

Recibido 04 de agosto de 2022. Aceptado 02 de diciembre de 2022. Publicado 23 de diciembre de 2022.

ISSN: 2448-7775

# Estimación de estados en sistemas de potencia en tiempo real, Gerencia de Control Occidental; parte II: Práctica

CAMILO NARVAEZ PÉREZ<sup>1,2\*</sup>, HUGO HUMBERTO MORENO LÓPEZ<sup>1</sup>, DANTE ARISTÓTELES GARCÍA CONEJO<sup>3</sup>, MANUEL ALEJANDRO TORRES AHUMADA<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Centro Nacional de Control de Energía.

<sup>2</sup>Universidad Abierta a Distancia de México.

<sup>3</sup>Comisión Federal de Electricidad – Transmisión.

\* Autor de correspondencia: camilo.narvaez@cenace.gob.mx

**RESUMEN** Los estimadores de estados obtienen el estado óptimo de un sistema eléctrico de potencia, estadísticamente hablando de las medidas, lo cual facilita su supervisión en tiempo real, dada la gran cantidad de datos, medidas y estados que conforman una red eléctrica. Esta aplicación se utiliza en esta investigación y se tratan los aspectos estadísticos prácticos, como son, la redundancia, el porcentaje de corridas válidas, el mantenimiento sugerido, la calidad de los residuales, entre otros aspectos, es decir, sus resultados en un período amplio de tiempo, en el ámbito de la Gerencia de Control Occidental del Centro Nacional de Control de Energía.

**PALABRAS CLAVE** — Sistemas eléctricos de potencia, estimador de estados, centros de control de energía, aplicación de potencia, mínimos cuadrados, flujos de potencia, función objetivo, residual, covarianza.

## I. INTRODUCCIÓN

Para la exploración en tiempo real de un **Estimador de Estados (EE)** aplicado en los **Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP)**, se recomienda el monitoreo de diversos coeficientes y resultados del mismo, ya que varios de estos coeficientes serán indicadores en los **Centros de Control de Energía (CCE)**, para validar las medidas de campo que se le transmiten a los **Controles Supervisorios y Sistemas de Adquisición de Datos (CSSAD ó SCADA en inglés: Supervisory Control And Data Acquisition)** y para utilizar algún programa o **Aplicación de Potencia (AP)**, como lo es el programa de **Flujos de Potencia (FP)** o **Análisis de Contingencias (AC)** por ejemplo [1].

El **Método de los Mínimos Cuadrados (MMC)** es uno de los más utilizados en la estimación de estados de los SEP.

Partiendo de que en un SEP se tienen los parámetros eléctricos, dada cierta conectividad y que se conocen algunos estados (tensiones, posiciones del cambiador de derivaciones de los transformadores, potencias activas y reactivas, etcétera), y que se conocen algunas desviaciones de los instrumentos de medición, entonces se puede partir de la siguiente formulación matemática:

$$\mathbf{z} = \mathbf{H}\mathbf{x} + \mathbf{e} \quad (1)$$

siendo:  $\mathbf{e}$  = error en la medición  $z_n$ ,  $n = 1, 2, 3, \dots, k$

$\mathbf{H}$  = matriz con coeficientes de conectividad.

$\mathbf{x}$  = vector de estados de la red (no todos los estados son medidos)

de la Ec. (1) se tiene:

$$\mathbf{e} = \mathbf{z} - \mathbf{H}\mathbf{x} = \mathbf{z} - \mathbf{z}_{real} \quad (2)$$

de la Ec. (2) no se pueden conocer los valores reales de  $\mathbf{x}$ , pero si los estimados,  $\hat{\mathbf{x}}$ , debido a los errores que siempre se presentan en las medidas, que presentan patrones y formas estadísticas. De forma que se pueden definir:

$$\hat{\mathbf{e}} = \mathbf{z} - \hat{\mathbf{z}} = \mathbf{z} - \mathbf{H}\hat{\mathbf{x}} = \mathbf{H}\mathbf{x} + \mathbf{e} - \mathbf{H}\hat{\mathbf{x}} = \mathbf{e} + \mathbf{H}(\mathbf{x} - \hat{\mathbf{x}}) = \mathbf{e} - \mathbf{H}(\hat{\mathbf{x}} - \mathbf{x}) \quad (3)$$

La diferencia entre los estados aproximados o estimados y los valores de estados medidos se desea que sea cero, esto es, la suma de los errores o desviaciones se desea que sean cero, pero como algunos errores serán positivos y otros negativos, la suma tendería a cero de manera “natural”.

