

DESARROLLO E IMPLEMENTACIÓN DE UN MODELO PARA GESTIONAR ACTIVOS EN EL CORTO, MEDIANO Y LARGO PLAZO DENTRO DEL SECTOR ELÉCTRICO

ALVAREZ A., David L.; ROSERO, Laura S.; GARCÍA S., Rodolfo

Carrera 30 No 45A-03 Oficina 102 C -edificio 411 PBX. 3165000 Ext. 11118-11117

E.mail: dlalvareza@unal.edu.co, lsroseroz@unal.edu.co, rodolfo.garcia@enel.com

Bogotá, D.C. – Colombia

Resumen

Los sistemas de gestión de activos buscan apoyar la toma de decisiones basados en la maximización del desempeño procurando la minimización de los costos y la mitigación de los riesgos. En el presente artículo se propone un modelo para la evaluación del desempeño de los activos físicos junto con la integración de los análisis de riesgo y económico dentro de una red eléctrica; considerando la gestión en el corto, mediano y largo plazo. Como estudio de caso, este modelo se implementa en un parque de transformadores de potencia.

Introducción

Los sistemas eléctricos se encuentran en una transición dada la incursión acelerada de las redes inteligentes. Dentro de este nuevo contexto y bajo el esquema del libre mercado, se busca una optimización de la rentabilidad, cumpliendo con los niveles requeridos de seguridad, confiabilidad y calidad del servicio. Para cumplir estos objetivos dentro del sector eléctrico, la gestión de activos ha surgido como una herramienta que optimiza costos mediante la maximización del desempeño de los activos físicos y la minimización de riesgos que puedan impactar en los objetivos de la compañía [1].

Dadas las nuevas tecnologías de la información, los desarrollos en los análisis datos y la incursión de las redes inteligentes [2], la gestión activos en los sistemas eléctricos han tomado un nuevo impulso como herramienta en la toma de

decisiones. Acorde a [3], dentro de los beneficios de la gestión de activos (GA) bajo las redes inteligentes esta:

- Mejoras en los indicadores financieros
- Inversiones en activos basadas en la información
- Gestión del riesgo
- Mejoras en los resultados y servicios
- Responsabilidad social demostrada
- Cumplimiento de objetivos
- Mejoras en la reputación
- Mejoras en la sostenibilidad organizacional
- Mejoras en la eficiencia y la eficacia
- Mejor calidad de servicio
- Extensión de vida útil de los activos

En este trabajo se propone un modelo integral mediante el cual se pretende cuantificar el desempeño de los activos físicos en una red eléctrica en el corto, mediano y largo plazo [4]. Dado este enfoque temporal, se busca optimizar la operación, mantenimiento y planeación del sistema. En la gestión a corto plazo se ejecutan análisis de contingencias en tiempo real usando el estado actual de la red y modelos de pronóstico de carga. Esto con el fin de predecir y mitigar probables estados de emergencia dentro del sistema que se puedan presentar durante la operación. En la gestión en el mediano plazo se busca priorizar el mantenimiento de los activos basados en su estado de salud y la criticidad del activo dentro del sistema. Finalmente, mediante la gestión a largo plazo se prioriza el remplazo de activos

basados en la estimación de la vida remanente y su desempeño dentro de la red. Para validar el modelo, se presenta una plataforma desarrollada para el parque de transformadores de potencia pertenecientes a ENEL-CODENSA S.A - ESP, donde los índices de salud y envejecimiento se calculan a partir de las pruebas diagnósticas, las condiciones de operación y la información técnica de cada activo. Como resultado, se obtienen el listado de priorizaciones en el mantenimiento y la reposición para un parque con más de 200 transformadores de potencia. Por el ejemplo, en la Fig. 1 se muestra un resumen de los resultados del modelo implementado para un transformador de potencia, entre los cuales se encuentra el índice de salud, la vida transcurrida, entre otros índices.



Fig. 1. Tablero de resumen del estado del transformador R1 dentro del marco de Gestión de Activos

Adicionalmente, en la Fig. 2 se presenta el resumen de los indicadores dentro del modelo de gestión de activos para el lote de transformadores bajo análisis.



Fig. 2. Tablero de resumen del estado de los transformadores de potencia dentro del marco de Gestión de Activos

Gestión a Corto Plazo

El objetivo de la gestión a corto plazo consiste en determinar el comportamiento y las acciones que se deben llevar a cabo ante una contingencia como consecuencia de la falla de un activo.



