รายงานสหกิจศึกษาฉบับสมบูรณ์

การออกแบบระบบตรวจสอบ
และควบคุมระยะไกลสำหรับสถานีไฟฟ้าย่อยหนุมาน
Design of Monitoring and control system of 115/33kV HANUMAN

นายกิตติภูมิ บารุงเชื้อ

ภาควิชาวิศวกรรมการวัดและควบคุม
คณะวิศวกรรมศาสตร์
สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง

ปีการศึกษา 2560

รายงานสหกิจศึกษาฉบับสมบูรณ์

การออกแบบระบบตรวจสอบ

และควบคุมระยะไกลสำหรับสถานีไฟฟ้าย่อยหนุมาน

Design of Monitoring and control system of 115/33kV HANUMAN

นายกิตติภูมิ บำรุงเชื้อ

ภาควิชาวิศวกรรมการวัดและควบคุม
คณะวิศวกรรมศาสตร์
สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง
ปีการศึกษา 2560

ชื่อโครงงานสหกิจศึกษา การออกแบบระบบตรวจสอบและควบคุมสำหรับสถานีไฟฟ้าย่อยหนุมาน
ชื่อ – สกุล นักศึกษา นายกิตติภูมิ บำรุงเชื้อ
คณะ วิศวกรรมศาสตร์ **ภาควิชา** วิศวกรรมการวัดคุมและควบคุม
ชื่อ – สกุล อาจารย์นิเทศ รศ.ดร.สุพรรณ กุลพาณิชย์ และ รศ.วิริยะ กองรัตน์
ชื่อ – สกุล ผู้นิเทศงาน นายภาณุพงษ์ กองศาลา
ชื่อสถานประกอบการ บริษัท เอบีบี จำกัด

บทคัดย่อ

โครงงานได้รับการสนับสนุนจาก บริษัท เอบีบี ประเทศไทย จำกัด แผนก Power Grid ในการศึกษาเกี่ยวกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ เพื่อออกแบบ“ระบบตรวจสอบและควบคุมระยะไกลสำหรับสถานีไฟฟ้าย่อยหนุมาน” โดยใช้โปรแกรม MicroSCADA pro control system SYS 600 version 9.4 feature pack 2 มาประยุกต์ใช้กับระบบไฟฟ้าแรงดันสูงโดยใช้รูปแบบการสื่อสารผ่านโปรโตคอลต่างๆ ได้แก่ IEC61850, Modbus TCP/IP, RS485 และ IEC104 เป็นการสื่อสารระหว่างรีเรย์กับมิเตอร์ , RTU หรือเซิร์ฟเวอร์ โดยเป็นการจัดการระบบโครงข่ายไฟฟ้าที่ใช้เทคโนโลยีสารสนเทศ และสื่อสารมาบริหารจัดการ ควบคุมการผลิต ส่ง และจ่ายพลังงานไฟฟ้า มีการจัดเก็บและวิเคราะห์ ข้อมูลที่ได้จากระบบสถานีไฟฟ้าย่อย ทำให้สามารถวิเคราะห์ปัญหา สถานะเสถียรภาพที่เกิดขึ้น ณ สถานีไฟฟ้าได้แบบทันทีทันใดและแก้ปัญหาได้อย่างถูกต้องตรงจุดอย่างมีประสิทธิภาพและปลอดภัย

Research Title: Design of Monitoring and control system of 115/33kV HANUMAN
Student Intern Name: Mr.Kittiphoom Bumrungchua
Faculty: Engineering **Department:** Instrumentation and Control Engineering
Advisor Name: Assoc. Prof. Dr. Suphan Gulpanich , Assoc. Prof. Viriya Kongratana
Mentor Name: Mr.Phanupong Kongsala
Company: ABB Limited Thailand

ABSTRACT

This project was supported by ABB Limited Thailand, The division of power grid automation. The study is about design of monitoring and control system by applying MicroSCADA Pro Control System SYS 600 Version 9.4 Feature Pack 2 for control and monitoring High voltage system. With protocol IEC61850, Modbus TCP/IP, RS485 and IEC104 for communication between Relay and meter, RTU or Server, and control system by used communication technology. The data will be sent, stored and analyzed from the substation. it can analyze problems, status, stability occur at the station immediately and solve the problem correctly and effectively.

กิตติกรรมประกาศ

รายงานสหกิจฉบับสมบูรณ์เรื่องการออกแบบระบบตรวจสอบและควบคุมสำหรับสถานีไฟฟ้าย่อยหนุมาน (Design of Monitoring and control system) นี้สำเร็จไปได้ลุล่วงด้วยดีนั้น เนื่องจากได้รับความอนุเคราะห์จากบริษัท เอบีบี จำกัด และพี่ๆแผนก Power Grid ที่ให้คำปรึกษาและชี้แนะแนวทางตลอดระยะเวลาหนึ่งภาคเรียนการศึกษาเกี่ยวกับโครงงานที่ได้รับมอบหมายจนทำให้โครงงานสำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดี ทำให้ปริญญานิพนธ์ฉบับนี้บรรลุเป้าหมายตามวัตถุประสงค์ได้เป็นอย่างดี

ขอขอบพระคุณ รศ.วิริยะ กองรัตน์ อาจารย์ที่ปรึกษาปริญญานิพนธ์ ที่ให้คำปรึกษา ชี้แนะ และให้ข้อคิดในการแก้ไขปัญหา รวมถึงช่วยตรวจทาน แก้ไข ข้อบกพร่องต่าง ๆ ของปริญญานิพนธ์ฉบับนี้ ทำให้ปริญญานิพนธ์ฉบับนี้เสร็จสมบูรณ์

ขอขอบพระคุณ บริษัท เอบีบี ประเทศไทย จำกัด ที่มอบโอกาสในการเข้ามาทำสหกิจศึกษาประจำปีการศึกษา 2560 นี้ รวมถึง คุณภาณุพงษ์ กองศาลา ผู้นิเทศงาน และคุณสาริต ก้อนแก้ว หัวหน้าแผนก ซึ่งเป็นผู้ดูแลและควบคุมการทำสหกิจศึกษา ที่คอยให้คำปรึกษา อีกทั้งยังคอยเอื้อเฟื้ออุปกรณ์ และเครื่องมือต่าง ๆ ตลอดการทำโครงงาน

และสุดท้ายผู้จัดทำขอขอบพระคุณ บิดา มารดา และครอบครัว เป็นอย่างสูง ที่คอยให้คำปรึกษาและกำลังใจ รวมถึงการสนับสนุนในด้านต่าง ๆ มาด้วยดีตลอด จนทำให้เกิดเป็นแรงผลักดันในการทำปริญญานิพนธ์ฉบับนี้ให้ประสบความสำเร็จและผ่านลุล่วงได้อย่างสมบูรณ์

กิตติภูมิ บำรุงเชื้อ

สารบัญ

	หน้า
บทคัดย่อภาษาไทย	I
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ	II
กิตติกรรมประกาศ	III
สารบัญ	IV
สารบัญภาพ	VIII
บทที่ 1 บทนำ	1
1.1 ที่มาและความสำคัญ	1
1.2 วัตถุประสงค์ของโครงงาน	2
1.3 ขอบเขตของโครงงาน	2
1.4 วิธีดำเนินงาน	3
1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ	3
บทที่ 2 ทฤษฎีและหลักการที่เกี่ยวข้อง	4
2.1 บทนำ	4
2.2 ความรู้พื้นฐานระบบส่งจ่ายไฟฟ้า	4
2.2.1 ระบบไฟฟ้ากำลัง	4
2.2.2 สถานีไฟฟ้าแรงสูง (High Voltage Substation)	5
2.2.2.1 หลักการออกแบบสถานีไฟฟ้า	7
2.2.2.2 รูปแบบการจัดเรียงบัสบาร์ (Bus configuration)	8
2.2.3 อุปกรณ์ในโรงไฟฟ้า	13
2.2.3.1 เซอร์กิตเบรกเกอร์	13
2.2.3.2 สวิตช์ใบมีดตัดตอน	14
2.2.3.3 สวิตช์ต่อลงดิน	17
2.2.3.4 หม้อแปลงวัดกระแส (Current Transformers)	17
2.2.3.5 หม้อแปลงวัดแรงดัน (Voltage Transformers)	18
2.2.3.6 Lightning Arrester	19
2.2.3.7 หม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง	19
2.2.3.8 อุปกรณ์เสริม (Secondary Components)	20
2.3 ระบบป้องกันเบื้องต้น (Protection)	21
2.3.1 รีเลย์ป้องกัน (Protective Relay)	21

2.3.2 หม้อแปลงกระแส (Current Transformer: CT) 22
2.3.3 หม้อแปลงแรงดัน (Potential Transformer : PT) 23
2.3.4 Zone of Protection 23
2.3.5 การปองกันหม้อแปลงและเบย์ 24
2.3.5.1 Overcurrent Relay (50/51) 24
2.3.5.2 Differential Relay (87) 25
2.3.5.3 Lock Out Relay (86) 26
2.3.5.4 Bias Differential Relay 26
2.3.5.5 Bus Bar Protection 27
2.3.5.6 Transmission Line Protection 27
2.3.5.7 Synchrocheck Relay (25) 27
2.3.5.8 Breaker Failure 27
2.3.5.9 Directional O/C Relay (67 & 67N) 28
2.4 ระบบสถานีย่อยอัตโนมัติ (Substation Automation System) 28
2.4.1 ฟังก์ชันการป้องกันหลัก 29
2.4.2 หลักการป้องกันสำหรับสถานีย่อย 30
2.5 ความรู้พื้นฐานเกี่ยวกับระบบสกาดา (SCADA) 30
2.5.1 SCADA 30
2.5.1.1 Telemetry System 31
2.5.1.2 SCADA Data Acquisition 31
2.5.2 องค์ประกอบของระบบสกาดา 31
2.5.3 รูปแบบของสกาดา 32
2.5.4 โครงสร้างของระบบสกาดา 33
2.5.4.1 โครงสร้างด้านฮาร์ดแวร์ (Hardware Architecture) 33
2.5.4.2 โครงสร้างด้านซอฟต์แวร์ (Software Architecture) 33
2.5.4.3 โครงสร้างด้านการสื่อสาร (Communications) 34
2.5.5 ส่วนประกอบของสกาดา 35
2.5.6 หนาที่การทำงานของสกาดา (SCADA Functionality) 36
2.5.6.1 ความสำคัญของ OPC 38
2.5.6.2 รายละเอียดมาตรฐานต่าง ๆ ที่ควรรู้จัก 39
2.5.7 สายไฟฟ้า 40
2.6 ซอฟต์แวร์ที่เกี่ยวข้อง 42

