

Jornadas de Automática

Simulación de sistemas de automatización y control en subestaciones bajo IEC 61850

Carmen Pastrana^{a,*}, Serafín Alonso^a, Pablo Baltuille^a, Antonio Morán^a, Guzmán González^a, Manuel Domínguez^a

^aGrupo de investigación en Supervisión, Control y Automatización de Procesos Industriales (SUPPRESS), Esc. de Ing. Industrial e Informática, Universidad de León, Campus de Vegazana s/n, 24007, León, Spain.

To cite this article: Pastrana, C., Alonso, S., Baltuille, P., Morán, A., González, G., Domínguez, M. 2026. Simulation of automation and control systems in substations under IEC 61850. *Jornadas de Automática*, 47. <https://doi.org/10.17979/ja-cea.2026.47.13750>

Resumen

En este trabajo se propone un entorno de simulación de sistemas de automatización y control en subestaciones bajo el estándar IEC 61850. El entorno desarrollado implementa los tres niveles: proceso, bahía y estación. Las *Merging Units* y la armadura eléctrica son emuladas en el equipo CMC850, los relés de protección virtuales se implementan en el simulador en tiempo real OPAL-RT y la supervisión y operación se lleva a cabo desde un sistema SCADA en Zenon. El entorno permite generar e intercambiar mensajes SV, GOOSE y MMS, reproduciendo la comunicación entre los tres niveles. Con este entorno, se ha simulado un sistema de automatización y control de una subestación reductora con dos *feeders*. Con el fin de comprobar el comportamiento y la secuencia de actuación de los equipos de protección y control y analizar los mensajes SV, GOOSE y MMS generados, en el artículo se presentan dos escenarios de fallo: sobrecorriente en un feeder y cortocircuito en el devanado primario del transformador.

Palabras clave: Modelado y simulación, Simulación en tiempo real, Simulación Hardware-in-the-loop, Sistemas de control, Sistemas de potencia

Simulation of automation and control systems in substations under IEC 61850.

Abstract

This paper proposes a simulation environment for automation and control systems in substations based on the IEC 61850 standard. The developed environment implements the three levels: process, bay, and substation. Merging Units and electrical switchgear are emulated on the CMC850 device, virtual protection relays are implemented in the OPAL-RT real-time simulator, and monitoring and operation are carried out from a Zenon SCADA system. The environment allows the generation and exchange of SV, GOOSE and MMS messages, replicating the communication between the three levels. Using this environment, an automation and control system for a step-down substation with two feeders has been simulated. To verify the behavior and operating sequence of the protection and control devices and to analyze the generated SV, GOOSE, and MMS messages, the article presents two fault scenarios: overcurrent in one feeder and a short circuit in the transformer's primary winding.

Keywords: Modeling and simulation, Real time simulation, Hardware-in-the-loop simulation, Control systems, Power systems

1. Introducción

El proceso de digitalización de las subestaciones eléctricas conlleva la actualización de los sistemas de control tradicionales, incorporando *Intelligent Electronic Devices* (IEDs) y redes de comunicación que los interconectan. Estos dispositivos

programables implementan múltiples funciones de protección y control y soportan protocolos de comunicación estándar, garantizando la interoperabilidad. Su configuración, incluyendo las funciones de protección y la lógica de operación e interacción correspondiente, es clave para lograr un funcionamiento correcto (Ushakov et al., 2025).

*Autor para correspondencia: cpasm@unileon.es

Las subestaciones eléctricas son consideradas infraestructuras críticas ya que su funcionamiento es vital para garantizar el suministro continuo de energía y la estabilidad de todo el sistema eléctrico. Por tanto, el desarrollo de nuevos sistemas de control digital para infraestructuras críticas, tales como las subestaciones eléctricas, requiere del uso de entornos de prueba en laboratorio, con tensiones y corrientes adecuadas al entorno de trabajo, para verificar el funcionamiento seguro ante diferentes escenarios que podrían darse en la realidad. En esta línea, se han desarrollado una serie de armarios con equipamiento real para experimentación que permiten la realización de pruebas de automatización y control y el análisis del tráfico en las diferentes redes de comunicaciones implementadas (Baltuille et al., 2024), (Baltuille et al., 2025).