Fig. 3. Metodología para el análisis de contingencias en tiempo real

En la Fig. 3 se presenta la metodología propuesta para llevar a cabo la gestión en el corto plazo. Esta metodología parte del sistema SCADA, de dónde se obtiene la configuración y las condiciones operativas de la red en tiempo real. Posteriormente, las contingencias con una alta probabilidad y/o con alto impacto que se puedan presentar en la red son modeladas a través de herramientas para el análisis de flujos de potencia. Con los resultados obtenidos en el análisis de contingencias, se identifican los activos críticos bajo las actuales condiciones operativas y se llevan a cabo nuevamente análisis de flujos de carga considerando predicciones de demanda y las contingencias seleccionadas. Esto con el fin de optimizar un

eventual deslaste de carga, ya que, al presentarse contingencias en el sistema, puede ser necesario o no el deslaste de carga de acuerdo con la demanda que el sistema requiere posterior a la falla. Así, mediante la gestión a corto plazo se pretende optimizar el indicador de calidad SAIDI usando modelos de predicción de demanda al predecir el comportamiento de la red ante una contingencia.

Para la predicción de la carga, es necesario contar con historial discretizado por día y en una resolución de tiempo menor a una hora. Por ejemplo, en la Fig. 4 se observa la carga del transformador R1 para los días miércoles y viernes, donde el eje vertical corresponde a todas las muestras de dichos días, y el eje horizontal corresponde a la hora del día. En esta figura se puede observar la tendencia en el comportamiento de la carga del transformador.

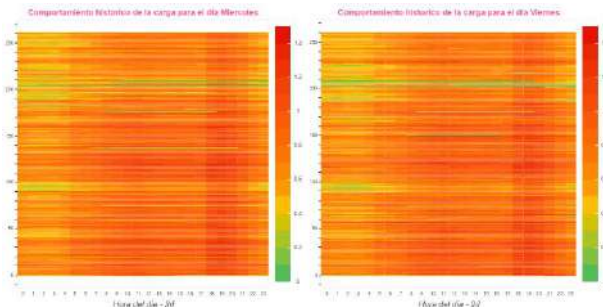


Fig. 4. Carga histórica del transformador R1

Modelamiento de la Carga

Para optimizar la gestión de los transformadores de potencia en los tres horizontes de tiempo, es necesario modelar el comportamiento de la carga de los activos. En el largo plazo soporta la toma de decisiones en la etapa de planeamiento y en el cálculo de índices de desempeño. En el mediano plazo, permite planificar el mantenimiento en horas en las que el sistema esta menos estresado. En tiempo real, permite tomar decisiones y predecir las acciones que se deben llevar a cabo para mitigar el impacto durante el tiempo que dura una contingencia,

por ejemplo, cuando se presentan sobrecargas temporales del sistema.

Para el modelamiento de la carga en cada activo durante un día, en este artículo se propone utilizar la serie de Fourier mostrada en la ec. (1). Donde el coeficiente $\frac{a_0}{2}$ representa la carga mínima y constante a lo largo del día, N es el número de armónicos asumidos de la serie, a_n es la amplitud de la componente armónica n , ω es el periodo de la serie, en este caso se tomó de 48 h, t es el tiempo y Ψ_n representa el ángulo de fase relativo de cada componente armónico.

$$f(t) = \frac{a_0}{2} + \sum_{n=1}^N a_n \cos(n\omega t - \Psi_n) \quad (1)$$

Para la estimación de la demanda diaria para cada activo es necesario ajustar los coeficientes a_0 , a_n y Ψ_n . Estos coeficientes se ajustan mediante la formulación de un problema de optimización y el uso del comportamiento histórico de la carga para cada día de cada activo durante los últimos años. Así, se asume que el perfil de la carga mantiene el patrón del comportamiento promedio histórico. En la Fig. 5 se muestra la predicción y el valor promedio histórico para el transformador R1.

