



Sistema en línea para gestión y análisis automático de fallas mediante la integración del *software* SAGES-DAE*

Óscar Andrés Tobar-Rosero^a ■ Sebastián Giraldo Ríos^b ■
Paulina Arregocés Guerra^c ■ Juan Carlos Rodríguez-Suárez^d ■
Leonardo Vásquez Ruiz^e ■ Germán Darío Zapata-Madrigal^f

Resumen: El sector eléctrico requiere herramientas tecnológicas apropiadas para asegurar un monitoreo efectivo y la implementación de acciones eficaces ante contingencias que puedan surgir durante su operación. Existen diversas ofertas tecnológicas en el mercado para el monitoreo, gestión y diagnóstico del sistema, teniendo como foco los componentes de protección, control y automatización. No obstante, en Colombia los desarrollos locales son aún limitados, lo que obliga al sector a depender de tecnologías o soluciones que requieren ser adaptadas a las condiciones locales. Por ende, este artículo expone la consolidación de dos desarrollos colombianos denominados *sages* y *dae*, especialmente orientados hacia la gestión de equipos de protección, control y registro, así como al análisis y diagnóstico de fallas, siendo estos un aporte fundamental para el desarrollo tecnológico y la ingeniería del país. Como eje central, se describen las características de dichos desarrollos y el

* Artículo de investigación.

- a** Magíster en Ingeniería Eléctrica, ingeniero electricista, de la Universidad Nacional de Colombia, Medellín, Antioquia, Colombia.
Correo electrónico: oatobarr@unal.edu.co; ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-9972-5308>
- b** Magíster en Inteligencia de Negocios, especialista en Formulación y Evaluación de Proyectos, ingeniero en Telecomunicaciones. ISA Intercolombia S.A., Medellín, Colombia.
Correo electrónico: segiraldo@intercolombia.com; ORCID: <https://orcid.org/0009-0008-5736-5082>
- c** Magíster en Ingeniería Analítica, ingeniera de control, de la Universidad Nacional de Colombia, Medellín, Antioquia, Colombia.
Correo electrónico: parregocesg@unal.edu.co; ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-9567-0231>
- d** Magíster en Ingeniería, especialización en Gerencia de Negocios. Ingeniería Eléctrica. ISA Intercolombia S.A., Medellín, Colombia.
Correo electrónico: jcrodriguez@intercolombia.com; ORCID: <https://orcid.org/0009-0004-3158-2231>
- e** Magíster en Ingeniería de Sistemas. Ingeniería Eléctrica. ISA Intercolombia S.A., Medellín, Colombia.
Correo electrónico: lvasquez@intercolombia.com; ORCID: <https://orcid.org/0009-0000-2877-5682>
- f** Doctor en Ciencias Aplicadas, maestría en Automática, especialización en Alta Gerencia, ingeniero electricista, de la Universidad Nacional de Colombia, Medellín, Antioquia, Colombia.
Correo electrónico: gdzapata@unal.edu.co; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-7739-1578>

proceso de integración de estas soluciones para la consolidación de un sistema robusto: sages-dae, con diversas funcionalidades y atributos, diseñados para mejorar la competitividad de la empresa y la ingeniería colombiana en el mercado internacional. Este sistema busca brindar apoyo a los operadores del sistema eléctrico, al tiempo que consolida fuentes de información y resultados que permiten mantener una mayor disponibilidad de los activos. Con esto se busca alcanzar una respuesta más eficiente ante posibles contingencias y, en consecuencia, mejorar la calidad en la prestación del servicio.

Palabras clave: análisis de fallas; automatización de procesos; diagnóstico de eventos; gestión de información; gestión automática de eventos; sistemas eléctricos

Recibido: 11/03/2024 **Aceptado:** 28/05/2024 **Disponible en línea:** 29/10/2024

Cómo citar: Tobar Rosero, O. A., Giraldo Ríos, S., Arregocés Guerra, P., Rodríguez Suárez, J. C., Vásquez Ruiz, L., & Zapata Madrigal, G. D. (2024). Sistema en línea para gestión y análisis automático de fallas mediante la integración del software SAGES-DAE. *Ciencia E Ingeniería Neogranadina*, 34(2), 23–41. <https://doi.org/10.18359/rcin.7267>

Online System for Automatic Fault Management and Analysis Based on Sages-Dae Software Integrations

Abstract: The electrical sector requires appropriate technological tools to ensure effective monitoring and the implementation of effective actions in response to contingencies that may arise during its operation. Various technological solutions for monitoring, management, and diagnostics of the system are available on the market, focusing on the components of protection, control, and automation. However, in Colombia, local developments remain limited, forcing the sector to rely on technologies or solutions that must be adapted to local conditions. Therefore, this article presents the consolidation of two Colombian developments, "SAGES" and "DAE", specifically aimed at managing protection, control, and recording equipment, as well as analyzing and diagnosing failures. These developments represent a significant contribution to technological advancement and engineering in the country. The article primarily describes the characteristics of these developments and the integration process that consolidates them into a robust system known as "SAGES-DAE," which encompasses various functionalities and attributes designed to enhance the competitiveness of Colombian engineering in the international market. This system aims to support electrical system operators by consolidating information sources and results, thereby increasing asset availability. Ultimately, it seeks to achieve a more efficient response to potential contingencies and, consequently, improve the quality of service provision.

Keywords: Automatic Fault Management; Electrical Systems; Event Diagnosis; Fault Analysis; Information Management; Process Automation

Sistema online para gestão e análise automática de falhas mediante a integração do software SAGES-DAE

Resumo: O setor elétrico necessita de ferramentas tecnológicas apropriadas para garantir um monitoramento efetivo e a implementação de ações eficazes diante de contingências que possam surgir durante sua operação. Existem diversas ofertas tecnológicas no mercado para monitoramento, gestão e diagnóstico do sistema, com foco nos componentes de proteção, controle e automação. No entanto, na Colômbia, os desenvolvimentos locais ainda são limitados, o que força o setor a depender de tecnologias ou soluções que precisam ser adaptadas às condições locais. Portanto, este

artigo expõe a consolidação de dois desenvolvimentos colombianos denominados SAGES e DAE, especialmente orientados para a gestão de equipamentos de proteção, controle e registro, bem como para a análise e diagnóstico de falhas, sendo uma contribuição fundamental para o desenvolvimento tecnológico e a engenharia do país. Como eixo central, são descritas as características desses desenvolvimentos e o processo de integração dessas soluções para a consolidação de um sistema robusto: SAGES-DAE, com diversas funcionalidades e atributos, projetados para melhorar a competitividade da empresa e da engenharia colombiana no mercado internacional. Este sistema visa apoiar os operadores do sistema elétrico, ao mesmo tempo em que consolida fontes de informação e resultados que permitem manter uma maior disponibilidade dos ativos. Com isso, busca-se alcançar uma resposta mais eficiente diante de possíveis contingências e, conseqüentemente, melhorar a qualidade na prestação do serviço.

Palavras-chave: análise de falhas; automação de processos; diagnóstico de eventos; gestão de informação; gestão automática de eventos; sistemas elétricos

Introducción

Los sistemas eléctricos son redes complejas y extensas que integran sistemas de generación, transmisión y distribución de electricidad para suministrar energía a hogares, empresas, industrias y otras instalaciones. Estos sistemas son fundamentales para la sociedad moderna, ya que la electricidad es una fuente de energía versátil y ampliamente utilizada [1]. En tal sentido, toma relevancia el hecho de garantizar la correcta operación de un sistema para protección, control y automatización de sistemas eléctricos, mitigando así riesgos para usuario e infraestructura de la empresa, y gestionando, a su vez, eventos no deseados con impacto en el sistema y los operadores [1], [2].

Las interrupciones no planificadas en el suministro eléctrico o comúnmente denominados “apagones” pueden originarse por diversas razones, como fallos en equipos, condiciones climáticas extremas, además de otros eventos imprevistos. Aquí se destacan eventos asociados a fallas en equipos, como transformadores, interruptores y generadores, entre otros. Las fallas en estos equipos pueden causar interrupciones en el suministro eléctrico y requerir reparaciones o reemplazos costosos [3]. A su vez, los fenómenos naturales también ponen en riesgo los sistemas eléctricos, por ejemplo, las descargas atmosféricas pueden impactar en las líneas eléctricas o en subestaciones, lo que podría resultar en daños y apagones. En todo caso, es fundamental contar con las herramientas adecuadas para proteger, controlar y mitigar el impacto en el sistema eléctrico, que pudiera derivarse de algún evento no deseado [3].