2.6.1 SYS600 MicroSCADA Pro 42
2.7 อุปกรณ์ที่เกี่ยวข้อง 46
2.8 มาตรฐาน IEC61850 50
2.8.1 ส่วนประกอบของ IEC61850 51
บทที่ 3 การออกแบบระบบตรวจสอบและควบคุมระยะไกลสำหรับสถานีไฟฟ้าย่อย หนุมาน 52
3.1 สร้างและวิเคราะห์ชุดข้อมูล 52
3.1.1 ออกแบบ System Configuration 52
3.1.2 จัดทำและกำหนดรายชื่อวัตถุในระบบ (Process objects) 53
3.2 ออกแบบแอปพลิเคชันกราฟฟิก 55
3.2 ระบบการสื่อสาร 59
3.4 การทดสอบการทำงาน ณ โรงงาน (Pre-Factory Acceptance Test) 64
บทที่ 4 ผลการดำเนินการ 66
4.1 การแสดงผลของแอปพลิเคชัน (Screen Display) 67
4.1.1 Main Menu 67
4.1.2 Overview 67
4.1.3 115kV 68
4.1.4 33kV 70
4.1.5 System Supervision 72
4.1.6 Event Display 72
4.1.7 Alarm Display 73
4.2 การทำงานของแอปพลิเคชันและอุปกรณ์ 73
4.2.1 การทำงานของอุปกรณ์ที่เกี่ยวข้อง 73
4.2.2 การแจ้งเตือนข้อผิดพลาด 75
4.2.3 การแสดงผลของค่าที่วัด 77
4.3 การบันทึกค่าหลังจากทำการทดสอบ ณ โรงงาน 78
บทที่ 5 สรุปผลและข้อเสนอแนะ 82
5.1 สรุปผล 82
5.2 ปัญหาและแนวทางแก้ไข 82
5.3 ข้อเสนอแนะ 83
บรรณานุกรม 84
ประวัติผู้เขียน 85

สารบัญรูป

รูปที่	หน้า
2.1 แผนภูมิการส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้า	4
2.2 Single Bus	9
2.3 Sectionalize Bus	9
2.4 Main and Transfer Bus	10
2.5 Ring Bus	10
2.6 Double Bus Double Breaker	11
2.7 Breaker and a Half	12
2.8 Double Bus Single Breaker	12
2.9 Double Bus Single Breaker and Transfer Bus	13
2.10 แสดงโครงสร้างของ DS	15
2.11 Vertical Break Type	15
2.12 Center Side Break Type	16
2.13 Double Side Break Type	16
2.14 Pantograph Type	16
2.15 (a) CT ติดตั้งภายในตัวถังแบบเฟสเดียว	18
(b) CT ติดตั้งภายในตัวถังแบบ 3 เฟส	
(c) CT ติดตั้งภายนอกตัวถังแบบเฟสเดียว	
2.16 หมอแปลงวัดแรงดันแบบขดลวด	19
2.17 ตูควบคุมของ GIS	20
2.18 แสดงการลัดวงจรของหม้อแปลงกระแส	23
2.19 แสดง Over Lap Zone	24
2.20 แสดง Bias Differential Relay	26
2.21 องค์ประกอบของระบบสกาด้า	32
2.22 การติดตั้งสกาด้าหรับตรวจสอบเก็บรวบรวมข้อมูล และบริหารระบบควบคุม	32
2.23 โครงสรางดานฮารดแวรของระบบ SCADA	33
2.24 โครงสรางดานซอฟต์แวรของระบบ SCADA	34
2.25 การติดตอสื่อสารระหวางฮารดแวรกับซอฟตแวรโดยใช OPC เปนตัวกลาง	39
2.26 หัวต่อ RJ45	42

2.27 โครงสร้างเบื้องต้นของ SYS600 Application 43
2.28 ภาพประกอบของ Application Object และการเชื่อมต่อระหว่างกัน 44
2.29 Ethernet switch 46
2.30 UPS 46
2.31 GPS Lantime 47
2.32 Remote Terminal Unit 47
2.33 SCADA server 47
2.34 Protection Rela 48
2.35 REL670 48
2.36 REL630 49
2.37 RET630 49
2.38 REU615 50
2.39 แสดงตัวอย่างความสัมพันธ์ระหว่าง MMS, GOOSE และ SMV 51
3.1 System Configuration sub59 53
3.2 Single Line Diagram 53
3.3 Single Line Diagram 54
3.4 กำหนด IP Address และ Technical Key 54
3.5 กำหนดวัตถุ 55
3.6 การเข้าใช้งาน Tool Manager 55
3.7 การเข้าใช้งาน Object Navigator 56
3.8 การเข้าใช้งาน Standard Function 56
3.9 การสร้างวัตถุ 57
3.10 วัตถุและอุปกรณ์ที่สร้าง 57
3.11 การเข้าใช้ Display Builder 58
3.12 การเรียกใช้ฟังก์ชัน Show Palette 58
3.13 การเรียกใช้ฟังก์ชัน Object Browser 59
3.14 โปรแกรม PCM600 60
3.15 กำหนด Technical key ให้รีเลย์ 60
3.16 การบันทึกไฟล์ .SCD 61
3.17 นำเข้าไฟล์ SCD 61
3.18 การเช็คสถานะการทำงานของรีเลย์ 62
3.19 โปรแกรม OPC Process Object List Tool 62

3.20 โปรแกรม External OPC 63
3.21 การตั้งค่า OPC Client-Server ด้วยโปรแกรม External OPC 63
3.22 ทำการทดสอบการแสดงผลที่หน้าจอ 64
3.23 หน้ารายการแจ้งเตือน (Alarm display) 64
3.24 หน้าแสดงช่วงเวลาเกิดเหตุการณ์ (Event display) 65
4.1 หน้าจอ Main Menu 67
4.2 แสดงหน้าจอ Overview 67
4.3 แสดงหน้าจอ 115kV 68
4.4 แสดงหน้าจอเบย์สาย 68
4.5 แสดงหน้าจอเบย์หม้อแปลง 69
4.6 แสดงหน้าจอของหม้อแปลงเบย์ที่ 1 69
4.7 แสดงหน้าจอ 33kV ส่วนที่ 1 70
4.8 แสดงหน้าจอ 33kV ส่วนที่ 2 70
4.9 แสดงหน้าจอ 33kV Incoming 71
4.10 แสดงหน้าจอ 33kV Incoming 71
4.11 แสดงหน้าจอ System Supervision 72
4.12 แสดงหน้าจอ Event Display 72
4.13 แสดงหน้าจอ Alarm Display 73
4.14 แสดงการสั่งงานเซอร์กิตเบรกเกอร์ 73
4.15 แสดงการเปิดวงจรของเซอร์กิตเบรกเกอร์ (Circuit Breaker) 74
4.16 แสดงการสั่งงานสวิตซ์ตัดตอน (Switch Disconnect) 74
4.17 แสดงการสั่งงานสวิตซ์ต่อลงดิน (Earth Switch) 75
4.18 แสดงสัญญาณไฟแจ้งเตือนที่เกิดขึ้นในระบบ 75
4.19 แสดงรายการการแจ้งเตือนที่เกิดขึ้นในระบบ (Alarm Display) 76
4.20 แสดงรายการประวัติหรือช่วงเวลาที่เกิดเหตุการณ์ขึ้นในระบบ (Event Display) 76
4.21 แสดงค่ากระแสและแรงดันที่วัดได้จากเบย์สาย 77
4.22 กราฟแสดงค่าที่วัดได้จาก CT และ PT 77
4.23 ตารางสำหรับบันทึกค่า 78
4.24 ตารางบันทึกค่าทดสอบการแจ้งเตือน 79
4.25 ตารางบันทึกค่าที่วัดได้จาก CT และ PT 80
4.26 ตารางบันทึกการเช็คสถานะการทำงานของอุปกรณ์ 81

บทที่ 1
บทนำ

1.1 ความเป็นมาและความสำคัญ

เอบีบี (ABB Limited) เป็นบริษัทข้ามชาติ มีสำนักงานใหญ่อยู่ที่เมืองซูริค ประเทศสวิตเซอร์แลนด์ มีการปฏิบัติการในส่วนของหุ่นยนต์ ระบบไฟฟ้า และเทคโนโลยีระบบอัตโนมัติ เอบีบีเป็นหนึ่งในบริษัทวิศวกรรมและบริษัทที่มีเครือข่ายใหญ่ที่สุดแห่งหนึ่งของโลก โดยมีสำนักงานในกว่า 100 ประเทศ ด้วยพนักงานประมาณ 150,000 คน

เอบีบี เกิดจากการรวมกิจการกันระหว่าง Allmänna Svenska Elektriska Aktiebolaget (ASEA) จากประเทศสวีเดน และ Brown, Boveri & Cie (BBC) จากประเทศสวิตเซอร์แลนด์ในปี ค.ศ.1988 ประวัติของเอบีบีนับย้อนหลังไปถึงศตวรรษที่ 19 เมื่อบริษัทไฟฟ้าแห่งสวีเดน (ASEA) ถูกก่อตั้งขึ้นโดย ลุดวิก เฟรดโฮล์ม ในปี ค.ศ.1833 และ บริษัท บราว โบเวอรี ถูกก่อตั้งขึ้นในสวิตเซอร์แลนด์ ซึ่งมีผลิตภัณฑ์เกี่ยวกับมอร์เตอร์ไฟฟ้าทั้งกระแสตรงและกระแสสลับ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าและหม้อแปลงไฟฟ้า แกนหลักของธุรกิจคือระบบไฟฟ้ากำลังและเทคโนโลยีระบบอัตโนมัติ บริษัทแบ่งโครงสร้างองค์กรเป็นแผนกบริหารงานกลางและแผนกจำแนกตามผลิตภัณฑ์ ดังนี้

1. แผนกบริหารงานกลาง

แผนกบริหารงานกลางมีหน้าที่จัดการและควบคุมการปฏิบัติงานโดยรวมของบริษัท รวมถึงการจัดการสินทรัพย์และการลงทุน

2. แผนกจำแนกตารมผลิตภัณฑ์

    1) Discrete Automation and Motion
    2) Low Voltage Products
    3) Power Products
    4) Power Systems
    5) Process Automation

และแผนกที่นักศึกษาได้มาปฏิบัติสหกิจศึกษานั้นคือ แผนก Power Systems ซึ่งทางแผนกจะนำเสนอระบบไฟฟ้ากำลัง รับผิดชอบการบริการระบบเทิร์นคีย์สำหรับการส่งและกระจายไฟฟ้าในสถานีไฟฟ้าย่อย โดยผลิตภัณฑ์ที่สำคัญคือ ระบบ SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) ซึ่งเป็นระบบตรวจสอบและวิเคราะห์ข้อมูลระยะไกลแบบ Real-time ใช้ในการตรวจสอบสถานะตลอดจนถึงควบคุมการทำงานของระบบควบคุมในอุตสาหกรรมและงานวิศวกรรมต่าง ๆ และในส่วนที่ได้รับมอบหมายนั้นคือออกแบบระบบตรวจสอบและวิเคราะห์ข้อมูลระยะไกลสำหรับสถานีไฟฟ้าย่อยโดยใช้โปรแกรม MicroSCADA pro control system SYS 600 feature pack 2 ผ่านมาตรฐานการสื่อสาร IEC61850

