

XÂY DỰNG TRẠM BIẾN ÁP TỰ ĐỘNG HÓA THEO GIAO THỨC IEC61850 TÍCH HỢP NHIỀU CHỦNG LOẠI THIẾT BỊ VÀ NHIỀU GIAO THỨC TRUYỀN THÔNG

SUBSTATION AUTOMATION WITH IEC61850 PROTOCOL AND INTEGRATION OF DIFFERENT EQUIPMENT AND COMMUNICATION PROTOCOLS

Đinh Thành Việt¹, Hồ Hy Vinh²

¹Trường Đại học Bách khoa, Đại học Đà Nẵng; Email: dtviet@dut.udn.vn

²Công ty TNHH MTV Thí nghiệm điện Miền Trung; Email: vinhho@gmail.com

Tóm tắt - Tự động hóa trạm biến áp theo giao thức IEC 61850 là xu thế tất yếu hiện nay và cũng là yêu cầu của ngành điện đối với các trạm biến áp truyền tải điện. Hiện nay, trong hệ thống điện Việt Nam nói chung cũng như hệ thống điện khu vực miền Trung và Tây Nguyên nói riêng đang tồn tại rất nhiều trạm biến áp truyền tải điện điều khiển truyền thống với nhiều chủng loại thiết bị cũ và nhiều giao thức truyền thông khác nhau. Để nâng cấp các trạm biến áp này thành trạm biến áp tự động hóa với tiêu chí sử dụng các thiết bị hiện có cần phải có các giải pháp phù hợp với chi phí chấp nhận được trong điều kiện Việt Nam. Bài báo này trình bày giải pháp xây dựng trạm biến áp tự động hóa theo tiêu chuẩn IEC61850 tích hợp nhiều chủng loại thiết bị và nhiều giao thức truyền thông khác nhau, ứng dụng thành công tại Trạm biến áp 110kV Hội An, tỉnh Quảng Nam.

Từ khóa - tự động hóa trạm biến áp; giao thức; IEC61850; IEC60870; Modbus; lưới điện thông minh.

Abstract - Substation automation with IEC 61850 protocol is the current trend and demand of Electricity of Vietnam (EVN) to transmission transformer substations. Nowadays, Vietnamese power systems as well as power systems in Central and Highland regions of Vietnam have many transformer substations with traditional control and many old equipments, communication protocols. In order to upgrade these substations into automated substations using old equipments, it is necessary to provide suitable solutions with reasonable costs in real conditions of Vietnam. The paper presents a solution to creating a substation automation system with IEC 61850 protocol and integration of different kinds of equipments and communication protocols. The suggested solution has been applied successfully to Hoi An 110kV substation in Quangnam Province.

Key words - substation automation; protocol; IEC61850; IEC60870; Modbus; smart grid.

1. Đặt vấn đề

Chuẩn IEC 61850 về truyền thông trong trạm biến áp (TBA) hiện đang đóng vai trò hết sức quan trọng trong tự động hóa hệ thống điện. Chuẩn này ra đời từ năm 2004, là sự kết hợp giữa chuẩn truyền thông UCA (Utility Communications Architecture) - ứng dụng trong các hệ thống điều khiển và bảo vệ TBA - của Viện nghiên cứu năng lượng điện từ Hoa Kỳ (EPRI - Electronic Power Research Institute) và chuẩn IEC 60870-5-101, 104 (giao thức của hệ thống điều khiển giám sát và thu thập dữ liệu - SCADA: Supervisory Control And Data Acquisition), IEC 60870-5-103 (thiết bị bảo vệ TBA) của Ủy ban Kỹ thuật Điện Quốc tế IEC (International Electrotechnical Commission) [1]. IEC 61850 là chuẩn toàn cầu đầu tiên trong lĩnh vực điện về mạng truyền thông trong TBA. IEC 61850 được thiết kế để hỗ trợ cho tất cả các chức năng truyền thông được thực hiện trong TBA từ các thiết bị nhất thứ cho đến hệ thống SCADA.

Trước khi có giao thức truyền thông IEC61850, mỗi hãng sản xuất thiết bị trên thế giới tự xây dựng cho mình một giao thức truyền thông riêng biệt cho thiết bị của hãng mình, trong đó có một số chuẩn truyền thông thông dụng như IEC 60870, Profibus, Modbus, DNP3, LON/SPA, K-BUS Courier. Hệ thống tự động hóa do các hãng xây dựng dựa trên các thiết bị này nên bắt buộc phải cùng hãng sản xuất và thậm chí phải cùng phiên bản vì các giao thức khác nhau không thể liên kết để trao đổi dữ liệu.