Los sistemas de protección son cruciales para la seguridad del sistema eléctrico. Si estos dispositivos fallan o no se ajustan correctamente, pueden permitir que eventos adversos se propaguen a través de la red [4]. El registro de eventos en sistemas eléctricos es de suma importancia por varias razones, porque proporciona información esencial para entender el comportamiento del sistema de potencia durante este tipo de situaciones [5]. A partir del registro de eventos se pueden desprender procesos como el diagnóstico y la resolución de problemas, orientar procesos de mantenimiento preventivo,

para la mejora de confianza y calidad del servicio, optimización de la operación, investigación de incidentes graves y, como es natural, cumplir con la normativa correspondiente [5].

El componente de diagnóstico de eventos es un proceso típicamente realizado por los expertos técnicos operativos de cada empresa. Sin embargo, a partir de las tendencias en los desarrollos de herramientas y el uso de tecnologías emergentes, se ha avanzado en el diagnóstico automático de eventos, al integrar, principalmente, modelos con inteligencia artificial (IA) [5], [6], [7]. El proceso de diagnóstico convencional requiere de un alto nivel de experticia del equipo técnico operativo a cargo, sumado al tiempo de dicho proceso, que son factores determinantes al considerar las obligaciones de cada empresa para la emisión de informes de análisis y diagnóstico dirigidos a entes operadores, según se establece en la normativa local [8], [9].

Como caso particular, en Colombia existen diferentes entidades estatales encargadas de evaluar y definir las reglas de operación de los diferentes agentes o usuarios que directa o indirectamente se relacionan con el sector eléctrico del país. El Ministerio de Minas y Energía encabeza la línea de mando y es el encargado de llevar ante el Congreso de la República lineamientos o proyectos de ley, en pro del “bienestar y la seguridad energética del país” (por ejemplo, las leyes 142 y 143 de 1994); lo acompaña la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), que emite regulaciones, circulares y estudios de operación, y la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), encargada de actividades como analizar el comportamiento de la demanda, el uso de recursos energéticos, la planeación y el desarrollo de nuevos proyectos [8].

El Centro Nacional de Despacho (CND) y el Consejo Nacional de Operación (CNO) del sector eléctrico se encargan de establecer aspectos técnicos y operativos que garanticen un óptimo desempeño, con seguridad, estabilidad y operación integrada del Sistema Interconectado Nacional (SIN), sin dejar de lado el componente económico, como base para la viabilidad de los sistemas [8]. En particular, el CNO 1617 de 2022 [9], en el que se actualiza el “procedimiento para la elaboración de

informes de análisis de eventos en el SIN”, establecido previamente en el Acuerdo 787 de 2015 [10], el cual define “responsabilidades y procedimientos a los cuales están sujetos agentes transportadores, operadores de red, generadores del SIN y el CND, para la realización de informes referentes al análisis de eventos en el SIN”. Dicho acuerdo también establece el plazo para el suministro de información técnica por parte de los agentes, para la elaboración del informe de análisis de eventos en el CND.

Entendiendo la necesidad de cumplir con este tipo de normativa y optimizar los procesos operativos en las empresas del sector eléctrico, se plantean soluciones tecnológicas para apoyar el proceso de análisis [3], [8]. Razón por la cual, Interconexión Eléctrica S.A. ESP (ISA) adelanta estudios en este tipo de sistemas, alcanzando desde hace varios años el desarrollo y mejora continua de las herramientas de Sistema Automático de Gestión de Equipos de Subestaciones (SAGES) y de Diagnóstico Automático de Eventos (DAE), que son pioneras para este tipo de usos en el país. Además, existen varias alternativas comerciales, entre las que se destacan herramientas como SIMEAS SAFIR, MIAFAS, SICAM PQS / CROSSBOW, ETAP AFAS, RTAC, PowerSystem Center o SICAR, entre otras tantas soluciones tecnológicas que pueden involucrar *hardware* y *software* para la obtención de los resultados estimados para el diagnóstico de eventos [11], [12], [13], [14].

Las mencionadas herramientas pueden apoyar el diagnóstico a partir de la identificación de equipos e infraestructura del sistema eléctrico, la extracción automática de los registros de eventos y las configuraciones de los equipos de protección, control y registro; también, la gestión remota de relés y controladores, hasta la obtención de un diagnóstico de cada evento que se haya presentado y registrado en el sistema eléctrico donde se integre [14], [15], [16]. Sin embargo, cabe mencionar que no todas las herramientas tienen las mismas capacidades o características, por ende, algunas de ellas serán complementarias o requerirán procesos adicionales para la obtención de los resultados de diagnóstico esperados.

También es importante en este punto tener en cuenta la opción de integrar las mencionadas

herramientas, para apoyar el diagnóstico y la interoperabilidad de estas con los diferentes tipos de equipos (marcas y referencias). El desempeño o tiempos de respuesta de las herramientas de análisis serán determinantes a la hora de considerar alguna herramienta para la implementación en una empresa o en un sistema en particular [3], [8], [17].

Este artículo exhibe el proceso de desarrollo llevado a cabo por la empresa ISA, apoyado por el Grupo de Investigación en Teleinformática y Teleautomática (Grupo T&T), de la Universidad Nacional de Colombia, sede Medellín, para el desarrollo e integración de aplicativos para consolidar un sistema de registro, extracción y diagnóstico automático de eventos con alta eficacia en los procesos de análisis, entrenado bajo una arquitectura empresarial y validado con registros reales de eventos de falla en la infraestructura de la empresa, en el SIN. Este proceso destaca el papel de la investigación y la ingeniería colombiana en el desarrollo de nuevas soluciones tecnológicas con capacidad para enfrentar soluciones empresariales consolidadas a nivel global.

1. Antecedentes

El diagnóstico de fallas es esencial para garantizar el funcionamiento seguro del sistema eléctrico de potencia [18], [19], [20]. En diferentes estudios y desarrollos se han llevado a cabo investigaciones con el propósito de obtener y evaluar métodos de identificación de fallas, considerando las etapas del proceso e incluyendo la implementación de sistemas expertos [19]. Algunos de los estudios analizados se centran en la resolución de fallas específicas dentro del sistema o en la obtención de información para apoyar los procesos de diagnóstico [3]. Estas investigaciones y estudios no son ajenos a la empresa, pues a partir de iniciativas internas de investigación y desarrollo se ha trabajado por más de 13 años en temáticas afines y componentes que soporten el desarrollo final de un prototipo para diagnóstico automático de eventos [17], [21].

En ese trayecto, la empresa ISA identifica etapas clave para el proceso de diagnóstico, las cuales, al inicio, eran realizadas por el equipo técnico operativo de la empresa y se han ido optimizando con el uso de nuevas herramientas. El proceso parte de

la identificación del evento, lo cual está ligado a la operación de los equipos de protección y control, y al registro correspondiente de cada evento. Seguido a esto es necesario recopilar o adquirir los datos de registro e identificar fuentes complementarias que pueden apoyar el proceso de análisis y diagnóstico [22]. En estas primeras etapas se evidencian algunas limitantes, como las siguientes: la identificación de eventos reales de falla o de falsos eventos, y la recolección de información desde dispositivos registradores o relés con variedad de marca y tipo [8]. Cada factor es determinante para el proceso, pues su consecución involucra un tiempo determinado que al final debe ser considerado para cumplir con lo establecido por el ente regulador para la obtención y reporte final del diagnóstico, razón por la cual la empresa ha dedicado importantes esfuerzos para la mejora de dichas actividades.

Una vez consolidados los registros se requiere de su análisis para establecer información sobre la identificación del tipo de falla, la localización de la falla y el reconocimiento de la causa raíz y demás atributos requeridos por la empresa, con el fin de determinar la implementación de medidas correctivas orientadas al restablecimiento oportuno del servicio, al tiempo que se elabora el correspondiente reporte del evento [8]. Este proceso convencionalmente es realizado por personal experto en las empresas, con conocimiento detallado del sistema eléctrico, soportado en información complementaria como la secuencia de eventos (SOE) e información propia de equipos y del sistema para garantizar los mejores resultados. La principal limitante aquí es la gran variedad de eventos que pueden ocurrir en los sistemas eléctricos, así como la disponibilidad de personal experto para atender los procesos de diagnóstico. Finalmente, a partir del diagnóstico, se documenta en un informe y se emite la comunicación hacia el ente regulador u operador que lo requiera. Al interior de la empresa también se consolida un registro del análisis para establecer un historial de fallas y evaluar tendencias o comportamientos que puedan orientar actividades complementarias para garantizar una mejora en la calidad del servicio.

A partir del proceso expuesto, desde la empresa se han apoyado investigaciones y procesos

de desarrollo e innovación para conseguir herramientas que aceleren el diagnóstico de eventos y permitan consolidar nuevos procedimientos orientados a una mejora en la calidad del servicio y la excelencia operacional. Ejemplo de esto son las investigaciones y estudios realizados por Llano, como el documentado en [23]. Este estudio se centra en la identificación en tiempo real de eventos de falla en sistemas eléctricos con registro SOE y utiliza el modelamiento y validación de un sistema de inferencia difuso. El objetivo principal de este proceso radica en la detección temprana del inicio de un evento de falla y la adquisición de información relevante relacionada con el mismo.