ลักษณะของการออกแบบระบบตรวจสอบและวิเคราะห์ข้อมูลระยะไกลสำหรับสถานีไฟฟ้าย่อย เป็นการจัดการระบบโดยใช้ประโยชน์จากเทคโนโลยีการสื่อสารเข้ามาช่วยในการตรวจสอบ มีการส่ง จัดเก็บ วิเคราะห์ ข้อมูล ที่ได้จากระบบสถานีไฟฟ้า ทำให้สามารถวิเคราะห์ปัญหา สถานะเสถียรภาพที่เกิดขึ้น ณ สถานีไฟฟ้าได้แบบทันทีทันใดและแก้ปัญหาได้อย่างถูกจุดและมีประสิทธิภาพ เนื่องจากความเจริญก้าวหน้าที่เกิดขึ้นของสังคมโลก ทำให้ระบบไฟฟ้าแบบเดิมๆ กลายเป็นปัญหาและมีอุปสรรคต่างๆตามมา อาทิ ความน่าเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า ประสิทธิภาพในการให้บริการแก่ผู้ใช้ไฟ เป็นต้น โดยเฉพาะในส่วนของระบบจำหน่ายไฟฟ้านั้น เป็นส่วนที่มีข้อบกพร่องและความเสียหายที่มากเมื่อเปรียบเทียบกับส่วนของระบบกำเนิดไฟฟ้า และระบบส่งจ่ายไฟฟ้า โดยปัญหาหลักก็เป็นทางด้านการให้บริการแก่ ลูกค้าผู้ใช้ไฟซึ่งยังขาดความน่าเชื่อถือ อีกทั้งยังตอบสนองต่อความต้องการไม่เพียงพอ

ดังนั้นผู้จัดทำจึงได้ศึกษารวบรวมข้อมูลเกี่ยวกับ แนวคิด การออกแบบ และวิเคราะห์เอกสารเกี่ยวกับโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ ซึ่งเป็นระบบไฟฟ้ายุคใหม่ซึ่งมีเป้าหมายหลักเพื่อตอบสนองต่อความต้องการของผู้ใช้ไฟฟ้าทุกกลุ่มให้มีไฟฟ้าใช้อย่างเพียงพอทั่วถึงได้ มาตรฐานมีความปลอดภัยและความเชื่อถือ อีกทั้งยังตอบสนองต่อการ พัฒนา เศรษฐกิจและสังคมในยุคข้อมูลข่าวสารของศตวรรษที่ 21

1.2 วัตถุประสงค์ของโครงงาน

1) เพื่อต้องการศึกษาโครงข่ายระบบจำหน่ายไฟฟ้าอัจฉริยะและการทำงานตามมาตรฐาน IEC 61850

2) เพื่อนำเอาเทคโนโลยีมาประยุกต์ใช้งานร่วมกับโปรแกรม MicroSCADA

3)เพื่อต้องการส่งจ่ายข้อมูล คุณสมบัติการทำงาน และ ประโยชน์ของมาตรฐาน IEC61850

4)เพื่อออกแบบระบบตรวจสอบและป้องกันสำหรับระบบไฟฟ้า โดยใช้โปรแกรม MicroSCADA

5)เพื่อเรียนรู้กระบวนการทำงานทางวิศวกรรมกรและกระบวนการป้องกันในระบบไฟฟ้าในแต่ละฟังก์ชั่นการป้องกัน

1.3 ขอบเขตของโครงงาน

สามารถใช้ MicroSCADA ออกแบบโครงข่ายระบบจำหน่ายไฟฟ้าอัตโนมัติได้ ซึ่งจะประกอบไปด้วย

1) ศึกษาทฤษฎีที่เกี่ยวข้องและฟังก์ชันการป้องกันของระบบไฟฟ้ากำลัง

2) ศึกษาวิธีการออกแบบระบบ Monitoring

3) ศึกษาคุณสมบัติและคุณลักษณะของ มาตรฐาน IEC61850

4) ศึกษาทฤษฎีที่เกี่ยวข้องและหลักการทำงานของ Relay และ RTU

5) ศึกษาวิธีการใช้งาน MicroSCADA และโปรแกรมอื่นๆที่เกี่ยวข้อง

1.4 วิธีดำเนินงาน

1) ศึกษาหาความรู้และรวบรวมข้อมูลเกี่ยวกับระบบจำหน่ายไฟฟ้าในปัจจุบันของระบบจำหน่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ และมาตรฐาน IEC61850

2) ศึกษาการใช้โปรแกรม MicroSCADA

3) ศึกษาฟังก์ชันการทำงานของแต่ละอุปกรณ์

4) ศึกษาการเชื่อมต่อกันระหว่างอุปกรณ์กับอุปกรณ์

5) ทำการการทดสอบเพื่อตรวจรับงาน ณ โรงงาน (Factory Acceptance Test)

6) จัดทำเอกสารที่เกี่ยวข้อง

1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

1) ได้รับความรู้เกี่ยวกับระบบจำหน่ายไฟฟ้า

2) สามารถใช้โปรแกรม MicraSCADA ออกแบบโครงข่ายระบบจำหน่ายไฟฟ้าอัตโนมัติได้

3) สามารถนำมาตรฐาน IEC61850 ไปประยุกต์ใช้สื่อกับอุปกรณ์ต่างๆได้

4) มีความรับผิดชอบต่องานที่ได้รับมอบหมายและมีการคิด วิเคราะห์ อย่างเป็นระบบ

5) ได้รับประสบการณ์การทำงานในสถานที่ประกอบการจริง

6) ฝึกฝนการทำงานเป็นทีม

บทที่ 2
ทฤษฎีและหลักการที่เกี่ยวข้อง

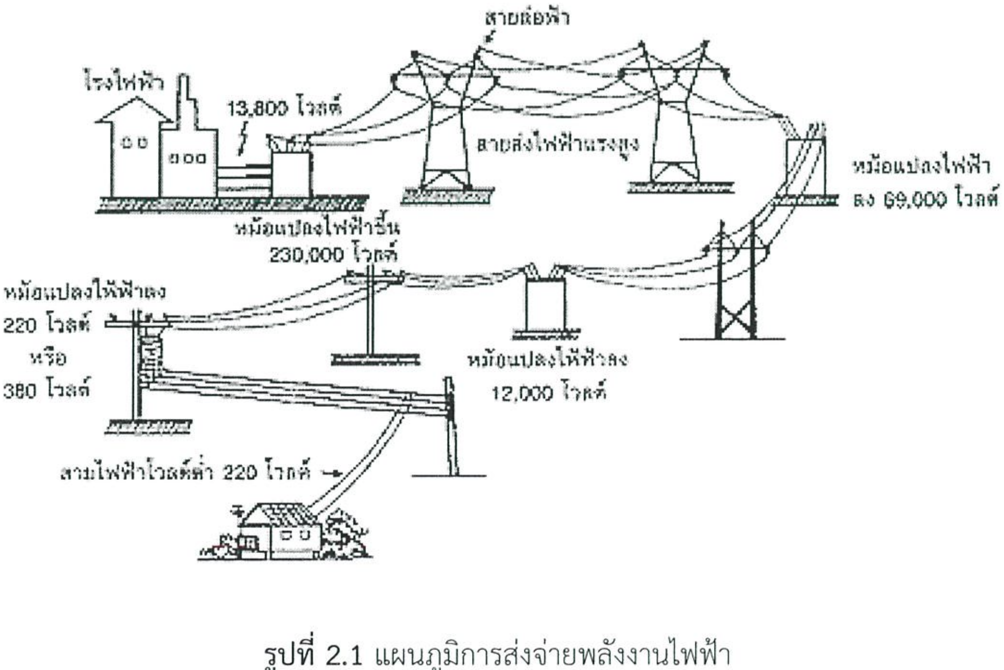
2.1 บทนำ

ในบทนี้จะอธิบายถึงความหมายของมาตรฐาน IEC61850 ทฤษฎีของระบบไฟฟ้าแรงสูง และอุปกรณ์เครื่องมือที่เกี่ยวข้องในระบบไฟฟ้า ระบบสถานีย่อยอัตโนมัติ และส่วนของสกาดา

2.2. ความรู้พื้นฐานระบบส่งจ่ายไฟฟ้า

2.2.1 ระบบไฟฟ้ากำลัง

ระบบไฟฟ้ากำลัง หมายถึง ระบบส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากโรงงานไฟฟ้าไปยังผู้ใช้ไฟฟ้าแบบทันทีทันใดในทางอุดมคติ ระบบไฟฟ้ากำลังจึงไม่มีการสะสมพลังงานไฟฟ้าไว้ในระบบไฟฟ้า ดังนั้น พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทั้งหมดจะถูกจ่ายเข้าระบบส่งจ่ายไฟฟ้าและถูกใช้ไปในทันที โดยกำลังผลิตไฟฟ้า (Electricity Supply) ทั้งหมดจะเท่ากับความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้า (Demand od Electricity) บวกกับพลังงานที่สูญเสียไปในระบบส่งจ่ายไฟฟ้า (Transmission Loss) ณ ขณะนั้นๆ ระบบไฟฟ้าที่ดีจะต้องมีความเชื่อถือได้และเสถียรภาพสูง มีความปลอดภัย มีค่าพลังงานไฟฟ้าที่สูญเสียในระบบค่อนข้างน้อย การควบคุมระบบไฟฟ้าไม่ยุ่งยาก มีต้นทุนการก่อสร้างและบำรุงรักษาต่ำ รวมทั้งไม่สร้างปัญหาให้กับสิ่งแวดล้อมอีกด้วย



รูปที่ 2.1 แผนภูมิการส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้า

2.2.2 สถานีไฟฟ้าแรงสูง (High Voltage Substation)

สถานีไฟฟ้าแรงสูงเป็นสถานที่สำหรับควบคุมการจ่ายกระแสไฟฟ้าในวงจรสายส่งไฟฟ้าต่างๆ ที่ถูกเชื่อมโยงมายังสถานีไฟฟ้านั้น โดยจะใช้อุปกรณ์สวิตซ์เกียร์เพื่อทำการต่อหรือปลดวงจร (Switching) และอาจจะมีการเพิ่มหรือลดระดับแรงดันไฟฟ้าโดยใช้หม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง จากนั้นสถานีไฟฟ้าแรงสูงจะส่งกำลังไฟฟ้าทั้งหมดผ่านวงจรสายส่งกำลังไฟฟ้าไปยังสถานีไฟฟ้าอื่นๆ สถานีไฟฟ้าแบ่งออกเป็น 4 ประเภทหลัก คือ

1) Transmission Substation คือ สถานีไฟฟ้าที่มีระดับแรงดันสูงสุด 115kV ขึ้นไป โดยจะแบ่งออกได้เป็น 2 ลักษณะคือ

- Step-Up Transmission Substation คือ สถานีไฟฟ้าที่รับไฟฟ้ามาจากโรงไฟฟ้าซึ่งมีค่าระดับแรงดันไฟฟ้าปานกลาง แล้วแปลงค่าระดับแรงดันให้สูงมากขึ้นหลายสิบเท่าก่อนจะส่งกำลังไฟฟ้านั้นเข้าระบบส่งจ่ายกำลังไฟฟ้า (Power Transmission System)
- Step-Down Transmission Substation คือ สถานีไฟฟ้าที่อยู่ใกล้กับระบบจำหน่ายไฟฟ้า และทำหน้าที่แปลงค่าระดับแรงดันไฟฟ้าให้ต่ำลง ก่อนที่จะส่งกำลังฟ้านั้นให้กับสถานีจำหน่ายไฟฟ้า หรือจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับโรงงานอุตสาหกรรมขนาดใหญ่

