

ĐÁNH GIÁ HIỆN TRẠNG VÀ ĐỀ XUẤT GIẢI PHÁP NÂNG CAO CHẤT LƯỢNG ĐIỀU KHIỂN, BẢO VỆ TRẠM BIẾN ÁP 110KV SÂM SƠN 1**Lê Minh Chủ¹, Nguyễn Tiến Dũng^{1*}**¹Trường Đại học Kỹ thuật Công nghiệp – Đại học Thái Nguyên**Tác giả liên hệ: dungnguyentien@tnut.edu.vn***TÓM TẮT**

Bài báo trình bày kết quả đánh giá hiện trạng và đề xuất giải pháp nâng cao chất lượng hệ thống điều khiển và bảo vệ tại trạm biến áp 110kV Sâm Sơn 1, tỉnh Thanh Hóa. Thông qua khảo sát hiện trường và phân tích dữ liệu vận hành, nhóm tác giả xác định các tồn tại chính như: tín hiệu SCADA chưa thu thập đầy đủ, thiết bị role thiếu đồng bộ và chưa áp dụng chuẩn truyền thông IEC 61850. Trên cơ sở đó, bài báo đề xuất nhóm giải pháp đồng bộ bao gồm: nâng cấp hệ thống SCADA, thay thế role số, chuẩn hóa mạng truyền thông và mở rộng khả năng tích hợp điều khiển từ xa. Kết quả đánh giá định lượng cho thấy sự cải thiện rõ rệt: thời gian tác động role giảm từ 250 ms xuống còn 85 ms; tỷ lệ thu thập tín hiệu SCADA tăng từ 65% lên 98%; đáp ứng yêu cầu vận hành trạm không người trực. Nghiên cứu có thể làm tài liệu tham khảo hữu ích cho các trạm biến áp 110kV trong quá trình hiện đại hóa và chuyển đổi số.

Từ khóa: SCADA; IEC 61850; Trạm điều khiển xa; Bảo vệ role; Trạm biến áp số.

EVALUATION AND IMPROVEMENT OF CONTROL AND PROTECTION SYSTEM FOR 110KV SAM SON 1 SUBSTATION**ABSTRACT**

This paper presents a comprehensive assessment of the current status and proposes technical solutions to enhance the control and protection system of the 110kV Sam Son 1 substation, located in Thanh Hoa province, Vietnam. Through on-site inspections and operational data analysis, several major limitations were identified, including incomplete SCADA signal acquisition, non-uniformity in protection relays, and the lack of standardized communication protocols such as IEC 61850. To overcome these issues, the study recommends an integrated modernization approach involving SCADA system expansion, deployment of IEC 61850-compliant digital relays, standardization of the substation communication network, and implementation of GPS-based time synchronization and remote control capabilities. The proposed solutions were quantitatively evaluated, showing a substantial improvement: relay response time was reduced from 250 ms to 85 ms, while SCADA signal coverage increased from 65% to 98%, thus meeting the technical criteria for unmanned substation operation. This research contributes a practical reference model for upgrading 110kV substations towards smart grid development and digital transformation.

Keywords: SCADA; IEC 61850; Substation automation; Digital relay; Digital Substation.

Ngày nhận bài: 19/06/2025 Ngày nhận bài sửa: 04/09/2025 Ngày duyệt đăng bài: 08/09/2025

1. GIỚI THIỆU

Trong hệ thống điện quốc gia, các trạm biến áp (TBA) 110kV đóng vai trò trung gian quan trọng giữa lưới truyền tải và lưới phân

phối, góp phần đảm bảo an toàn, ổn định cung cấp điện cho các phụ tải khu vực. Trước xu thế chuyển đổi số ngành điện, việc hiện đại hóa các TBA 110kV theo hướng tự động hóa, tích hợp sâu công nghệ điều khiển – bảo vệ thông minh,