El conjunto de reglas empleado en el modelo de análisis se construye a partir del conocimiento experto, definiendo relaciones esperadas entre posibles estados de las variables de entrada, como “cantidad de señales SOE”, “tiempo promedio entre señales” y “tipo de señal SOE”, entre otras [23]. Durante las pruebas, se utilizaron más de mil señales asociadas con registros SOE reales, logrando resultados exitosos. El autor también aborda la identificación de eventos de falla mediante la combinación de herramientas de inteligencia artificial, como se expone en [24], en el que se presenta un sistema híbrido que combina inferencia difusa con un sistema experto basado en redes de Petri coloreadas. Dicho enfoque se utiliza para filtrar información no útil, identificar eventos de falla y establecer automáticamente y en tiempo real el estado de los componentes del sistema eléctrico previo a la falla. El sistema se sometió a pruebas utilizando un conjunto considerable de registros de SOE con múltiples señales y obtuvo resultados exitosos acordes con las expectativas.

Por su parte, Calderón aborda la relevancia de los archivos de registro de osciloperturbografía (Comtrade) [25], los cuales se obtienen con la ocurrencia de una falla en el sistema eléctrico. En este artículo se estudia el comportamiento de las señales análogas obtenidas de los equipos transductores (CT y PT) y las señales digitales asociadas a equipos de maniobra y funciones de disparo en los relés. Se destaca en esta investigación la importancia de comprender y analizar estos registros, teniendo en cuenta que no es posible tener dos

registros de falla idénticos, incluso si las características del evento son similares. El estudio plantea la necesidad de utilizar modelos inteligentes y adaptativos que aprendan de las experiencias para mejorar su rendimiento con el tiempo y adaptarse a las condiciones de un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) real.

En este sentido, en [25] se evalúa un Modelo Adaptativo de Inteligencia Artificial (MAIA), una Metodología de Entrenamiento y Validación Adaptativa (MEVA) y un Sistema Basado en Conocimiento (SBC), para el proceso de diagnóstico de eventos. Esta propuesta está inspirada en el cerebro humano, relaciona el *hardware* (conocimiento almacenado en sistemas conexionistas) y el *software* (conocimiento intuitivo de alto nivel) con los modelos de análisis e IA utilizados en este estudio. Finalmente, se entrena y valida el conjunto MAIA + SBC por medio de MEVA, utilizando 46 996 casos simulados y 3600 registros reales de la red de ISA.

Calderón también expone parte de su investigación en [26], en la que plantea un algoritmo para detección y clasificación de “fallas de baja impedancia” (LIF) y “alta impedancia” (HIF). Aquí se reconoce la importancia de detectar estas fallas para el funcionamiento adecuado del SEP. A su vez, para el proceso se utiliza el Sistema de Inferencia Difusa Basado en Redes Adaptativas (Anfis), tomando como entradas del sistema las señales asociadas con las variables eléctricas en RMS. Los resultados indican que un modelo Anfis puede detectar y clasificar con precisión diferentes tipos de fallas, incluyendo LIF y HIF, en un tiempo de medio ciclo.

La investigación realizada por Calderón establece un punto de referencia importante para futuros trabajos en este campo, tal como se evidencia en [27], en el que se aplican técnicas de IA (RNA y Anfis) para localizar el punto de falla monofásica en un SEP. Esto permite estimar la ubicación del punto de falla en la línea de transmisión, considerando diferentes niveles de impedancia. El autor también soportó la investigación realizada por Páneta en [28], que se enfoca en el uso de redes neuronales para el estudio de protecciones eléctricas, con énfasis en la adaptabilidad del sistema para evitar disparos no deseados.

Como puede evidenciarse a partir de lo expuesto anteriormente, en este proceso de análisis y detección de eventos, la fuente de información desempeña un papel crítico. En este contexto, es relevante destacar el aporte de Hincapié, que expone en [17] el desarrollo de un controlador para automatizar el proceso de descarga de eventos, basándose en el estándar IEC 61850 implementado en Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IED). Estos dispositivos representan una evolución de los relés convencionales. El proceso en cuestión permite extraer información de dispositivos independiente del proveedor o del equipo de referencia, lo que se convierte en un recurso esencial para el análisis y diagnóstico de eventos. Además, este trabajo sienta las bases para el funcionamiento actual del sistema SAGES en la empresa.

La experiencia de [29] aborda la complejidad inherente a los sistemas de transmisión de energía, destacándola como un factor crítico en la implementación exitosa de un sistema de diagnóstico automático de fallas. Su objetivo principal radica en priorizar el análisis y la restauración eficiente del sistema eléctrico, enfocándose en la aplicación de conceptos de agentes y sistemas multiagente, e incorporando técnicas de IA. Aquí se proponen modelos multiagente y Modelos de Lenguaje Unificado (UML, por sus siglas en inglés), para la construcción de un prototipo de diagnóstico de fallas en sistemas de transmisión de energía eléctrica. Estos modelos tienen en cuenta la naturaleza distribuida de la información, la calidad de las fuentes de datos y los sistemas encargados del procesamiento de dicha información.

En otro estudio relevante [21], se aborda el diagnóstico automático de fallas en SEP desde la perspectiva de los sistemas distribuidos y la gestión de la gran cantidad de información generada durante un evento. Se propone un enfoque híbrido que capitaliza las ventajas de los sistemas multiagente, como el paralelismo y la coordinación entre agentes para mejorar la eficiencia, la independencia y la autonomía en la gestión de problemas de comunicación intermitente, además de la modularidad y extensibilidad para permitir la incorporación de nuevas fuentes de información y herramientas

de análisis. Asimismo, se emplean métodos de IA apoyados en lógica difusa para mitigar la incertidumbre inherente al manejo de información inconsistente o incompleta.

Estos estudios, realizados en su mayoría por personas ligadas o afines a la empresa, han consolidado una sólida base para este trabajo y resaltan la importancia de abordar el diagnóstico de eventos en sistemas eléctricos desde una perspectiva multidisciplinaria que combine conceptos de adquisición de datos, integración e interoperabilidad, sistemas distribuidos e IA, para garantizar una gestión eficaz de las fallas en el sistema de transmisión de energía.

Como resultado de las mencionadas investigaciones y apoyada en estudios complementarios, a nivel empresa se han desarrollado productos que apoyan los procesos de diagnóstico de eventos y que se han consolidado como casos de éxito de los equipos de trabajo, dados los resultados obtenidos con su aplicación. En principio, partiendo de la necesidad de contar con los insumos necesarios para el análisis y diagnóstico, la empresa, con el apoyo del Grupo T&T, desarrolló un sistema de se encarga de gestionar la información de registro contenida en relés y registradores de fallas en las subestaciones eléctricas, para consolidar una base de información disponible para el análisis. Este sistema fue denominado como SAGES y, en comparación con herramientas comerciales de similar alcance, ha demostrado un comportamiento de alta eficacia y eficiencia en los procesos. En este desarrollo se han enfrentado múltiples desafíos, que van desde el uso de protocolos de comunicación con los equipos registradores de eventos, hasta el desarrollo de controladores o aplicativos para la gestión automática de la información registrada, considerando equipos multimarca y multifunción que hacen parte de la infraestructura de la empresa.

Por otra parte, en ISA se aborda el componente de análisis a partir del desarrollo de una herramienta de *software* denominada DAE, la cual integra herramientas de IA para apoyar estos procesos y se complementa con fuentes de información de los sistemas de monitoreo utilizados en la empresa. El sistema DAE también fue desarrollado con el apoyo del Grupo T&T, de la Universidad Nacional de

Colombia, sede Medellín, inicialmente enfocado en el diagnóstico de eventos en líneas de transmisión para niveles de 220 kV y 230 kV, como elementos clave en la infraestructura de la empresa. No obstante, recientemente, el sistema DAE se ha visto sometido a varias mejoras para integrar análisis de fallas en líneas con otros niveles de tensión (34.5 kV a 500 kV), incluyendo eventos de falla asociados con transformadores de potencia con diferentes características de conexión y con diversos niveles de potencia.

Los resultados de ambas herramientas han sido validados a nivel empresa con eventos simulados y casos reales, y contrastados con herramientas comerciales que cuentan con características similares, en aras de confirmar la validez de los resultados y la eficacia de las herramientas. Esto ha dado lugar a que la empresa identifique la necesidad de contar con un sistema integral que contemple la gestión de los dispositivos, la recolección automática de registros y el proceso de análisis y diagnóstico de eventos. Por ende, el presente artículo expone el proceso realizado para la integración de los sistemas SAGES y DAE, para obtener una herramienta robusta con respuesta en línea para el diagnóstico automático de eventos, desde la ocurrencia hasta la generación del reporte correspondiente.