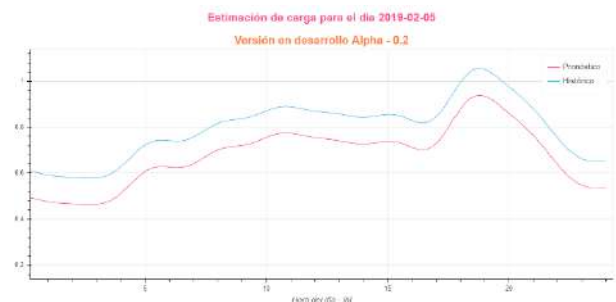


Fig. 5. Predicción de la carga para el transformador R1

Gestión a Mediano Plazo

En la gestión a mediano plazo se busca priorizar el mantenimiento de los activos basados en su

desempeño y su estado dentro de la red. En otras palabras, en la gestión a mediano plazo se prioriza y se determina el orden del mantenimiento basados en la criticidad y la probabilidad de falla del activo. Esta probabilidad esta correlacionada con el índice de salud y las condiciones de operación del activo. El indicador mediante el cual se mide la efectividad da la gestión a mediano plazo dentro de la GA es el índice de disponibilidad (A). En la Fig. 6 se muestran los índices de salud evaluados para el transformador R1.



Fig. 6. Índices de salud del transformador R1

Adicionalmente, la tasa de crecimiento histórica de los gases se muestra en la Fig. 7. Mediante estas tasas es posible inferir la evolución del estado del transformador.

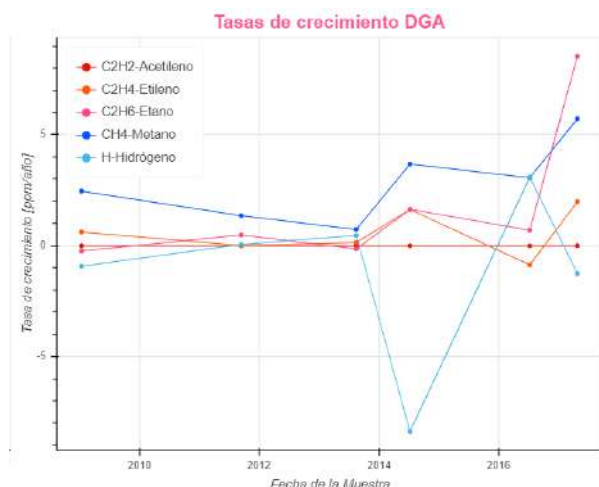


Fig. 7. Tasas de crecimiento de gases para el transformador R1

Análisis de Criticidad

Mediante los análisis de criticidad se determina o cuantifica la importancia del activo para el cumplimiento de los objetivos de la empresa. En este análisis generalmente se considera la matriz de criticidad, donde se establecen objetivos financieros, operativos, seguridad, legales y ambientales.

Índice de Salud

Mediante el índice de salud (IS) se cuantifica el estado de los activos [4] con el fin de determinar las acciones necesarias. A partir del IS es posible estimar la probabilidad de falla de un activo [5]. Sin embargo, no se ha llegado a un consenso sobre como estimar el IS a partir de la información [6]. Generalmente, el IS se calcula usando el método de puntajes y pesos. Los puntajes se determinan mediante las pruebas de diagnóstico y las condiciones de operación; los pesos se determinan a través de la experiencia e información estadística. En la Fig. 8 se presenta el modelo propuesto para el cálculo del IS para transformadores de potencia.

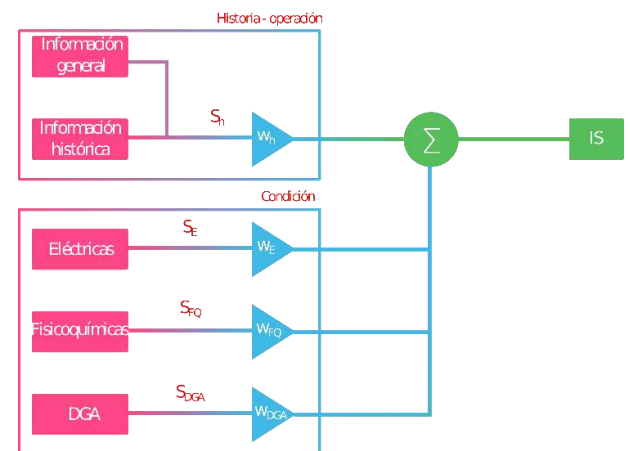


Fig. 8. Cálculo del índice de salud en transformadores de potencia

Análisis de Riesgo – Matriz de riesgos

El análisis de riesgos y la toma de decisiones se basa en la probabilidad de falla del activo y su

criticidad dentro del sistema [7]. Los riesgos comúnmente se clasifican en Nulo (N), Bajo (L), medio (M), alto (H), muy alto (VH) e inaceptable (U). Mediante el análisis de riesgo se busca establecer las acciones necesarias para mitigar o eliminar el impacto de una falla en la red mediante la matriz de riesgos.