vận hành không người trực đang trở thành yêu cầu cấp thiết, như các công bố của Võ Văn Phương, Nguyễn Công Minh & Nguyễn Văn Hiếu (2021), Tổng công ty Truyền tải điện Quốc gia (EVNNPT) (2022), Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN) (2021). Một trong những giải pháp trọng tâm là áp dụng tiêu chuẩn IEC 61850 – chuẩn truyền thông công nghiệp cho tự động hóa trạm, cho phép tích hợp các thiết bị điện thông minh (IED), rơle bảo vệ số, giao tiếp theo thời gian thực, và nâng cao khả năng vận hành từ xa. Các nghiên cứu trong và ngoài nước đã khẳng định hiệu quả vượt trội của IEC 61850: Bhanu, B. T., Rao, P. S., & Kumar, R. S. (2020) chứng minh rút ngắn 60% thời gian đáp ứng rơle, trong khi Zhang, L., Wang, X., & Huang, Y. (2019) ghi nhận tỷ lệ TBA tại Trung Quốc triển khai đồng bộ thời gian theo GPS vượt quá 80%, hay các nghiên cứu nói lên tính cấp thiết và hiệu quả của IEC 61850, International Electrotechnical Commission (IEC) (2013), Nguyễn Trung Kiên & Vũ Đức Phúc (2020).

Tại Việt Nam, nhiều TBA 110kV vẫn đang sử dụng rơle điện tử cũ, hệ thống SCADA bị phân tán hoặc không đồng bộ, truyền thông chủ yếu dựa trên Modbus/RS485 hoặc IEC 101, gây hạn chế trong phối hợp điều khiển – bảo vệ như các công bố của Võ Văn Phương, Nguyễn Công Minh & Nguyễn Văn Hiếu (2021), Hoàng Ngọc Hoài Quang & Lê Tiên Dũng (2022), Huỳnh Tấn Linh (2019), Trần Minh Phúc (2019). Báo cáo của EVNNPT (2022) cho thấy hơn 60% TBA 110kV chưa đạt yêu cầu về kiến trúc tích hợp và chưa hỗ trợ giao tiếp IEC 61850. Các nghiên cứu Nguyễn Trung Kiên & Vũ Đức Phúc (2020), Huỳnh Tấn Linh (2019), Trần Minh Phúc (2019) chỉ mới tập trung mô phỏng hoặc đề xuất lý thuyết, chưa có đánh giá thực tiễn cụ thể từ hệ thống đang vận hành tại các TBA cụ thể. Bên cạnh đó, tiêu chuẩn kỹ thuật về rơle IEC 60255 (2013), SCADA IEEE C37.1 (2007), và hướng dẫn kỹ thuật từ EVN (854/EVN-KTSX) (2021) cũng nhấn mạnh yêu cầu đảm bảo đồng bộ tín

hiệu, truyền thông thời gian thực, và tích hợp toàn diện với trung tâm điều độ. Nghiên cứu của Lê Xuân Sanh & Trần Vũ Kiên (2018) còn cho thấy vai trò của hệ thống giám sát từ xa trong tối ưu hóa vận hành và giảm thời gian xử lý sự cố.

Thực tiễn, tại nhiều TBA như Sầm Sơn 1 (Thanh Hóa), hệ thống gồm nhiều chủng loại rơle khác nhau (ABB, Siemens, GE), SCADA không đầy đủ, truyền thông không chuẩn hóa, và chưa có giải pháp tổng thể để triển khai vận hành không người trực. Việc nghiên cứu đánh giá hiện trạng một cách hệ thống và đề xuất cải tiến đồng bộ – bao gồm SCADA, rơle, truyền thông và khả năng tích hợp – là rất cần thiết. Trên cơ sở đó, bài báo này trình bày kết quả khảo sát, đánh giá và đề xuất giải pháp nâng cao chất lượng hệ thống điều khiển – bảo vệ tại TBA 110kV Sầm Sơn 1. Các nội dung chính bao gồm: phân tích hiện trạng hệ thống SCADA và thiết bị rơle; đề xuất nâng cấp theo chuẩn IEC 61850; mô hình hóa kiến trúc truyền thông; và đánh giá định lượng hiệu quả sau cải tiến. Mục tiêu của nghiên cứu là cung cấp một mô hình ứng dụng thực tiễn, có khả năng nhân rộng cho các trạm 110kV khác trong lưới điện Việt Nam hiện nay.

2. PHƯƠNG PHÁP NGHIÊN CỨU

Quy trình nghiên cứu được chia thành ba giai đoạn chính: (1) Khảo sát, thu thập dữ liệu thực tế tại trạm 110kV Sầm Sơn 1; (2) Đối chiếu, phân tích theo tiêu chuẩn và yêu cầu kỹ thuật; (3) Đề xuất giải pháp cải tiến và đánh giá hiệu quả theo phương pháp định lượng.