2) Switching Substation คือสถานีไฟฟ้าที่ไม่มีหม้อแปลงไฟฟ้า จึงไม่มีการเปลี่ยนระดับแรงดันไฟฟ้า แต่จะเป็นสถานีศูนย์กลางเพื่อควบคุมวงจรสายป้อน หรือวงจรเชื่อมโยงระหว่างสถานีไฟฟ้า

- Distribution Substation คือสถานีไฟฟ้าที่รับไฟฟ้ามาจาก Step-Down Transmission Substation ก่อนจะส่งกำลังไฟฟ้านั้นเข้าระบบสายส่งจำหน่ายกำลังไฟฟ้า (Power Distribution System)
- Interconnecting Substation คือสถานีไฟฟ้าที่เชื่อมต่อระบบไฟฟ้า 2 ระบบที่แตกต่างกันและทำให้เกิดการแลกเปลี่ยนกำลังไฟฟ้าระหว่างระบบไฟฟ้าในช่วงเวลาต่าง ๆ ตามที่ต้องการ เพื่อช่วยให้ระบบไฟฟ้าทั้งสองมีเสถียรภาพดียิ่งขึ้นโดยทั่วไปสถานีไฟฟ้าจะถูกแบ่งออกเป็น 2 ชนิด คือ

1) Air Insulated Substation หรือ AIS คือสถานีไฟฟ้าที่ใช้อากาศเป็นฉนวนในการดับอาร์คล้อมบัสบาร์และอุปกรณ์สวิตซ์เกียร์ ซึ่งมีค่าใช้จ่ายด้านอุปกรณ์ไม่สูงมากนักแต่ใช้พื้นที่ก่อสร้างกว้างมาก

ข้อของสถานีไฟฟ้าแบบ AIS คือ

- ออกแบบได้หลากหลายตามความต้องการของระบบ
- อุปกรณ์มีราคาถูก
- กรณีอุปกรณ์ใดเกิดเสียหาย เช่น เซอร์กิตเบรกเกอร์ (circuit breaker) ,ใบมีดตัดตอน (disconnecting switch), หม้อแปลงวัดกระแส (current transformer), หม้อแปลงวัดแรงดัน (voltage transformer), กับดักฟ้าผ่า (surge arrester), บัสบาร์ (busbar) สามารถจัดหามาทดแทนได้ง่าย
- การขยายระบบหรือเปลี่ยนพิกัดอุปกรณ์ทำได้ง่าย
- การบำรุงรักษาง่ายสามารถทำได้เฉพาะตัวไม่กระทบกับอุปกรณ์ข้างเคียง
- ใช้ปริมาณก๊าซ SF6 น้อยกวา (ก๊าซ SF6 มีผลกระทบต่อสภาพแวดล้อม)

ข้อเสียของสถานีไฟฟ้าแรงสูงแบบ AIS คือ

- ต้องระมัดระวังเมื่อทำงานในพื้นที่สถานีไฟฟ้า
- ต้องเลือกฉนวนใหถูกต้องตามสภาพแวดล้อม
- ต้องมีมาตรการป้องกันผลกระทบจากสัตว์
- ต้องออกแบบทั้งด้านไฟฟ้าและโยธาทั้งหมด
- ต้องประกอบอุปกรณ์แตละตัวและติดตั้งบนฐานโครงเหล็กที่หน้างาน

2) Gas Insulated Substation หรือ GIS คือสถานีไฟฟ้าที่ใช้ก๊าซ SF_6 เป็นฉนวนปิดล้อมบัสบาร์ ซึ่งจะใช้พื้นที่ก่อสร้างน้อยกว่ามาก และไม่จำเป็นต้องบำรุงรักษามากนัก

** SF6 ย่อมาจาก Sulfur hexafluoride เป็นสารประกอบของ โพลีอะตอมมิคโมเลกุลของกำมะถันและฟลูออรีน เป็นก๊าซเฉื่อย ไม่ติดไฟ ไม่มีสี ไม่มีกลิ่น และไม่เป็นมลพิษ ภายใต้อุณหภูมิ และ ความดันปรกติ ก๊าซ SF6 ไม่แตกตัวแม้อุณหภูมิร้อนถึง 500 องศาเซลเซียส จึงอาจกล่าวได้ว่า ก๊าซ SF6 มีความเสถียรภาพสูง

ขอดีของสถานีไฟฟาแบบ GIS

- ใช้พื้นที่การก่อสร้างน้อยกว่า
- ติดตั้งไดรวดเร็วกวา
- มีความปลอดภัยการใช้งานสูงกว่า
- ไม่มีผลกระทบจากมลภาวะภายนอก
- การบำรุงรักษาน้อยกว่า

ขอเสียของสถานีไฟฟาแบบ GIS

- มีราคาอุปกรณ์แพงกว่ามาก

- การขยายหรือเพิ่มเติมต้องวางแผนล่วงหน้า และต้องใช้ผลิตภัณฑ์เดิม ซึ่งผู้ผลิตมักเสนอราคาสูงกว่าความเป็นจริง
- เมื่อมีความเสียหายระหว่างการใช้งาน เช่น หากเกิดฟอล์ท (fault) ภายในจะหา ตำแหนง ฟอล์ท ได้ยากกว่า และการซ่อมแซมมีความยุ่งยาก ทำให้เสียเวลาจ่ายไฟฟ้าา (Outage time) สูงกว่า
- หลังซ่อมหรือขยายเพิ่มเติม อาจต้องดับไฟฟ้าทั้งหมดเพื่อทดสอบ Dielectric
- ใช้ปริมาณก๊าซ SF_6 มากกวา ซึ่งมีราคาแพง และมีผลกระทบต่อสภาพแวดล้อม

2.2.2.1 หลักการออกแบบสถานีไฟฟ้า

ในการออกแบบสถานีไฟฟ้าแรงสูง ผู้ออกแบบจะต้องคำนึงถึงปัจจัยต่างๆ หลายประการ เช่น พื้นที่ในการติดตั้งสถานีไฟฟ้า งบประมาณในการ่อสร้าง เวลาที่ใช้ในการ่อสร้าง ผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม เป็นต้น แต่สิ่งที่ผู้ออกแบบจะต้องคำนึงถึง แม้จะไม่มีการกำหนดเป็นมาตรฐานไว้ นั่นก็คือ ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า (Reliability)

ในทางอุดมคติ เราต้องการออกแบบสถานีไฟฟ้าให้มีเสถียรภาพในการจ่ายไฟฟ้าได้อย่างต่อเนื่องอยู่เสมอ หลักการหนึ่งที่ชั้นทั่วไปคือ N-1 Operation Criteria นั่นคือ ระบบไฟฟ้าจะต้องสามารถจ่ายไฟฟ้าอย่างต่อเนื่องได้แม้ว่าจะเกิดฟอลต์ขึ้นในวงจรไฟฟ้าใดๆเพียงหนึ่งวงจร จนเป็นเหตุให้จะต้องปลดวงจรนั้นออจาระบบไฟฟ้า อย่างไรก็ตาม การพัฒนาทางเศรษฐกิจทำให้ความต้องการใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็ว ขณะเดียวกันระบบไฟฟ้าที่มีขนาดใหญ่ละความซับซ้อนมาก อาจจะเป็นเหตุให้ N-1 Criteria ไม่เพียงพอจะรองรับกับปัญหาที่จะเกิดขึ้นในระบบไฟฟ้าได้อีกต่อไป โดยเฉพาะในกรณีที่ฟอลต์สามารถเกิดขึ้นพร้อมๆกันได้หลายจุด สิ่งสำคัญที่จะต้องพิจารณาในการออกแบบสถานีไฟฟ้า คือ

- ความมั่นคงในระบบการจ่ายไฟฟ้า (Security of Supply) จะเกิดขึ้นได้เมื่อการทำงานของระบบส่งจ่ายไฟฟ้าเป็นไปอย่างต่อเนื่องได้ ไม่ว่าจะเกิดฟอลต์ขึ้นในระบบไฟฟ้าหรือมีการดับไฟฟ้าบางวงจรเพื่อทำการบำรุงรักษาอุปกรณ์สวิตซ์เกียร์ ดังนั้นรูปแบบการจัดเรียงบัสของสถานีไฟฟ้าจึงจะมีผลต่อความมั่นคงในระบบไฟฟ้าอย่างมาก
- การเพิ่มขยายวงจรไฟฟ้า (Extendibility) ในอนาคตทำได้โดยง่าย การเพิ่มขยาย Bay of Switchgear ในสถานีไฟฟ้าจะต้องไม่ทำให้เกิดการดับไฟฟ้าเป็นระยะนานเพื่อทำการก่อสร้าง การติดตั้ง และการทดสอบระบบไฟฟ้า สำหรับสถานีไฟฟ้าแบบ Gas Insulated Switchgear (GIS) การจะต่อขยายวงจรทำได้ยาก และมีข้อจำกัดมากมาย แต่การต่อขยายวงจรหรือการเปลี่ยนรูปแบบการจัดเรียงบัสในสถานีไฟฟ้าแบบ Air Insulated Switchgear (AIS) นั้น แม้ว่าจะทำให้เกิดการดับไฟฟ้าบ้างแต่ก็มีข้อจำกัดที่น้อยว่ามาก

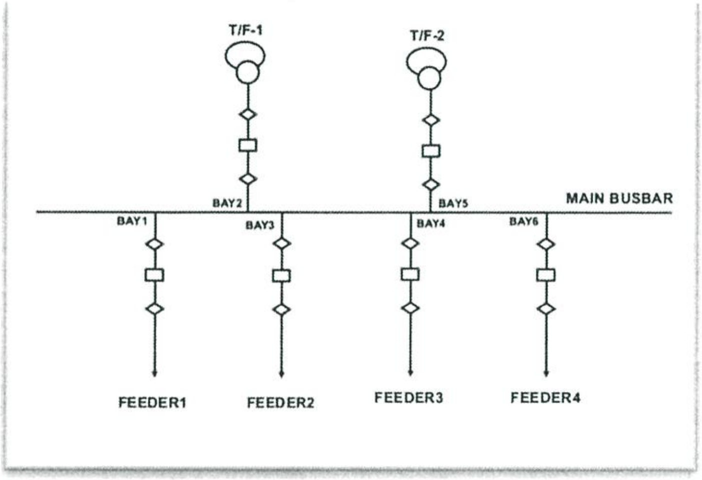
- การจัดเรียงอุปกรณ์สวิตซ์เกียร์เพื่อความเหมาะสมของการทำงาน (Operational Arrangements) ซึ่งจะทำให้ผู้ควบคุมสถานีไฟฟ้าสามารถจัดการสับเปลี่ยนทิศทางการไหลของกระแสไฟฟ้าได้โดยมีขั้นตอนที่ไม่ซับซ้อนยุ่งยาก นอกจากนั้นจะต้องให้ควบคุมสถานีไฟฟ้าสามารถมองเห็นสถานะการทำงานของอุปกรณ์สวิตซ์เกียร์ในแต่ละ BAY ได้อย่างชัดเจน เพื่อไม่ให้เกิดฟอลต์อันเนื่องจากการทำงานโดยเข้าใจผิด
- การจำกัดค่ากระแสไฟฟ้าลัดวงจร (Short Circuit Limitation) ทำได้หลายวิธีอย่างเช่น การหลีกเลี่ยงที่จะต่อวงจรสายส่งไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าทั้งหมดเข้าที่บัสเดียวกัน หรือการไม่ให้มี Parailel Lines ต่อในวงจรในบัสเดียวกัน การแยกบัสออกเป็นส่วนๆ (Sectionalized Buses) และการใช้อุปกรณ์จำกัดค่ากระแสไฟฟ้าเป็นต้น
- การบำรุงรักษาระบบไฟฟ้า (Maintainability) ทำได้โดยง่าย แม้ว่าเราต้องการให้ระบบไฟฟ้าทำงานได้อย่างต่อเนื่อง แต่อุปกรณ์ทุกอย่างจะต้องมีเวลาที่จะต้องบำรุงรักษาอย่างเหมาะสม วิธีที่จะสามารถทำงานบำรุงรักษาอุปกรณ์สวิตซ์เกียร์ได้โดยไม่ต้องดับไฟฟ้า ทำได้โดยการมีวงจรไฟฟ้าซ้ำซ้อนกัน (Duplicated Parallel Circuit) หรือจะใช้ Transfer Bus, Tie Circuit Breaker และ Bypass Disconnecting Switch ก็ได้ ทุกครั้งที่จะต้องทำงานบำรุงรักษาระบบไฟฟ้าแรงสูงจะต้องคำนึงถึงความปลอดภัยเป็นอันดับแรก ดังนั้น ผู้ออกแบบสถานีไฟฟ้าจะต้องติดตั้งMaintenance Safety Ground พร้อมกับมีระบบ Interlock เพื่อป้องกันการสับต่อวงจรโดยความผิดพลาดด้วย นอกจากนั้น เพื่อความปลอดภัยในการทำงาน ตำแหน่งในการจัดวางอุปกรณ์ไฟฟ้าแรงสูงในสถานีไฟฟ้าจะต้องมีระยะห่างเพียงพอ (Safety Working Clearance) ให้ผู้ปฏิบัติงานมีพื้นที่ว่างในการเข้าทำงานได้อย่างปลอดภัยด้วย