Así, mediante esta matriz se prioriza el mantenimiento de los activos usando en índice de riesgo (IR). Este índice se calcula usando la probabilidad de falla del activo y la criticidad de este.

Gestión a Largo Plazo

En la gestión a largo plazo se busca estimar el índice de oportunidad (IO) a partir de la vida transcurrida del activo y de la evaluación de su desempeño (ID) dentro de la red.

Vida Transcurrida – VT

Para el caso particular de los transformadores de potencia, la estimación de vida transcurrida está asociada a la condición del aislamiento sólido. El método de mayor aceptación es mediante la medición de concentración de furanos en el aceite, dada la correlación entre el grado de polimerización del papel y el contenido de estos compuestos. El grado de polimerización (DP) se define como el promedio número de anillos de glucosa en la molécula. El furano más representativo y estable es el 2FAL [8]. Para la estimación del grado de polimerización la ec. (2) es comúnmente usada.

$$DP = \frac{\log_{10}(2FAL \times 0,88) - 4,51}{-0,0035} \quad (2)$$

Para la estimación de la vida transcurrida a partir del valor de DP se considera la ec. (3).

$$EL = 20 \log \left(\frac{1100}{DP} \right) \quad (3)$$

En la Fig. 9 se presentan los principales indicadores para la gestión a largo plazo en transformador de potencia.

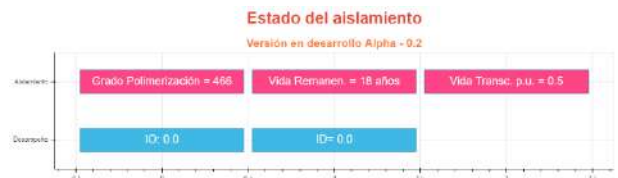


Fig. 9. Resumen de datos del estado del aislamiento

En la Fig. 10 se presenta la tasa de crecimiento de furanos. A partir de esta información es posible determinar la evolución del envejecimiento del transformador.

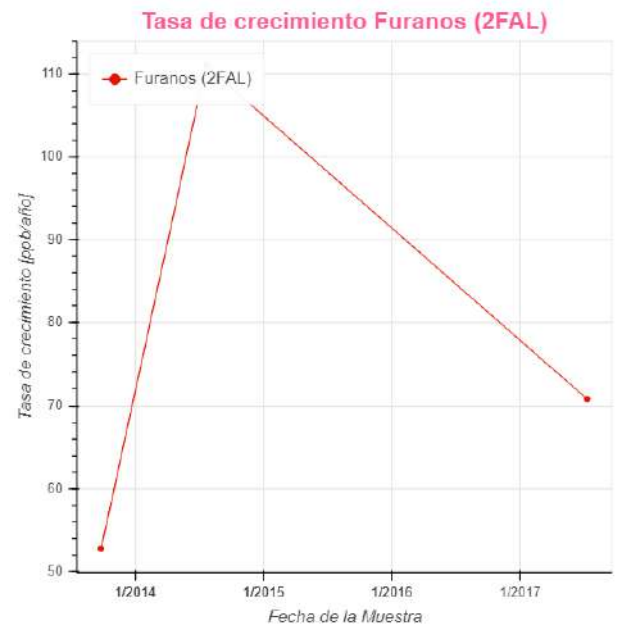


Fig. 10. Tasas de crecimiento de furanos

La comparación entre la edad operacional y el envejecimiento del parque de transformadores se presenta en la Fig. 11.

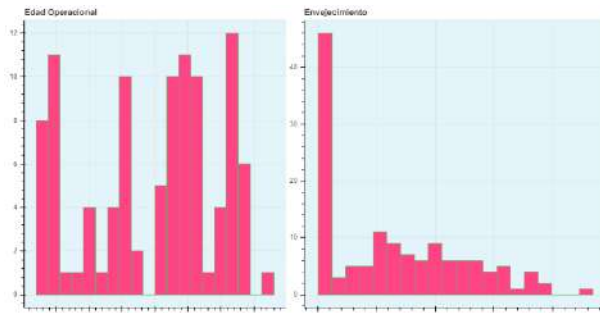


Fig. 11. Edad de los activos bajo estudio

Índice de Desempeño – ID

El índice de desempeño permite cuantificar el comportamiento del activo dentro de la red. Por ejemplo, el nivel de sobrecarga de los activos y/o los clientes afectados durante una contingencia cuando el activo falla.