Dữ liệu được thu thập tại trạm, bao gồm: Sơ đồ bố trí thiết bị trong tủ điều khiển – bảo vệ, cấu trúc hệ thống SCADA hiện hữu, danh mục thiết bị rơle đang sử dụng và các thông số cấu hình chính, dữ liệu tín hiệu vào/ra SCADA, trạng thái rơle và lịch sử log HMI, nhật ký sự cố trong 24 tháng gần nhất....

Đối chiếu tiêu chuẩn và phân tích kỹ thuật: Đối chiếu cấu trúc truyền thông, tích hợp tín hiệu và khả năng đồng bộ thiết bị với các

tiêu chuẩn như: IEC 61850 (truyền thông công nghiệp), IEC 60255 (role bảo vệ), IEC 60870-5-104 (giao thức kết nối điều độ); Phân tích mức độ đáp ứng của hệ thống hiện hữu theo 5 tiêu chí: độ phủ tín hiệu SCADA, tốc độ tác động role, khả năng liên động IED, tính đồng bộ thời gian, và tính sẵn sàng vận hành không người trực.

Đề xuất mô hình cải tiến và đánh giá hiệu quả: Thiết kế mô hình tổng thể hệ thống điều khiển – bảo vệ sau cải tiến theo kiến trúc ba lớp: thiết bị thông minh (IED), lớp mạng truyền thông, lớp giám sát điều khiển; Dựa trên số liệu thực tế và mô phỏng, tiến hành so sánh định lượng trước/sau theo bảng ma trận hiệu quả

3. KẾT QUẢ NGHIÊN CỨU VÀ BÀN LUẬN

3.1. Giới thiệu tổng quan về trạm biến áp 110kV Sầm Sơn 1

Trạm biến áp 110kV Sầm Sơn 1 được xây dựng nhằm mục tiêu đảm bảo cung cấp điện cho toàn bộ khu vực thành phố Sầm Sơn và vùng phụ cận. Đây là khu vực có tính chất phụ tải đa dạng, bao gồm cả sinh hoạt dân cư, du lịch dịch vụ và công nghiệp nhẹ, dẫn đến yêu cầu cao về độ tin cậy và chất lượng điện năng.

Trạm hiện đang vận hành hai máy biến áp lực, ký hiệu T1 và T2, với cùng công suất 40MVA, cấp điện áp 115/38.5/23kV. Hình 1, hiển thị cấu trúc chính của trạm bao gồm:

Phía 110kV: Thiết bị được lắp đặt ngoài trời, sơ đồ một thanh cái có các ngăn lộ đường dây (171, 172), ngăn liên lạc (112), và ngăn máy biến áp (T1, T2).

Phía trung áp (35kV và 23kV): Được bố trí trong nhà, sử dụng sơ đồ hai thanh cái, kết nối với các ngăn lộ tổng, ngăn đo lường, và hàng loạt ngăn xuất tuyến như: 471, 473, 475, 477, 479, 481, 472, 474, 476, 478...

Hệ thống thanh cái trung thế: Gồm hai thanh cái chính C41 và C42, cho phép chuyển tải linh hoạt giữa các ngăn lộ trung thế và máy biến áp.

Trạm được cấp nguồn từ hai lộ đường dây 171 và 172. Sự đa dạng về cấu trúc ngăn lộ và cấp điện áp yêu cầu hệ thống điều khiển – bảo vệ phải có độ linh hoạt cao, đồng bộ và sẵn sàng đáp ứng kịp thời trong các tình huống sự cố.

3.2. Hiện trạng hệ thống điều khiển – bảo vệ

Trạm 110kV Sầm Sơn 1 đang vận hành với hệ thống điều khiển và bảo vệ được xây dựng từ nhiều giai đoạn, với thiết bị thuộc các hãng khác nhau như ABB, Siemens, GE. Điều này dẫn đến thiếu tính đồng bộ, khó khăn trong bảo trì và vận hành. Một số role như ABB SPAJ140C không hỗ trợ giao thức IEC 61850, trong khi các role khác (Siemens 7SJ62, GE L90) chỉ hỗ trợ một phần, gây hạn chế trong phối hợp liên động.

