generación – carga, representado por $\Delta P_0(s)$, matemáticamente se modela mediante una función escalón unitario, que en el dominio de Laplace resulta $\Delta P_0(s) = \Delta P_0/s$. Resolviendo la ecuación (1), la respuesta dinámica de la frecuencia en el dominio de Laplace y en el dominio del tiempo, está dada por:

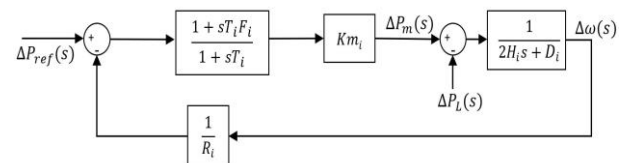
$$\Delta\omega(s) = \Delta P_0 \cdot \sum_{i=1}^{N+1} \frac{A_i}{p_i} \cdot \left(\frac{1}{s} - \frac{1}{s - p_i} \right) \quad (3)$$

$$\Delta\omega(t) = \Delta P_0 \cdot \sum_{i=1}^{N+1} \frac{A_i}{p_i} \cdot (1 - e^{p_i t}) \cdot U(t) \quad (4)$$

Donde, A_i son los residuos reales o complejos y p_i son los polos reales o pares complejos conjugados de (1) [7].

2.2 Determinación de los Parámetros del Modelo Reducido de Primer Orden

Durante un determinado período de tiempo, la respuesta dinámica del modelo reducido de 1er orden es muy similar a la respuesta del modelo completo del conjunto regulador de velocidad-turbina, independiente de la configuración de este. La Fig. 3 muestra el modelo reducido de 1er orden usado en la etapa de determinación de parámetros del modelo.


Figura 3: Modelo Reducido de 1er Orden

La función de transferencia del modelo reducido de 1er orden, ecuación (5), relaciona la velocidad del generador – salida del modelo $\Delta\omega(s)$ – con la variación de potencia debido a un desbalance – $\Delta P_L(s)$ –, representada mediante un escalón unitario [1].

$$\frac{\Delta\omega(s)}{\Delta P_L(s)} = \frac{g_1(s)}{g_2(s)}$$

$$g_1(s) = sT_i + 1$$

$$g_2(s) = 2H_i \cdot T_i \cdot s^2 + \left[\left(\frac{Km_i}{R_i} \cdot F_i + D_i \right) \cdot T_i + 2H_i \right] s + \left(\frac{Km_i}{R_i} + D_i \right) \quad (5)$$

En el presente trabajo, la respuesta del modelo completo del generador, que incluye el modelo particular del conjunto regulador de velocidad-turbina, se obtiene mediante PowerFactory; mientras que la respuesta del modelo reducido de 1er orden se obtiene mediante Matlab. Empleando el Estimador de Parámetros de Simulink-Matlab [16], se logra que la respuesta del modelo reducido de 1er orden se ajuste a la respuesta del modelo completo (Curva ω vs t). Lo anterior se ilustra en la Fig. 4.

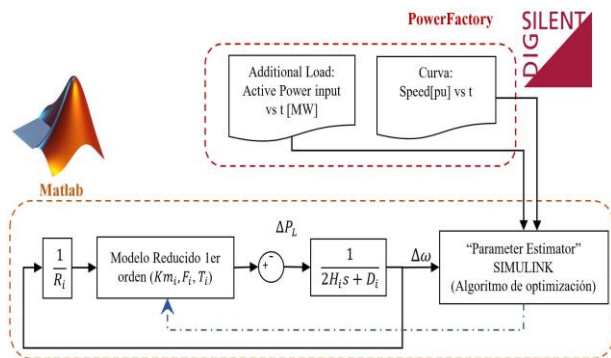


Figura 4: Determinación de Parámetros del Modelo Reducido de 1er Orden

El ajuste se realiza considerando una ventana de tiempo que inicia cuando ocurre el desbalance generación – carga y finaliza cuando se alcanza el nadir de la frecuencia, este tiempo se obtiene de simulaciones previas en las que se estudia el comportamiento dinámico de la frecuencia. Los resultados que se obtengan del modelo equivalente de 1er orden solo serán válidos durante el periodo de tiempo de ajuste definido previamente [17].

2.3 Cálculo de la Máxima Variación Transitoria de la Frecuencia

Para determinar el instante de tiempo t_{min} en el cual ocurre la máxima desviación transitoria de la frecuencia Δf_{min} , se debe resolver la ecuación (6), que resulta de derivar e igual a cero la ecuación (4).

$$0 = -\Delta P_0 \cdot \sum_{i=1}^{N+1} A_i e^{p_i t_{min}} \cdot U(t) \quad (6)$$

Debe considerarse que (6) presenta un mínimo si la trayectoria de la frecuencia es sinusoidal amortiguada, es

decir que (3) tiene, al menos, un par de polos complejos conjugados. Una vez determinado t_{min} , su valor se sustituye en (4) y se calcula $\Delta\omega_{min}(t_{min})$. Este valor multiplicado por la frecuencia nominal del sistema permite obtener la máxima desviación transitoria de la frecuencia $\Delta f_{min}(t_{min})$.

2.4 Proceso para Aplicación de la Metodología

En la Fig. 5 se presenta el diagrama de flujo de la metodología, donde se indican de forma secuencial los pasos a seguir para su aplicación a un sistema eléctrico de potencia.