De manera que, en lugar de usar la suma directa de los errores, se pretende que la suma de los cuadrados de dichos

errores se minimice, pero de forma ponderada. Dicha ponderación será en función de la desviación estándar de cada medida. Entonces, dicha sumatoria también llamada **función objetivo (funcional o esperanza matemática)** será:

$$f = \sum_{j=1}^k w_j e_j^2 = \sum_{j=1}^k w_j (\hat{x}_j - x_j)^2 = \sum_{j=1}^k w_j (\hat{x}_j^2 - 2\hat{x}_j x_j + x_j^2) \quad (4)$$

La función objetivo es normalizada con la *chi*-cuadrada o *ji*-cuadrada, tanto para la estimación de los MW como de los MVAR, y el número de iteraciones por corrida darán una idea del ajuste ó sintonización del EE. Además de que es deseable tener un número elevado de corridas válidas, para tener en “todo” momento una estimación útil para las diversas aplicaciones. En la **Gerencia de Control Occidental (GCROC) del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE)**, se considera como óptimo que:

- El porcentaje de corridas válidas debe ser igual ó superior a 90 % (como compromiso).
- El cociente de la función objetivo (MW) y la *Chi* cuadrada debe ser mínimo 80 % (90 a 99, es el óptimo).
- El cociente de la función objetivo (MVAR) y la *Chi* cuadrada debe ser mínimo 80 % (90 a 99, es el óptimo).
- El número de iteraciones por corrida debe ser inferior de 50 (de 10 a 30 es lo óptimo).
- El coeficiente de mantenimiento igual a 1 (equivalente al 100 %), pero con un coeficiente de 0.7 a 0.9 es aceptable.

Datos de los últimos nueve años, (2007-2015) son plasmados en esta investigación. Y la Fig. 1 ilustra un porcentaje mayor al 95 %, prácticamente de convergencia para todos los meses, excepto para mayo (91.2 %) y octubre (94.6 %), con un número de 22.6 iteraciones promedio (de 10 a 30 es lo óptimo), por cada ocasión que el estimador de estados se ejecuta (cada minuto); además de que, los cocientes de las funciones objetivo entre las funciones *Chi* cuadrada están por el orden de 0.85 a 0.92 (para los MW), y de 0.80 a 0.95 (para los MVAR), por arriba de lo mínimo aceptable y cercanos a los rangos óptimos. En tanto que las iteraciones, las promedio son 23 con un mínimo de 14 (marzo) y un máximo de 39 (junio), de manera que, es inferior al límite máximo de éstas y dentro del rango óptimo a excepción de abril a junio y agosto (meses de precipitaciones pluviales, con un número considerable de fallas de medidas). En cuanto al mantenimiento, únicamente los meses de febrero y septiembre están en el rango aceptable; lo cual conlleva a: 1) se tiene un mantenimiento deficiente, 2) el personal asignado está rebasado en su capacidad (falta de personal).

## II. VALIDACIÓN DE CASOS DEL EE

Los resultados del EE son utilizados por diversas herramientas, programas ó aplicaciones de potencia [1], entre dichas herramientas está la de FP, que se requiere para realizar simulaciones de la repartición de carga por la red. En la GCROC se almacenan 170 casos del EE una semana completa, el primer caso válido de cada hora, para ser ejecutados en el FP. La Fig. 2 ilustra el promedio mensual de casos válidos e inválidos de las 24 horas del día.

De forma que, se observa que los meses con menor número de casos válidos son de abril a octubre (a excepción de julio), período de lluvias en la GCROC [2,3,4], en tanto que, diciembre es el mes con un mayor número de casos válidos (23.9, prácticamente todas las horas del día).

Además, el comportamiento de validez, en porcentaje, de cada hora en cada mes es el ilustrado en la Fig. 3. Aquí se puede ver que agosto es el mes de muy bajo porcentaje de corridas válidas, siendo las horas 22 y 23 las más críticas, con un 80 % de validez de sus casos. Y es de notarse que diciembre, tiene prácticamente todas sus horas con casos válidos.