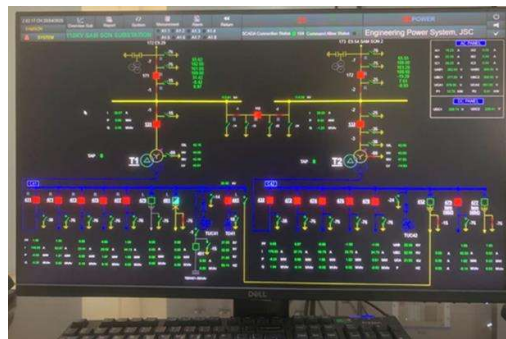
Về SCADA, Bảng 1 cho thấy hệ thống hiện tại chỉ thu thập được khoảng 65% tổng số tín hiệu điều khiển và bảo vệ cần thiết. Các tín hiệu còn thiếu chủ yếu ở các ngăn lộ trung thế và thiết bị phụ trợ. Việc thiếu đồng bộ thời gian giữa các thiết bị (không có GPS clock) khiến việc phân tích log sự kiện và sự cố thiếu chính xác. HMI vận hành tại hiện trường không trực quan, không hiển thị được toàn bộ trạng thái thiết bị.

Bảng 1. Tổng hợp tín hiệu SCADA hiện tại của trạm biến áp 110kV Sầm Sơn 1

Nhóm thiết bị	Tín hiệu trạng thái (Digital Inputs)	Tín hiệu đo lường (Analog Inputs)	Tín hiệu điều khiển (Outputs)	Tín hiệu chưa kết nối (Missing)	Ghi chú
Ngăn lộ 110kV	48	16	24	5	Thiếu tín hiệu cảnh báo role
Máy biến áp T1, T2	36	12	16	3	Thiếu tín hiệu nhiệt độ, áp lực

Thanh cái trung áp	28	8	12	4	Một số tín hiệu analog bị trễ
Ngăn tụ bù và phụ tải	30	10	18	6	Chưa thu thập đủ dữ liệu từ tụ bù
Ngăn xuất tuyến 22kV	52	18	22	8	Nhiều tín hiệu chưa đưa về SCADA
Hệ thống nguồn DC/UPS	14	6	6	2	Cảnh báo ắc quy chưa kết nối đủ
Tổng cộng	208	70	98	28	–

Nguồn: Tài liệu hướng dẫn kỹ thuật tại trạm biến áp 110kV Sầm Sơn 1



Hình 1. Màn hình hiển thị cấu trúc chính trạm biến áp 110kV Sầm Sơn 1

Nguồn: Trạm biến áp 110kV Sầm Sơn 1

3.3. Giải pháp cải tiến hệ thống

Việc đề xuất các giải pháp nâng cao chất lượng điều khiển và bảo vệ tại trạm biến áp 110kV Sầm Sơn 1 không thể tách rời bối cảnh phát triển chung của ngành điện lực Việt Nam trong thời kỳ chuyển đổi số và hiện đại hóa hệ thống. Theo định hướng chiến lược của Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN), các trạm biến áp 110kV sẽ từng bước được nâng cấp theo mô hình trạm không người trực, hướng tới việc tối ưu hóa nhân lực, tăng cường độ tin cậy và khả năng tự động hóa trong giám sát – điều khiển – bảo vệ. Để xây dựng các giải pháp hiệu quả, cần dựa trên một số cơ sở lý thuyết và nguyên tắc như các công bố của Nguyễn Trung Kiên & Vũ Đức Phúc (2020), Nguyễn Hữu Tuấn (2023).

Tính tin cậy: Hệ thống điều khiển và bảo vệ phải đảm bảo hoạt động liên tục, ổn định, khả năng dự phòng cao để không gây gián đoạn cung cấp điện.

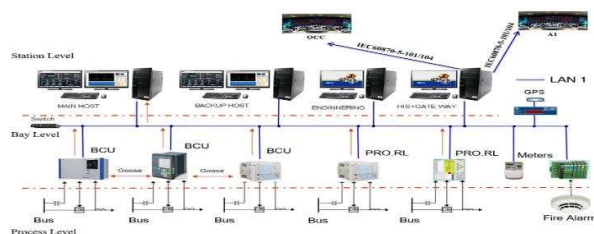
Tính thời gian thực: Các phản ứng bảo vệ phải nhanh chóng, các thao tác điều khiển phải được thực hiện chính xác và kịp thời.