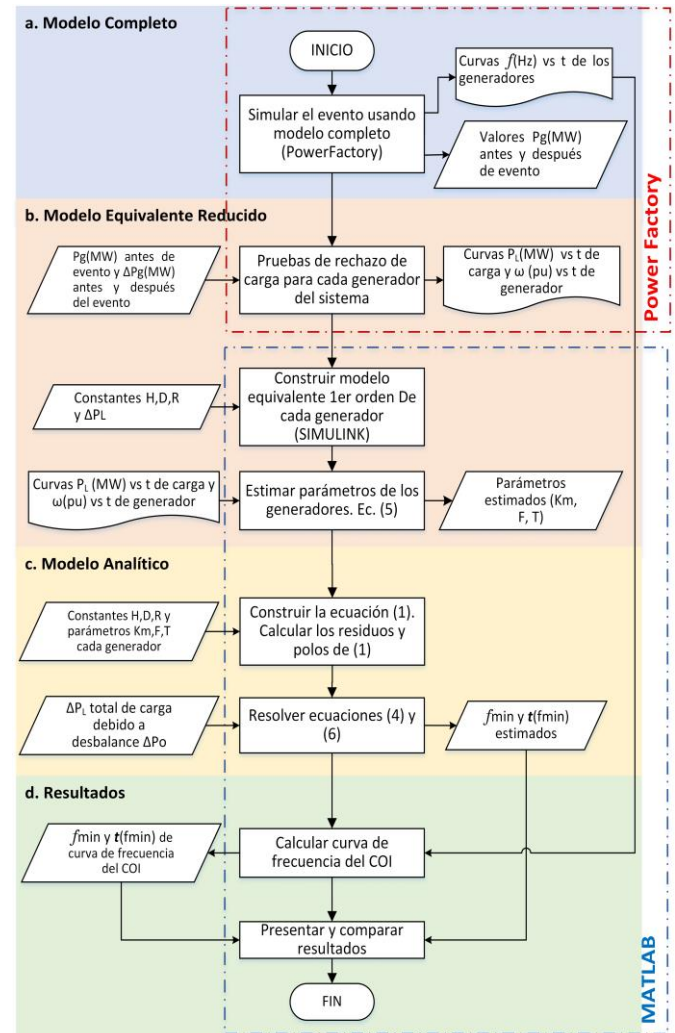


Figura 5: Diagrama de Flujo de la Metodología

3. APLICACIÓN Y RESULTADOS

Con el propósito de presentar de forma didáctica la metodología, en primera instancia se aplica al sistema IEEE New England de 39 barras y 10 generadores. Posteriormente, se aplica al Sistema Nacional Interconectado ecuatoriano (SNI) considerando los escenarios hidrológicos lluvioso y seco, que presentan distintos patrones en el despacho de las unidades de generación.

3.1 Sistema IEEE New England

3.1.1 Respuesta del Modelo Completo

El sistema se modela en PowerFactory, donde los parámetros de cada generador se ingresan considerando como potencia base la potencia activa nominal de cada generador. El modelo incluye reguladores de voltaje (IEEET1) y de velocidad (TGOV1 para centrales térmicas y HYGOV para centrales hidráulicas). Se simula un aumento de carga del 10% de la potencia activa total, a los 0 s. El comportamiento de la frecuencia y potencia activa generada se presenta a continuación:

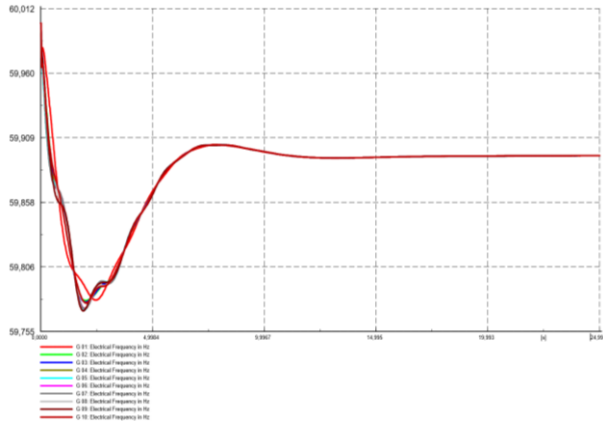


Figura 6: Evolución de la Frecuencia. Sistema IEEE New England

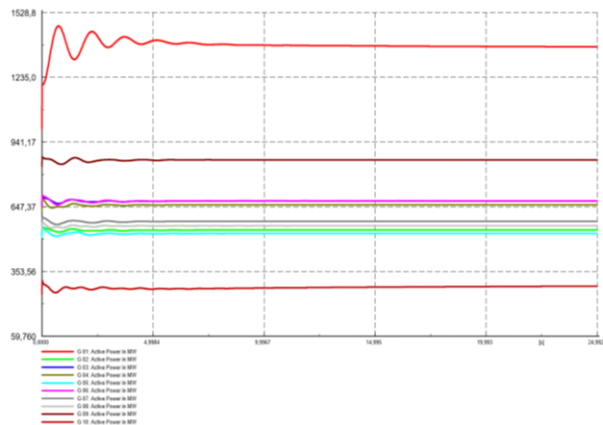


Figura 7: Potencia Activa Generada. Sistema IEEE New England

En la Fig. 6 se aprecia la caída de la frecuencia en todas las barras del sistema debido al aumento de la carga, mientras que la Fig. 7 ilustra el aumento de potencia activa generada producto de la actuación del sistema de control p – f de los generadores. En ambas figuras se observa que la frecuencia y la potencia activa generada se estabilizan luego de aproximadamente 20 s de ocurrido el evento. Para determinar la variación de potencia activa generada por cada unidad debido al desbalance $\Delta P_L(s)$, se registran los valores previos al evento, y, a los 20 s. Mediante una función escalón unitario se aproxima el comportamiento de la potencia activa generada por cada generador, de tal modo que se pueda usar en las siguientes etapas de la metodología.