2.2.2.2. รูปแบบการจัดเรียงบัสบาร์ (Bus configuration)

การออกแบบการจัดเรียงบัสในลานไก (Switchyard) สำหรับระบบไฟฟ้าแรงสูงจะพิจารณาเพียงอุปกรณ์หลัก คือ Bus Bar, Circuit Breaker และ Disconnecting Switch เท่านั้น ซึ่งจำนวนและตำแหน่งของ Disconnecting และ Earthing Switch จะขึ้นอยู่กับความต้องการของผู้ออกแบบในการพิจารณาด้านความปลอดภัยในการบำรุงรักษาสวิตซ์เกียร์ รูปแบบโดยทั่วไปในการออกแบบการจัดเรียงบัสบาร์ในสถานีไฟฟ้าแรงสูงมีรายละเอียดดังนี้

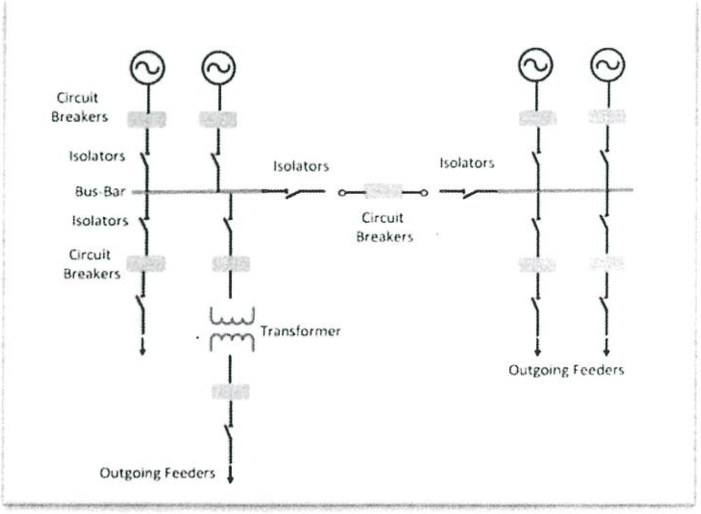
1. การเรียงบัสบาร์แบบ Single Bus เป็นรูปแบบการจัดบัสที่ง่ายที่สุดแต่ทำให้ระบบไฟฟ้ามีความเชื่อถือได้ (Reliability) น้อยที่สุดแต่ก็เหมาะสำหรับสถานีไฟฟ้าขนาดเล็ก

และมีวงจรไฟฟ้าน้อย ดังแสดงในรูป 2.2 เซอร์กิตเบรกเกอร์ในแต่ละวงจรจะทำหน้าที่ปลดวงจรที่เกิดฟอลต์ออกจากบัสบาร์ ทำให้วงจรอื่นๆยังสามารถจ่ายไฟฟ้าได้ต่อไป ส่วน Disconnecting Switch จะถูกติดตั้งทั้งสองด้านของเซอร์กิตเบรกเกอร์เพื่อให้สามารถปลดแยกวงจรสำหรับการซ่อมบำรุงวงจรสายป้อนและเซอร์กิตเบรกเกอร์หรือสับปลดวงจรเพื่อหยุดการจ่ายไฟฟ้าโดยสมบูรณ์



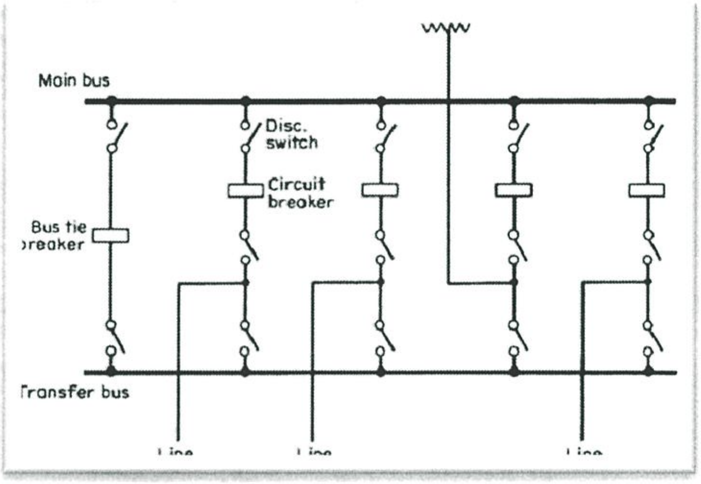
รูปที่ 2.2 Single Bus

2. การเรียงบัสบาร์แบบ Sectionalize Bus เป็นรูปแบบการใช้ Single Bus มาต่อกัน Bus Sectionalized Circuit Breaker อยู่ระหว่างกลางเพื่อต่อหรือแยกวงจรของบัสบาร์ทั้งสองก็ได้ ดังแสดงในรูป 2.3 ทำให้ระบบไฟฟ้ามีความเชื่อถือได้มากขึ้น การจัดบัสบาร์ลักษณะนี้เหมาะสมสำหรับสถานีโรงไฟฟ้าขนาดเล็กและสามารภแยกวงจรแหล่งการจ่ายไฟฟ้าและวงจรสายส่งกำลังไฟฟ้าให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าออกเป็นสองส่วน



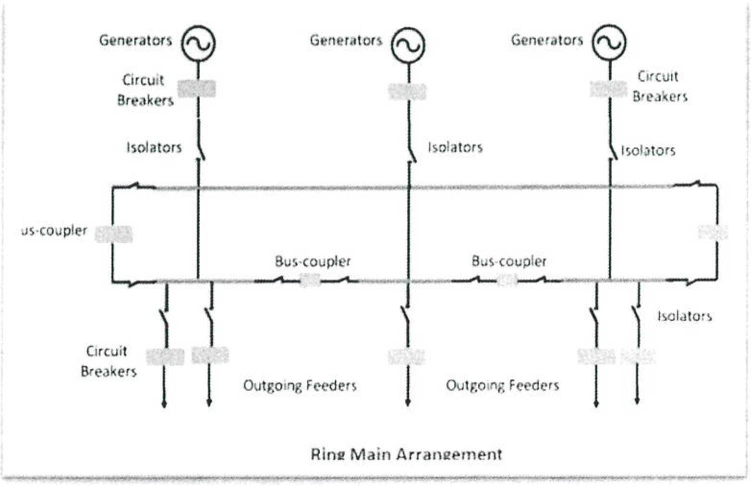
รูปที่ 2.3 Sectionalize Bus

3. การจัดเรียงบัสบาร์แบบ Main and Transfer Bus จะมีการแยกบัสบาร์ออกเป็นสองบัส โดยต่อวงจรสายส่งทุกวงจรเข้ากับ Main Bus. เหมือนกับ Single Bus ดังแสดงในรูป 2.4 แต่ถ้าสวิตซ์เกียร์ในวงจรใดจะต้องมีการบำรุงก็สามารถโอนย้ายวงจรไปใช้ Transfer Bus โดยมี Tie Circuit Breaker ทำหน้าที่แทนจนกว่าจะทำการบำรุงรักษาเสร็จ การจัดบัสบาร์แบบนี้เหมาะสมกับสถานีไฟฟ้าที่มีความสำคัญระดับปานกลาง



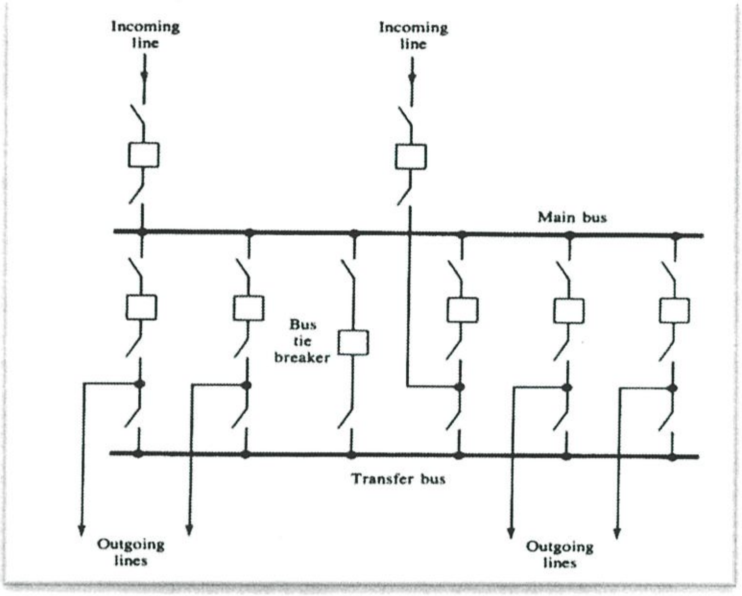
รูปที่ 2.4 Main and Transfer Bus

4. การจัดบัสบาร์แบบ Ring Bus ใช้รูปแบบจัดบัสโดยการต่อชุด Circuit Breaker และ Disconnector ต่อเป็นวงแหวนโดยมีวงจรสายส่งแทรกอยู่ระหว่างกลาง ดังแสดงในรูปที่ 2.5 เมื่อเกิดฟอลต์ในวงจรใดจะต้อง Trip เซอร์กิจเบรกเกอร์ทั้งสองข้างวงจรนั้นแต่ไม่มีผลต่อวงจรสายส่งอื่นๆ ถ้าจะต้องมีการบำรุงรักษาเซอร์กิตเบรกเกอร์ก็สามารถทำได้โดยทำให้วงแหวนขาดจากกันเหมาะสมสำหรับสถานีไฟฟ้าจำนวนไม่มากนัก