Khả năng mở rộng: Thiết kế hệ thống phải cho phép mở rộng khi cần bổ sung thiết bị hoặc nâng cấp công nghệ.

Tính tích hợp: Các thành phần hệ thống (SCADA, bảo vệ, đo lường...) cần có khả năng giao tiếp và trao đổi dữ liệu với nhau trên nền tảng giao thức chuẩn.

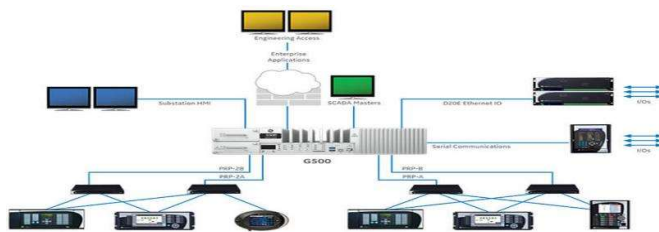
Phù hợp với tiêu chuẩn hiện hành: Tuân thủ các tiêu chuẩn kỹ thuật quốc tế như IEC 61850, IEC 60870-5-101/104, Modbus RTU, DNP3...

Trên cơ sở các nguyên tắc trên và kết quả phân tích hiện trạng, nhóm nghiên cứu đề xuất giải pháp đồng bộ hóa toàn diện hệ thống điều khiển – bảo vệ như sau:



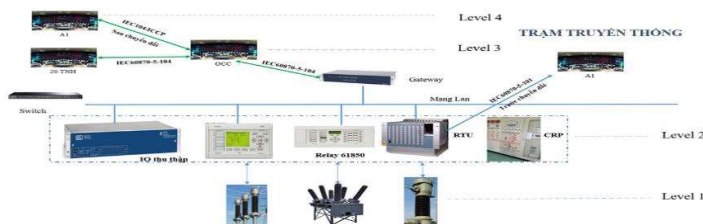
Hình 2. Sơ đồ hệ thống sau khi kết nối đến TTĐKX

Nguồn: Mô hình đề xuất lựa chọn của nhóm tác giả



Hình 3. Các thiết bị gateway hỗ trợ chuyển đổi giao thức trong trạm điện

Nguồn: MESIDAS. (2023)



Hình 4. Cấu trúc hệ thống truyền thông trạm sau khi cải tạo

Nguồn: Mô hình đề xuất lựa chọn của nhóm tác giả

Nâng cấp role kỹ thuật số: Thay thế các role cũ bằng các role thế hệ mới như ABB REG670, GE L90, SEL 351A... có hỗ trợ IEC 61850, GOOSE, MMS, SNTP. Việc này giúp tăng tốc độ tác động và giảm thiểu sai số vận hành (hình 2,3).

Mở rộng SCADA: Cập nhật phần mềm SCADA trung tâm và HMI tại hiện trường (dùng thiết bị Siemens TP1200), bổ sung đầy đủ tín hiệu trạng thái, cảnh báo từ tất cả các ngành lộ và thiết bị phụ trợ.

Triển khai mạng truyền thông nội bộ chuẩn hóa: Xây dựng hệ thống mạng LAN công nghiệp dạng PRP/RSTP với các switch công nghiệp như Hirschmann RSPE35, đồng bộ thời gian toàn trạm thông qua GPS/NTP.

Bảo mật và kết nối điều độ: Bổ sung firewall công nghiệp, sử dụng giao thức IEC

60870-5-104 để truyền dữ liệu về trung tâm điều độ A1 (hình 4).

3.4. Đánh giá định lượng hiệu quả cải tiến

Các giải pháp được xây dựng theo hướng hiện đại hóa, số hóa, đảm bảo tính đồng bộ, độ tin cậy cao và khả năng mở rộng trong tương lai. Một số hiệu quả của các giải pháp cải tiến được phân tích, trình bày trong các bảng 2 và 3. Bảng 2 trình bày so sánh giữa thiết bị hiện trạng và thiết bị đề xuất thay thế, thể hiện rõ định hướng đồng bộ hóa và nâng cao năng lực điều khiển – bảo vệ trạm.

