



NUEVOS DESAFÍOS,
MÁS OPORTUNIDADES
¡Sé parte de la transición!

METODOLOGÍA PARA EL AJUSTE DE PARÁMETROS DE CONTROL DE FRECUENCIA DE FUENTES RENOVABLES NO CONVENCIONALES

PROPONENTES:

NOMBRE:	Neby Jennyfer Castrillón Gutiérrez		
EQUIPO:	Controles y modelos – Dirección Planeación de la Operación		
CARGO:	Especialista controles Senior		
EMPRESA:	XM		
PAÍS:	Colombia		
CORREO:	njcastrillon@xm.com.co		
	AUTOR:	X	COAUTOR:
NOMBRE:	Cristhian Quiroz Castaño		
EQUIPO:	Controles y modelos – Dirección Planeación de la Operación		
CARGO:	Estudiante en práctica		
EMPRESA:	XM		
PAÍS:	Colombia		
CORREO:	cquirozc@unal.edu.co		
	AUTOR:		COAUTOR: X
NOMBRE:	Juan Camilo González Vélez		
EQUIPO:	Controles y modelos – Dirección Planeación de la Operación		
CARGO:	Analista controles		
EMPRESA:	XM		
PAÍS:	Colombia		
CORREO:	jgonzalez@XM.com.co		
	AUTOR:		COAUTOR: X
NOMBRE:	Martín Miguel Sánchez Mora		
EQUIPO:	Controles y modelos – Dirección Planeación de la Operación		
CARGO:	Analista eléctrico		
EMPRESA:	XM		
PAÍS:	Colombia		
CORREO:	msanchez@xm.com.co		
	AUTOR:		COAUTOR: X

RESUMEN

El Sistema Eléctrico Colombiano tiene proyectada la integración del orden de 17 GW de generación renovable no convencional hasta el año 2032. Ante esta transición a una matriz con alta participación de generación basada en inversores, uno de los mayores desafíos está relacionado con el control de la frecuencia del sistema ante la reducción de la inercia por el desplazamiento de generación sincrónica. Teniendo en cuenta esta consideración, se requiere definir estrategias que permitan contrarrestar el efecto en el cambio de la inercia.

Este trabajo muestra el desarrollo realizado por XM que consta de una primera etapa en la que se



NUEVOS DESAFÍOS, MÁS OPORTUNIDADES ¡Sé parte de la transición!

definen umbrales para indicadores relacionados con el cumplimiento de criterios de estabilidad y velocidad de respuesta de la frecuencia para el Sistema Interconectado Nacional que deben ser cumplidos en todos los escenarios de análisis de integración de fuentes de generación renovables para garantizar el adecuado control de frecuencia del sistema. En una segunda etapa se desarrolla una metodología que optimiza el ajuste de los parámetros de control de frecuencia de estas fuentes para aquellos casos en los que los indicadores definidos no cumplen con los umbrales establecidos o se quiere mejorar la respuesta.

Los resultados muestran como el ajuste de los parámetros de control de frecuencia de los generadores flexibilizan la operación del sistema y favorecen la transición energética al permitir que más generación renovable no convencional pueda integrarse a la operación de este.

PALABRAS CLAVES

Respuesta rápida en frecuencia, regulación primaria de frecuencia, estabilidad, velocidad de respuesta, inercia, NADIR, frecuencia de estabilización

CATEGORÍA

Crecimiento de los negocios actuales - Energía - Estudios

INTRODUCCIÓN

En los últimos años, las energías renovables han experimentado avances significativos, lo que indica que la transición energética global está ganando impulso. En la última década las energías renovables han logrado progresos significativos en el sector eléctrico en todo el mundo, aumentando su capacidad en un 130% en comparación con el crecimiento del 24% de las no renovables. Además, las inversiones y políticas públicas destinadas a promover la implementación de estas tecnologías por parte de diferentes países han experimentado un crecimiento sustancial [1]. Recientemente, el gobierno colombiano viene incentivando la integración de estas tecnologías debido a las reducciones de costos asociadas con su implementación, sus beneficios para mitigar los efectos de condiciones climáticas extremas como 'El Niño' en la generación tradicional en el sistema eléctrico colombiano, y potenciar el desarrollo económico en el país [2]. Dadas estas condiciones, se espera que el sistema eléctrico colombiano experimente una alta penetración de fuentes de energía renovables

no convencionales (FERNC) en los próximos años [3]. Sin embargo, dado que estas fuentes de generación no presentan el mismo comportamiento que la generación síncrona en cuanto a seguridad y confiabilidad del sistema en términos de inercia, estabilidad de frecuencia, estabilidad de voltaje y control [4], XM, el operador del sistema eléctrico colombiano enfrenta el desafío de evaluar el impacto de estas e identificar los ajustes que estas plantas deben poseer para cumplir con los requisitos de confiabilidad y seguridad que el sistema requiere.