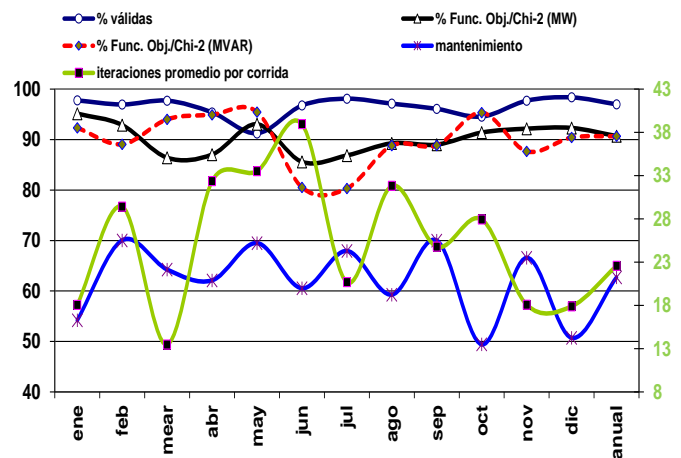


Fig. 1. Funciones objetivo del EE ACOC 2007-2015.

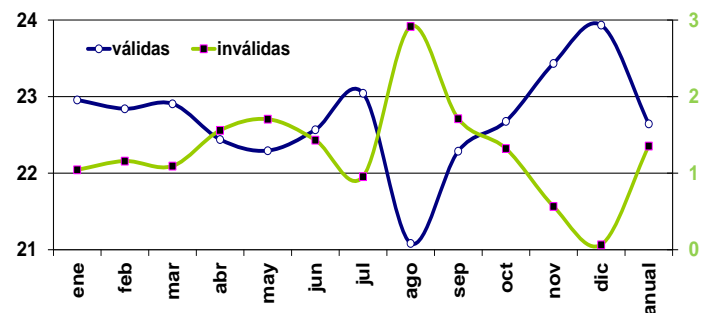


Fig. 2. Corridas válidas del EE en el FP.

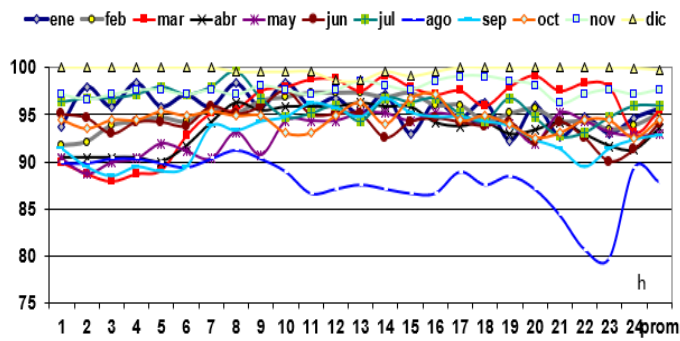


Fig. 3. Corridos válidos del EE en el FP, por mes.

Debido a que la demanda varía a lo largo del día y a su vez es diferente para cada día de la semana, aunque algunos días son similares en su perfil de carga [5,6], se analiza la convergencia de los casos del EE en el FP en los períodos de “días entre semana” (martes a viernes, días con perfil similar) de demanda alta, además de los días de demanda baja “días de fin de semana” (sábado a lunes). De manera que, se observa en la Fig. 4 que, en la GCROC, los días en que no se le da mantenimiento al EE, los fines de semana, el porcentaje de casos válidos es menor. Se observa que, la hora con menor convergencia es la 22 de los días de fin de semana, en tanto que la hora con mayor convergencia es la 7 para los días entre semana.

En caso de analizar el porcentaje de validez por cada día de la semana, se observa que el sábado y domingo son los días menos favorecidos, con un 94 % de convergencia, en tanto que el martes y viernes son los días de mejor desempeño, llegando a un 96 % de convergencia. Esto se muestra en la Fig. 5.

El mantenimiento es una labor muy importante en cada sistema, y en el caso del EE se tiene que a lo largo de los años se tuvo una tasa creciente de 2007 a 2014, con la excepción de 2015, según se ilustra en la Tabla I.