El uso de estos armarios permite validar sistemas de protección y control para pequeñas instalaciones con varios equipos. Sin embargo, cuando se necesita validar escenarios de protección y control complejos (por ejemplo, detección del fallo, aislamiento y disparo y reconexión de interruptores cuando el fallo desaparece en la red eléctrica), con muchos equipos que interactúan entre sí, estos entornos reales de prueba se ven limitados, ya que incorporar todos los equipos reales sería inviable desde el punto de vista económico. Además, se debería trabajar con niveles de tensión y corriente reales en las pruebas, pero estos valores elevados serían peligrosos en el laboratorio. Por otro lado, es importante incluir todos los dispositivos y comunicaciones entre ellos en los diferentes niveles para validar estrategias de ciberseguridad, que incrementen la resiliencia del sistema de automatización y control.

Por tanto, los entornos de prueba de sistemas de protección y control de subestaciones eléctricas deberían incluir entornos específicos de simulación en tiempo real de los sistemas eléctricos (Morais et al., 2023), adicionalmente al equipamiento real. Estos entornos específicos permiten modelar, analizar y probar sistemas eléctricos complejos y de gran escala. Su función principal es validar las estrategias de protección y control mediante simulación *Hardware-in-the-Loop* (HIL) o *Software-in-the-Loop* (SIL). Esto permite simular eventos y fallos en las instalaciones eléctricas, generando señales de tensión y corriente transitorias, verificar la lógica de control y ajustar las funciones de protección. Además, este tipo de entornos específicos de simulación permiten validar el intercambio de información mediante protocolos de comunicación definidos en el estándar IEC 61850 (MMS, GOOSE y SV) (Gaede et al., 2025).

Este trabajo se organiza de la siguiente forma: en la sección 2, se revisa el estado del arte; en la sección 3, se presenta la arquitectura propuesta del entorno de simulación; en la sección 4, se describen las simulaciones realizadas y los resultados obtenidos y finalmente, en la sección 5, se exponen las conclusiones y las líneas de trabajo futuro.

2. Simulación de sistemas de control en subestaciones digitales

Los simuladores en tiempo real se han consolidado como herramientas de modelado de alta fidelidad para anticipar problemas y evaluar soluciones ante la incorporación de nuevas tecnologías en los sistemas eléctricos. Sus aplicaciones abarcan desde el diseño y prototipado hasta las pruebas de control,

protección y validación de subestaciones digitales (Gaitán Cubides et al., 2022). Dentro de esta última línea, en (Piescirovsky et al., 2023), se desarrolla un banco HIL con planta simulada en tiempo real y relés físicos, orientado a verificar la respuesta del sistema ante diferentes condiciones de operación. Este enfoque permite reproducir condiciones próximas a la operación real en un entorno seguro y repetible, aunque limitado por el hardware disponible en el laboratorio.

Frente a estas limitaciones, algunos trabajos recientes proponen enfoques SIL, donde el sistema eléctrico y parte de los dispositivos de protección y comunicación se representan mediante modelos software. En (Ağın et al., 2024), se presenta una propuesta SIL que permite validar estrategias de protección, control y comunicación sin depender de relés físicos. De manera similar, en (Shawon et al., 2025) se valida en RT-LAB de OPAL-RT una estrategia de control de microrred, incorporando comunicaciones IEC 61850 en el bus de bahía y proceso. Este enfoque resulta especialmente relevante en fases tempranas de desarrollo, donde interesa modificar, probar y comparar lógicas de protección con mayor flexibilidad.

En la misma línea surge el concepto de IED virtual, o vIED (*Virtual Intelligent Electronic Device*), que traslada a un entorno software funciones de protección y control tradicionalmente implementadas en dispositivos físicos. Esta aproximación permite emular el comportamiento funcional y de comunicaciones de un dispositivo real sin depender directamente de su hardware. En (Rösch et al., 2024), se implementan vIEDs que reciben medidas mediante SV (*Sampled Values*) y envían ordenes de disparo mediante GOOSE (*Generic Object-Oriented Substation Event*), obteniendo tiempos de actuación próximos a IED reales.

De forma complementaria, la investigación reciente no se limita a la virtualización de IEDs individuales, sino que avanza hacia arquitecturas de subestación digital definidas por software. En esta línea, (Kabbara et al., 2024) valida un marco con vIEDs, simulación en tiempo real y una red de comunicaciones basada en *Software-Defined Networks* (SDN), evaluando aspectos de funcionalidad, escalabilidad y latencia. Este enfoque pone de manifiesto que la validación de una subestación digital no debe limitarse a la lógica de protección, sino que debe considerar también el comportamiento de la red de comunicaciones según IEC 61850 cuando aumenta el número de dispositivos, servicios y flujos de datos.