Índice de Oportunidad – IO

De manera similar al índice de riesgo, el índice de oportunidad IO permite priorizar la toma de decisiones en la planeación del sistema. Este índice relaciona el desempeño del activo (ID) dentro de la red con su vida remanente transcurrida (EL). En las Fig. 12 y 13 se presentan los índices de oportunidad para el lote de transformadores bajo estudio.



Fig. 12. Índice de oportunidad para los transformadores de potencia bajo estudio

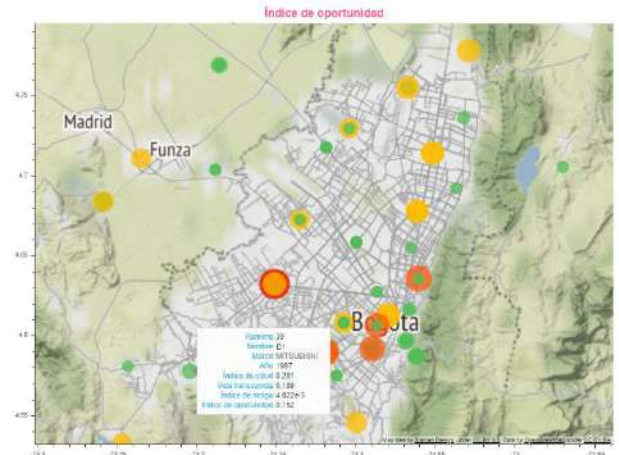


Fig. 13. Índices y localización de los transformadores de potencia bajo estudio

En la Fig. 14 se presenta el resumen del estado de los transformadores basados en el índice de oportunidad.

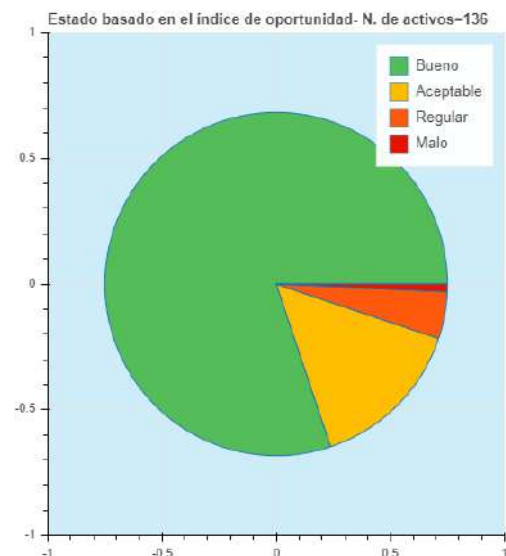


Fig. 14. Estado de los transformadores analizados respecto al índice de oportunidad

Adicionalmente, en la Fig. 15 se muestra el índice de salud vs la vida transcurrida de los transformadores de potencia bajo estudio. El objetivo de esta gráfica es apoyar la toma de decisiones respecto a realizar un mantenimiento o reemplazar un activo.

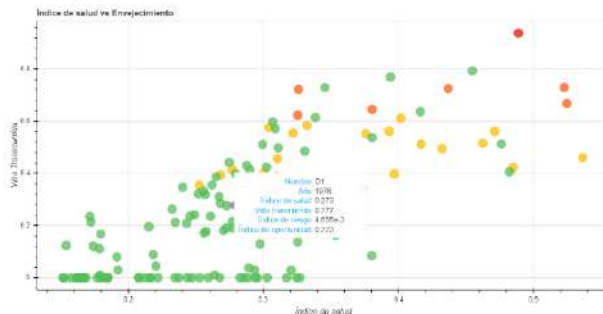


Fig. 15. Índice de salud vs Vida Transcurrida de los transformadores de potencia analizados

Finalmente, en la Tabla 1 se encuentra la priorización de los activos estudiados. En esta tabla, los activos se encuentran organizados según su índice de riesgo, donde los primeros son los de menor confiabilidad y mayor criticidad dentro de la red.

Tabla. 1. Resumen de los activos organizado según los índices desarrollados.