Tabla 1: Variación de la Potencia Activa Generada. Sistema IEEE New England

Generador	Potencia Inicial	Potencia Final	Diferencia
G 01	1000	1374,86	374,86
G 02	520,8	541,76	20,95
G 03	650	673,94	23,94
G 04	632	655,96	23,95
G 05	508	525,96	17,96
G 06	650	673,95	23,95
G 07	560	580,95	20,95
G 08	540	560,96	20,96
G 09	830	859,93	29,93
G 10	250	284,90	34,90
Total	6140,8	6733,17	592,4

3.1.2 Modelo Equivalente Reducido

Se simulan pruebas de rechazo de carga con el propósito de obtener las curvas velocidad (p.u) vs tiempo de cada generador, operando de forma aislada. Dicha prueba se realiza con la función “Step Response Test” de PowerFactory; la carga base corresponde a la potencia activa generada antes del evento, y el valor de carga adicional ΔP_L se obtiene de la diferencia entre el valor de potencia activa generada a los 20 s y el valor de potencia activa generada previo al disturbio. Esta diferencia de potencia será el módulo de la función escalón unitario que ingresa al modelo equivalente reducido del generador (Ver Tabla 1).

Como resultado de la prueba de rechazo de carga se obtienen las curvas (escalón unitario) de potencia activa de carga (MW) vs tiempo, y, de velocidad (p.u.) vs tiempo de los generadores. A continuación, se presentan las curvas obtenidas de las pruebas de rechazo de carga del generador G01

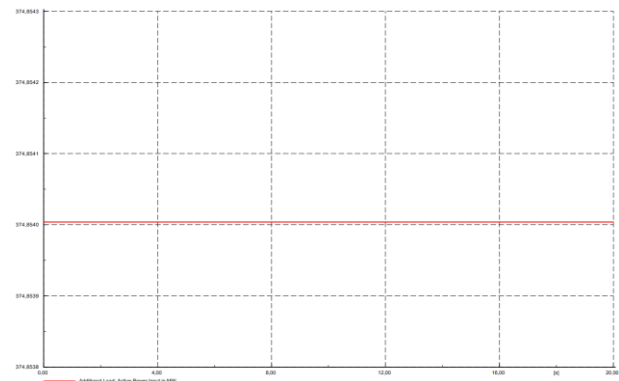


Figura 8: Prueba Rechazo de Carga. Potencia Activa Carga



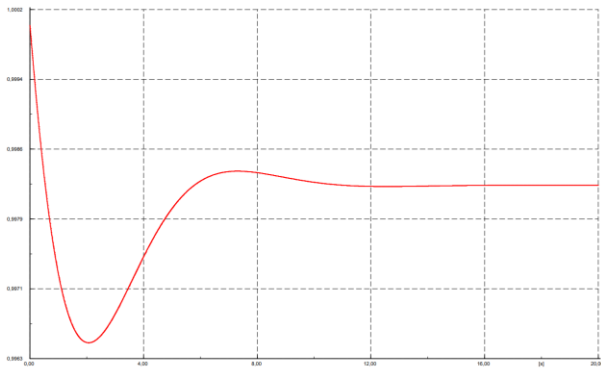


Figura 9: Prueba Rechazo de Carga. Velocidad del Generador

Las curvas son exportadas al “Estimador de Parámetros” de Simulink-Matlab con el fin de obtener los parámetros del modelo reducido de 1er orden. La implementación en Simulink se muestra en la Fig. 10, donde como entrada se tiene la curva $\Delta P_L(pu)$ vs t , obtenida de PowerFactory y corresponde a la carga adicional, expresada en p.u considerando como potencia base la potencia activa nominal del generador; como salida se tiene la curva $\Delta\omega(pu)$ vs t , también obtenida de PowerFactory.

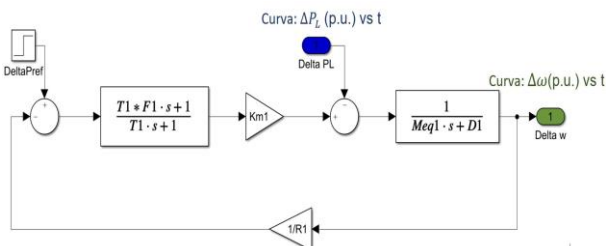


Figura 10: Modelo Reducido de 1er Orden. Gen 01

En el modelo reducido de 1er orden se ingresan las constantes del generador (H_i), (D_i) y el estatismo permanente del regulador de velocidad (R_i), que se asumen conocidas. ΔP_{ref} es una función escalón unitario que, para el presente estudio, se considera constante e igual a cero, ya que el modelo no considera la Regulación Secundaria de frecuencia (RSF) y M_{eq} es el momento de inercia del generador.

Aplicado el “Estimador de Parámetros” se obtienen los parámetros del modelo reducido de 1er orden de los generadores del sistema, mostrados en la Tabla 2.

Tabla 2: Parámetros del Modelo Reducido de 1er Orden. Sistema IEEE New England

Generador	Km	T	F
G 01	0,8092	2,1966	0,2920
G 02	0,8055	1,9717	0,3587
G 03	0,7987	2,9228	0,2389
G 04	0,777	2,7446	0,2424
G 05	0,6942	2,5356	0,2916
G 06	0,8130	3,0465	0,2380
G 07	0,7216	2,3162	0,2493
G 08	0,7088	2,2398	0,2544
G 09	0,6528	1,839	0,2622
G 10	0,5009	0,5098	-0,4501

3.1.3 Modelo Analítico

En primera instancia, es necesario definir la potencia base del sistema, para proceder a expresar los valores de H_{eq} , D_{eq} y R_i en esta nueva base. Estas constantes, aplicando el cambio de base, se determinan mediante:

$$H_{eq} = \sum_i H_i \cdot \frac{P_{nom i}}{P_{sys}} \quad (7)$$

$$R_i = R_i \cdot \frac{P_{sys}}{P_{nom i}} \quad (8)$$

$$D_{eq} = \sum_i D_i \cdot \frac{P_{nom i}}{P_{sys}} \quad (9)$$

Donde:

$P_{nom i}$ Potencia activa nominal del generador i [MW]

P_{sys} Potencia activa base del sistema [MW]

Se eligió la potencia base del sistema $P_{sys} = 100$ MVA, mientras que la variación total de potencia provocada por el desbalance ΔP_0 (pu sobre la base del sistema) se calcula como:

$$\Delta P_0 = \sum_i \Delta P_{L-i} \quad (10)$$

El modelo SFR del sistema IEEE New England, empleado un modelo equivalente reducido de 1er orden para representar el control p – f de los generadores, queda representado como se muestra en la Fig. 11.