3. Arquitectura del entorno de simulación

En este trabajo se propone un entorno de simulación para reproducir el comportamiento de una subestación eléctrica. El objetivo es disponer de un banco de pruebas que permita simular el funcionamiento eléctrico de una subestación, emular los equipos de protección y control y generar el tráfico IEC 61850 asociado para validar la respuesta de los IEDs ante diferentes escenarios de operación normal y fallo.

El desarrollo del entorno comienza con el diseño de la subestación siguiendo el estándar IEC 61850. Para ello, se propone utilizar la herramienta EcoStruxure Power Automation System Engineering (EPAS-E) de Schneider Electric. En esta herramienta se seleccionan los relés de protección y las *Merging Units* (MU), y se importan sus modelos de datos. A partir de estos modelos se configuran las comunicaciones entre los

IEDs definiendo los *Datasets* necesarios para el intercambio de información. Se definen mensajes SV para la transmisión de medidas de corriente y tensión, mensajes GOOSE para el intercambio rápido de señales de protección, control y coordinación entre IEDs y comunicaciones MMS (*Manufacturing Message Specification*) para la supervisión desde el sistema SCADA. Como resultado de esta fase, se obtiene un fichero SCD (*Substation Configuration Description*) que es utilizado por las diferentes herramientas software que permiten configurar los equipos que forman el entorno de simulación.

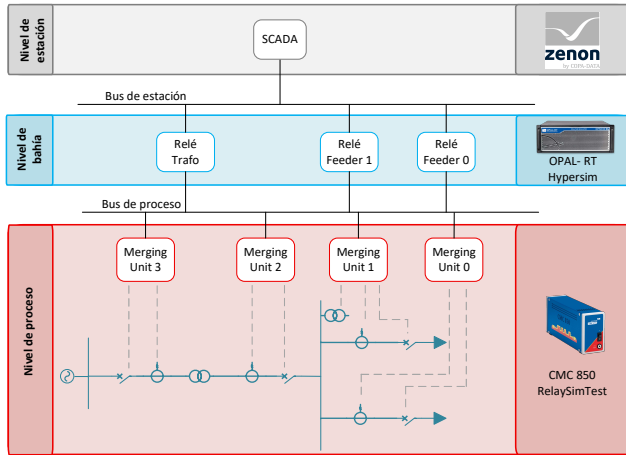


Figura 1: Arquitectura del entorno de simulación.

La implementación del entorno de simulación se organiza según los tres niveles definidos en el estándar IEC 61850 (ver Fig. 1). En el **nivel de proceso**, se utilizan *Merging Units* (MU) simuladas en un CMC 850 de Omicron. Las MUs generan valores de tensión y corriente mediante mensajes SV, reproduciendo así los valores procedentes de los transformadores de medida de tensión y corriente. Además, las MUs envían los estados de los interruptores y reciben las órdenes de apertura y cierre procedentes de los relés de protección mediante GOOSE.

En el **nivel de bahía**, se disponen los relés de protección como IEDs virtuales dentro del software Hypersim que se ejecuta sobre el hardware de OPAL-RT. Los IEDs virtuales recibirán medidas de proceso mediante SV, enviarán órdenes de disparo a las MUs y señales de bloqueo a otros IEDs de bahía mediante GOOSE y se comunicarán con el sistema SCADA mediante MMS para proporcionar datos de supervisión y recibir órdenes de mando.

En el **nivel de estación**, se configura el sistema SCADA utilizando el software Zenon de Copa-Data. Este sistema permite supervisar las medidas procedentes de los IEDs, operar sobre los estados de los interruptores y visualizar las alarmas generadas durante la simulación. La comunicación con los IEDs se realiza mediante MMS.

En la Fig. 2, se muestra el hardware utilizado en el entorno de simulación. Consta del simulador digital de OPAL RT con los módulos OP5033XG y OP4810-IO (que simula el sistema de protección y control), el equipo de pruebas CMC 850 de Omicron (que simula el sistema eléctrico) y equipos de comunicación de Hirschmann y aparataje eléctrico.



Figura 2: Hardware utilizado en el entorno de simulación.

4. Simulaciones y resultados

Para validar el entorno de simulación propuesto, se han definido una serie de experimentos orientados a comprobar el funcionamiento del sistema de automatización y control ante diferentes escenarios de operación. Para ello, se provocan eventos específicos que deben generar actuaciones concretas de los IEDs, tales como disparos, bloqueos, cierres, aperturas y/o alarmas. De esta forma, no solo se verifica la activación individual de cada función de protección o control, sino también la secuencia completa de actuación del sistema.