2. Metodología

El presente artículo plantea la importancia de contar con herramientas o soluciones tecnológicas que permitan a la empresa brindar una respuesta oportuna y confiable a diferentes tipos de eventos que se puedan presentar en sus sistemas, además de mantener un monitoreo y gestión de los diferentes activos que la componen, con particular énfasis en la infraestructura de protección y control.

2.1 Gestión de dispositivos a nivel de subestación

Para la gestión de la infraestructura a nivel de subestación, la empresa cuenta con una herramienta de desarrollo propio denominada SAGES. Este sistema se instala localmente en los PC de las subestaciones eléctricas de la empresa y se enlaza con un servidor central encargado de administrar los

recursos de información y los registros obtenidos a partir de su uso.

SAGES integra aspectos como la detección automática de eventos a partir de lectura de señales de SOE, la descarga automática, manual y cíclica de información de los dispositivos registradores de fallas y la visualización de archivos Comtrade. Todo esto se integra con el Sistema de Información para la Gestión Operativa (SIGO) de la compañía, para gestión de información orientada a mantener la adecuada operación en el negocio de transporte de energía.

Este sistema tiene un atributo importante en términos de flexibilidad, pues permite la adición de nuevos equipos, la configuración de notificaciones y de descargas cíclicas, acorde con las necesidades de la empresa.

Considerando que la empresa cuenta con una gran cantidad de equipos multimarca y multifunción, y de diferentes tecnologías, para dicho desarrollo se han tenido que enfrentar múltiples desafíos, que van desde el uso de diferentes métodos de comunicación con los equipos, como el uso de

protocolo propietario del fabricante o protocolos estándar, y el desarrollo de un motor de Robotic Process Automation (RPA) para la gestión automática, con el *software* del fabricante, implicando el desarrollo de controladores o aplicativos para la gestión automática de la información registrada.

Adicionalmente, cuenta con una base de datos maestra de ajustes, integra la funcionalidad de descarga de ajustes y la comparación de versiones, permitiendo a su vez una revisión de los ajustes recomendados. De igual manera, actúa como un sistema de gestión de medidas, a partir de la información de contadores que se sincroniza con el servicio de medidas para fronteras comerciales.

La arquitectura de SAGES hace de esta una herramienta versátil, con capacidad de integrar nuevas funcionalidades o complementos, y de soportar contingencias como desconexiones u operación aislada a partir de las bases de datos y fuentes de información con las que opera tanto a nivel local en la subestación eléctrica, como a nivel centralizado en el centro de control de la empresa.

Tabla 1. Capacidades de los componentes del *software* SAGES

sages - Capacidades	
Componente	Características de aplicación
Gestión de medidas	Centro de Gestión de Medidas (CGM), descarga de información y actualización de medidas en SIC
Gestión de ajustes	Base de datos maestra, descarga automática, comparación de versiones y ajustes recomendados
Aplicaciones	Generación automática de Comtrade
Administración	Ampliación de infraestructura y gestión de notificaciones
Gestión de descarga	Detección y descarga automática con visualización

Fuente: elaboración propia.

2.2. Diagnóstico automático de eventos

La empresa realiza el diagnóstico de eventos a partir de un sistema denominado DAE, un desarrollo propio, para analizar las señales analógicas y digitales asociadas con el sistema eléctrico de la empresa, teniendo como foco principal las líneas de transmisión y los transformadores eléctricos de potencia.

Esta herramienta realiza el proceso de análisis apoyándose en los registros de eventos de fallas generados como archivos Comtrade desde los diferentes equipos de protección y registradores de fallas, para obtener un diagnóstico de estas en los diferentes tramos de la red. Esto se complementa al contrastarse con información tomada del SOE del sistema Scada.

El DAE surge en la empresa a partir de la necesidad de optimizar los procesos de análisis y diagnóstico de eventos en su infraestructura, teniendo como objetivo la determinación del elemento fallado, la localización eficaz de fallas, la identificación del tipo de falla y el análisis de la operación de los equipos de protección y de maniobra. Tiene en las tecnologías de IA una herramienta clave para el procesamiento de datos, y recursos para establecer reglas de decisión ligadas a un sistema experto.

Para el análisis del DAE se entrenó a una red neuronal que procesa las señales de corriente y voltaje y arroja un resultado de tipo de falla, es decir, recorre toda la señal en un tramo de estudio y verifica en qué parte del tramo se encuentra una perturbación, que se interpreta como una falla en una o más fases específicas. Luego, el sistema toma como referencia las señales digitales para hacer un análisis de la señalización asociada con arranques y disparos que se generan a partir de las fallas, teniendo en cuenta las aperturas y recierres en interruptores como respuesta a las fallas monofásicas, bifásicas o trifásicas en las líneas de transmisión.

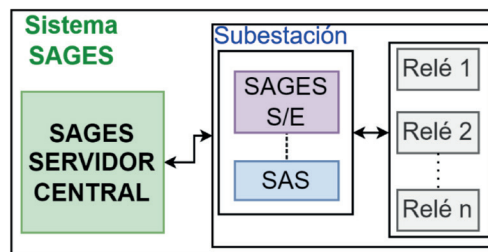
Posteriormente, se correlaciona el comportamiento de señales análogas y digitales, obteniendo un análisis del comportamiento del sistema y así poder emitir el diagnóstico correspondiente del evento. Este diagnóstico se aloja en una base de datos que puede ser utilizada para la generación de reportes, la revisión y análisis del personal operativo de la empresa o la emisión de reportes de diagnóstico hacia entes de control u operador del sistema.

2.3 Bases de datos compartidas

Las bases de datos generadas por SAGES cuentan con un primer almacenamiento local (PC en subestación se integra con el Sistema de Automatización de Subestaciones [SAS]), donde se almacenan de manera automática los registros de los relés correspondientes, y un servidor centralizado que representa una base de datos con la información y registros de la infraestructura de la empresa.

En la figura 1 se expone la forma como se integran las bases de datos generadas por el aplicativo SAGES, tanto en su uso a nivel local (subestación) como en centro de control o servidor central.

Figura 1. Arquitectura base para sistema SAGES

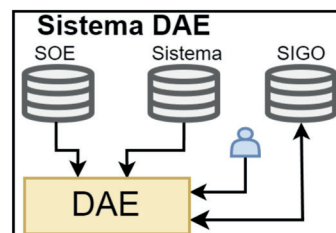


Fuente: elaboración propia con base en los sistemas SAGES-DAE.

Los datos generados con SAGES, como registros de eventos o ajustes, serán una base de información clave para la operación del sistema DAE. Este sistema, además, integra información del sistema SIGO, se enlaza con señales digitales provenientes de SOE del Scada e información de IED y sistemas expertos.

En la figura 2 se expone una síntesis de la forma como opera el aplicativo DAE, evidenciando los recursos y principales bases de datos consideradas fundamentales para su correcta operación.

Figura 2. Arquitectura base del sistema DAE



Fuente: elaboración propia con base en los sistemas SAGES-DAE.

Puede observarse, a partir de la ilustración anterior, cómo el sistema DAE abastece de información sobre la secuencia de eventos y la operación del sistema eléctrico, además de tener una comunicación en doble vía con la base de datos SIGO, extrayendo información relevante para los procesos de análisis y diagnóstico de eventos, que finaliza con el correspondiente registro de los resultados de dicho proceso.

2.4 Retos de integración

De acuerdo con el propósito de este proceso, se enfrentaron desafíos para la integración de las funcionalidades correspondientes a las dos soluciones.

Razón por la cual fue necesario efectuar varias consideraciones y ajustes complementarios para alcanzar el objetivo planteado.

SAGES es una aplicación *web* desarrollada en .NET, con la capacidad de realizar la descarga automática de información desde equipos de subestación y del SOE. Por su parte, DAE es una aplicación de escritorio, desarrollada en Java, con el propósito inicial de automatizar el análisis de registros de fallas en líneas de transmisión, cargados de forma manual.

El desafío de integrar ambas aplicaciones para proporcionar una experiencia de uso con mayor alcance, más eficiencia y coherencia con los usuarios finales, planteó un complejo desafío que involucró aspectos clave, entre los que se destacan los siguientes:

- **Revisión de requisitos:** se revisaron en detalle los requisitos funcionales y no funcionales en ambas aplicaciones, analizando a fondo sus funcionalidades y limitaciones.
- **Diseño de una arquitectura unificada:** se diseñó una arquitectura orientada a servicios, con visualización *web* para la integración de funcionalidades de ambas aplicaciones.
- **Selección de la plataforma de desarrollo:** se optó por un enfoque de desarrollo *web* utilizando tecnologías .NET, en aras de aprovechar la infraestructura existente de SAGES y garantizar la escalabilidad futura del sistema.
- **Migración de datos:** se planificó la unificación de las bases de datos SQL utilizadas por SAGES y DAE. A la fecha se encuentra en proceso, debido a la cantidad de información histórica y al impacto que el cambio trae en cada interfaz gráfica para usuarios de la aplicación.
- **Mejora y desarrollo de nuevas funcionalidades:** se implementaron nuevas funcionalidades y módulos (análisis de eventos en transformadores de potencia y en líneas de transmisión con niveles de tensión inferiores a 230 kV) y mejoras para la aplicación *web* unificada, logrando realizar la descarga automática de datos y el análisis de eventos de manera automática y eficiente.
- **Pruebas y validación:** se realizaron pruebas exhaustivas para garantizar la estabilidad y el rendimiento de la aplicación unificada, abarcando pruebas de carga, de seguridad y de compatibilidad con diferentes navegadores.