Considerando este reto, la CREG en sus resoluciones 060 de 2019 y 148 de 2021, definió requerimientos de control de frecuencia aplicables a las FERN y dejó indicada la posibilidad de definir reajustes a algunos parámetros asociados al control de frecuencia con el fin de mantener condiciones de estabilidad y velocidad de respuesta del SIN (Sistema Interconectado Nacional) [5]. Con base en lo anterior, XM desarrolló una metodología para el cálculo de los parámetros relacionados con el control de frecuencia y definió métricas para determinar la estabilidad



NUEVOS DESAFÍOS,
MÁS OPORTUNIDADES
¡Sé parte de la transición!

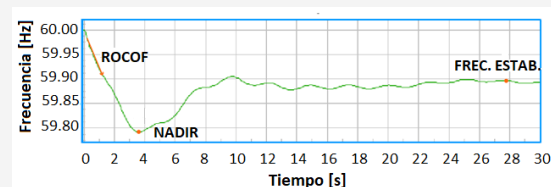
y velocidad de respuesta del SIN.

Este artículo presenta el detalle de la metodología desarrollada por XM. La sección 1 define las métricas y umbrales seleccionados para evaluar la estabilidad y velocidad de respuesta del SIN. La sección 2 presenta el detalle de la metodología desarrollada. La sección 3 muestra los resultados obtenidos considerando la implementación de la metodología propuesta. Finalmente, la sección 4 incluye las conclusiones y recomendaciones.

1 MÉTRICAS PARA EVALUAR ESTABILIDAD DE FRECUENCIA Y VELOCIDAD DE RESPUESTA DEL SIN

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) emitió normas que definen los requisitos que deben cumplir las FERN, incluidos los Recursos Energéticos Distribuidos (DER) [5]. Algunos de estos requisitos están relacionados con las características de control de frecuencia, de tal manera que se pueda minimizar el impacto del desplazamiento en la generación síncrona. En particular, se han definido requisitos de regulación primaria y respuesta rápida en frecuencia aplicables a FERN. La tarea en este caso corresponde a definir el mejor ajuste de los parámetros asociados a estas funciones para cumplir con los criterios de estabilidad y velocidad de respuesta requeridos por el SIN y minimizar requerimientos que podrían generar sobrecostos en la operación tales como el despacho mínimo de inercia. Para lograr este objetivo se definieron dos etapas, primero se seleccionaron métricas y umbrales para evaluar la estabilidad y velocidad de respuesta del SIN ante la integración de FERN y segundo se derivó una metodología para sintonizar los parámetros de control de frecuencia de las FERN para cumplir con los

requisitos seleccionados. Para llevar a cabo la primera tarea, se realizó una revisión de la literatura, a partir de la cual se identificaron tres métricas comunes útiles para evaluar criterios de estabilidad y velocidad de respuesta del control de la frecuencia. Estos indicadores, se definen a continuación, y se muestran en la Gráfica 1 donde se presenta la evolución de la frecuencia ante un evento de subfrecuencia.



Fuente Elaboración propia

Gráfica 1. Métricas estabilidad y velocidad de respuesta asociadas a la frecuencia del SIN

1.1 ROCOF

Es la derivada de la frecuencia del sistema de potencia con respecto al tiempo, (df/dt) . Este parámetro permite determinar la robustez de la red eléctrica a eventos de frecuencia.

1.2 NADIR

Es el valor mínimo alcanzado por la frecuencia durante el período transitorio. Depende directamente de la inercia despachada y de la capacidad del sistema para responder ante eventos.