Los experimentos se han realizado sobre una subestación reductora de 220 kV a 66 kV, formada por una línea de entrada principal, un transformador de potencia y dos feeders de salida. En el software EPAS-E, se configura el flujo de información entre todos los IEDs y el sistema SCADA. La comunicación SV se representa en azul, GOOSE en verde y MMS en rojo (ver Fig. 3).

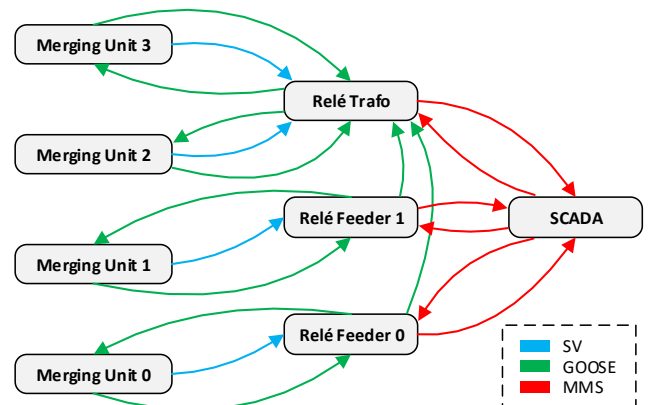


Figura 3: Flujo de información definido en EPAS-E.

Las MUs enlazadas a los transformadores de medida e interruptores de la subestación se simulan en el software RelaySimTest utilizando el método iterativo de lazo cerrado (ver Fig. 4). Este método permite ajustar las señales de simulación de acuerdo con los comandos de disparo y cierre emitidos por las protecciones del sistema. De este modo, cuando un relé genera una orden de apertura o cierre, la simulación incorpora dicho evento para las siguientes iteraciones.

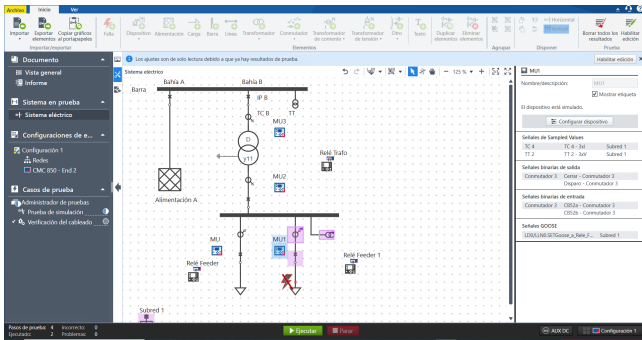


Figura 4: Implementación de la subestación eléctrica y MUs en RelaySimTest.

En el nivel de bahía de la subestación se emplean tres relés de protección, implementados en Hypersim (ver Fig. 5). Dos de estos relés están asociados a los *feeders* de salida, incluyendo funciones de protección de subtensión ANSI 27, sobrecorriente instantánea y temporizada ANSI 50/51, sobretensión ANSI 59 y reenganche automático ANSI 79. El tercer relé se vincula al transformador de potencia e integra funciones específicas de protección y control de transformadores, en concreto la protección diferencial de transformador ANSI 87T. Además, se implementa una lógica de bloqueo inverso entre los relés de *feeder* y el relé del transformador, de forma que, ante un fallo detectado por un relé de *feeder*, este envía una señal de bloqueo al relé del transformador. Esta señal evita el disparo innecesario de la protección del transformador mientras el fallo pueda ser aislado y eliminado por la protección del *feeder* correspondiente.

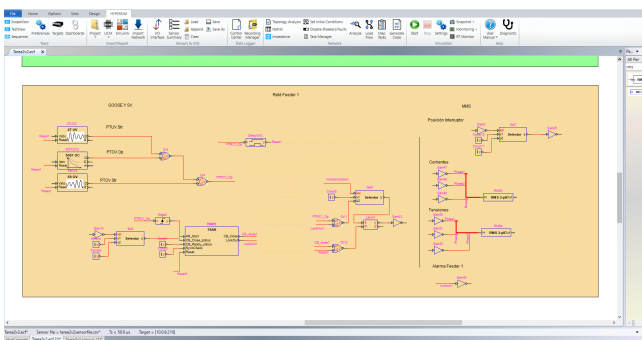


Figura 5: Implementación de la lógica de protección y control en Hypersim.