Hiện nay, trong hệ thống điện khu vực Miền Trung - Tây Nguyên có hơn 100 TBA 110kV, 220kV và 500kV với quy mô lớn nhỏ khác nhau. Hầu hết các TBA này trong thực tế đều được lắp đặt từng phần; mỗi phần thuộc các dự án khác nhau dẫn đến thiết bị không đồng bộ, thuộc nhiều

hãng sản xuất khác nhau, hoặc cùng hãng sản xuất nhưng có các đời (phiên bản) khác nhau. Số lượng trạm loại này chiếm hơn 80% tổng số TBA trong khu vực.

Để thực hiện chức năng điều khiển, giám sát và thu thập dữ liệu tại các TBA 110kV khi chuyển các TBA 110kV sang bán người trực và tiến đến không người trực, trước hết cần nâng cấp các trạm điều khiển truyền thống sang trạm tự động theo tiêu chuẩn IEC61850 để khai thác các lợi thế của chuẩn truyền thông này. Tuy nhiên, việc nâng cấp các trạm này cũng phải đảm bảo yêu cầu sử dụng lại các thiết bị hiện có nhằm giảm chi phí đầu tư. Vì vậy, việc nghiên cứu giải pháp tích hợp các chủng loại thiết bị và giao thức truyền thông khác nhau vào chung hệ thống theo giao thức IEC 61850 là rất cần thiết.

2. Giải quyết vấn đề

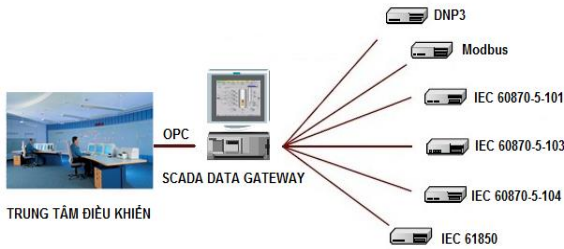
Trong bài báo này, tác giả đề xuất giải pháp xây dựng hệ thống tự động hóa TBA sử dụng nhiều chủng loại thiết bị và nhiều giao thức truyền thông dựa trên công cụ phần mềm mở của nhà cung cấp độc lập. Bao gồm công cụ xây dựng giao diện người - máy (HMI: Human Machine Interface) và công cụ trích xuất dữ liệu OPC server (OLE for Process Control).

Như đã nêu ở trên, các thiết bị có chuẩn truyền thông khác nhau không thể tự trao đổi thông tin với nhau. Tuy nhiên bằng cách sử dụng công cụ OPC server có thể ghép nối được các thiết bị có giao thức truyền thông khác nhau đồng thời trích xuất dữ liệu nhằm cung cấp cho công cụ xây dựng giao diện HMI (hình 1).

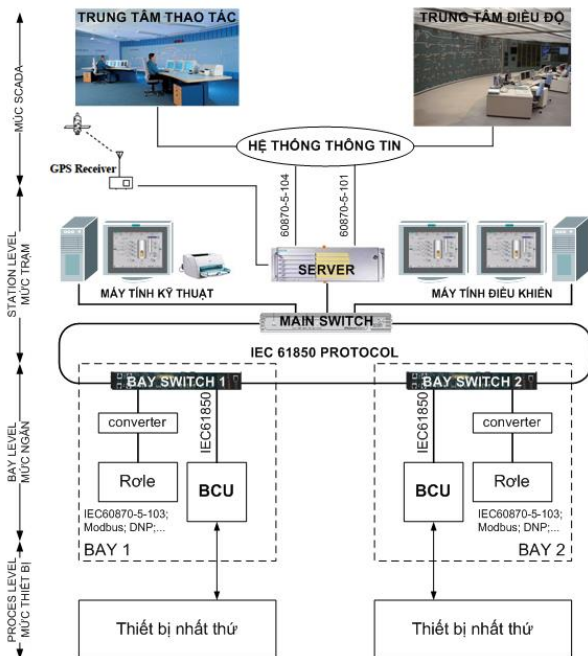
Xây dựng trạm biến áp tự động hóa theo tiêu chuẩn IEC 61850 bằng cách tích hợp nhiều chủng loại thiết bị và nhiều giao thức truyền thông theo 4 mức (như ở hình 2): Mức SCADA - điều khiển từ Trung tâm điều độ, Trung tâm thao