1.3 FRECUENCIA DE ESTABILIZACIÓN

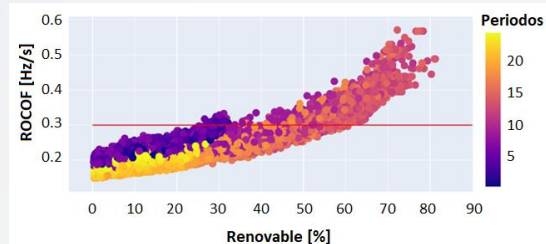
Es el valor donde la frecuencia se estabiliza luego de un evento.

Partiendo de las métricas identificadas que permiten verificar el desempeño de la frecuencia, el siguiente paso corresponde a la definición de umbrales para los indicadores seleccionados que permitan delimitar riesgos asociados a velocidad de respuesta y

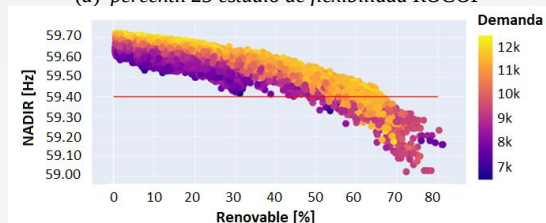


NUEVOS DESAFÍOS, MÁS OPORTUNIDADES ¡Sé parte de la transición!

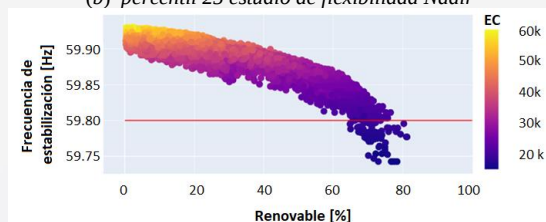
estabilidad en el SIN. Con este fin, XM realizó un análisis simulando en el software Power Factory los escenarios de generación, que incluyen integración de FERN, que se proyectan para 2026-2027 y un evento de desconexión de carga equivalente a 300 MW, de los cuales se obtuvieron los resultados expuestos en la Gráfica 2.



(a) percentil 25 estudio de flexibilidad ROCOF



(b) percentil 25 estudio de flexibilidad Nadir



(c) percentil 25 estudio de flexibilidad Frecuencia de estabilización

Fuente Elaboración propia

Gráfica 2. Resultados simulaciones despacho 2026-2027

Para los resultados representados en la Gráfica 2 c), se usó la energía cinética (EC) (1) como medida para definir el mapa de calor.

$$EC = \sum H_i \cdot S_{n_i} \quad (1)$$

Donde H_i es la inercia aportada por la i -ésima planta despachada y S_{n_i} la potencia nominal aparente aportada por la i -ésima planta. Para los demás indicadores, Nadir y ROCOF, el medidor utilizado fue la demanda y el periodo del día respectivamente. Con estos resultados se definen los umbrales de seguridad con respecto al percentil 25 de los casos simulados, dichos umbrales son: ROCOF 0.3 Hz/s, Nadir 59.4 Hz y frecuencia de estabilización 59.8 Hz. Los umbrales para el Nadir y la frecuencia de estabilización coinciden respectivamente con el umbral de la primera etapa del EDAC y el límite asociado a evento de frecuencia para el SIN.

2 METODOLOGÍA DE AJUSTE DE PARÁMETROS

En esta fase se define la metodología desarrollada para ajustar los parámetros de control de frecuencia definidos en la regulación.

2.1 PARÁMETROS DE CONTROL A AJUSTAR

Cada parámetro modificado pertenece a una funcionalidad particular del control de la FERN. A continuación, se definen las funcionalidades y sus parámetros asociados.

2.1.1 Regulación primaria de frecuencia

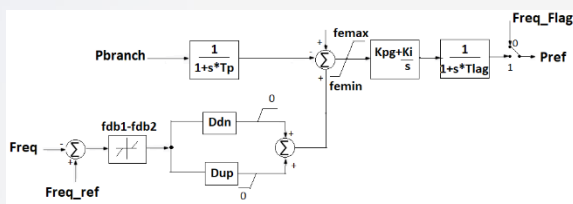
La respuesta primaria (RPF) es la capacidad de la que se dispone en las plantas de generación para responder de forma automática ante las fluctuaciones de la frecuencia. Para esta funcionalidad se modifican los parámetros del control tales como las constantes de tiempo y las ganancias. Adicionalmente se ajustan la banda muerta, que corresponde al rango de frecuencia dentro del cual las unidades de generación no varían automáticamente su



**NUEVOS DESAFÍOS,
MÁS OPORTUNIDADES**
¡Sé parte de la transición!

potencia, y el estatismo que es la característica técnica de un generador que relaciona la variación de frecuencia por cada unidad de variación en la carga de forma porcentual.