En la Fig. 6, se puede observar la pantalla del sistema SCADA en Zenon situado en el nivel de estación. Esta pantalla permite supervisar las tensiones en las barras, las corrientes por las líneas y el estado de los interruptores. Además, se pueden enviar órdenes de apertura/cierre a los interruptores mediante servicios *Direct Operate*.

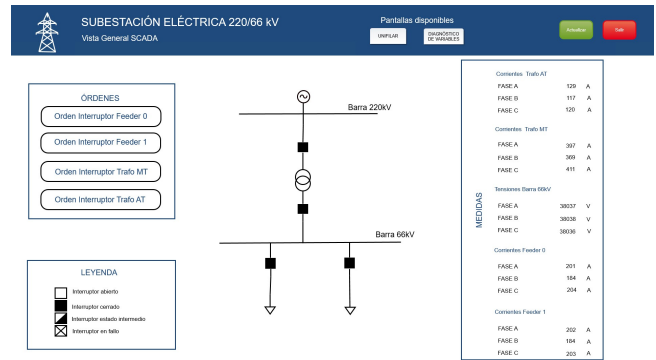


Figura 6: Pantalla del sistema SCADA.

4.1. Escenario 1: Sobrecorriente en el Feeder 1

En este escenario se provoca un fallo monofásico de la fase A a tierra en el *Feeder* 1. En la Fig. 7 se muestran las señales registradas durante la simulación utilizando Scope-View. Se puede ver la evolución de la corriente del *Feeder* 1, la orden de apertura del interruptor del *Feeder* 1, la posición del interruptor asociado y la posición del interruptor del lado de 66 kV del transformador. Esta última señal se incluye para comprobar la actuación del bloqueo inverso, verificando que el interruptor del transformador permanece cerrado mientras el fallo es despejado por la protección de *feeder*.

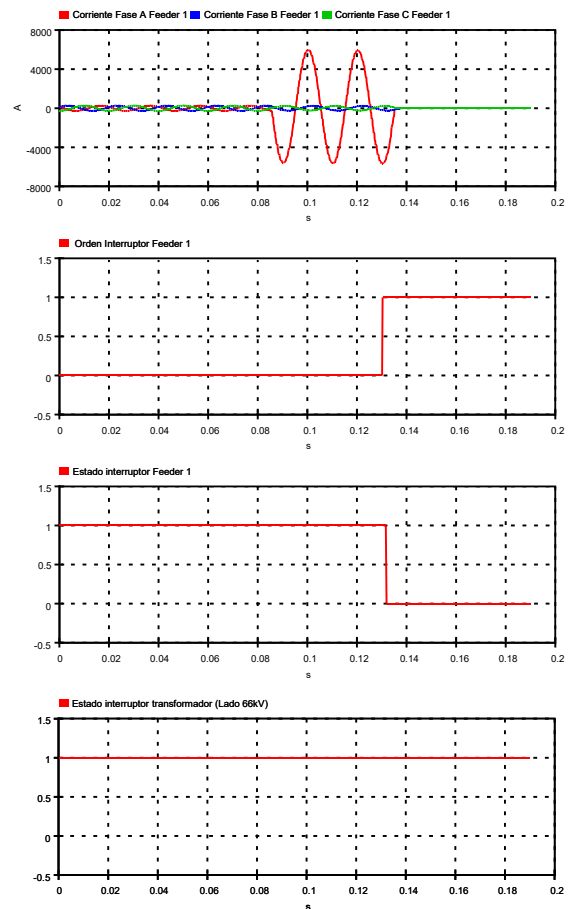


Figura 7: Respuesta del sistema ante una sobrecorriente en el Feeder 1.

En la Fig. 8 se muestra el mensaje SV correspondiente al valor máximo de corriente durante escenario 1. Los mensajes