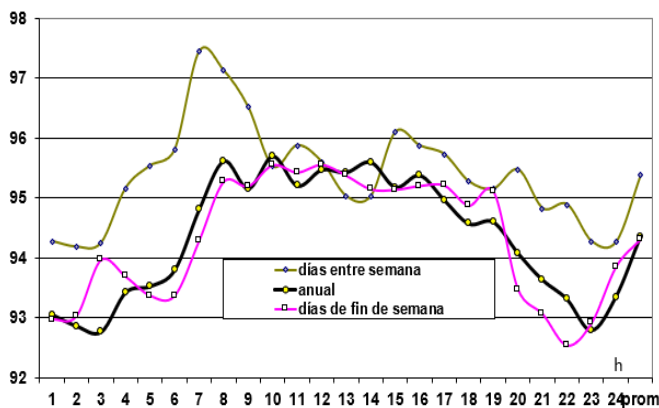


Fig. 4. Corridos válidos del EE en el FP, período de la semana.

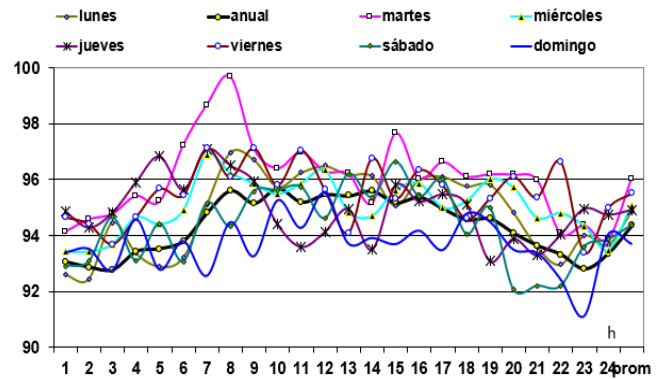


Fig. 5. Corridos válidos del EE en el FP, día de la semana.

TABLA I. PORCENTAJE ANUAL DE MANTENIMIENTO DEL EE.

año	% mantenimiento	mantto/convergencia
2007	25	0.45
2008	61	0.69
2009	66	0.70
2010	47	0.52
2011	58	0.59
2012	62	0.63
2013	67	0.70
2014	78	0.80
2015	43	0.48

Además, a su vez, los casos de FP emanados del EE se ven afectados por dicho mantenimiento, según se observa en la Fig. 6. Donde en 2007 se tiene una convergencia del orden del 56 %, en tanto que, 2014 (único año con nivel de mantenimiento “aceptable”) tiene un 98 % y 2012 un 99 %, cayendo hasta un 90 % el 2015, dado el bajo mantenimiento del EE. A su vez, se denota la maduración del personal encargado del EE (mismo personal durante el período de análisis), ya que en 2015 se logró una convergencia muy superior a 2007 (relaciones de mantenimiento/convergencia muy similares, de 0.48 y 0.45, respectivamente); en tanto que, dichas relaciones para 2008, 2009, 2012, 2013 y 2014 fueron relaciones de mantenimiento/convergencia por arriba del 0.6. Con ello se puede conjeturar sobre la importancia del mantenimiento y la maduración del personal del encargado de sintonizar el EE y su consecuencia, en cuanto a convergencia se trata, en el FP.

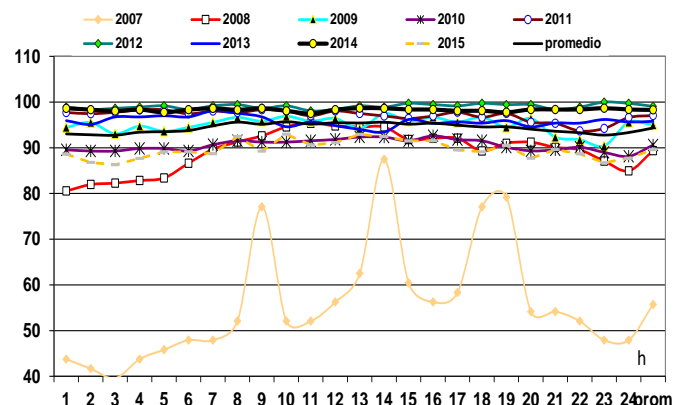


Fig. 6. Corridos válidos del EE en el FP, por año.

Dado que, es sugerible, para la aminoración del funcional, tanto de MW como de los MVAR, que el número de medidas sea igual ó de preferencia mayor al número de estados a calcular o estimar, se requiere que el número de grados de libertad sea lo mayor posible, según se define en:

$$Re = m - ve = E[\hat{f}] = \sum_{j=1}^m E\left[\frac{z_j - \hat{z}_j}{\sigma_j^2}\right] \quad (5)$$

con: Re = redundancia, del esquema de medición, o grados de libertad.

m = medidas.