#	Item	Número	Año	D1	D2	D3	D4
1	63317	Q2	1981	0.91	0.46	0.96	0.011
2	12000072	Q6	1982	0.91	0.46	0.97	0.008
3	94000102	Q2	1984	0.91	0.47	0.97	0.008
4	89320	R1	1992	0.91	0.51	0.97	0.008
5	253208	D1	1995	0.91	0.51	0.97	0.008
6	47595	D3	1995	0.91	0.51	0.97	0.007
7	92988	D6	1995	0.91	0.41	0.97	0.007
8	28518	R3	1995	0.91	0.51	0.97	0.007
9	35980	D5	1992	0.91	0.51	0.97	0.007
10	100032584	R7	1981	0.91	0.51	0.97	0.006
11	100032584	R8	1981	0.91	0.51	0.97	0.006

CONCLUSIONES

La implementación de un sistema de gestión de activos dentro del sector eléctricos requiere de análisis en diferentes horizontes de tiempo. En este artículo se propone usar el corto plazo con el fin de gestionar contingencias, el mediano plazo para planificar el mantenimiento y el largo plazo para planear las inversiones dentro de sistema. Para cada uno de estos horizontes, se propusieron métricas que permiten soportar la toma de decisiones.

Para implementar el modelo propuesto es necesario desarrollar herramientas que se

ajusten a las políticas y objetivos de cada compañía.

AGRADECIMIENTOS

Este proyecto fue financiado por ENEL-CODENSA S.A - ESP y la Universidad Nacional de Colombia, Departamento de Ingeniería Eléctrica y Electrónica.

REFERENCIAS

- [1] ISO, "Asset management - Management systems - Requirements. ISO 55001:2014," 2014.
- [2] IEC, "Strategic asset management of power networks," *Int. Electrotech. Comm.*, 2015.
- [3] V. Efthymiou, "Progress and Challenges on Asset Management for Future Smart Grids WORKING GROUP 1: NETWORK OPERATION AND ASSETS 2016," 2016.
- [4] S. R. Khuntia, J. L. Rueda, S. Bouwman, and M. A. M. M. van der Meijden, "A literature survey on asset management in electrical power [transmission and distribution] system," *Int. Trans. Electr. Energy Syst.*, vol. 26, no. 10, pp. 2123–2133, Oct. 2016.
- [5] R. E. Brown, G. Frimpong, and H. L. Willis, "Failure Rate Modeling Using Equipment Inspection Data," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 19, no. 2, pp. 782–787, May 2004.
- [6] A. Azmi, J. Jasni, N. Azis, and M. Z. A. A. Kadir, "Evolution of transformer health index in the form of mathematical equation," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 76, pp. 687–700, Sep. 2017.
- [7] CIGRE WG C1.25, *Asset Management Decision Making using different Risk Assessment Methodologies*. Paris, 2013.
- [8] F. Ortiz, C. Fernández, A. Santisteban, F. Delgado, and A. Ortiz, "Estimating the

age of power transformers using the concentration of furans in dielectric oil,” *Renew. Energy Power Qual. J.*, vol. 1, no. 14, pp. 1011–1015, May 2016.

David Leonardo Álvarez A: recibió el título de Ingeniero Electricista, Magister y Doctor de la Universidad Nacional de Colombia en 2009, 2014 y 2017, respectivamente. Trabajó como ingeniero investigación y desarrollo del 2009 al 2012 en la fábrica de transformadores de Siemens Manufacturing, Tenjo, Colombia. En el 2016 fue estudiante de doctorado invitado al Department of Energy Technology, Aalborg University, Dinamarca. Actualmente está asociado como posdoctor al Laboratorio de Innovación en Alta Tensión (LIAT-ER) de la Universidad Nacional de Colombia.

Laura Sofía Rosero Zúñiga: recibió el título de Ingeniera Electricista de la Universidad Nacional de Colombia en 2016. Actualmente, estudiante de Maestría en Ingeniería Eléctrica. Perteneciente al grupo de investigación Programa de Investigación sobre adquisición y análisis de señales (PAAS-UN) y al Laboratorio de Innovación en Alta Tensión (LIAT-ER).

Rodolfo García Sierra: recibió los títulos de Ingeniero Electricista, Magister y Doctor de la Universidad Nacional de Colombia. Líder del Observatorio de Innovación, Unidad Operativa de Alta tensión, ENEL-CODENSA S.A - ESP.

1. David Leonardo Álvarez A
 - a. Celular: 3014413314
 - b. email: dlalvareza@unal.edu.co
 - c. Ciudad: Bogotá
 - d. País: Colombia
2. Laura Sofía Rosero Z.
 - a. Celular: 3006872200
 - b. email: lsroseroz@unal.edu.co
 - c. Ciudad: Bogotá
 - d. País: Colombia
3. Rodolfo García Sierra.
 - a. Celular: 3164655224
 - b. email: rodolfo.garcia@enel.com
 - c. Ciudad: Bogotá
 - d. País: Colombia