SV se publican de forma continua y periódica, con una tasa fija definida por la configuración de muestreo. En este caso, se emplea una tasa de 4800 muestras/s, agrupadas en dos ASDUs por trama, lo que equivale a una frecuencia de envío de 2400 tramas SV/s. La interpretación del campo *seqData* se realiza a partir del orden definido en el fichero SCD, en este caso: I01A, I01B, I01C e I01N. En la muestra 2999 se registra el valor máximo de corriente de este escenario, asociado a la fase A y es 5.960 A (005AF14D).

```

IEC61850 Sampled Values
  APID: 0x4006
  Length: 251
  > Reserved 1: 0x8000 (32768), Simulated
  > Reserved 2: 0x0000 (0)
  > savPdu
  > noASDU: 2
  > seqASDU: 2 items
    > ASDU
      svID: MU1LD0/LLN0$SV$SETSampledValueCB_1
      smpCnt: 2998
      confRev: 20000
      smpSynch: none (0)
      seqData: 005a8223000000000002c21900000000fffc6afe000000000059eb3a00000000fffffd88...
    > ASDU
      svID: MU1LD0/LLN0$SV$SETSampledValueCB_1
      smpCnt: 2999
      confRev: 20000
      smpSynch: none (0)
      seqData: 005af14d000000000002e95100000000fffc92fc00000000005a6d3a00000000fffffd88...

```

Figura 8: Mensaje SV con el valor máximo de corriente (escenario 1).

En la Fig. 9 se muestra el mensaje GOOSE correspondiente a la orden de disparo del interruptor del *Feeder 1*. En esta trama, el campo *allData* contiene cinco elementos. La primera orden de tipo *bool* corresponde al cierre (*False*), mientras que la segunda corresponde a la apertura (*True*). El valor *sqNum* = 0 indica que se trata de la primera publicación de la trama tras un cambio de estado.

```

GOOSE
  APID: 0x0009 (9)
  Length: 221
  > Reserved 1: 0x0000 (0)
  > Reserved 2: 0x0000 (0)
  > gosePdu
    gocbRef: Rele_Feeder1LD0/LLN0$GO$SETGooseCB_a_MU1
    timeAllowedtoLive: 2000
    dataSet: Rele_Feeder1LD0/LLN0$SETGooseDS_2
    goID: Rele_Feeder1LD0/LLN0$GO$SETGooseCB_a_MU1
    t: May 15, 2026 08:29:48.723236978 UTC
    stNum: 9
    sqNum: 0
    simulation: False
    confRev: 20000
    ndsCom: False
    numDataSetEntries: 5
  > allData: 5 items
    > Data: structure (2)
    > Data: boolean (3)
      boolean: False
    > Data: boolean (3)
      boolean: True
    > Data: boolean (3)
      boolean: False
    > Data: boolean (3)
      boolean: False

```

Figura 9: Mensaje GOOSE de disparo (escenario 1).

La Fig. 10 muestra la operación de reenganche automático tras la detección de un fallo. En este caso, tras la apertura inicial del interruptor, el sistema espera un tiempo definido y ordena de nuevo el cierre para intentar restablecer el servicio sin intervención manual. En este caso, el tiempo de reconexión seleccionado en la configuración del relé es de 5 segundos.

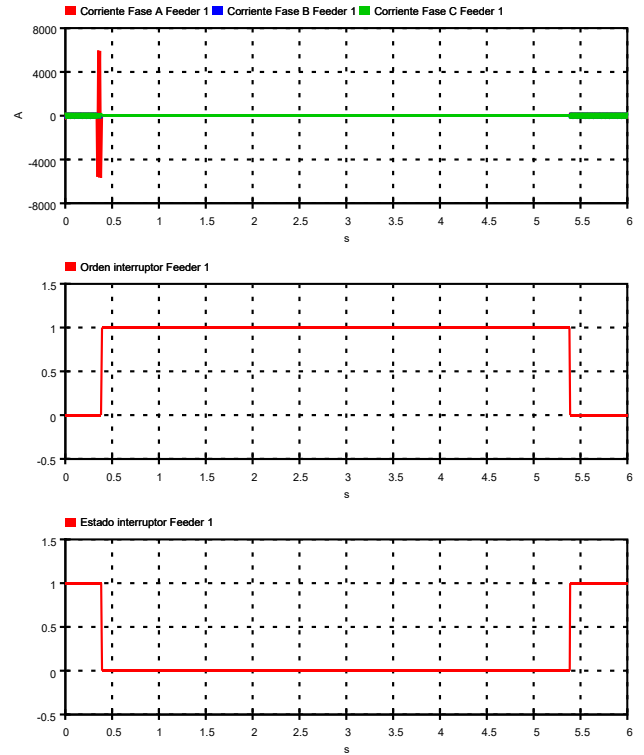


Figura 10: Respuesta del sistema ante la función de reenganche automático.