La Gráfica 3 presenta la RPF característica de las FERN.



Fuente: Tomado de [5]

Gráfica 3. Funcionalidad RPF

Para la Gráfica 3 se cumple que los parámetros K_{pg} , K_i , T_{lag} , corresponden al control; D_{dn} , D_{up} , f_{db1} y f_{db2} son los límites de estatismo y banda muerta, respectivamente; $Freq$ es la frecuencia medida y $Freq_{ref}$ es la frecuencia de referencia; f_{max} , f_{min} son límites de frecuencia a controlar; P_{branch} es la potencia medida y P_{ref} es la potencia de referencia que incluye el requerimiento de RPF.

2.1.2 Respuesta rápida en frecuencia

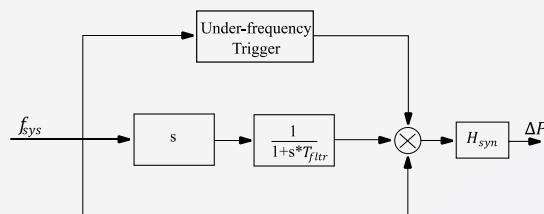
La respuesta rápida en frecuencia (RRF) es la contribución de una FERN que responde a los cambios en la frecuencia rápidamente con el fin de contrarrestar una respuesta inercial reducida. Para esta funcionalidad los parámetros a modificar corresponden a: tiempo de sostenimiento, umbral de activación y velocidad de subida, los cuales definimos a continuación:

- Tiempo de sostenimiento: tiempo que

debe permanecer el aporte de potencia máxima requerida según el evento de frecuencia [5].

- Umbral de activación: valor de frecuencia en el cual se activa la funcionalidad de respuesta rápida [5].
- Velocidad de subida: aporte en potencia proporcional a la caída en frecuencia [5].

La Gráfica 4 presenta el diagrama de bloques asociado a la RRF en el que se incluye la frecuencia de activación (Under frequency Trigger), el valor de inercia equivalente H_{syn} y la constante de tiempo asociada (T_{fltr}).



Fuente: Tomado de [5]

Gráfica 4. Diagrama de bloques respuesta rápida en frecuencia

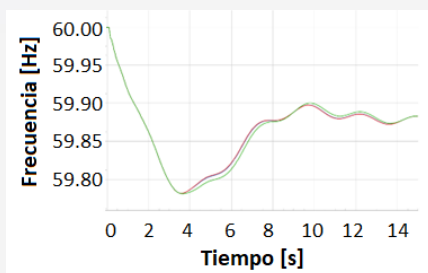
2.2 METODOLOGÍA DESARROLLADA

El proceso definido en la metodología consiste en analizar iterativamente el cumplimiento de los umbrales asociados a las métricas de evaluación establecidas en la sección 1 considerando ajustes de los parámetros de RPF y RRF a través de un proceso de optimización el cual se describe más adelante. Es importante indicar que la metodología se basa en simulaciones dinámicas en escenarios futuros de operación, con el fin de evaluar el impacto de las FERN en la frecuencia y contar con los tiempos de implementación de ajustes de parámetros requeridos. En estos escenarios se simula la pérdida de la unidad de generación más grande del sistema.



NUEVOS DESAFÍOS,
MÁS OPORTUNIDADES
¡Sé parte de la transición!

La modificación de parámetros en los controladores de las FERNs se realizó de manera simultánea en cada una de las plantas despachadas en el caso de estudio, dado que la modificación de manera individual por planta no tiene impacto en la frecuencia independiente de la cantidad de MW aportados por la misma al sistema. Los efectos de la modificación de parámetros sobre la frecuencia se pueden apreciar en la Gráfica 5, en donde en azul se presenta el caso de modificar los parámetros de la planta que más MW aporta al sistema, en verde un caso sin cambio y en rojo el cambio en todas las plantas despachadas.