tác; Mức Trạm - điều khiển từ hệ thống máy tính trung tâm thông qua các thiết bị điện tử thông minh IED (Intelligent Electronic Device); Mức ngăn - điều khiển từ khóa điều khiển hoặc trên màn hình bộ điều khiển mức ngăn BCU (Bay Control Unit); Mức thiết bị - điều khiển tại tủ thiết bị.

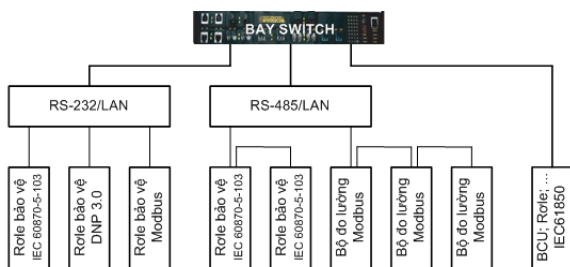
OPC Server cho các giao thức truyền thông



Hình 1. OPC server cho các giao thức truyền thông



Hình 2. Cấu trúc trạm biến áp tự động hóa



Hình 3. Kết nối các thiết bị có giao thức khác nhau

Hệ thống máy tính điều khiển trung tâm bao gồm: Máy tính chủ (SERVER) dùng để kết nối trao đổi thông tin với các thiết bị, đồng thời tích hợp chức năng lưu trữ dữ liệu quá khứ (HIS) và chức năng thiết lập kết nối (GATEWAY) để giao tiếp với Trung tâm điều độ, Trung tâm thao tác. Máy tính điều khiển (HMI Computer) thực hiện chức năng điều khiển giám sát và thu thập dữ liệu. Máy tính kỹ thuật dùng để truy cập, cài đặt các thiết bị. Hệ thống mạng LAN được thiết lập theo giao thức IEC 61850. Các thiết bị điều khiển mức ngăn (BCU) được bổ sung đều có giao thức

truyền thông IEC 61850 kết nối trực tiếp với các Switch.

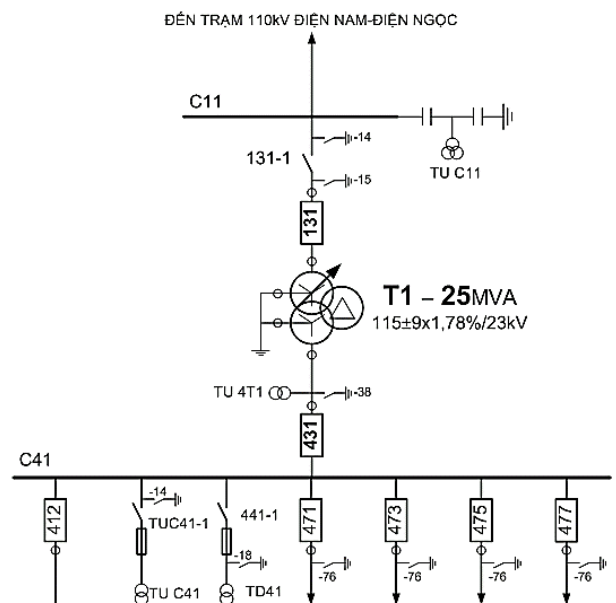
Các bộ chuyển đổi giao thức (converter) ở mức ngăn (hình 3) được dùng để kết nối với các thiết bị cũ có giao thức truyền thông thấp hơn IEC 61850 nhằm chuyển đổi giao thức và các kiểu kết nối phù hợp với giao thức của mạng LAN.

3. Kết quả ứng dụng giải pháp tích hợp các giao thức truyền thông để xây dựng hệ thống tự động hóa TBA 110kV Hội An

TBA 110kV Hội An được đưa vào vận hành từ năm 2010 với quy mô ban đầu gồm 1 Máy biến áp (MBA) T1 110/22kV-25MVA và 4 xuất tuyến 22kV, cung cấp điện cho toàn bộ thành phố Hội An, tỉnh Quảng Nam.