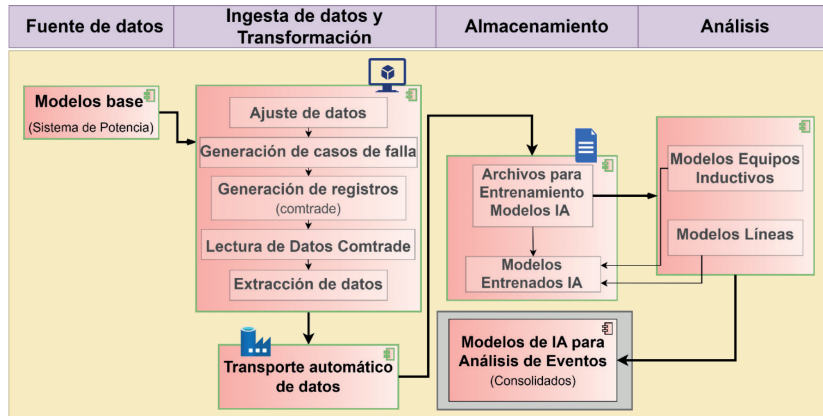
2.5 Arquitectura de entrenamiento

Para dar una sostenibilidad en el tiempo a los modelos de IA que soportan el diagnóstico automático, se desarrolló una arquitectura de entrenamiento de modelos de análisis integrados a DAE (figura 3). En esta se destacan cuatro fases clave para el proceso, las cuales son las siguientes: fuente de datos, ingesta de datos y transformación, almacenamiento y análisis.

- **Fuente de datos:** el modelo de arquitectura empleado contempla una etapa en la que se realiza la generación de datos sintéticos mediante simulación de sistemas eléctricos de potencia, dando lugar a los insumos para entrenamiento y de modelos. Además se utilizan registros históricos de casos de fallas reales, para la validación y el mejoramiento de varios de los modelos desarrollados.
- **Ingesta de datos y transformación:** los datos generados mediante simulación u obtenidos de registros históricos son utilizados para generar un archivo de registros de fallas ordenados conocidos como archivo Comtrade. De estos archivos se extraen las características que son determinantes para el correcto diagnóstico de fallas. Por un lado, se extraen los datos para el análisis de fallas en transformadores de potencia y, por el otro lado, se extraen los datos para la detección de anomalías en las líneas de transmisión.

Los datos extraídos de los archivos Comtrade pasan por una etapa de preprocesamiento, en la cual se transforman los datos en unidades de negocio, se limpian al eliminar los archivos redundantes o duplicados y se codifican las variables de salida a los distintos tipos de falla, para finalmente generar un archivo de valores con los datos separados por comas (csv).

Figura 3. Arquitectura base para el entrenamiento de los modelos considerados en DAE



Fuente: elaboración propia con base en el sistema SAGES-DAE.

- Almacenamiento y análisis:** los archivos resultantes de la etapa de transformación (archivos csv) son transportados y almacenados en el ambiente de entrenamiento (máquina local con entorno de ambiente de Python). En dicho entorno se realiza la etapa de entrenamiento, en la que se validaron cinco modelos: Multilayer Perceptron (MLP), Support Vector Machine (svm), Decision Tree (DT), K-Nearest Neighbor (KNN) y Random Forest (RF). El entrenamiento se dividió en dos partes: generación de modelos de detección de fallas en equipos inductivos y generación de modelos de detección de fallas en líneas de transmisión.

Entrenamiento de modelos para detección de fallas en equipos inductivos: la detección de fallas en equipos inductivos consta de tres análisis esenciales. El análisis de Inrush, que es el primer análisis de las señales y consiste en la detección de las corrientes de magnetización de los transformadores. El segundo y tercer análisis consisten en la detección de tipo y ubicación de las fallas que se pueden presentar, dependiendo del tipo de transformador (bidevanado y tridevanado). En la figura 4 se presentan los resultados de entrenamiento del modelo KNN para la detección del tipo de falla de un transformador tridevanado. Para el análisis de detección del tipo de falla, los resultados en general superan el 97 % en la métrica de f1-score para los diferentes tipos

de falla, inclusive en la identificación de casos “Sin falla”.

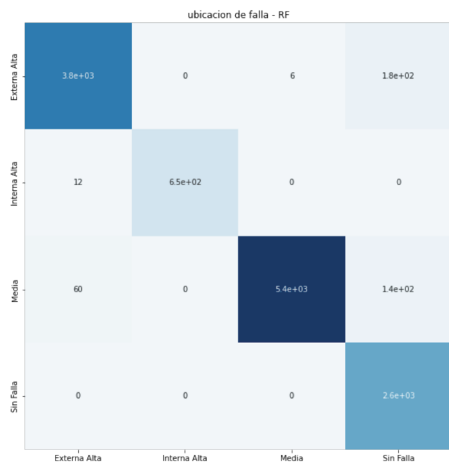
Figura 4. Resultados del entrenamiento del modelo KNN para la detección del tipo de falla de un transformador tridevanado

	AG	BG	CG	AB	BC	CA	ABG	BCG	CAG	ABC	Sin Falla
AG	3.5e+02	0	0	0	0	1	0	0	8	0	0
BG	0	3.5e+02	0	0	0	0	2	0	0	0	7
CG	0	0	3.5e+02	0	1	0	0	2	0	4	8
AB	0	8	0	3.5e+02	0	0	1	0	0	1	5
BC	0	0	2	0	3.5e+02	0	0	1	0	4	3
CA	0	0	0	0	0	3.5e+02	1	0	4	0	5
ABG	0	0	0	0	0	0	3.5e+02	0	0	0	8
BCG	0	0	0	0	0	0	0	3.5e+02	0	1	8
CAG	0	0	0	0	0	0	0	0	3.5e+02	3	6
ABC	0	0	0	0	0	2	1	0	0	3.5e+02	3
Sin Falla	3	3	1	2	2	1	0	0	3	15	1.6e+03

Fuente: elaboración propia con base en el sistema SAGES-DAE.

En la figura 5 se presentan los resultados del entrenamiento para el modelo RF de la ubicación de la falla. En este caso, la ubicación se detecta correctamente en más del 98 % de los casos. Mientras que en la detección de los casos “Sin falla” los identifica en un 89 %.

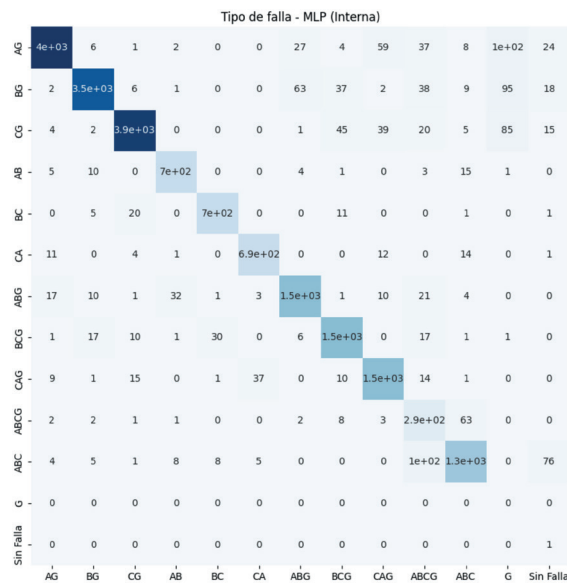
Figura 5. Resultados del entrenamiento de modelo RF para la detección de la ubicación de falla de un transformador tridevanado



Fuente: elaboración propia con base en el sistema SAGES-DAE.

Entrenamiento de modelos para detección de fallas en líneas de transmisión: para la detección de fallas en líneas de transmisión se emplea información de líneas de transmisión de 34.5 kV, 66 kV, 110 kV, 230 kV y 500 kV, con el objetivo de detectar el tipo de falla y su ubicación. En la figura 6 se presentan los resultados del modelo MLP para un caso de falla interna.

Figura 6. Resultados del entrenamiento de modelo MLP para la detección de una falla interna en una línea de transmisión



Fuente: elaboración propia con base en el sistema SAGES-DAE.