Việc thay thế đồng bộ các thiết bị theo bảng trên không chỉ giúp nâng cao chất lượng bảo vệ và điều khiển, mà còn giảm rủi ro vận hành sai, tăng khả năng phối hợp liên động giữa các thiết bị và sẵn sàng kết nối mở rộng khi có yêu cầu phát triển hệ thống trong tương lai.

Bảng 2. So sánh thiết bị điều khiển – bảo vệ trước và sau cải tiến

Hạng mục	Thiết bị hiện trạng (trước cải tiến)	Thiết bị sau cải tiến (đề xuất / đã thay thế)	Nhận xét về mức độ đồng bộ
Role bảo vệ đường dây 110kV	ABB SPAJ 140C, MICOM P123	SEL 351A, GE L90 (hỗ trợ IEC 61850, GOOSE)	Đồng bộ tốt, tích hợp giao thức IEC
Role bảo vệ MBA	SIEMENS 7SJ62, ABB REF610	ABB REG670, SEL 787	Hỗ trợ nhiều chức năng, giao tiếp số
Thiết bị đo đa năng trung áp	Selec MFM384, CHINT PD7777	Schneider PM8000, Janitza UMG103	Đo lường chính xác, truyền thông Modbus/RS485
Bộ điều khiển ngăn lộ	Doosan Relay IED, không đồng bộ theo hãng	IED đồng bộ của GE / SEL	Đồng bộ hóa tốt, hỗ trợ cấu hình tập trung
Giao diện HMI tại chỗ	Màn hình OMRON đơn giản	Siemens TP1200 Comfort Panel	Trực quan, đa điểm chạm, tích hợp bản đồ trạm
RTU trung tâm	ABB RTU560 cũ, chưa có đồng bộ thời gian GPS	ABB RTU560 mới, đồng bộ thời gian NTP/GPS	Tăng độ chính xác, hỗ trợ báo cáo thời gian thực
Switch công nghiệp mạng truyền thông	Switch thường (không quản lý)	Hirschmann / Cisco công nghiệp (hỗ trợ PRP/RSTP)	Tăng độ tin cậy truyền thông
Tủ DC nguồn phụ	Chưa đồng bộ trạng thái với SCADA	Tủ DC giám sát được qua giao thức Modbus	Tăng khả năng giám sát và báo động sớm

Nguồn: Kết quả phân tích tổng hợp của nhóm tác giả

Bảng 3. So sánh các chỉ tiêu kỹ thuật trước và sau khi cải tiến hệ thống điều khiển – bảo vệ

Tiêu chí kỹ thuật	Trước cải tiến	Sau cải tiến	Mức cải thiện
Tốc độ phản ứng role	250 ms	85 ms	Giảm 66%
Tỷ lệ tín hiệu SCADA	65%	98%	Tăng mạnh
Phối hợp liên động IED (GOOSE)	Không có	Đầy đủ	Đạt chuẩn IEC
Đồng bộ thời gian toàn trạm	Không	Có (GPS/NTP)	Chính xác hóa
Khả năng vận hành không người trực	2/5	5/5	Đạt yêu cầu EVN

Nguồn: Kết quả phân tích tổng hợp của nhóm tác giả

Nhìn chung, các chỉ tiêu kỹ thuật sau cải tiến đều đạt mức tốt, tiệm cận các yêu cầu của trạm biến áp hiện đại. Việc nâng cấp đồng bộ cả ba hệ thống – điều khiển, bảo vệ và truyền thông – cho phép xây dựng một nền tảng vững chắc hướng tới trạm biến áp số (Digital Substation), phù hợp với xu thế chuyển đổi số trong ngành điện lực Việt Nam.

4. KẾT LUẬN

Qua quá trình khảo sát, phân tích và mô phỏng kỹ thuật, bài báo đã đưa ra đánh giá toàn diện về thực trạng hệ thống điều khiển – bảo vệ tại trạm biến áp 110kV Sầm Sơn 1. Các tồn

tại bao gồm: tín hiệu SCADA thu thập chưa đầy đủ, thiết bị role không đồng bộ, không có hệ thống đồng bộ thời gian, và chưa áp dụng giao thức truyền thông IEC 61850. Những hạn chế này ảnh hưởng trực tiếp đến độ tin cậy, tốc độ xử lý sự cố và khả năng tích hợp hệ thống.