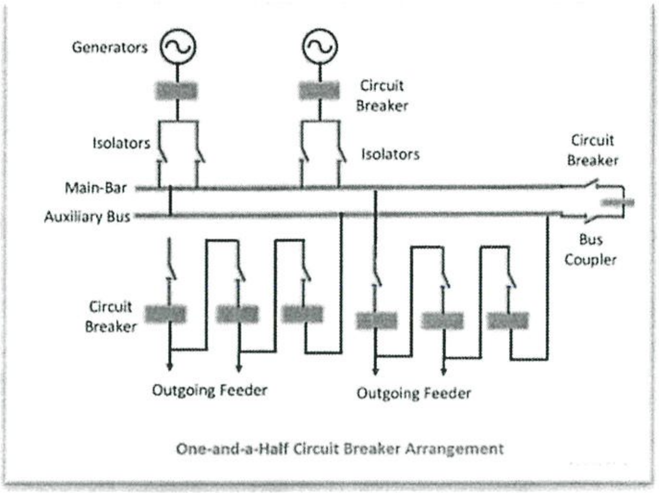
รูปที่ 2.5 Ring Bus

5. การจัดเรียงบัสบาร์แบบ Double Bus Double Breaker จะมีการใช้ Main Bus สองชุด และใช้เซอร์กิตเบรกเกอร์สองตัวต่อวงจรที่อยู่ระหว่างบัสบาร์ ดังแสดงในรูป 2.6 เนื่องจากมีเซอร์กิตเบรกเกอร์เพิ่มขึ้นมาอีกหนึ่งตัวสำหรับทุกวงจรจึงสามารถบำรุงรักษาเซอร์กิตเบรกเกอร์ในแต่ละวงจรได้โดยอิสระและไม่จำเป็นต้องปลดวงจรสายส่งออกจากระบบไฟฟ้า การจัดบัสบาร์ลักษณะนี้เหมาะสมสำหรับสถานีไฟฟ้าที่มีความสำคัญมาก



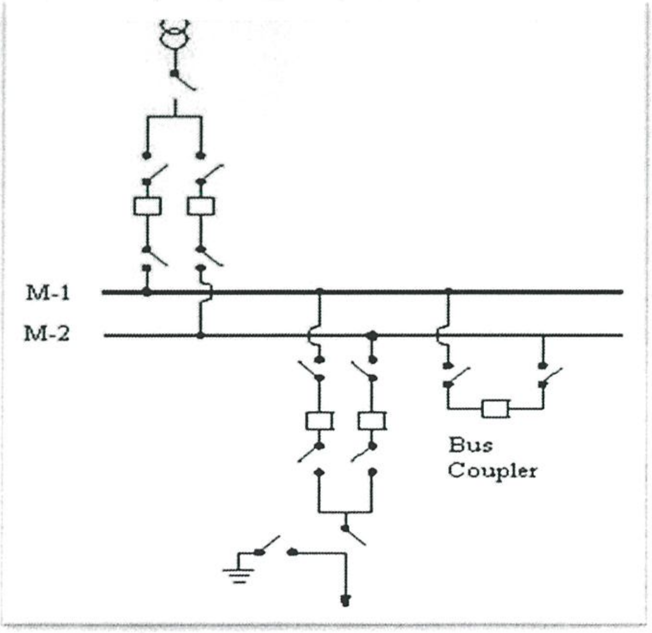
รูปที่ 2.6 Double Bus Double Breaker

6. การจัดเรียงบัสบาร์แบบ Breaker and a Half จะมีการใช้ Main Bus สองชุดที่ถูกใช้งานไปพร้อมๆกัน ในแต่ละ Bay จะมีวงจรการจัดเรียงสวิตช์เกียร์เหมือน Ring Bus ซึ่งมีวงจรสายส่งสองวงจร มาต่ออยู่ระหว่าง Bus ทั้งสอง ดังแสดงในรูป 2.7 ดังนั้น หากเกิดฟอลต์ที่จุดๆใด ในสายส่งไฟฟ้าหรือสถานีไฟฟ้า ก็จะไม่ทำให้ต้องปลดสายส่งไฟฟ้าอื่นๆ การจัดเรียงบัสบาร์แบบนี้เหมาะสมสำหรับสถานีไฟฟ้าขนาดใหญ่ มีวงจรไฟฟ้าจำนวนมากและเป็นสถานีไฟฟ้าที่มีความสำคัญมาก



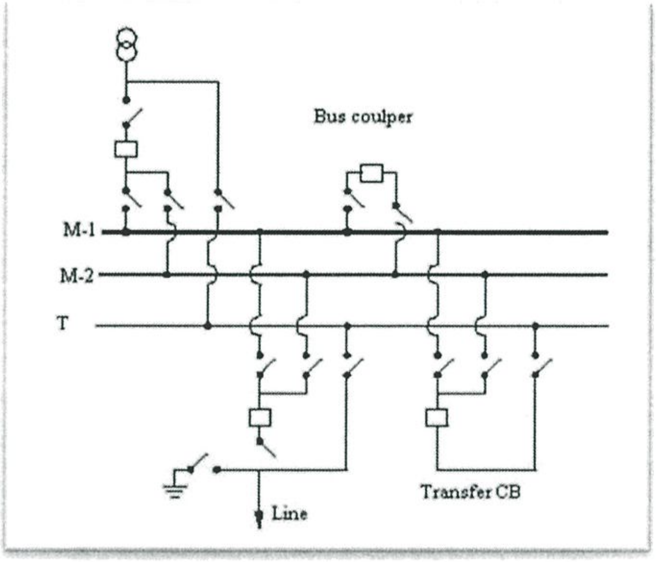
รูปที่ 2.7 Breaker and a Half

7. การจัดเรียงบัสบาร์แบบ Double Bus Single Breaker มีการจัดเรียงบัสเช่นเดียวกับ Sectionalized Bus แต่มีการเพิ่ม Disconnecting Switch เพื่อให้สามารถเลือกต่อสายวงจรสายส่งไฟฟ้าเข้ากับบัสบาร์ใดก็ได้ ดังแสดงในรูปที่ 2.8 ทำให้ระบบไฟฟ้ามีความเชื่อถือได้ในการใช้งานเพิ่มมากขึ้น การจัดบัสบาร์ลักษณะนี้เหมาะสมสำหรับสถานีไฟฟ้าที่สามารถแยกวงจรแหล่งจ่ายไฟฟ้าและวงจรสายส่งกำลังไฟฟ้าให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าออกเป็นสองส่วนที่สมดุลกันได้ เพื่อลดค่า ฟอลต์ Level ในแต่ละบัสบาร์ ดังนั้นจึงมีความเชื่อถือได้ในการใช้งานอยู่ในระดับปานกลาง



รูปที่ 2.8 Double Bus Single Breaker

8. การจัดเรียงบัสบาร์แบบ Double Bus Single Breaker and Transfer Bus มีการจัดเรียงบัสเช่นเดียวกับ Double Bus Single Breaker แต่มีการเพิ่ม Transfer Bus และ Disconnecting Switch ดังแสดงในรูปที่ 2.9 เพื่อให้สามารถสับโอนวงจรสายส่งให้ต่อกับ Transfer Bus โดยใช้ Tie Circuit Breaker ทำหน้าที่แทน Circuit Breaker ของวงจรที่มีการบำรุงรักษา ทำให้ระบบไฟฟ้ามีความเชื่อถือได้ในการใช้งานเพิ่มมากขึ้น



รูปที่ 2.9 Double Bus Single Breaker and Transfer Bus

2.2.3 อุปกรณ์ในโรงไฟฟ้า

2.2.3.1 เซอร์กิตเบรกเกอร์

เป็นอุปกรณ์ที่ทำหน้าที่สับปลด (Trip) และสับต่อ (Close) วงจรไฟฟ้าทั้งในสภาวะการทำงานปกติและในขณะเกิดการลัดวงจรในระบบไฟฟ้า (Fault Condition) สำหรับสภาวะปกติ เซอร์กิตเบรกเกอร์จะทำหน้าที่เริ่มจ่ายกระแสไฟฟ้าให้กับวงจรไฟฟ้า หรือจะทำหน้าที่หยุดกระแสไฟฟ้าในวงจรไฟฟ้า และเมื่อเกิดสิ่งปกติ เช่น ไฟฟ้าลัดวงจร เซอร์กิตเบรกเกอร์จะต้องทำหน้าที่ปลดวงจร เพื่อไม่ให้เกิดอันตรายต่อผู้ใช้ไฟฟ้า เซอร์กิตเบรกเกอร์แบ่งออกได้เป็น 2 ประเภท คือ

1. Dead Tank Circuit Breaker คือ เซอร์กิตเบรกเกอร์ที่มีการออกแบบให้ชุด Interrupter บรรจุอยู่ในถังโลหะ ซึ่งมีการต่อลงกราวด์ ทำให้มีค่าศักย์ไฟฟ้าเท่ากับพื้นดินเสมอ โดยภายในถังโลหะจะบรรจุสารซึ่งทำหน้าที่เป็นฉนวนไฟฟ้าซึ่งดีกว่าอากาศมาก เช่น SF_6

2. Live Tank Circuit Breaker คือ เซอร์กิตเบรกเกอร์ที่มีการออกแบบให้ Interrupter บรรจุอยู่ในฉนวนไฟฟ้า เช่น Porcelain หรือ Composite Material เป็นต้น เนื่องจากโครงสร้างของ Interrupter Chamber ต้องต่อโดยตรงกับระบบไฟฟ้าแรงดันสูง จึงจำเป็นจะต้องวางอยู่บนฉนวนไฟฟ้า (Insulator Column)

เซอร์กิตเบรกเกอร์แบ่งตามการใช้ได้ 4 ชนิด

- Air-Blast Circuit Breaker ใช้วิธีการดับ Arc ด้วยอากาศภายในช่อง Arc-Chute โดยจะมีกลไกควบคุมการเปิดวาล์วเพื่อพ่นลมที่มีแรงดันสูง สามารถทำได้ถึงระดับแรงดันไฟฟ้า 24 KV. การทำงานเหมือนกับชนิดไฟฟ้าแรงดันต่ำ

- Oil Circuit Breaker เป็นเทคโนโลยีเริ่มแรกของเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่ใช้ในระบบไฟฟ้าแรงสูง โดยใช้น้ำมัน (Mineral Oil) ซึ่งมีค่า Dielectric Strength สูงมาก จึงสามารถใช้เพื่อการดับอาร์ค และเป็นฉนวนกั้นหน้าสัมผัสของเซอร์กิตเบรกเกอร์ไปในตัว

- Vacuum Circuit Breaker เป็นพัฒนาการที่จะทำให้อุปกรณ์มีขนาดเล็กลง โดยให้ส่วนที่มีไฟฟ้า เช่นหน้าสัมผัสต่างๆ อยู่ภายในกระบอกสุญญากาศ นั่นคือ Arc ที่เกิดขึ้นในสุญญากาศจะน้อยมาก อุปกรณ์ที่ใช้โดยทั่วไปจะคล้าย Minimum Oil