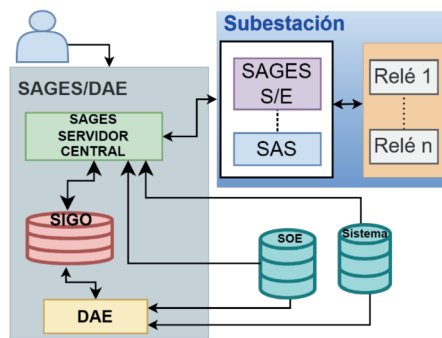
Una vez validados y evaluados los modelos para la detección de fallas en equipos inductivos y para la detección de fallas en líneas de transmisión, los modelos son seleccionados, guardados y exportados al entorno de SAGES-DAE, para su implementación y ejecución en productivo.

2.6 Arquitectura SAGES-DAE

A continuación, se presenta un diagrama que expone la forma como se integran los sistemas SAGES y DAE, a partir de unas fuentes de información comunes y el almacenamiento compartido de información. La figura 7 permite identificar la forma como las herramientas desarrolladas, y luego integradas, comparten servicio, fuentes de información comunes y operan suministrando información de valor para el monitoreo y operación del sistema eléctrico.

Se destaca del esquema expuesto, el uso de SIGO como fuente de información común entre las plataformas. Este es el punto clave en el que se almacenan los registros o fuentes extraídas del sistema a partir de SAGES, las cuales, a su vez, se convierten en la fuente primaria de información para la operación de DAE. De igual manera, se destaca también la participación del personal experto de la empresa, como una fuente de información primaria para preestablecer requisitos, condiciones de operación, ajustes y atributos clave que deben ser considerados por el sistema SAGES-DAE para una operación efectiva y un correcto análisis de los eventos de operación, acordes con el sistema al que se integra esta solución tecnológica.

Figura 7. Arquitectura base para la integración de SAGES-DAE



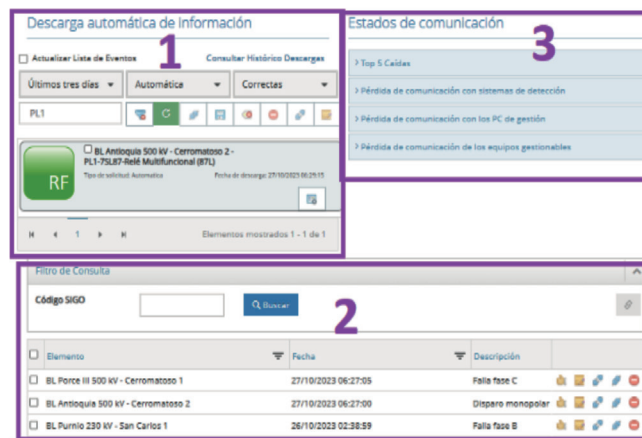
Fuente: elaboración propia con base en el sistema SAGES-DAE.

Resultados

La información descargada y analizada por el sistema integrado SAGES-DAE se obtiene en un corto periodo de tiempo y se encuentra a disposición de los

operadores del centro de control para la visualización en línea. Este equipo de trabajo de la empresa tiene acceso al sistema desde un único despliegue que consta de tres secciones, como se presenta en la figura 8.

Figura 8. Visualizador de eventos de SAGES-DAE



Fuente: elaboración propia con base en el sistema SAGES-DAE.

La sección uno muestra las descargas automáticas realizadas por el sistema (por ejemplo, registro de la protección de la línea 1 de la BL Antioquia a Cerromatoso 2), mientras que la sección dos proporciona el diagnóstico automático del evento (análisis del registro mencionado anteriormente). Por su parte, en la sección tres, los operadores pueden monitorear el estado de la red de gestión, como las pérdidas de comunicación con relés o PC de gestión.

Para ofrecer un ejemplo más detallado de las ventajas de esta integración, se expone un ejemplo del proceso de análisis y los resultados obtenidos con la herramienta, tomando como referencia el siguiente evento real:

- El 10 de octubre de 2023, a las 09:22 se produjo un disparo en el circuito Porce-Sogamoso 500 kV, debido a una falla monofásica en la fase B.

A continuación, se presenta un análisis de los resultados del sistema integrado.

3.1 Resultados en la detección de eventos y la descarga de registros

Mediante la gestión centralizada del SOE en el sistema SAGES se realiza una lectura constante de la base de datos del sistema Scada Monarch para identificar nuevos eventos.

En el caso de estudio, se capturaron los datos del SOE de las protecciones e interruptores de la BL Porce III 500 kV-Sogamoso 1 y BL Sogamoso-Porce III 500 kV 1 (figura 9). Con esta información, el sistema descarga de manera automática los registros oscilográficos de los equipos de las bahías involucradas en el evento, en menos de dos minutos. Teniendo en el proceso un tiempo de alrededor de dos minutos para descargar los registros de fallas (figura 10). Asimismo, se descargan de manera automática otros datos relacionados con las fallas, como los logs de los relés, un proceso que dura cinco minutos. Esta es una información complementaria para la empresa.

Figura 9. Detección de soe

Estampa Tiempo	Elemento	Equipo	Descripción Señal...	Estado
10/10/2023 09:22:32	BL Sogamoso 500 kV - Porce III 1	Interruptor-5L240	INTERR FA	Abrió
10/10/2023 09:22:32	BL Sogamoso 500 kV - Porce III 1	Interruptor-5L240	INTERR FB	Abrió
10/10/2023 09:22:32	BL Sogamoso 500 kV - Porce III 1	Interruptor-5L240	INTERR FC	Abrió
10/10/2023 09:22:32	BL Porce III 500 kV - Sogamoso 1	Interruptor-5L230	Interruptor DP	Abierto
10/10/2023 09:22:32	BL Porce III 500 kV - Sogamoso 1	Interruptor-5L230	Interruptor DP	Abierto
10/10/2023 09:22:32	BL Sogamoso 500 kV - Porce III 1	Interruptor-5L240	Interruptor DP	Abierto
10/10/2023 09:22:32	BL Sogamoso 500 kV - Porce III 1	Interruptor-5L240	Interruptor DP	Abierto
10/10/2023 09:22:32	BL Porce III 500 kV - Sogamoso 1	PL1-7SL87-Relé Multifuncional (87L)	P1 21 DISP ACELER	Activo
10/10/2023 09:22:32	BL Porce III 500 kV - Sogamoso 1	PL1-7SL87-Relé Multifuncional (87L)	P1 21 DISP ACELER	Activo
10/10/2023 09:22:32	BL Sogamoso 500 kV - Porce III 1	PL1-7SL87-Relé 87L Multifuncional	P1 21 DISP ACELER	Activo
10/10/2023 09:22:32	BL Sogamoso 500 kV - Porce III 1	PL1-7SL87-Relé 87L Multifuncional	P1 21 DISP ACELER	Activo

Fuente: elaboración propia con base en el sistema SAGES-DAE.

Figura 10. Descarga de información

Elemento	Equipo	Tipo de i...	Fecha y Hora del registro	Fecha y Hora de descarga
BL Porce III 500 kV - Sogamoso 1	PL2-7SL87-...	LogEventos	10/10/2023 09:22:32.183	10/10/2023 09:27:32.580
BL Porce III 500 kV - Sogamoso 1	RDF-Sieme...	Fallas	10/10/2023 09:22:32.180	10/10/2023 09:24:12.490
BL Porce III 500 kV - Sogamoso 1	PL2-7SL87-...	Fallas	10/10/2023 09:22:32.183	10/10/2023 09:24:05.257
BL Porce III 500 kV - Sogamoso 1	PL1-7SL87-...	Fallas	10/10/2023 09:22:32.183	10/10/2023 09:24:04.677

Fuente: elaboración propia con base en el sistema SAGES-DAE.

Lo expuesto hasta este punto exhibe de manera clara el proceso correspondiente al componente SAGES, evidencia resultados claros y eficaces sobre la gestión de la información y la rapidez con la que el sistema se integra con diferentes equipos e infraestructura de la empresa para generar la información necesaria para un correcto análisis y atención del evento sucedido.

3.2 Resultados del análisis automático

Tras la descarga automática de la información, los archivos son procesados de inmediato por el módulo de análisis (DAE). Este módulo suministra al operador una presentación (figura 11) en la que se identifican de manera precisa los activos fallados y

el tipo de evento. De igual manera, dentro del desglose del evento se muestran las condiciones previas a la falla encontradas en cada registro (figura 12).

El análisis obtenido incluye la localización calculada del punto de falla, obtenida a partir de las diversas fuentes de información con las cuales se integra la herramienta (figura 13). Asimismo, se tendrá una visualización de la secuencia temporal de la falla, las aperturas y cierres de interruptores (figura 14), y las conclusiones derivadas del análisis (figura 15). Este último apartado muestra las funciones de protección que operaron en cada equipo analizado. Todo el procesamiento de información, análisis y conclusiones se realiza en menos de un minuto.