3.1. Mô tả hiện trạng TBA 110kV Hội An

Sơ đồ nối điện của TBA 110kV Hội An như sau (hình 4): Phía 110kV sử dụng sơ đồ “01 thanh cái - 01 MBA” gồm đường dây 176 từ TBA 110kV Điện Nam Điện Ngọc đầu nối trực tiếp vào thanh cái C11 TBA 110kV Hội An, ngăn thanh cái C11 lắp máy biến điện áp TUC11, ngăn MBA T1 lắp dao cách ly 131-1 và máy cắt 131 được đầu nối vào thanh cái C11; Phía 22kV sử dụng sơ đồ “01 hệ thống thanh cái có máy cắt phân đoạn” với 01 ngăn lộ tổng 431 và 04 ngăn xuất tuyến, hệ thống phân phối (HTPP) 22kV TBA 110kV Hội An được xây dựng giai đoạn đầu gồm có thanh cái C41 và các xuất tuyến 471, 473, 475, 477, các thiết bị thuộc thanh cái C41 được bố trí lắp đặt bằng các tủ hợp bộ trong nhà, có máy cắt phân đoạn 412 chờ đầu nối thanh cái C42 khi nâng cấp mở rộng trạm. Điều khiển trong TBA 110kV Hội An được thực hiện theo phương thức thao tác thiết bị bằng các khóa điều khiển Máy cắt và Dao cách ly tại các tủ bảng điện hoặc đóng mở bằng tay đối với Dao tiếp địa, có tín hiệu âm thanh và đèn chỉ thị cảnh báo trạng thái đóng mở của các thiết bị. Hệ thống thu thập dữ liệu và thao tác tại Trung tâm điều độ hệ thống điện miền Trung (A3) được thực hiện thông qua các tủ SCADA của trạm [2, 3, 4].



Hình 4. Sơ đồ nhất thứ TBA 110kV Hội An

Hệ thống bảo vệ, điều khiển, đo lường và thu thập dữ

liệu vận hành hiện tại của trạm tồn tại một số nhược điểm như sau:

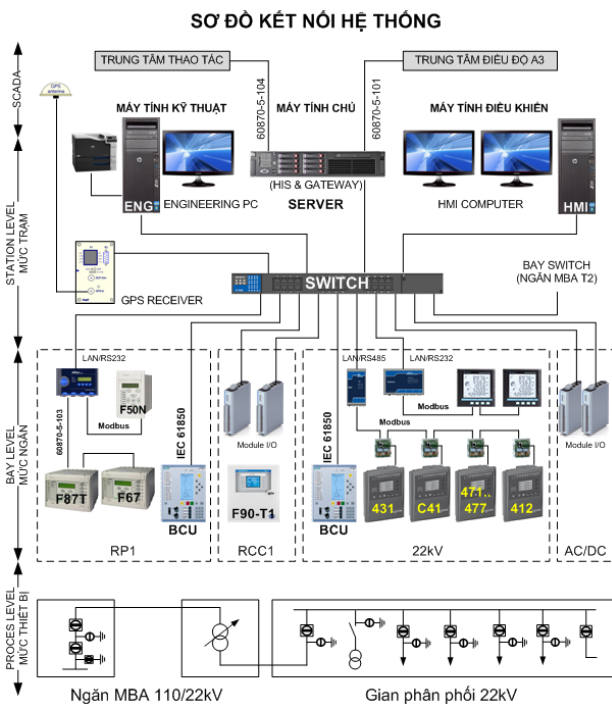
- Điều khiển thiết bị 110kV, MBA T1 và lộ tổng 22kV tại tủ thiết bị, và điều khiển bằng khóa tại tủ điều khiển theo mạch điện truyền thống; điều khiển các xuất tuyến 22kV một mức điều khiển trực tiếp tại tủ thiết bị.

- Thông số vận hành được ghi chép vào sổ vận hành; thông tin sự cố được lưu trữ vào bộ nhớ của rơle với dung lượng bộ nhớ hạn chế (chỉ lưu 4 đến 8 bản tin) và làm việc theo cơ chế ghi đè.

- Điều khiển thiết bị từ Trung tâm điều độ hệ thống điện Miền Trung (A3) thông qua tủ RTU(Remote Terminal Unit); thông tin truyền trao đổi giữa A3 với trạm có số lượng hạn chế.