- Gas Circuit Breaker เป็นการพัฒนาชนิดเดียวที่สามารถใช้กับระบบไฟฟ้าแรงดันสูง เช่น 69 KV., 115 KV., 230 KV. และ 500 KV. ภายหลังที่เทคนิคการผลิต และปริมาณการใช้เริ่มสูงขึ้นจึงทำให้มีราคาถูกลงจนนำมาใช้กับระบบ 69 KV., 24 KV. ได้อย่างแพร่หลาย ก๊าซที่ใช้เป็นชนิด SF_6 ขนาดของอุปกรณ์กะทัดรัด และอุปกรณ์ได้มีการออกแบบไว้ให้มีความปลอดภัยโดยหากเกิดการรั่วของก๊าซแล้ว สุดท้ายจะยังคงมีก๊าซอยู่ภายในกระบอกซึ่งมีแรงดันเท่ากับ 1 บรรยากาศ และเพียงพอให้อุปกรณ์ Trip ได้ 1 ครั้ง โดยไม่เกิดอันตรายแต่อย่างใด หลังจากนั้นระบบจะ Lock ไม่ให้เกิดการสับสวิทช์ต่อไป

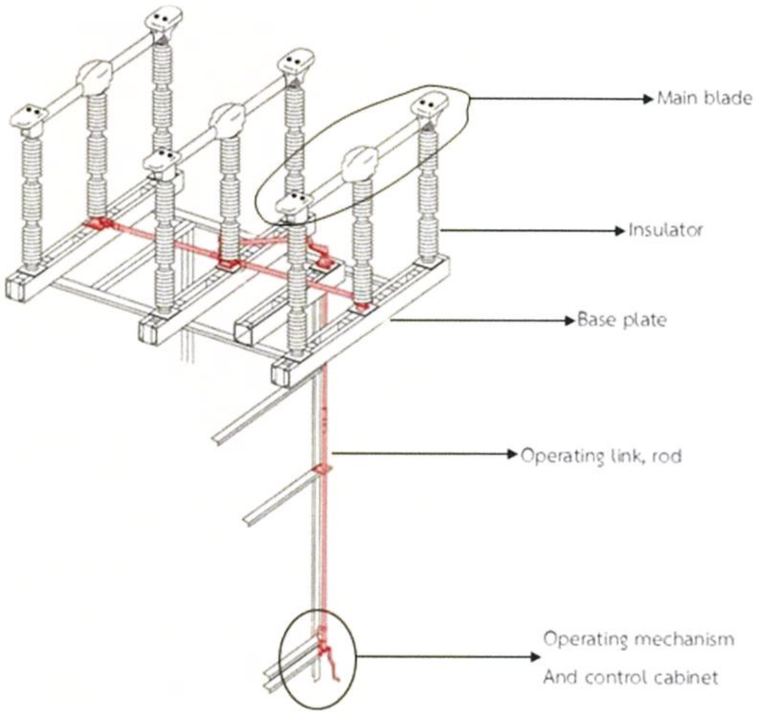
2.2.3.2 สวิตซ์ใบมีดตัดตอน (Disconnect Switch)

คือ สวิตซ์ที่มี Moving Contact ที่ทำงานได้ช้ามากเมื่อเปรียบเทียบกับเซอร์กิตเบรกเกอร์ หน้าที่คือใช้ในการปลดวงจรออกหรือทำการเชื่อมต่อวงจรเข้าระบบ หรือเพื่อทำการซ่อมบำรุงรักษาอย่างปลอดภัย

วิธีใช้งานคือ

1. เปิดวงจรหลังจาก Circuit Breaker ปลดวงจรออกแล้ว
2. ต่อวงจร ก่อนที่ Circuit Breaker จะสับเข้าใช้งาน

โครงสร้างของ Disconnecting Switch



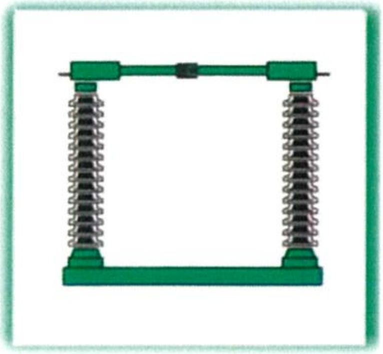
รูปที่ 2.10 แสดงโครงสร้างของสวิตซ์ใบมีดตัดตอน

ชนิดของสวิตซ์ใบมีดตัดตอน

- Vertical Break Type จะมีใบมีด (Blade) สับยกเปิดโดยสามารถทำมุมประมาณ 60 องศากับแนวราบ

รูปที่ 2.11 Vertical Break Type

- Center Side Break Type จะใช้ใบมีด 2 ชุด หมุนสับวงจรในแนวราบเพื่อต่อวงจรที่อยู่จุดกึ่งกลาง



รูปที่ 2.12 Center Side Break Type

- Double Side Break Type จะใช้ใบมีดชุดเดียวเพื่อหมุนเปิด-ปิดวงจรในแนวราบโดยมี Insulating Column เป็นแกนของจุดหมุนอยู่ตรงกลางระหว่าง Contact Finger

รูปที่ 2.13 Double Side Break Type

- Pantograph Type มีลักษณะการทำงานเหมือนกรรไก เพื่อใช้กับการต่อวงจรของบัสบาร์ที่มีความสูงสองระดับ มีลักษณะโดย Contact ของ Disconnector จะถูกดันขึ้นไปโดย Rotary Insulator จนเข้าไปสัมผัสกับ Contact Finger ที่ติดอยู่กับบัสบาร์ด้านบน

รูปที่ 2.14 Pantograph Type

2.2.3.3. สวิตช์ต่อลงดิน (Earthing Switch หรือ Grounding Switch)

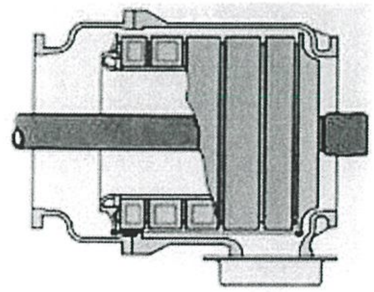
จุดประสงค์ของใบมีดกราวดมีไว้ใช้สำหรับงานบำรุงรักษาเท่านั้น เพื่อลดประจุที่ค้างอยู่หรือแรงดันเหนี่ยวนำในจุดที่ทำงานให้เกิดความปลอดภัยต่อผู้ปฏิบัติงาน มักติดตั้งภายใน Module ของใบมีดตัดตอน ใบมีดกราวด์ที่ใช้ใน GIS นั้นมี 2 แบบ คือ แบบธรรมดาและแบบความเร็วสูง (High Speed) ใบมีดกราวดแบบธรรมดาจะติดตั้งไว้ภายใน Bay ส่วนแบบความเร็วสูงนั้น จะติดตั้งที่ปลายเบย์ ด้านที่ออกไปยังสายสงและด้านติดกับบัสบาร เนื่องจากจุดดังกล่าวมักมีค่า Capacitance สูง การทำงานของใบมีดกราวดความเร็วสูงนั้นเมื่อสั่ง Close สปริงจะถูกชาร์จ โดยที่ Moving Contact ยังไม่เคลื่อนที่จนกว่าสปริงถูกอัดเต็มที่แล้ว ส่วนการ Open นั้น Open ออกด้วยความเร็วปกติเหมือนใบมีดกราวดแบบธรรมดา

2.2.3.4 หม้อแปลงวัดกระแส (Current Transformers)

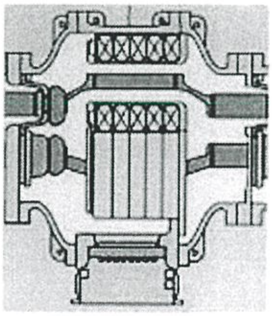
ทำหน้าที่แปลงระดับกระแสด้าน Primary ให้ต่ำลงเพื่อใช้สำหรับระบบป้องกัน และระบบ Metering โดยทั่วไปจะสอดท่อตัวนำ ซึ่งถือว่าเป็นขดลวด Primary แบบ 1 รอบ ลอดผ่านแกนเหล็ก (Core) ของหม้อแปลงวัดกระแส ซึ่งเปนชนิด Ring Type ตามปกติหม้อแปลงวัดกระแสแต่ละตัวจะมีแกนเหล็กหลายๆ ชุด ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับ Primary Current , Accuracy Class และ Rated Burden ของแต่ละ Core

หม้อแปลงวัดกระแส (C.T.) แบ่งตามลักษณะการติดตั้งได้เป็น 2 แบบ คือ

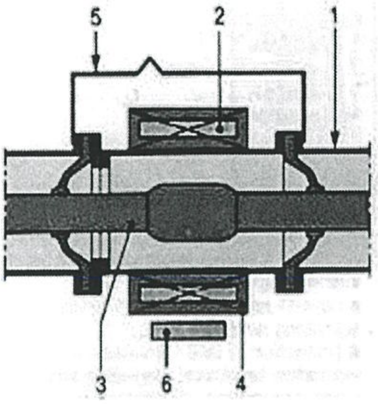
1. ติดตั้งอยู่ภายในตัวถังโลหะสามารถใช้กับท่อแบบ 1 Phase และ 3 Phase
2. ติดตั้งอยู่ภายนอกตัวถังโลหะกรณีนี้ใช้ได้กับท่อแบบ 1 Phase เท่านั้น



(a)



(b)



รูปที่ 2.15 (a) CT ติดตั้งภายในตัวถังแบบเฟสเดียว
(b) CT ติดตั้งภายในตัวถังแบบ 3 เฟส
(c) CT ติดตั้งภายนอกตัวถังแบบเฟสเดียว

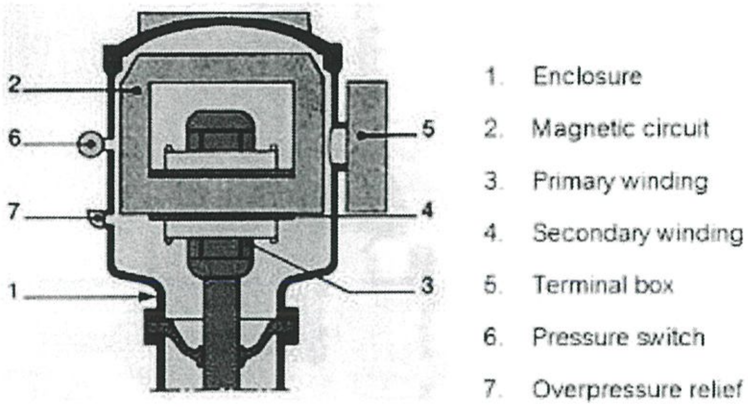
โดยทั่วไปมักเปนแบบติดตั้งภายนอกตัวถังดังรูป 2.15 (c) ซึ่ง C.T. ที่ติดตั้งแบบนี้จะมีฉนวนกั้นตัวถังไว้ด้านหนึ่งเพื่อไม่ให้ติดกันเพื่อป้องกันกระแสย้อนกลับ รบกวนการทำงานของ C.T. ซึ่งจะมีผลไปถึงการทำงานของรีเลย์ ด้วยกรณีนี้ต้องมี Varistor เพื่อจำกัดแรงดันเหนี่ยวนำที่เกิดขึ้นระหว่างการทำงานของใบมีดตัดตอน

2.2.3.5. หม้อแปลงวัดแรงดัน (Voltage Transformers)