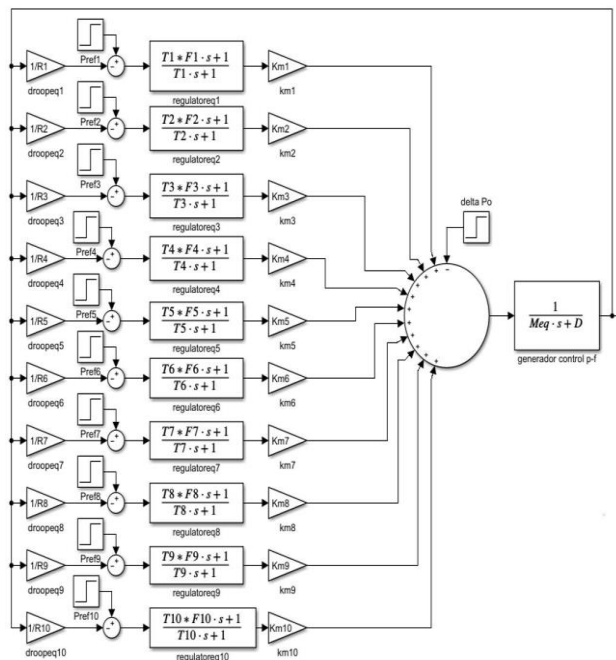


Figura 11: Modelo SFR reducido. Sistema IEEE New England

Para encontrar los polos y residuos de la ecuación (1), es necesario reemplazar las constantes calculadas y los parámetros de cada generador. Los residuos y polos

calculados se substituyen en (6), así como la variación total de potencia provocada por el desbalance ΔP_0 , y se procede a calcular el instante en el que sucede la máxima desviación de frecuencia. El resultado obtenido para el sistema IEEE New England es $t = 2,1357$ s. Finalmente, el valor de t se reemplaza en (4) y se obtiene $\Delta\omega_{max}$ en p.u, que corresponde a $\Delta f_{min} = -0,332$ Hz, es decir, el nadir de la frecuencia es $f_{min} = 59,776$ Hz.

3.1.4 Comparación con Modelo Completo

Para propósito de comparación se calcula la frecuencia del Centro de Inercia (COI) del sistema usando la velocidad de los generadores, obtenida de la simulación en PowerFactory del modelo completo. Se determina que la frecuencia mínima alcanzada es 59,776 Hz, y que ocurre a los 2,1917 s.

En la Fig. 12 se presentan: i) La frecuencia del COI (Modelo Completo), ii) La frecuencia obtenida del modelo equivalente reducido, y iii) El valor de la máxima variación transitoria de la frecuencia y tiempo de ocurrencia calculadas mediante el modelo analítico.

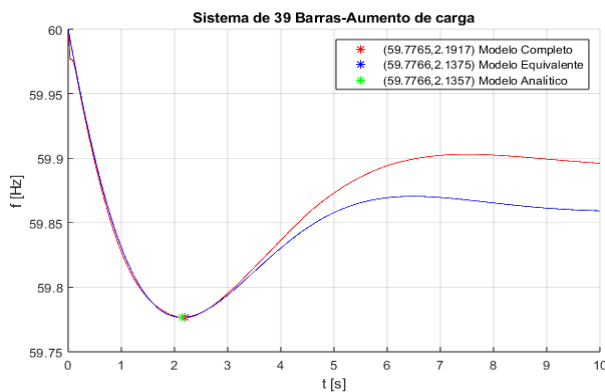


Figura 12: Comparación de Resultados de Modelos Completo, Equivalente y Analítico

En la Tabla 3 se aprecia que el resultado, en cuanto a frecuencia, del modelo analítico es igual al obtenido mediante el modelo completo. Mientras que, el instante de tiempo en el que ocurre la máxima variación transitoria de la frecuencia, presenta una ligera diferencia, es decir un error relativo del 2,55%.

Tabla 3: Frecuencia Mínima y Tiempo de Ocurrencia

Variable	Completo	Analítico	%Error Relativo
f_{min} [Hz]	59,7765	59,7766	0,0
$t(f_{min})$ [s]	2,1917	2,1357	2,55

3.2 Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano (SNI)

Se consideran dos casos de estudio: i) Demanda máxima en estación hidrológica lluviosa, con predominio de generación hidráulica, y, ii) Demanda máxima en estación seca, donde la generación térmica aumenta. Para el escenario lluvioso se considera el despacho de

generación del día 13 de marzo del 2019 a las 19:30, mientras que para el escenario seco se considera el despacho de generación del día 24 de octubre del 2018, a las 19:30. El modelo eléctrico de la red y los modelos dinámicos de los generadores son proporcionados por el Operador Nacional de Electricidad (CENACE). El sistema colombiano, para el escenario seco, está representado por un generador equivalente [18], y para el escenario lluvioso se representa como una carga equivalente. El modelo completo resultante se simula empleando PowerFactory.

3.2.1 Selección de Unidades de Generación

Los casos de estudio contienen: 110 unidades de generación activas en el escenario lluvioso, y, 117 unidades de generación activas en el escenario seco, lo que significa estructurar un modelo equivalente reducido complejo, de gran tamaño y, posiblemente, de alto tiempo de cálculo. Por estas razones, resulta conveniente elegir un conjunto reducido de generadores que representen el comportamiento del sistema.