3.2. Các giải pháp đề xuất

3.2.1. Đề xuất giải pháp phần cứng



Hình 5. Sơ đồ kết nối thiết bị TBA 110kV Hội An

Phương án nâng cấp và tự động hóa TBA 110kV Hội An (hình 5) được xây dựng trên tiêu chí giảm thiểu chi phí đầu tư. Vì vậy, sẽ sử dụng lại toàn bộ các thiết bị đo lường, bảo vệ hiện có với giao thức truyền thông cũ. Bên cạnh đó cần bổ sung các BCU(IEC61850) để điều khiển và thu thập dữ liệu, các bộ chuyển đổi giao thức đối với các thiết bị có giao thức cũ và lắp mới hệ thống máy tính điều khiển trung tâm.

Thiết bị bổ sung mức trạm bao gồm: toàn bộ hệ thống máy tính, hệ thống định vị toàn cầu GPS(Global Positioning System), chuyển mạch (Switch) và hệ thống mạng trạm (Station Bus). Hệ thống mạng trạm được thiết lập theo giao thức IEC 61850. Các thiết bị ở mức trạm được kết nối với các thiết bị ở mức ngăn lộ, các thiết bị có chuẩn truyền thông IEC 61850 giao tiếp ngang hàng với nhau thông qua mạng này.

Thiết bị bổ sung ở mức ngăn bao gồm: BCU 110kV (7SJ64), BCU 22kV (6MD61), các bộ I/O (E1210, E1242)

tại ngăn MBA T1 và tủ phân phối AC/DC, bộ chuyển đổi giao thức RS232/LAN (Nport 5410) và RS485/LAN (Nport 5130).

3.2.2. Đề xuất giải pháp phần mềm

Công cụ OPC server dùng để trích xuất dữ liệu toàn bộ thiết bị trong TBA gồm có:

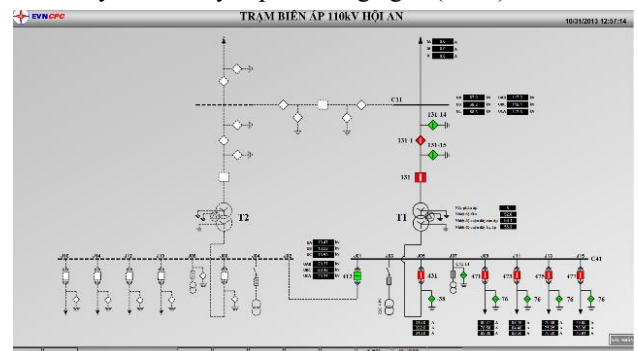
- MatrikonOPC Server kết nối trích xuất dữ liệu từ các thiết bị có giao thức IEC61850 bao gồm BCU110kV (7SJ64) và BCU 22kV (6MD61).

- Triangle MicroWorks kết nối các thiết bị có giao thức Modbus và IEC60870-5-103. Trong giải pháp này, sử dụng module M103 để trích xuất dữ liệu các rơle (MiCOM P632, MiCOM P132) có chuẩn truyền thông IEC60870-5-103, module MMB để trích xuất dữ liệu các rơle (MiCOM P122, SEPAM S40, S23, B22) và thiết bị đo lường (PM710) có chuẩn truyền thông Modbus. Ngoài ra, còn có thêm driver IEC60870-5-101/104 Slave cho kết nối SCADA phục vụ thao tác điều khiển và giám sát tại A3 (IEC 101) và Trung tâm thao tác (IEC 104).

Công cụ WinCC 7.0 được sử dụng để xây dựng giao diện HMI, điều khiển trạm bằng hệ thống máy tính, phục vụ việc xử lý và lưu trữ dữ liệu trong hệ thống tự động hóa. Phần mềm điều khiển tích hợp được xây dựng chạy trên các hệ điều hành Windows Server 2008/ Windows 7 với những chức năng hữu hiệu cho việc điều khiển, giám sát. WinCC sử dụng các hệ quản trị cơ sở dữ liệu mở ODBC (Open Database Connectivity)/ SQL (Structured Query Language) và có thể dễ dàng truy cập tới cơ sở dữ liệu của hệ thống bằng ngôn ngữ SQL hoặc ODBC. Hỗ trợ ngôn ngữ lập trình chuẩn ANSI-C (American National Standards Institute) và VBScripts để lập trình sự kiện.