Fuente: Elaboración propia

Gráfica 5. Sensibilidad cambio de parámetros de control de frecuencia

A continuación, se describe en detalle la metodología desarrollada:

- Partiendo del ajuste inicial de los parámetros de control de las FERNs, calculan las métricas definidas en la sección 1 y se comparan los resultados con los umbrales de seguridad definidos. En caso de no cumplimiento de alguno de estos se continúa con el siguiente paso.
- Se realiza nuevamente la simulación dinámica desactivando la función de respuesta rápida en frecuencia, en caso de no

cumplimiento de algún indicador se continúa con el siguiente paso. Este paso se realiza para descartar que la RRF esté afectando negativamente la frecuencia.

iii) Se activa nuevamente la RRF, y se optimizan los parámetros de esta función de tal manera de cumplir con los indicadores. En caso de no satisfacerlos todos se continúa con el siguiente paso.

iv) Se activa la función de RPF y se optimizan los parámetros de esta función de tal manera de cumplir con los indicadores. En caso de no satisfacerlos todos se realiza un análisis para establecer si es posible y seguro ajustar el Esquema de Desconexión de Carga (EDAC).

2.3 OPTIMIZACIÓN

2.3.1 Formulación del problema

Para solucionar este problema se define la siguiente función objetivo (FO):

$$\min f(x_1, x_2, x_3) = \beta x_1 + \beta x_2 + \beta x_3 \quad (2)$$

Donde x_1 , x_2 , x_3 son: ROCOF, Nadir y frecuencia de estabilización, respectivamente y β es un factor de peso que permite equilibrar el nivel de importancia de los indicadores.

2.3.2 Algoritmo

La solución del problema de optimización se lleva a cabo utilizando algoritmos genéticos. Un algoritmo genético es una técnica metaheurística que imita los procesos de selección natural y evolución que se estudian en la naturaleza, de tal manera que los individuos óptimos (soluciones óptimas) son las más aptas para heredar sus genes (aportar a las futuras generaciones de soluciones). El algoritmo genético implementado se presenta en la Gráfica 6 [6].

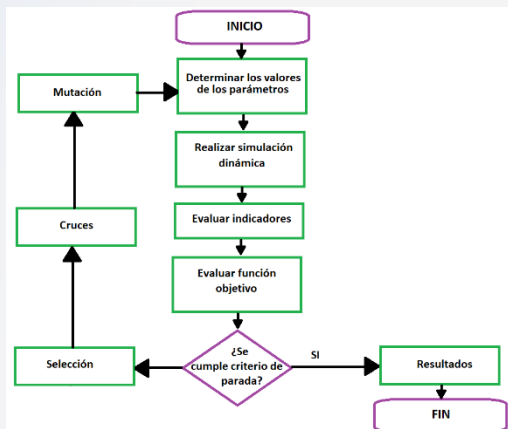
2.3.3 Espacio de búsqueda

El espacio de búsqueda está definido como



NUEVOS DESAFÍOS,
MÁS OPORTUNIDADES
¡Sé parte de la transición!

todas las posibles combinaciones de parámetros asociados a RRF o RPF, según sea el caso, considerando limitaciones definidas para las plantas de generación y las condiciones de la regulación vigente.



Fuente: Elaboración propia

Gráfica 6. Algoritmo genético usado en la optimización

2. RESULTADOS

La metodología propuesta se verifica en un escenario operativo futuro del SIN cuyas características se presentan en la Tabla 1.

En este escenario se define un evento de desconexión de 300MW, que corresponde a una unidad de la central de generación hidroeléctrica Ituango, que es la de mayor capacidad del sistema de potencia colombiano.

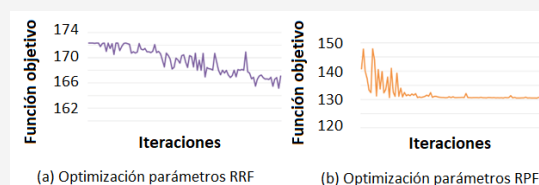
Para el escenario operativo futuro definido, aún no se identifica incumplimiento de los umbrales de seguridad mencionados anteriormente, sin embargo, el evento resulta suficiente para medir la capacidad de la metodología para responder ante el evento de frecuencia y reducir el impacto que tiene sobre el sistema eléctrico colombiano.