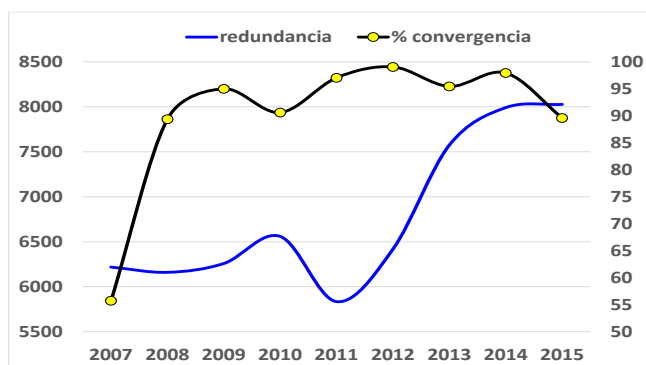
ve = variables de estado independientes a estimar, 2n - 1, (n = número de nodos de la red).

La redundancia del EE a lo largo del período analizado se presenta en la **Tabla II**. Cabe señalar que los especialistas recomiendan una redundancia mayor a 2.6 ó 260 %, lo cual significa que se sugiere tener 2.6 medidas por cada ve [5,6].

**TABLA II.** REDUNDANCIA DEL EE.

año	Re	m	ve
2007	6218	10297	4079
2008	6160	11880	5720
2009	6258	11490	5232
2010	6560	11890	5330
2011	5834	13950	8116
2012	6418	14837	8419
2013	7575	16594	9019
2014	7992	17295	9303
2015	8028	22505	14477

Se observa en la **Fig. 7** que, de los años 2007 a 2012, prácticamente la redundancia del EE estuvo en promedio en un valor de 6241, en tanto que, de 2013 a 2015 su promedio fue de 7865 (26 % más que el período anterior), de ahí que se tuviese una mayor estabilidad en la convergencia (recuérdese que, en 2015, el coeficiente de mantenimiento fue bajo, según se ilustra en la **Tabla I**).

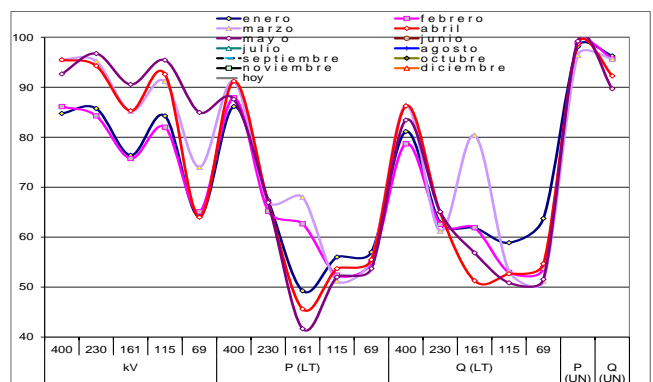


**Fig. 7.** Redundancia y convergencia del EE, por año.

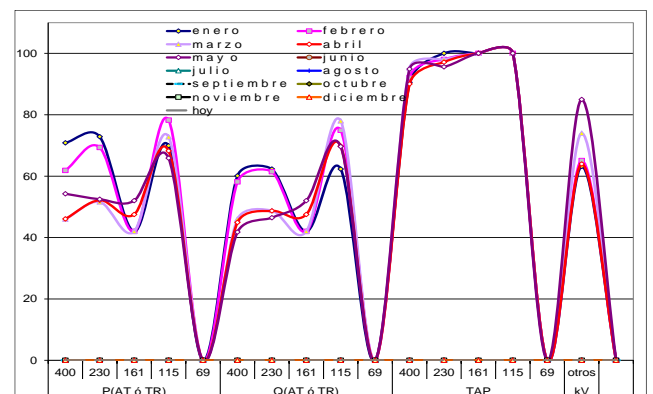
### III. MEJORA DE LA MEDIDAS EN UN SEP

Como algunos de los elementos de los SEP operan en diferentes niveles de tensión, es muy recomendable el separar, en los resultados emanados del EE, por voltaje nominal de operación, para facilitar el análisis de las medidas, para identificar los niveles de tensión que requieren más atención y medidas correctivas. En la **Fig. 8** se ilustra, el como a menor nivel de tensión, la calidad de las medidas es más baja, para las barras, líneas de transmisión y unidades generadoras. Y cabe señalar, que, a menor nivel de tensión, se tiene un mayor número de equipo y en consecuencia de medidas.