Debido a que el modelo no incluye la Regulación Secundaria de Frecuencia, se considera que $\Delta P_{ref} = 0$, por tanto, considera solamente la respuesta inercial y la Regulación Primaria de Frecuencia (RPF) frente a un desbalance generación – carga. Para seleccionar los generadores que deben incluirse en el modelo se emplea la información del aporte promedio a la RPF de cada generador obtenida de [19], donde se indica que el número de unidades que participan en RPF es setenta. Se determina el aporte promedio acumulado a la RPF, calculado como la suma de la potencia promedio que aporta cada generador que participa en la RPF, y que se presentada en la Fig. 13.

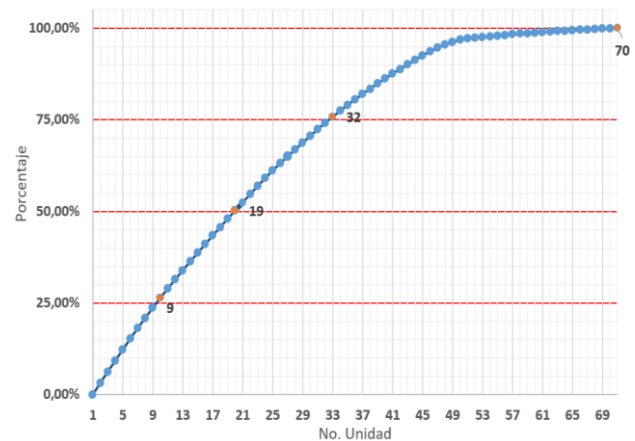


Figura 13: Aporte Promedio Acumulado a RPF. Generadores SNI

Se observa que, aproximadamente, el 75% de aporte promedio a la RPF corresponde los 32 primeros generadores que más aportan a la RPF. En los últimos deciles se observa que el aporte de los generadores es muy bajo, y podría no ser necesario incluir dichos generadores en el modelo equivalente reducido.



Mediante un análisis de sensibilidad se determina que, al incluir en el modelo equivalente reducido los generadores que corresponden al 75% de aporte promedio acumulado a la RPF, se obtiene el menor error relativo en la máxima desviación transitoria de la frecuencia y su tiempo de ocurrencia, considerando como referencia el modelo completo simulado en PowerFactory. En la Tabla 4 se listan los generadores considerados, así como sus características técnicas estatismo e inercia, relevantes para el estudio.

Tabla 4: Generadores Modelados en Aplicación de Metodología al SNI

Central	Unidad	Aporte RPF [MW]	Estatismo [%]	Inercia [s]
CT Jaramijó	U1	1,2	4	1,26
CH Paute	U06	1,15	4	4,00
CH Paute	U04	1,13	4	4,00
CH Paute	U02	1,12	4	4,00
CH Paute	U05	1,11	4	4,00
CH Paute	U08	1,1	4	4,00
CH Paute	U03	1,04	4,67	3,41
CH CC Sinclair	U3	1,02	4	7,41
CT Trinitaria	Unidad	1,01	4,85	1,51
CH Paute	U07	0,96	6,92	3,41
CH Paute	U01	0,95	5,41	3,41
CH Mazar	U1	0,92	5	3,66
CT Esmeraldas	Unidad	0,9	5,16	6,07
CH Mazar	U2	0,89	5	3,66
CH Agoyán	U1	0,88	5,15	3,47
CT Machala Gas	TG U2	0,88	4,65	2,18
CH Paute	U09	0,87	5,99	3,41
CH Paute	U10	0,85	4,76	3,41
CT G. Zevallos	TV2	0,84	4,53	7,02
CT G. Zevallos	TV3	0,84	4,98	7,02
CH CC Sinclair	U2	0,84	4	4,41
CH S. Francisco	U1	0,83	5	4,02
CH Agoyán	U2	0,82	4,58	3,47
CH S. Francisco	U2	0,78	5	4,02
CH M. Laniado	U3	0,73	3,172	5,89
CT Esmeraldas II	U1	0,71	4	9,89
CH M. Laniado	U1	0,7	3,235	5,89
CH M. Laniado	U2	0,69	3,102	5,89
CH Pucará	U1	0,68	5	3,06
CH Pucará	U2	0,68	5	3,06
CT Esmeraldas II	U2	0,67	4	4,00

Central	Unidad	Aporte RPF [MW]	Estatismo [%]	Inercia [s]
CH Sopladora	U2	0,62	5	4,16

3.2.2 Caso 1: Demanda Máxima – Escenario Seco

Para el escenario seco, el evento simulado es la salida de la línea de transmisión (L/T) Pomasqui – Jamondino 230 kV (Interconexión Ecuador – Colombia), a los 0 s. La salida de la L/T representa una pérdida de generación en el sistema ecuatoriano, con la consiguiente caída de la frecuencia. En la simulación del modelo equivalente reducido y modelo analítico se utilizan los parámetros presentados en la Tabla I del Anexo.

En la Fig. 14 se presentan: i) La frecuencia del COI (Modelo Completo), ii) La frecuencia obtenida del modelo equivalente reducido, y iii) El valor de la máxima variación transitoria de la frecuencia y tiempo de ocurrencia, calculadas mediante el modelo analítico.