Figura 11. Análisis automático

Subestación	Elemento	Fecha	Descripción
Porce III 500	LT Porce III - Sogamoso 500 kV - 1	10/10/2023 9:22:19 a. m.	Disparo tripolar fases ABC

Fuente: elaboración propia con base en el sistema SAGES-DAE.

Figura 12. Condiciones previas

Elemento ↑	Equipo	P[MW]	Q[MVar]	V[kV]	I[kA]
BL Porce III 500 kV - Sogamoso 1	PL2-7SL87-Relé Multifuncional (87L)	146.22	-51.82	294.1	0.18
BL Porce III 500 kV - Sogamoso 1	PL1-7SL87-Relé Multifuncional (87L)	146.44	-51.72	294.01	0.18
BL Porce III 500 kV - Sogamoso 1	RDF-Siemens 7KE85	148.17	-52.26	294.86	0.18
BL Sogamoso 500 kV - Porce III 1	PL1-7SL87-Relé 87L Multifuncional	-143.96	-94.54	291.36	0.2
BL Sogamoso 500 kV - Porce III 1	PL2-7SL87-Relé 87L Multifuncional	-143.97	-94.05	291.41	0.2
BL Sogamoso 500 kV - Porce III 1	RDF-Siemens 7KE85	-142.68	-94.57	292.14	0.2

Fuente: elaboración propia con base en el sistema SAGES-DAE.

Figura 13. Localización de la falla

Elemento	Equipo 1	Equipo 2	Lo...	Distancia a su...	Distancia a sube...	Método
LT Porce III - Sogamoso 500 kV - 1	PL1-7SL87-Relé Multifuncional (87L)	PL1-7SL87-...	235.72	82.33 - [34.93 %]	153.39 - [65.07 %]	DobleFuente
LT Porce III - Sogamoso 500 kV - 1	PL2-7SL87-Relé Multifuncional (87L)	PL1-7SL87-...	235.72	82.58 - [35.03 %]	153.14 - [64.97 %]	DobleFuente
LT Porce III - Sogamoso 500 kV - 1	RDF-Siemens 7KE85	PL1-7SL87-...	235.72	82.22 - [34.88 %]	153.50 - [65.12 %]	DobleFuente
LT Porce III - Sogamoso 500 kV - 1	PL1-7SL87-Relé Multifuncional (87L)	PL2-7SL87-...	235.72	84.29 - [35.76 %]	151.43 - [64.24 %]	DobleFuente
LT Porce III - Sogamoso 500 kV - 1	PL2-7SL87-Relé Multifuncional (87L)	PL2-7SL87-...	235.72	84.55 - [35.87 %]	151.17 - [64.13 %]	DobleFuente
LT Porce III - Sogamoso 500 kV - 1	RDF-Siemens 7KE85	PL2-7SL87-...	235.72	84.19 - [35.72 %]	151.53 - [64.28 %]	DobleFuente
LT Porce III - Sogamoso 500 kV - 1	PL1-7SL87-Relé Multifuncional (87L)	RDF-Sieme...	235.72	84.12 - [35.69 %]	151.60 - [64.31 %]	DobleFuente
LT Porce III - Sogamoso 500 kV - 1	PL2-7SL87-Relé Multifuncional (87L)	RDF-Sieme...	235.72	84.37 - [35.79 %]	151.35 - [64.21 %]	DobleFuente
LT Porce III - Sogamoso 500 kV - 1	RDF-Siemens 7KE85	RDF-Sieme...	235.72	84.01 - [35.64 %]	151.71 - [64.36 %]	DobleFuente

Fuente: elaboración propia con base en el sistema SAGES-DAE.

Figura 14. Secuencia temporal del evento

Secuencia del evento				
Ti...	Tipo	Elemento	Descripción	
ms	0 Falla	LT Porce III - Sogamoso 500 kV - 1	Falla fase B	
ms	42 Disparo	BL Sogamoso 500 kV - Porce III 1	Disparo polos ABC	
ms	43 Disparo	BL Porce III 500 kV - Sogamoso 1	Disparo polos ABC	

Fuente: elaboración propia con base en el sistema SAGES-DAE.

Figura 15. Conclusiones del evento

Conclusiones
Se presenta falla monofásica a tierra en la fase B del circuito Porce III - Sogamoso 500 kV - 1 localizada a 151.71 km desde Sogamoso 500
En la subestación Porce III 500 kV hubo disparo tripolar definitivo a los interruptores 5L230 y 5M030 a los 43 ms.

Fuente: elaboración propia con base en el sistema SAGES-DAE.

Posteriormente, una vez completado el análisis automático, el sistema permite al analista revisar su contenido y, una vez verificado, exportar el informe al SIGO.

3.3 Eficacia del sistema conjunto

Las mediciones realizadas hasta el momento han permitido la verificación de la disminución en los tiempos del proceso de análisis de eventos.

Antes, desde la ocurrencia de un evento hasta la descarga de registros por parte de los operadores del Centro de control, el tiempo usado oscilaba entre 15 a 40 minutos; por su parte, el tiempo de análisis de registros de eventos hasta el ingreso de la información al aplicativo SIGO por parte de los analistas de perturbaciones, para un evento sencillo, era en promedio de dos a tres horas.

Hoy en día, según los registros obtenidos en el proceso de validación, con la integración de los aplicativos, la descarga de información se realiza en un periodo de uno a cinco minutos y el análisis de los registros toma alrededor de uno a tres minutos, es decir, es evidente la disminución en los tiempos de atención de eventos al interior de la empresa a partir de la automatización de dichos procesos.

Tabla 2. Comparativo con tiempos de respuesta en procesos convencionales y uso de SAGES-DAE

Proceso	Tiempo de proceso	Tiempo de SAGES-DAE
Gestión de registros	14 a 40 min	1 a 5 min
Diagnóstico del evento	120 a 180 min	1 a 3 min
Duración total del proceso	134 a 220 min	2 a 8 min

Fuente: elaboración propia con base en el sistema SAGES-DAE.

Al analizar los tiempos expuestos se tiene una eficiencia en función del tiempo que lleva a una reducción de entre el 96 % al 98 % del tiempo que convencionalmente se empleaba para la realización de estas tareas en la empresa.

Lo anterior ha permitido que el personal de la empresa pueda realizar análisis a mayor profundidad, y ha encontrado anomalías ocultas e investigado fenómenos electromagnéticos no detectados antes en el sistema. Con lo cual se pueden identificar posibles irregularidades u oportunidades de mejora con un importante impacto en los procesos de excelencia de las operaciones que se adelantan en ISA.

Al momento de redactar este artículo, el sistema integrado SAGES-DAE se encuentra en la etapa de estabilización. El seguimiento de su efectividad ha demostrado que, en condiciones normales, luego de la ocurrencia de un evento, el sistema tarda menos de cuatro minutos en descargar, analizar la información y presentar un análisis completo del mismo.

Conclusiones

La integración de los aplicativos SAGES y DAE desarrollados por ISA con el apoyo del Grupo T&T, de la Universidad Nacional de Colombia, representa un avance significativo para optimizar la gestión de fallas, mejorar la capacidad de coordinación y respuesta ante situaciones críticas y de mayor complejidad. Esta unificación de herramientas conlleva a la reducción de tiempos de proceso, la adaptación a las nuevas regulaciones y anticipa la tendencia a obtener plazos de informes cada vez más ajustados.

El sistema es un desarrollo propio que satisface a plenitud las necesidades de la empresa, reduce la dependencia tecnológica y promueve, además, la investigación y el desarrollo de conocimientos a nivel nacional. El sistema ha permitido capitalizar y automatizar el conocimiento de los analistas expertos, lo que ha redundado en la reducción de errores y en mejoras en la eficacia y eficiencia del proceso de análisis de perturbaciones.

La mejora e integración de estas herramientas contribuyen de manera significativa a la estrategia corporativa ISA 2030 de lograr una operación

eficiente, segura y confiable. De este modo, la empresa aporta en los procesos de mejora continua del sector eléctrico, brindando una atención oportuna a eventos, mejorando la calidad en la prestación del servicio e implementando procesos de investigación que apoyan e incentivan el desarrollo del ecosistema de ciencia, tecnología e innovación (CTEI) del país.

Agradecimientos

El presente artículo se realiza en el marco del proyecto “Optimización del proceso de gestión de eventos y fallas en el sistema de transmisión nacional operado por las empresas de ISA a través de la integración de las nuevas versiones de los sistemas SAGES y DAE”, avalado por Minciencias y ejecutado por ISA S.A. en compañía del Grupo T&T, de la Universidad Nacional de Colombia, sede Medellín, fortalece los lazos entre industria y academia. Un agradecimiento especial para los equipos de trabajo de estas instituciones.