Similarmente, en la **Fig. 9** se observa, ahora para los transformadores, autotransformadores y otros equipos (reactores, bancos de capacitores, CEV, etcétera) haciéndose muy notoria la diferencia de calidad entre los equipos presentados en la **Fig. 8** versus la **Fig. 9**. Además de que, es requerida una mayor supervisión y mantenimiento en las épocas del año en que se presente un mayor número de fallas, regularmente entre los meses de junio a octubre, en el caso del ámbito de la GCROC [7], como se puede observar en la **Fig. 10**. En la **Tabla III** se visualiza el porcentaje de falla según los elementos conformantes en un SEP. De manera que, la línea de transmisión es el elemento más común, de mayor dimensión y a su vez el que tiene una tasa mayor de fallas y en consecuencia a ser observado mediante las corridas del EE.



**Fig. 8.** Calidad de los residuales del EE versus medidas de SCADA, en buses, líneas de transmisión y unidades generadoras.



**Fig. 9.** Calidad de los residuales del EE versus medidas de SCADA, transformadores, autotransformadores y otros equipos.

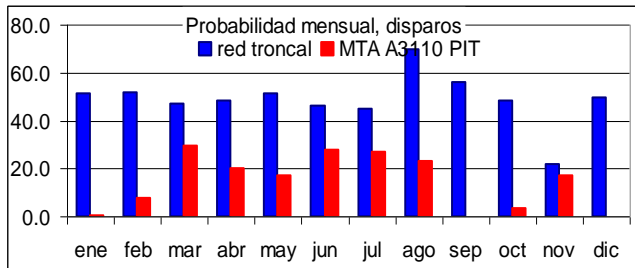


Fig. 10. Porcentaje de probabilidad de disparos de las LT de 400 kV, considerando el período 2003-2015.

TABLA III. PORCENTAJE DE FALLA EN LOS ELEMENTOS DEL SEP.

elemento	%
líneas aéreas	50
interruptores	15
transformadores	12
equipos diversos (reactores, capacitores, trampas de onda,...)	11
cables	10
equipos de instrumentación	2

#### IV. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Se han presentado datos, en forma gráfica y tabular, del estimador de estados utilizado en el CENACE, en el ámbito de la GCROC, aplicando la teoría propia de este sistema.

Se realiza la importancia del monitoreo de: a) las medidas (reportando a la especialidad concerniente las anomalías), b) la sintonización del estimador de estados, c) la capacitación y experiencia de los usuarios de dicha herramienta, d) la calidad de las medidas según el nivel de tensión (a mayor nivel de tensión, mayor calidad de las medidas), e) se ha puesto de manifiesto los elementos del SEP que requieren un monitoreo más continuo (la línea de transmisión, principalmente), f) se ha resaltado la importancia de la redundancia en los estimadores de estado, g) se pone de manifiesto la calidad del estimador de estado a lo largo del año, meses, días de la semana, época del año y hora del día. Todo lo anterior, para enfatizar los aspectos prácticos a considerar en la operación real de un EE y su aplicación a los SEP.

Como recomendación, se requiere obtener la estadística propia del estimador de estados que se esté utilizando y también es deseable utilizar versiones con medidas de varios tipos, por ejemplo, sincrofasores (medidas fasoriales) tanto para estado estable como para estados transitorios (aplicados a calidad de la energía, por ejemplo).

#### REFERENCIAS

- [1] Camilo Narvaez Pérez, Estimación de estados en sistemas de potencia en tiempo real, Gerencia de Control Occidental; parte I: Teoría, 5o. Congreso de Energía UG, Salamanca, Guanajuato, México, Identidad Energética (ISSN: 2448 - 7775), p 1-8, octubre 2022.
- [2] Camilo Narvaez Pérez, Víctor Hugo Ortiz Muro y Hugo Humberto Moreno López, Pronóstico de carga en los SEP considerando la influencia de los cambios de temperatura, 5o. Congreso Internacional en Innovación y Desarrollo Tecnológico, Cuernavaca, Morelos, México, AMIME-IEEE, p 1-10, octubre 2007.
- [3] Camilo Narvaez Pérez, Dante Aristóteles García Conejo, Claudia Narvaez Pérez, César Eduardo Blanco Gómez, Consecuencias electro-

económicas, ambientales y sociales del abatimiento eficiente de una central hidroeléctrica (C. H. Santa Rosa, CFE-ACO), 10o. Congreso Internacional en Innovación y Desarrollo Tecnológico, Cuernavaca, Morelos, México, AMIME-IEEE, p 1-7, marzo 2013.