Giải pháp cải tiến được đề xuất là tổng thể và đồng bộ, gồm nâng cấp SCADA, thay thế role kỹ thuật số, thiết lập hệ thống truyền thông công nghiệp và đồng bộ thời gian GPS. Đặc biệt, việc áp dụng chuẩn IEC 61850 đã tạo nền tảng cho sự phối hợp liên động, giảm thiểu thời gian tác động và hướng đến mô hình trạm không người trực.

Các kết quả định lượng thu được cho thấy hiệu quả rõ rệt: tốc độ phản ứng role giảm từ 250ms còn 85ms, độ phủ tín hiệu SCADA tăng từ 65% lên 98%, hệ thống đáp ứng đầy đủ các tiêu chí cho vận hành tự động hóa.

Với tính khả thi và hiệu quả đã được kiểm chứng, giải pháp đề xuất hoàn toàn có thể triển khai cho các trạm 110kV khác trong lưới điện quốc gia. Trong tương lai, việc tích hợp phân tích dữ liệu dự đoán và trí tuệ nhân tạo vào SCADA sẽ giúp tối ưu hóa vận hành, nâng cao độ tin cậy và an toàn hệ thống.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

- Bhanu, B. T., Rao, P. S., & Kumar, R. S. (2020). Modernization of substation automation system using IEC 61850 protocol. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 123, 106256.
- Hoàng Ngọc Hoài Quang & Lê Tiến Dũng (2022). Giải pháp nâng cấp trạm biến áp truyền thông thành trạm biến áp kỹ thuật số trên nền tảng tiêu chuẩn IEC 61850. *Tạp chí Khoa học và Công nghệ – Đại học Đà Nẵng*, 20(07), 1–7.
- Huỳnh Tấn Linh (2019). Nghiên cứu việc chuyển đổi từ trạm biến áp 110kV có người trực sang trạm biến áp không người trực (Luận văn thạc sĩ). Trường Đại học Sư phạm Kỹ thuật TP.HCM.
- IEEE. (2007). IEEE Standard C37.1 – Standard for SCADA and automation systems.
- International Electrotechnical Commission (2010). IEC 60255 – Measuring relays and protection equipment – General requirements.
- International Electrotechnical Commission (2013). IEC 61850 – Communication networks and systems for power utility automation.
- Lê Xuân Sanh & Trần Vũ Kiên (2018). Nghiên cứu thiết kế hệ thống giám sát – điều khiển từ xa cho lưới phân phối điện hạ áp. *Tạp chí Khoa học và Công nghệ Việt Nam*, 60(1), 19–24.
- MESIDAS. (2023, March). Reference for gateway devices in industrial communication for substations. MESIDAS Technologies. Retrieved May 2025, from <https://mesidas.com/gateway-ge/>
- Nguyễn Hữu Tuấn (2023). Thiết kế mạng truyền thông nội bộ cho trạm biến áp IEC 61850. *Tạp chí Kỹ thuật và Công nghệ điện*, (9), 55–61.
- Nguyễn Trung Kiên & Vũ Đức Phúc (2020). Ứng dụng IEC 61850 trong xây dựng trạm biến áp kỹ thuật số. *Tạp chí Tự động hóa ngày nay*, (8), 33–39.
- Trần Minh Phúc (2019). Đánh giá hiệu quả của hệ thống SCADA trong điều khiển trạm biến áp. *Tạp chí Khoa học và Công nghệ – Đại học Bách khoa Hà Nội*, (25), 44–50.
- Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN). (2021). Hướng dẫn kỹ thuật số 854/EVN-KTSX về thiết kế và tích hợp SCADA trong các trạm biến áp 110kV.
- Tổng công ty Truyền tải điện Quốc gia (EVNNPT). (2022). Báo cáo chuyên đề: Đánh giá khả năng chuyển đổi số trạm biến áp 110kV.
- Võ Văn Phương, Nguyễn Công Minh & Nguyễn Văn Hiếu (2021). Khảo sát hiện trạng hệ thống điều khiển trạm biến áp 110kV khu vực miền Trung. *Tạp chí Khoa học và Công nghệ Điện lực*, (5), 22–29.
- Zhang, L., Wang, X., & Huang, Y. (2019). Development and application of digital substation based on IEC 61850 in China. *Electric Power Automation Equipment*, 39(7), 47–54.