Referencias

- [1] D. Mesa *et al.*, Plan de Acción Indicativo PROURE. UPME, 2022. [En línea]. Disponible en https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/PROURE/Documento_PROURE_2022-2030_v4.pdf
- [2] Departamento Nacional de Planeación (DNP), “Conpes 4075. Política de Transición Energética”, 2021. [En línea]. Disponible en <https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Conpes/Economicos/3999.pdf>.
- [3] L. Castillo *et al.*, “Diagnóstico de la calidad del servicio de energía eléctrica en Colombia, 2021”, 2022. [En línea]. Disponible en <https://www.superservicios.gov.co/sites/default/files/inline-files/Informe-de-Calidad-del-Servicio-de-Energia-2021.pdf>
- [4] Y. Al Mtawa, A. Haque, and T. Halabi, “A Review and Taxonomy on Fault Analysis in Transmission Power Systems”, *Computation* 2022, vol. 10, no. 9, p. 144, Aug. 2022, doi: 10.3390/computation10090144.
- [5] W. Sun *et al.*, “Research on Fault Identification and Diagnosis Technology of Substation Distribution Transformer Based on Improved Genetic Algorithm”, *Proceedings of 2022 12th International Conference on Power, Energy and Electrical Engineering, CPEEE 2022*, pp. 136-142, 2022, doi: 10.1109/CPEEE54404.2022.9738696.
- [6] L. Lin *et al.*, “A Substation Fault Diagnosis Method Based on Substation Alarm Signal Analysis”, *Proceedings of 2019 IEEE 3rd International Electrical and Energy Conference, CIEEC 2019*, pp. 1603-1607, Sep. 2019, doi: 10.1109/CIEEC47146.2019.CIEEC-2019569.
- [7] C. Sun *et al.*, “A framework for dynamic prediction of reliability weaknesses in power transmission systems based on imbalanced data”, *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 117, May 2020, doi: 10.1016/J.IJEPES.2019.105718.
- [8] Gerencia CND, “Propuesta de Digitalización y Automatización del Proceso de Análisis de Eventos del CND (Dapae)”, 2019.
- [9] CNO, “Acuerdo 1617, Por el cual se aprueba la actualización del procedimiento para la elaboración de informes de análisis de eventos en el SIN | Consejo nacional de operación del sector eléctrico (CON)”, Centro Nacional de Operación. [En línea]. Disponible en <https://www.cno.org.co/content/acuerdo-1617-por-el-cual-se-aprueba-la-actualizacion-del-procedimiento-para-la-elaboracion>
- [10] Función Pública, “Decreto 787 de 2015. Gestor Normativo. Función Pública”, 2015. [En línea]. Disponible en <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=76294>
- [11] Schweitzer Engineering Laboratories, “Sistemas de registro de fallas digitales (DFR) de SEL”, SEL Inc, 2023. [En línea]. Disponible en <https://selinc.com/api/download/122510/?lang=es>
- [12] SUBNET Solutions Inc, “SUBNET POWERSYSTEM Center-SUBNET Solutions Inc.”, SUBNET. [En línea]. Disponible en <https://subnet.com/subnet-powersystem-center/>
- [13] Siemens, “Simeas PQS-Siemens: Products & Services”, Siemens Energy. [En línea]. Disponible en <https://www.siemens.com/global/en/products/energy/energy-automation-and-smart-grid/power-quality-measurement/collection-and-archiving-sicam-pqs.html>

- [14] Electrical Power System Analysis & Operation Software, “Advanced Fault Analysis Software”, ETAP. [En línea]. Disponible en <https://etap.com/product/advanced-fault-analysis-software>
- [15] Netceler, “IVPower-A software dedicated to power system monitoring”, Netceler. [En línea]. Disponible en <https://ivpower.com/>
- [16] Power Research and Development Consultants Pvt. Ltd, “Automated Fault Analysis System MiAFAS”, Jun. 2021.
- [17] L. I. Hiuncapié *et al.*, “IEC 61850 Driver for Automatic Download and Distribution Event Diagnosis in a Power Transmission System”, 2011. [En línea]. Disponible en <https://docplayer.es/76611409-Luz-ines-hincapie-mesa-1-jorge-rincon-bonilla-2-german-zapata-madrigal-3-leonardo-vasquez-ruiz-4-y-wilson-castillo-bautista-5.html>
- [18] M. A. Ibrahim, *Disturbance Analysis for Power Systems*. IEEE, 2011. [En línea], doi: 10.1002/9781118172094
- [19] M. Musaruddin and R. Zivanovic, “Web services for automated fault analysis in electrical power system”, NCM 2009-5th International Joint Conference on INC, IMS, and IDC, pp. 829-832, 2009, doi: 10.1109/NCM.2009.352.
- [20] S. Deshmukh, L. Glicksman, and L. Norford, “Case study results: fault detection in air-handling units in buildings”, *Advances in Building Energy Research*, vol. 14, no. 3, pp. 305-321, Jul. 2020, doi: 10.1080/17512549.2018.1545143.
- [21] L. Vásquez, A. S. Arboleda y G. Zapata, “Sistema multiagente para diagnóstico de fallas en sistemas de transmisión de energía eléctrica”, E. and S. E. P.-083, XVIII International Congress of Electronic, Ed., IEEE Intercon, pp. 1-8, 2011.
- [22] L. Vásquez, *Modelo híbrido utilizando agentes de software inteligentes y lógica difusa para el diagnóstico automático de fallas en sistemas de transmisión de energía*, 2010, [En línea]. Disponible en <https://repositorio.unal.edu.co/handle/unal/8043>
- [23] L. Llano, G. Zapata y D. Ovalle, “Sistema de Inferencia Difuso para Identificar Eventos de Falla en Tiempo Real del STE usando Registros SOE”, *Avances en Sistemas e Informática*, vol. 4, no. 2, May 2007, [En línea]. Disponible en <https://revistas.unal.edu.co/index.php/avances/article/view/9762>
- [24] L. E. L. Zuleta, G. Z. Madrigal, and D. A. O. Carranza, “Hybrid system based on fuzzy inference and colored petri nets to identify electrical fault events in real time”, Electronics, Robotics and Automotive Mechanics Conference, CERMA 2007 - Proceedings, pp. 400-405, 2007, doi: 10.1109/CERMA.2007.4367720.
- [25] J. A. Calderón, *Modelo adaptativo de inteligencia artificial para el diagnóstico automático de fallas a partir de registros de osciloperturbografía*, Medellín, Nov. 2007.
- [26] J. A. Calderón, G. D. Zapata, and D. A. Ovalle, “Algoritmo Neuro-Difuso para la Detección y Clasificación de Fallas en Líneas de Transmisión Eléctrica Usando Anfis”, *Revista Avances en Sistemas e Informática*, Universidad Nacional de Colombia, vol. 4, no. 1, pp. 101-107, Jun. 2007. [En línea]. Disponible en <https://docplayer.es/37785749-Revista-avances-en-sistemas-e-informatica-issn-universidad-nacional-de-colombia-colombia.html>
- [27] E. Quintero, *Desarrollo de un modelo para la localización de fallas en sistemas de transmisión de energía eléctrica utilizando técnicas de inteligencia artificial*, Tesis, Universidad Nacional de Colombia, Medellín, 2010.
- [28] A. M. Pianeta, *Modelo adaptativo de inteligencia artificial para detección selectiva de fallas de alta impedancia en líneas de transmisión de dos terminales de doble circuito*, Tesis, Universidad Pontificia Bolivariana, Medellín, 2015.
- [29] M. Musaruddin, and R. Zivanovic, “Automated Fault Analysis in the Indonesian power utility: A case study of South Sulawesi transmission system”, IEEE Conference Publication | IEEE Xplore, Ed., Adelaide, Australia: 2009, Australasian Universities Power Engineering Conference, Dec. 2009. [En línea]. Disponible en <https://ieeexplore.ieee.org/document/5356640>



Disponible en:

<https://www.redalyc.org/articulo.oa?id=91182133003>

Cómo citar el artículo

Número completo

Más información del artículo

Página de la revista en redalyc.org

Sistema de Información Científica Redalyc
Red de revistas científicas de Acceso Abierto diamante
Infraestructura abierta no comercial propiedad de la
academia

Óscar Andrés Tobar-Rosero, Sebastián Giraldo Ríos,
Paulina Arregocés Guerra, Juan Carlos Rodríguez-Suárez,
Leonardo Vásquez Ruiz, Germán Darío Zapata-Madrigal
**Sistema en línea para gestión y análisis automático de
fallas mediante la integración del software SAGES-DAE*
Online System for Automatic Fault Management and
Analysis Based on Sages-Dae Software Integrations
Sistema online para gestão e análise automática de
falhas mediante a integração do software SAGES-DAE**

Ciencia e Ingeniería Neogranadina
vol. 34, núm. 2, p. 23 - 41, 2024
Universidad Militar Nueva Granada,
ISSN: 0124-8170
ISSN-E: 1909-7735

DOI: <https://doi.org/10.18359/rcin.7267>