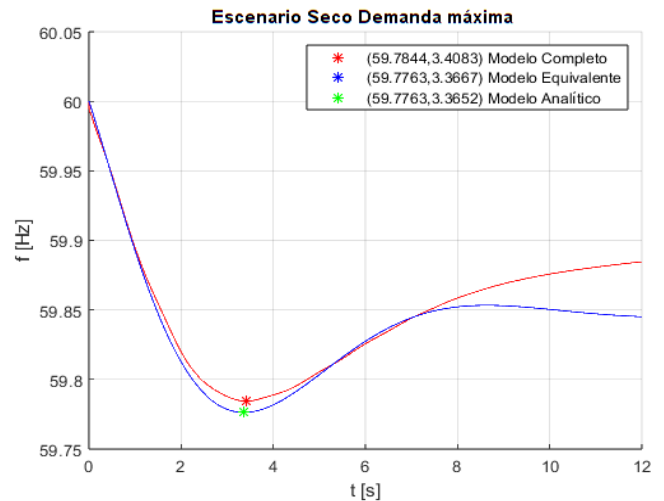


Figura 14: Comparación de Modelos. Demanda Máxima – Escenario Seco

Los resultados más importantes del caso de estudio se presentan tabulados en la Tabla 5.

Tabla 5: Frecuencia Mínima y Tiempo de Ocurrencia. Demanda Máxima – Escenario Seco.

Variable	Completo	Analítico	%Error relativo
f_{\min} [Hz]	59,7844	59,7763	0,014
$t(f_{\min})$ [s]	3,4083	3,3652	1,2667

3.2.3 Caso 2: Demanda Máxima – Escenario Lluvioso

En el escenario lluvioso se simula la salida, a los 0 s, de la Interconexión Ecuador – Colombia a 230 kV. En este caso, la salida de la línea de interconexión implica pérdida de carga en el sistema ecuatoriano, con el consiguiente aumento de la frecuencia.



En la Fig. 15 se presentan: i) La frecuencia del COI (Modelo Completo), ii) La frecuencia obtenida del modelo equivalente reducido, y iii) El valor de la máxima variación transitoria de la frecuencia y tiempo de ocurrencia calculadas mediante el modelo analítico.

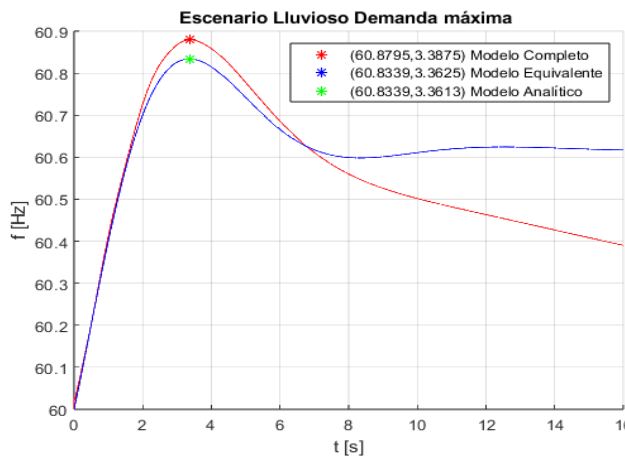


Figura 15: Comparación de Modelos. Demanda Máxima – Escenario Lluvioso

Para realizar las simulaciones, se utilizan los parámetros presentados en la Tabla II del Anexo. Los resultados más importantes se presentan tabulados en la Tabla 6.

Tabla 6: Frecuencia Máxima y Tiempo de Ocurrencia. Demanda Máxima – Escenario Lluvioso

Variable	Completo	Analítico	%Error relativo
f_{max} [Hz]	60,8795	60,8339	0,0750
$t(f_{max})$ [s]	3,3875	3,3613	0,7726

3.2.4 Análisis de Resultados

De los resultados obtenidos se observa que la máxima desviación transitoria de la frecuencia, obtenida del modelo analítico, presenta un error menor a 0,1% respecto del valor obtenido de la curva de frecuencia del COI (modelo completo). Por otra parte, el tiempo en que ocurre la máxima desviación transitoria de la frecuencia, calculado mediante el modelo analítico, presenta un error menor al 2 % respecto del valor obtenido del modelo completo. Se concluye que la metodología propuesta estima con alta precisión la máxima variación transitoria de la frecuencia y su tiempo de ocurrencia, donde el mayor error se presenta en la variable del tiempo, independientemente del caso de estudio.

Los valores estimados de los parámetros del modelo de primero orden, para ambos casos de estudio, son muy similares (ver Tablas I y II del Anexo). En los casos en que los parámetros (Km_i , F_i , T_i) son diferentes, ésta diferencia se ve reflejada en el tiempo de ocurrencia de la máxima desviación de frecuencia, donde los errores relativos difieren en 0,793%; es decir, el impacto de los parámetros estimados no es significativo.

Para el SNI, el grupo de generadores que conforman el modelo equivalente reducido de 1er orden consta de 32 unidades. Estas unidades representan el 75 % del aporte promedio de la RPF total y, al ser incluidas en el modelo analítico, entregan resultados cercanos a los resultados obtenidos mediante el modelo completo.

Un análisis de sensibilidad, mostrado en la Tabla 7, muestra que el error aumenta cuando el número las unidades incluidas en el modelo disminuye.

Tabla 7: Análisis de Sensibilidad de Generadores a Incluirse en Modelo Equivalente Reducido

	Aporte promedio acumulado a RPF [%]	Escenario Seco			Escenario Lluvioso		
		Completo	Analítico	% Error relativo	Completo	Analítico	% Error relativo
f_{min} f_{max} [Hz]	25	59,784	59,732	0,087	60,879	61,024	0,238
	50	59,784	59,741	0,071	60,879	60,946	0,110
	75	59,784	59,776	0,014	60,879	60,834	0,075
$t(f_{min})$ $t(f_{max})$ [s]	25	3,408	2,646	22,350	3,387	2,520	25,570
	50	3,408	3,129	8,180	3,387	2,716	19,810
	75	3,408	3,367	1,267	3,387	3,361	0,772

El modelo analítico fue implementado en Matlab y demora menos de 2,0 s en calcular la máxima desviación transitoria de la frecuencia y su tiempo de ocurrencia, considerando un sistema equivalente reducido con 32 unidades. La comparación de los tiempos de cálculo (simulación) de cada modelo, hasta llegar al punto en que ocurre la máxima desviación transitoria de la frecuencia, se muestra en la Tabla 8.