Desde el sistema SCADA se solicitan datos para la supervisión y operación a los IEDs mediante MMS. El *polling rate* configurado es de 1000 ms. En Fig. 11 se muestra un ejemplo de este intercambio de datos. Estas tramas pertenecen a un instante anterior al fallo. En la parte superior se observa una solicitud de lectura *GetDataValueRequest*, enviada desde el SCADA hacia Hypersim, para consultar el valor RMS de las corrientes en el *Feeder 1*. A continuación, se observa la respuesta mediante el servicio *GetDataValueResponse*. Este último mensaje aparece desglosado en la parte inferior, siendo el valor RMS de la corriente en la Fase A de 191,65 A (08433FA755).

```

30.292479200 10.141.0.100 10.141.0.200 MMS/IEC61850 126 GetDataValueRequest Rele_Feeder1BayLD RMS4APX0UISRMSA
30.292593900 10.141.0.200 10.141.0.100 MMS/IEC61850 139 GetDataValueResponse success
30.292874900 10.141.0.200 10.141.0.100 MMS/IEC61850 139 GetDataValueResponse success

MMS
  confirmed-ResponsePDU [GetDataValueResponse]
    invokeID: 50
    confirmedServiceResponse: read (4)
      read
        listOffsetAccessResult: 1 item
          AccessResult: success (1)
            success: structure (2)
              structure: 3 items
                Data: structure (2)
                  structure: 2 items
                    Data: structure (2)
                      structure: 1 item
                        Data: floating-point (7)
                          floating-point: 08433fa755
                    Data: bit-string (4)
                      padding: 3
                      bit-string: 0000

```

Figura 11: Comunicación MMS para la lectura del nodo lógico MMXU del *Feeder 1*.

4.2. Escenario 2: Cortocircuito interno en el devanado primario del transformador

En este escenario se analiza la respuesta del sistema ante un cortocircuito entre espiras del devanado primario del transformador de potencia, concretamente entre las fases A y B. Tras la aparición del fallo, los valores de corriente en el transformador se ven alterados, tanto en el devanado primario co-

mo en el secundario. Esta condición anómala es detectada por el relé de protección diferencial del transformador, que genera una orden de disparo.

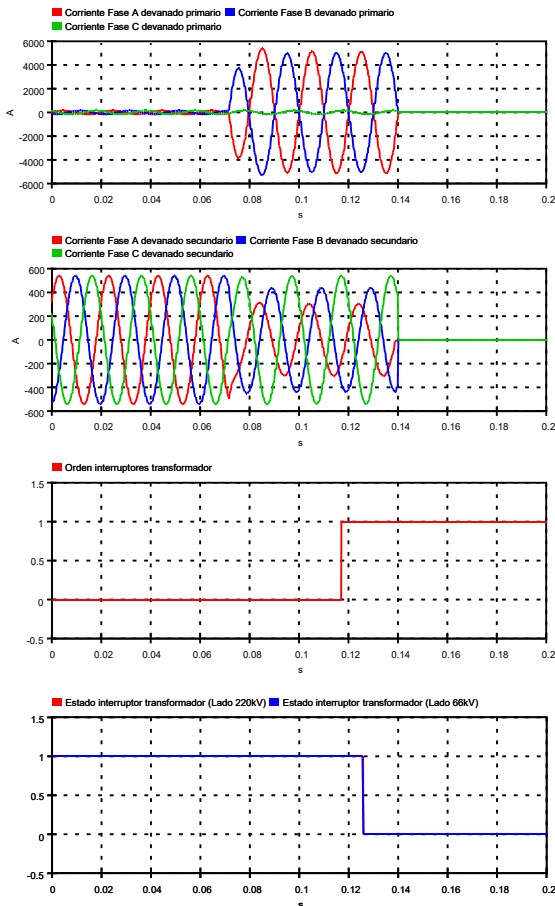


Figura 12: Respuesta del sistema ante un fallo interno en el transformador.

En la Fig. 12 se muestran las corrientes registradas en los devanados primario y secundario del transformador, junto con las órdenes de apertura y la posición de los interruptores. El fallo conlleva la generación de un mensaje SV que contiene el valor máximo de corriente. Inmediatamente, se genera una orden de disparo que envía el relé de protección del transformador al interruptor mediante un mensaje GOOSE.

5. Conclusiones y trabajo futuro

En este trabajo se ha desarrollado un entorno de simulación para reproducir el comportamiento de un sistema de automatización y control de una subestación bajo el estándar IEC 61850. El entorno propuesto permite simular diferentes escenarios de operación normal y fallo, verificar el comportamiento de los equipos de protección y control y analizar el flujo de información y el contenido de los mensajes SV, GOOSE y MMS durante cualquier secuencia de operación.