Año - Periodo	FERNC (MW - % del Total)	Gen. sincrónica (MW - % del Total)
2027	6719 – 86 %	1097 – 14 %

Fuente: Elaboración propia

Tabla 1. Características del escenario de simulación

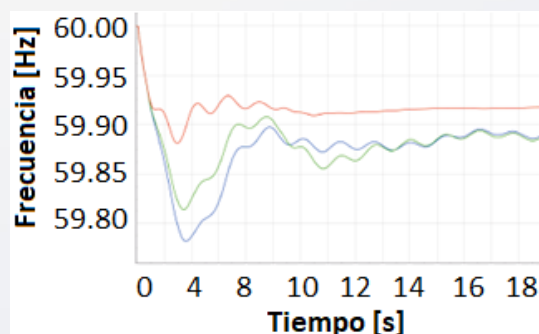
La Gráfica 7 muestra la evolución de la FO durante la optimización de los parámetros de RRF y de RPF en la cual se puede apreciar la tendencia decreciente de la función objetivo durante las iteraciones.



Fuente: Elaboración propia

Gráfica 7. Función objetivo vs. iteraciones

La Gráfica 8 muestra los mejores resultados obtenidos por la metodología (azul: caso base, verde: optimizando parámetros RPF y rojo: optimizando parámetros RPF y RRF), y en la Tabla 2 se muestran los indicadores asociados a las curvas correspondientes.



Fuente: Elaboración propia

Gráfica 8. Resultados aplicación metodología



NUEVOS DESAFÍOS,
MÁS OPORTUNIDADES
¡Sé parte de la transición!

Caso	ROCOF (Hz/s)	Nadir (Hz)	Frec.est. (Hz)
Básicos	-0.07217	59.78	59.89
RRF	-0.07164	59.81	59.89
RRF RPF	-0.06901	59.89	59.93

Fuente: Elaboración propia

Tabla 2. Comparación de indicadores

Tanto en la Gráfica 8 como en la Tabla 2 se evidencia la mejora en los indicadores definidos al aplicar la metodología desarrollada, siendo más beneficioso el caso de optimización conjunta de los parámetros de RRF y RPF.

3. CONCLUSIONES RECOMENDACIONES

Y

Este artículo presenta una metodología novedosa de ajuste de parámetros asociados a los controles de frecuencia del SIN para cumplir con umbrales de seguridad del sistema eléctrico colombiano. La metodología emplea un modelo de optimización metaheurístico que se adapta a las condiciones y complejidad del problema. Esta técnica demuestra una mejora en las condiciones de seguridad de un sistema eléctrico con una alta penetración de FERN, particularmente en términos de respuesta en frecuencia.

La implementación de esta metodología no solo se constituye en un apoyo a la transición energética en Colombia al aprovechar al máximo las funcionalidades definidas en el sistema colombiano para las FERN sino que adicionalmente busca minimizar los costos operativos adicionales que se pueden presentar debido a la reducción de inercia derivada del desplazamiento de generación sincrónica. La metodología propuesta es flexible al poder extenderse a otros controles que dependen del ajuste de parámetros de las FERN y puede readaptarse para cumplir con

otros criterios de seguridad.

4. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] IRENA, World Energy Transitions Outlook 2022. [Online]. Disponible: <https://www.irena.org/Digital-Report/World-Energy-Transitions-Outlook-2022>
- [2] Congreso de Colombia, "Ley 1715 de 2014 (Regulación de la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional)", 2014.
- [3] Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), "Plan de Expansión de Referencia Generación Transmisión 2017-2031".
- [4] Diego A. Acosta Taboada, "Impactos técnicos de alta penetración de FERN en un sistema de transmisión" University of the Andes, Colombia, 2020.
- [5] Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), "Resolución CREG 060 de 2019," Bogotá, Colombia, Jun. 2019.
- [6] N. Castrillon, J. Gonzalez, S. Hincapié, "Study of the Implementation of Synthetic Inertia in Wind Turbines and its Impact in the Colombian Power System," IEEE PES Transmission & Distribution Conference and Exhibition - Latin America (T&D-LA), Lima, Peru, 2018.

HOJA DE VIDA DE LOS AUTORES

Neby Castrillón. Doctora en ingeniería Eléctrica – UNAL San Juan, Argentina (2010).

Cristhian Quiroz Castaño. Matemático UNAL – Sede Medellín (2023).

Juan González Magister en Ingeniería Eléctrica, UNAL - Sede Medellín (2019).

Martín Sánchez – Ingeniero Electricista – UdeA (2019)

isa

CONEXIONES QUE INSPIRAN