Tabla 8: Tiempo de Cálculo. Modelos Completo, Equivalente y Analítico

	Analítico -Matlab-	Equivalente -Simulink-	Completo -PowerFactory-
Tiempo de cálculo [s]	1,9	3,6	9

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El modelo equivalente reducido permite determinar el comportamiento dinámico de la frecuencia con alta exactitud. La máxima desviación transitoria de la frecuencia obtenida del modelo analítico es muy cercana a la respuesta dinámica obtenida mediante PowerFactory que modela con alto detalle el control p – f de los generadores, así como respuesta de la red y de la carga.

Los parámetros estimados del modelo reducido de 1er orden de los generadores pueden ser empleados para estimar la respuesta de la frecuencia en distintos escenarios operativos, es decir la estimación debe realizarse una sola vez, por cada generador. Sin embargo,



la mayor cantidad de trabajo de la metodología se concentra en el proceso de determinación del modelo reducido de 1er orden de cada generador (estimación de parámetros).

El tiempo de cálculo cuando se usa el modelo analítico es muy bajo, lo que significa que el modelo podría aplicarse a la operación en línea, inclusive en tiempo real. En el caso SNI, el instante de tiempo en que se alcanza el nadir de la frecuencia fue 3,4 s y tomó alrededor de 1,9 s estimar dicho valor. Además, los tiempos de cálculo pueden ser menores si se implementa la metodología usando lenguajes de programación de alto rendimiento.

Cabe indicar que los modelos SFR son aplicables para analizar la dinámica promedio del sistema, en ese sentido no reflejan las oscilaciones entre generadores que puedan presentarse. Por otro lado, los modelos SFR convencionales no consideran las no linealidades asociadas con la posición y límites técnicos de las válvulas o compuertas del sistema de regulación de velocidad – turbina. Esta ha sido una limitación en el trabajo actual, que debe ser abordada en trabajos futuros, especialmente en el SNI, donde muchos generadores se despachan a su potencia nominal.

Finalmente, el aporte principal del presente artículo es presentar los modelos SFR reducidos de primer orden de las principales unidades de generación del SNI, que hasta donde los autores conocen, no se ha realizado/presentando antes. Estos modelos pueden ser empleados para el estudio y mejora de la estabilidad de frecuencia del sistema eléctrico ecuatoriano.

5. AGRADECIMIENTOS

Se agradece al Operador Nacional de Electricidad – CENACE el apoyo brindado, mediante la entrega de información. El presente trabajo se realizó como parte del Proyecto de Investigación Interno sin Financiamiento PII-DEE-2023-02, auspiciado por la Escuela Politécnica Nacional.

6. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] Granda Nelson, “Esquema Adaptable de Separación Controlada en Islas para Sistemas Eléctricos de Potencia,” PhD. Thesis, Universidad Nacional de San Juan, Argentina, 2015.

[2] N. Hatziargyriou et al., “Definition and Classification of Power System Stability - Revisited & Extended,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 36, no. 4, 2021, doi: 10.1109/TPWRS.2020.3041774.

[3] H. Bevrani, *Robust Power System Frequency Control*. 2009. doi: 10.1007/978-0-387-84878-5.

[4] L. Sigrist, E. Lobato, F. M. Echavarren, I. Egido, and L. Rouco, *Island power systems*. 2016. doi: 10.1201/9781315368740.

[5] H. Saadat, *Power System Analysis*, 3rd Edition. PSA Publishing LLC, 2010.

[6] P. M. Anderson and M. Mirheydar, “A low-order system frequency response model,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 5, no. 3, 1990, doi: 10.1109/59.65898.

[7] D. L. H. Aik, “A general-order system frequency response model incorporating load shedding: Analytic Modeling and applications,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, no. 2, 2006, doi: 10.1109/TPWRS.2006.873123.

[8] M. Krpan and I. Kuzle, “Towards the New Low-Order System Frequency Response Model of Power Systems with High Penetration of Variable-Speed Wind Turbine Generators,” in *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2018. doi: 10.1109/PESGM.2018.8586570.

[9] T. Baskarad, I. Kuzle, and N. Holjevac, “Photovoltaic System Power Reserve Determination Using Parabolic Approximation of Frequency Response,” *IEEE Trans Smart Grid*, vol. 12, no. 4, pp. 3175–3184, Jul. 2021, doi: 10.1109/TSG.2021.3061893.

[10] L. Sigrist and L. Rouco, “An induction motor model for system frequency response models,” *International Transactions on Electrical Energy Systems*, vol. 27, no. 11, 2017, doi: 10.1002/etep.2413.

[11] H. Huang et al., “Generic System Frequency Response Model for Power Grids with Different Generations,” *IEEE Access*, vol. 8, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.2965591.

[12] L. Liu, W. Li, Y. Ba, J. Shen, C. Jin, and K. Wen, “An Analytical Model for Frequency Nadir Prediction following a Major Disturbance,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 35, no. 4, 2020, doi: 10.1109/TPWRS.2019.2963706.

[13] M. Amin, “Toward self-healing energy infrastructure systems,” *IEEE Computer Applications in Power*, vol. 14, no. 1, 2001, doi: 10.1109/67.893351.

[14] V. V. Terzija, “Adaptive underfrequency load shedding based on the magnitude of the disturbance estimation,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, no. 3, 2006, doi: 10.1109/TPWRS.2006.879315.

[15] P. M. Anderson and M. Mirheydar, “An adaptive method for setting underfrequency load shedding relays,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 7, no. 2, 1992, doi: 10.1109/59.141770.