Como trabajo futuro, se plantea integrar IEDs reales en el entorno para avanzar hacia un entorno *Hardware-in-the-Loop*, ampliar el número de escenarios de fallo y estudiar el comportamiento del sistema frente a ataques de red específicos sobre

protocolos del estándar IEC 61850. Este análisis permitiría establecer estrategias de ciberseguridad para reducir el impacto de dichos ataques sobre el sistema de control de infraestructuras críticas.

Agradecimientos

Universidad de León. Financiación del trabajo de Carmen Pastrana a través de una beca del Programa de Investigación.

Instituto Nacional de Ciberseguridad, S.A. (INCIBE). Proyecto Estratégico C099.2023: “Investigación en Ciberseguridad Industrial en los Sistemas de Automatización y Control de las Subestaciones de Tracción”.

Omicron Technologies España, S.L (soporte técnico).

Schneider Electric (soporte técnico).

Referencias

- Ağın, A., Demirören, A., Usta, Ö., 2024. A novel approach for power system protection simulation via the iec 61850 protocol. *IEEE Access* 12, 107656–107669.
DOI: 10.1109/ACCESS.2024.3436572
- Baltuille, P., Moran, A., Alonso, S., Prada, M., Fuertes, J., Domínguez, M., 2024. Demostrador para el análisis de tráfico de red en subestaciones de tracción basadas en iec61850. *Jornadas de Automática* 45, 1–6.
DOI: 10.17979/ja-cea.2024.45.10920
- Baltuille, P., Santos, J., Pérez, D., Alonso, S., Fuertes, J., Domínguez, M., 2025. Adquisición de tráfico de red en demostrador de subestación eléctrica. *Jornadas de Automática* 46, 1–6.
DOI: 10.17979/ja-cea.2025.46.12126
- Gaede, T. C., Glende, E., Wolter, h. M., 2025. Integrated communication protocols for substation automation: Hil validation of iec 61850, iec c37.118 and iec 60870-5-104. In: *2025 57th North American Power Symposium (NAPS)*. pp. 1–6.
DOI: 10.1109/NAPS66256.2025.11272325
- Gaitán Cubides, L. F., González Sánchez, J. W., Giraldo Velazquez, L. A., 2022. A review of real time digital simulations: Theory and applications for the energy transition. *IEEE Latin America Transactions* 20 (10), 2295–2307.
DOI: 10.1109/TLA.2022.9885167
- Kabbara, N., Mwangi, A., Ștefanov, A., Gibescu, M., 2024. A real-time implementation and testing of virtualized controllers for software-defined iec 61850 digital substations. *IEEE Open Journal of Industry Applications* 5, 300–310.
DOI: 10.1109/OJIA.2024.3426321
- Morais, A. P., Sartori, Á., Cassol, J., Bernardon, D. P., Netto, U. C., Hokama, W. S., Conceição, J. B. R., Lima, D., 2023. Real-time digital simulation and iec 61850 standard: interoperability test between opal-rt and typhoon hil simulators. *IET Conference Proceedings* 2023, 4088–4092.
DOI: 10.1049/icp.2023.0454
- Piesciorovsky, E. C., Borges Hink, R., Werth, A., Hahn, G., Lee, A., Polsky, Y., 2023. Assessment and commissioning of electrical substation grid test-bed with a real-time simulator and protective relays/power meters in the loop. *Energies* 16 (11).
DOI: 10.3390/en16114407
- Rösch, D., Schäfer, K., Nicolai, S., 2024. The implementation and evaluation of virtualized protection intelligent electronic devices into a virtual substation. *Electricity* 5 (2), 385–396.
DOI: 10.3390/electricity5020020
- Shawon, M. H., Ghosh, A., Pashajavid, E., Baptista, M. S., 2025. Design and development of real-time microgrid control simulation with iec 61850-enabled substation automation system. In: *2025 IEEE International Conference on Energy Technologies for Future Grids (ETFG)*. pp. 1–6.
DOI: 10.1109/ETFG61999.2025.11402525
- Ushakov, V. Y., Rakhmonov, I. U., Askarov, A. B., Nikitin, D. S., 2025. Digitalization of Electric Power Grid Within IEC 61850 Standard. *Springer Nature Switzerland, Cham*, pp. 67–90.
DOI: 10.1007/978-3-031-95705-5_6