3.2.3. Xây dựng phần mềm điều khiển tích hợp:

Phần mềm này được xây dựng trên cơ sở công cụ xây dựng HMI cùng với các công cụ OPC server như đã nêu trên. Hệ thống điều khiển tích hợp tại TBA 110kV Hội An đã được nghiệm thu đưa vào sử dụng vào ngày 24/11/2013. Kết quả hiển thị của sơ đồ tổng quan được trình bày ở hình 6. Màn hình Sơ đồ tổng quan của chương trình cho phép giám sát trạng thái thiết bị; hiển thị điện áp thanh cái, dòng điện, điện áp; hiển thị sơ đồ theo màu tương ứng cấp điện áp. Từ sơ đồ này có thể truy cập vào từng ngăn (BAY) của TBA.

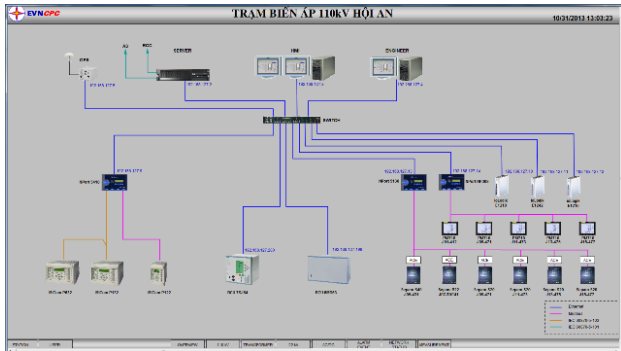


Hình 6. Màn hình Sơ đồ tổng quan

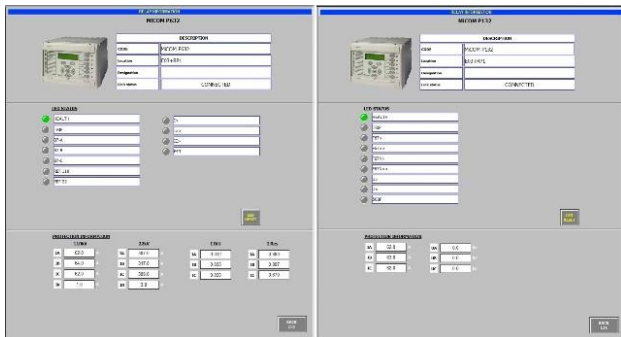
Hình 7 trình bày kết quả phần mềm giám sát kết nối. Trạng thái kết nối các IED được giám sát liên tục, trạng thái kết nối tốt được hiển thị màu xanh. Khi kết nối bị lỗi

(có thể do lỗi role hay do đứt cáp kết nối,...) đường nối sẽ hiển thị màu đỏ nhấp nháy, ngoài ra còn cảnh báo trên màn hình máy tính kèm theo âm thanh sự cố.

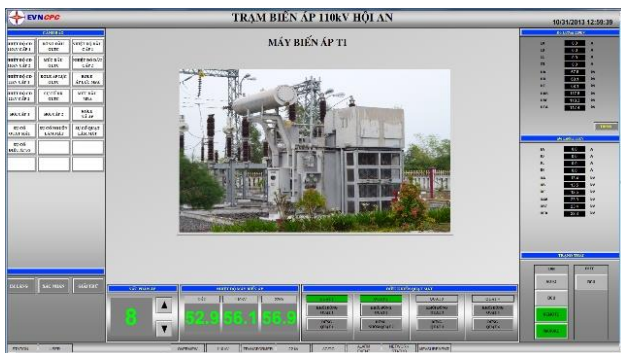
Kết quả phần mềm giám sát role bảo vệ được trình bày ở hình 8. Sau khi kích chọn role bảo vệ cần giám sát, trên màn hình xuất hiện cửa sổ thể hiện các thông tin về role như tình trạng kết nối (bình thường hoặc hư hỏng), các thông số đo lường trên role, thông báo sự cố và các thông tin sự cố (loại sự cố, pha sự cố, giá trị dòng sự cố và đèn chỉ thị tương ứng).