[16] “Parameter Estimation - MATLAB & Simulink.” Accessed: Apr. 01, 2024. [Online]. Available: <https://www.mathworks.com/help/slido/parameter->



estimation.html

- [17] I. Egado, F. Fernandez-Bernal, P. Centeno, and L. Rouco, "Maximum frequency deviation calculation in small isolated power systems," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 24, no. 4, 2009, doi: 10.1109/TPWRS.2009.2030399.
- [18] J. Cepeda and J. Rueda, "Identificación de Equivalentes Dinámicos Mediante Optimización de Mapeo Media-Varianza en Ambiente DIGSILENT Power Factory," Revista Técnica "energía," vol. 9, no. 1, pp. 13–22, Jan. 2013, doi: 10.37116/REVISTAENERGIA.V9.N1.2013.128.
- [19] "Reserva de Generación. Periodo Abril 2019 - Septiembre 2019," 2019.



Karen Paguanquiza Iza.- Nació en Quito, Ecuador, en 1994. Recibió su título en Ingeniera Eléctrica de la Escuela Politécnica Nacional en el año 2020. Actualmente, se desempeña como Analista Nacional de Operación en Tiempo Real en la Gerencia de Operaciones del CENACE.



Nelson V. Granda.- Obtuvo el título de Ingeniero Eléctrico en la Escuela Politécnica Nacional y de Doctor en Ciencias de la Ingeniería Eléctrica en la Universidad Nacional de San Juan, Argentina. Se ha desempeñado como Ingeniero Eléctrico en: Operador

Nacional de Electricidad (CENACE), Petroamazonas EP y CELEC-EP TRANSELECTRIC. Actualmente, forma parte del staff docente del Departamento de Energía Eléctrica de la Escuela Politécnica Nacional. Sus áreas de interés son: análisis y control de sistemas eléctricos de potencia, aplicaciones de Sistemas de Medición de Área extendida (WAMS) basados en unidades de medición sincrofasorial (PMU) y energías renovables.

ANEXO

Tabla I: Parámetros del Modelo Reducido de 1er orden de los generadores seleccionados. Escenario Seco - Demanda Máxima

CENTRAL	UNIDAD	Km	T	F
CT Jaramijó	U1	0,2839	1,4180	-0,0606
CH Paute	U06	0,2226	0,7606	-1,0611
CH Paute	U04	0,2063	0,8407	-0,8639
CH Paute	U02	0,2063	0,8407	-0,8639

CENTRAL	UNIDAD	Km	T	F
CH Paute	U05	0,2063	0,8407	-0,8639
CH Paute	U08	0,2488	0,7445	-1,0823
CH Paute	U03	0,2063	0,8407	-0,8639
CH CC Sinclair	U3	0,2875	1,7842	-0,5758
CT Trinitaria	Unidad	0,5451	0,5078	0,0164
CH Paute	U07	0,3020	0,7466	-1,0665
CH Paute	U01	0,2063	0,8407	-0,8639
CH Mazar	U1	0,0416	5,4294	-1,3800
CT Esmeraldas	Unidad	0,4259	10,9991	-0,0835
CH Agoyán	U1	0,2426	2,0286	-0,0548
CT Machala Gas	TG U2	0,3247	1,0437	-0,2004
CH Paute	U09	0,2680	0,7319	-1,1001
CT G. Zevallos	TV2	0,7012	0,7402	-0,3342
CT G. Zevallos	TV3	0,7012	0,7402	-0,3342
CH CC Sinclair	U2	0,2875	1,7842	-0,5758
CH Agoyán	U2	0,2426	2,0286	-0,0548
CH M. Laniado	U3	0,0773	4,4992	-0,0649
CH M. Laniado	U1	0,0773	4,4992	-0,0649
CH M. Laniado	U2	0,0773	4,4992	-0,0649
CH Pucará	U1	0,1023	5,2998	0,5379
CH Pucará	U2	0,1023	5,2998	0,5379
CH Sopladora	U2	0,0869	6,7858	-0,3670

Tabla II: Parámetros del Modelo Reducido de 1er orden de los generadores seleccionados. Escenario Lluvioso - Demanda Máxima

CENTRAL	UNIDAD	Km	T	F
CT Jaramijó	U1	0,2833	1,4525	-0,0424
CH Paute	U06	0,2207	0,7548	-1,0389
CH Paute	U04	0,1946	0,7526	-1,0397
CH Paute	U02	0,1946	0,7526	-1,0397
CH Paute	U05	0,1946	0,7526	-1,0397
CH Paute	U08	0,2467	0,7374	-1,0651
CH Paute	U03	0,1946	0,7526	-1,0397
CH CC Sinclair	U3	0,2305	1,2452	-0,9052
CT Trinitaria	Unidad	0,4895	0,3861	-0,0326
CH Paute	U07	0,2949	0,7078	-1,1115
CH Paute	U01	0,1946	0,7526	-1,0397
CH Mazar	U1	0,0409	5,3165	-1,4092
CH Mazar	U2	0,0409	5,3165	-1,4092
CH Agoyán	U1	0,2220	1,7216	-0,1102
CT Machala Gas	TG U2	0,4574	1,4302	-0,0241
CH Paute	U09	0,2661	0,7258	-1,0829

CENTRAL	UNIDAD	Km	T	F
CH Paute	U10	0,2272	0,7823	-0,9932
CT G. Zevallos	TV2	0,6978	0,7289	-0,3389
CT G. Zevallos	TV3	0,6978	0,7289	-0,3389
CH CC. Sinclair	U2	0,2305	1,2452	-0,9052
CH San Francisco	U1	0,1054	4,1682	-0,3094
CH. M. Laniado	U3	0,0751	4,2849	-0,0487
CH M. Laniado	U1	0,0751	4,2849	-0,0487
CH M. Laniado	U2	0,0751	4,2849	-0,0487
CH Pucará	U1	0,1014	5,0872	0,5411
CH Pucará	U2	0,1014	5,0872	0,5411
CH Sopladora	U2	0,0925	7,6078	-0,3121