- [4] Camilo Narvaez Pérez, Dante Aristóteles García Conejo, Claudia Narvaez Pérez, César Eduardo Blanco Gómez, Administración y pronóstico del abatimiento y recuperación eficientes de una central hidroeléctrica y sus consecuencias electro-económicas, ambientales y sociales (C. H. Santa Rosa, CFE-ACO), 11o. Congreso Internacional en Innovación y Desarrollo Tecnológico, Cuernavaca, Morelos, México, AMIME-IEEE, p 1-10, abril 2014.
- [5] Grainger John J, y Stevenson William D. Jr., Análisis de sistemas de potencia, editorial McGraw Hill, primera edición, páginas 603 a 646, México, 1999.
- [6] Kothari y Nagrath, Sistemas eléctricos de potencia, editorial McGraw Hill, tercera edición, páginas 531 a 555, México, 2012.
- [7] Camilo Narvaez Pérez, Dante Aristóteles García Conejo, Patricia Ramírez Peredo, César Eduardo Blanco Gómez, Disparos trifásicos y de recierre monopolar en la red troncal de 400 kV del área de control occidental, CFE, y su probabilidad normal de ocurrencia, 10o. Congreso Internacional en Innovación y Desarrollo Tecnológico, Cuernavaca, Morelos, México, AMIME-IEEE, p 13-15, marzo 2013.

#### BIOGRAFÍAS



**CAMILO NARVAEZ PÉREZ** Egresado de la Universidad de Guadalajara como ingeniero mecánico electricista (1997), Maestro en Ciencias en el área de Ingeniería Eléctrica en el CINVESTAV Unidad Guadalajara (2000). Licenciado en Matemáticas (2022) en la UnADM. Ha laborado desde el 2002 labora en el Centro Nacional de Control de Energía, CENACE, como analista de redes eléctricas, aplicaciones de potencia y jefe de evaluación y estadística, además ser profesor de Ingeniería en diversas universidades. Su área de interés es sobre los transitorios electromagnéticos, pronóstico de carga y la generación alternativa de energía eléctrica (MHD, eólica y solar, principalmente).



**DANTE ARISTÓTELES GARCÍA CONEJO** Es egresado como Ing. Mecánico Electricista (IME); del ITESM, Instituto Tecnológico de Estudios Superiores de Monterrey, Campus Monterrey. Maestría en Ciencias con Especialidad en Ingeniería Energética (MIE); ITESM, Instituto Tecnológico de Estudios Superiores de Monterrey, Campus Monterrey. Desde el año 2006 labora como analista de redes eléctricas en el CENACE, Centro Nacional de Control de Energía, Área de Control Occidental, de la CFE Comisión Federal de Electricidad.

**HUGO H. MORENO LÓPEZ** Egresado de la Tecnológico Regional de León (1992), maestro en ingeniería especialidad Alta Tensión en la FIMME UG (1997) y obtiene el PhD en Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Paris IX & Supélec (école supérieure d'électricité) en 2005. Actualmente labora en la Subgerencia de Planeación y Estrategia Operativa (GCROC-CENACE). Interés sobre optimizaciones, estudios dinámicos de estabilidad transitoria y pequeña señal.



**MANUEL ALEJANDRO TORRES AHUMADA** Es egresado del Instituto Tecnológico y de Estudios Superiores de Monterrey (ITESM), Campus Guadalajara, como Ingeniero en Mecatrónica (2009), Maestro en Administración Empresarial (2014) del ITESM, Campus Virtual. Desde el año 2021 es el Gerente e la Gerencia de Control Regional Occidental del Centro Nacional de Control de Energía, responsable del control de la energía en los estados de Guanajuato, Querétaro, Aguascalientes, Michoacán, Colima, Zacatecas, San Luis Potosí, Hidalgo, Nayarit y Jalisco.