Hình 7. Màn hình Giám sát kết nối hệ thống



Hình 8. Màn hình Giám sát role P632 và P132



Hình 9. Màn hình Điều khiển - Giám sát MBA T1

Hệ thống cũng có thể giám sát trạng thái của hệ thống quạt mát MBA, trạng thái bộ điều khiển nấc phân áp; hiển thị trạng thái và thông số đo lường (giá trị nhất thứ) như dòng điện 3 pha, điện áp 3 pha, tần số, hệ số công suất, công suất (P, Q, S), vị trí nấc phân áp, nhiệt độ dầu, nhiệt độ cuộn dây MBA; báo tín hiệu khi xuất hiện các tình trạng bất thường. Hệ thống sẽ cảnh báo bằng âm thanh và nhấp nháy kênh tín hiệu tương ứng. Việc xác nhận cũng như giải trừ tín hiệu theo thao tác của người vận hành bao gồm tín hiệu từ bộ điều khiển nấc phân áp, quạt mát (lỗi nguồn, hư hỏng thiết bị), tín hiệu từ bảo vệ nội bộ MBA (áp lực, nhiệt

độ dầu, cuộn dây, ...). Điều khiển nấc phân áp và quạt mát được thực hiện như sau: Lựa chọn mức điều khiển STATION/ SCADA; Tầng/Giám nấc phân áp (1↔19); Khởi động/dừng quạt mát (hình 9).

Hệ thống cũng cho phép giải trừ cảnh báo sau khi đã xác nhận các cảnh báo, bằng cách nhấn nút “xác nhận”, sau đó nhấn nút “giải trừ” sẽ giải trừ được tín hiệu cảnh báo.



Hình 10. Nhân viên vận hành tiến hành nghiệm thu hệ thống điều khiển tích hợp TBA 110kV Hội An



Hình 11. Nhân viên vận hành kiểm tra thông số

Việc điều khiển thiết bị và giải trừ cảnh báo chỉ được phép tiến hành sau khi đăng nhập đúng tên nhân viên vận hành.

Tương tự đối với các ngăn lộ khác (ngăn lộ tổng 110kV, lộ tổng 22kV và các ngăn xuất tuyến 22kV, AC/DC), việc điều khiển - giám sát cũng được thực hiện như ngăn lộ MBA T1 nêu trên. Hình ảnh các kết quả triển khai giải pháp trên thực tế được trình bày ở các hình 10, 11.

4. Kết luận

Giải pháp xây dựng trạm biến áp tự động hóa theo tiêu chuẩn IEC61850 đã tích hợp nhiều chủng loại thiết bị và nhiều giao thức truyền thông. Việc đề xuất và ứng dụng thành công tại TBA 110kV Hội An đã chứng minh tính khả thi của giải pháp. Sử dụng các thiết bị hiện có giúp giảm chi phí đầu tư mua sắm thiết bị nên giải quyết được yêu cầu tiết kiệm chi phí đầu tư.

Nâng cấp TBA 110kV Hội An điều khiển truyền thống

thành trạm tự động hóa theo tiêu chuẩn IEC 61850 làm tăng tính linh hoạt trong điều khiển giám sát tại trạm, tại A3, tại Điều độ điện lực và tại Trung Tâm thao tác, đồng thời nâng cao khả năng thu thập và lưu trữ dữ liệu vận hành.

Giải pháp này có thể được nhân rộng để nâng cấp các TBA điều khiển truyền thống với nhiều chủng loại thiết bị thành TBA tự động hóa theo tiêu chuẩn IEC61850, giúp sớm tự động hóa các TBA đang vận hành để tiến đến trạm bán người trực và không người trực theo lộ trình phát triển lưới điện thông minh tại Việt Nam.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

- [1] Gordon Clarke, Deon Reynders (2004), Practical modern SCADA protocols: DNP3, IEC60870-5 and related systems, Australia.
- [2] Bộ công nghiệp (2006), Quy phạm trang bị điện, Phần IV - Bảo vệ và Tự động, 11TCN-21-2006, Hà Nội.
- [3] Tập đoàn Điện lực Việt Nam (2008), Quy định nghiệm thu hệ thống điều khiển tích hợp trạm biến áp, EVN QĐ09-01, Hà Nội.
- [4] Tổng công ty Điện lực miền Trung (2013), Quy định tiêu chuẩn kỹ thuật vật tư thiết bị lưới điện 110kV trong Tổng công ty điện lực miền Trung, EVNCPC-KT/QĐ.17, Đà Nẵng.

(BBT nhận bài: 30/03/2014, phản biện xong: 10/05/2014)