เช่นเดียวกับสถานีไฟฟ้าแบบ AIS Voltage Transformer แบ่งออกเปน 2 ชนิด คือ

- Capacitive Voltage Transformers (CVTs)
- Electromagnetic Transformers หรือ Potential Transformers (PTs)

การพิจารณาเลือกชนิดใด ขึ้นอยู่กับคุณลักษณะที่ต้องการ ถ้าต้องการความแมนยำสูงจะต้องเลือก แบบ PTs ซึ่งโดยทั่วไปนิยมใช้มากกว่า ส่วน CVTs จะราคาถูกกว่าภายในหม้อแปลงวัดแรงดันจะ เติมด้วยแก๊ส SF6 โดยมีระบบการตรวจวัด แยกออกจาก Compartment อื่นๆ



รูปที่ 2.16 หม้อแปลงวัดแรงดันแบบขดลวด

2.3.3.6. Lightning Arrester

เป็นชนิด Gapless Type โดยใช้ Zinc Oxide (ZnO) ที่ปลายของ Element จะต่อกับ Conductor ส่วนปลายอีกด้านหนึ่งต่อกับ Ground ของระบบภายในสภาวะการทำงานปกติ Element จะเป็น Resistive ไม่มีกระแสไหลผ่านนเมื่อเกิดแรงดันเกินจากปรากฏการณ์ฟ้าผ่าหรือการ Switching เกิดขึ้นบน Bus conductor จะยอมให้กระแสไหลลง Ground เมื่อรักษาระดับ Voltage ให้อยู่ในพิกัด

2.3.3.7. หม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง

หม้อแปลงไฟฟ้ากำลังเป็นอุปกรณ์ไฟฟ้าที่ทำหน้าที่เชื่อมต่อระบบไฟฟ้าที่มีระดับแรงดันไม่เท่ากันและช่วยถ่ายโอนพลังงานไฟฟ้าอย่างต่อเนื่องและมีประสิทธิภาพ

หม้อแปลงไฟฟ้ากำลังเป็นอุปกรณ์ที่มีความสำคัญมาก มันทำหน้าที่เพิ่มหรือลดระดับแรงดันไฟฟ้าสำหรับระบบไฟฟ้ากระแสสลับ และยังช่วยทำหน้าที่แบ่งแยกระบบไฟฟ้าออกจากกันโดยเชื่อมต่อกันด้วยสนามแม่เหล็กไฟฟ้าเท่านั้น โครงสร้างพื้นฐานจะประกอบด้วยขดลวด 2 ขด ขดลวดที่เราจ่ายไฟเข้าไปเราเรียกว่าขดปฐมภูมิ (Primary Winding) และขดลวดอีกขดที่ต่อเข้ากับโหลดเราเรียกว่าขดทุติยภูมิ (Secondary Winding)

โดยหม้อแปลงที่นิยมใช้ในระบบส่งจ่ายไฟฟ้า คือ หม้อแปลงไฟฟ้าชนิดแช่ในน้ำมัน (Oil Immersed Type) หม้อแปลงชนิดนี้ใช้ Mineral oil เป็นฉนวนไฟฟ้าและถ่ายเทความร้อนจากลวดทองแดง, แกนเหล็กออกสู่ภายนอก พัฒนาการของหม้อแปลงเริ่มมานาน สามารถใช้ได้ในระดับ High voltage ถึง 230 KV (Power Transformer) เนื่องจากหม้อแปลงชนิดนี้มีราคาถูกจึงนิยมแพร่หลาย โดยเฉพาะอย่างยิ่ง Distribution Transformer ที่ใช้ติดตั้งบนเสาทั่วประเทศ

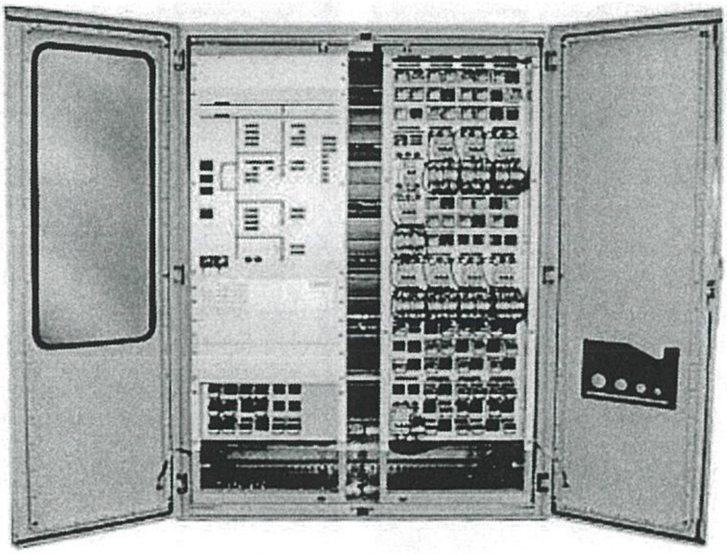
หม้อแปลงชนิดนี้ โดยทั่วไปมี 2 แบบ คือ

- แบบ Seal-Tank ถังน้ำมันปิดสนิท ภายหลังจากการเติมน้ำมันเรียบร้อยแล้ว
- แบบ Conservator Tank เป็นชนิดที่ประกอบด้วยถังน้ำมันสำรองเหนือตัวหม้อแปลง

2.3.3.8. อุปกรณ์เสริม (Secondary Components)

Local Control Cubicle GIS แตละ bay จะมีตู้ควบคุมเพื่อต่อสัญญาณควบคุมไปยังอุปกรณ์ต่างๆ เช่น เซอร์กิตเบรคเกอร์ , ใบมีดตัดตอน , ใบมีดกราวด์ , หม้อแปลงวัดกระแส , หมอแปลงวัดแรงดัน และ สวิตชตรวจจับแรงดันก๊าซ (Pressure switches)
การควบคุมจากตู้แบ่งออกเป็น 2 ระดับคือ

1. ใช้ควบคุมอุปกรณ์ภายในเบย์
    - สามารถควบคุมอุปกรณ์ทุกตัวได้ทางไฟฟ้า
    - มี Single Line Diagram และ Mimic Diagram สำหรับแสดงตำแหน่งของ อุปกรณ์
    - แสดง Compartments ที่เกิดเหตุการณ์ เช่น แรงดันก๊าซต่ำ
2. ใช้ต่อเชื่อมกับสัญญาณควบคุมภายนอก



รูปที่ 2.17 ตูควบคุมของ GIS

สามารถต่อร่วมกับอุปกรณ์ควบคุมเพื่อให้สามารถควบคุมจากห้อควบคุมศูนย์หรือศูนย์ควบคุมได้ นอกจากนั้นยังส่ง Information ขึ้นไปยังศูนย์ควบคุมได้อีกดวย

อุปกรณ์ประกอบของหม้อแปลงที่สำคัญ

1. Tap changer คือ อุปกรณ์ในการปรับเปลี่ยนระดับแรงดันที่ติดตั้งมากับหม้อแปลง เพื่อรักษาระดับแรงดันไฟฟ้าด้านทุติยภูมิให้คงที่ แบ่งเป็น 2 ชนิด คือ

- Off-Load Tap Changer เป็นแท็ปที่ต้องดับไฟก่อนจะมีการเปลี่ยนแท็ปใช้กับงานทั่วไป

- On-Load Tap Changer เป็นแท็ปที่ใช้กับหม้อแปลงที่ต้องจ่ายไฟตลอดเวลา ไม่สามารถดับไฟเพื่อปรับแท็ปได้ หรือถ้าดับแล้วอาจจะส่งผลกระทบต่อธุรกิจหรือกระบวนการได้

2. Winding Temperature Indicator ในการใช้งานหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง ความร้อนที่เกิดขึ้นบนขดลวดของหม้อแปลงไฟฟ้าเป็นเรื่องที่จะต้องตรวจสอบตลอดเวลา หม้อแปลงปัจจุบันมักถูกออกแบบมาให้ขดลวดสามารถทนอุณหภูมิที่สูงขึ้นได้ถึง 60 องศา ถ้าอุณหภูมิสูงเกินกว่านี้ อาจจะทำให้ค่า Dielectric ลดลงได้

3. Buchholz Relay เป็นอุปกรณ์ป้องกัน ทำหน้าที่เตือนหรือตัดวงจรเมื่อเกิดเหตุไม่ปกติภายในหม้อแปลง

4. Pressure-Relief Device คืออุปกรณ์ระบายความดันเกินหรือท่อกันระเบิด เป็นกลไกสปริงเมื่อความดันภายในหม้อแปลงสูงจนชนะแรงสปริง ความดันจะระบายออก กรณีระบบป้องกัน ตัดฟอลททำงานช้ากว่าปกติ มักกำหนดให้ติดตั้งทุก Compartment อุปกรณ์ระบายแรงดันเกิน นี้เป็นแบบทำงานได้ครั้งเดียว ทำจาก กราไฟท์ (Graphite) หรือโลหะ จะต้องติดตั้งอุปกรณ์ให้ขณะที่ทำงานจะระบายก๊าซออกไปในทิศทางที่เหมาะสม เพื่อป้องกันอันตรายต่อผู้ ปฏิบัติงานที่อยู่ในบริเวณนั้น

5. Cable and Busbar เป็นสายไฟและบัสบาร์ทองแดงเชื่อมต่อเข้ากับชุดแท็ปขดลวดแรงสูงเชื่อมต่อปลายขดลวดแรงสูง-ต่ำระหว่างเฟสและปลายขดลวดกับแกนลูกถ้วย เพื่อเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าภายนอก

6. HV-LV Bushing ลูกถ้วยแรงสูง-แรงต่ำเป็นเซรามิคฉนวนมีแกนนำอยู่ภายในสำหรับเชื่อมต่อ สายวงจรไฟฟ้าภายในตัวหม้อแปลงกับภายนอก

7. ระดับน้ำมัน (Oil Level Gauge) เป็นเกจชี้แสดงระดับน้ำมันซึ่งอาจมีลักษณะเป็นร่อง เป็นท่อ หรือเข็มหน้าปัด หม้อแปลงชนิดปิดจะมีลูกลอยชี้บอกการมีอยู่ของน้ำมัน

2.3 ระบบปองกันเบื้องตน (Protection)

2.3.1 รีเลย์ป้องกัน (Protective Relay)

คือ อุปกรณที่ใช้ในการตรวจจับความผิดปกติที่เกิดกับอุปกรณ์ไฟฟ้าในระดับแรง ดัน High Voltage และทำงานสั่งปลดอุปกรณไฟฟ้าที่เกิดปญหาออกจากระบบไฟฟ้า โดยเร็วเพื่อไม่ให้อุปกรณ์เกิดความเสียหายโดยจะต้องมีคุณสมบัติที่ดี คือ

1. Reliability (ความนาเชื่อถือ) แบ่งเป็นขอย่อยได้ คือ
    1.1 Dependability (ความพึ่งพาได้)
    1.2 Security (ความปลอดภัย)
2. Speed (ความรวดเร็ว)
3. Selectivity (ความสามารถในการแยกแยะได้)

4. Simplicity (ความสะดวกและงายในการใช้งาน)

ดังนั้นรีเลย์ สามารถรับรู้ถึงความผิดปกติของอุปกรณ์ไฟฟ้าแรงสูงไดโดยอาศัยหม้อแปลงเครื่องวัด (Instrument Transformer) 2 ชนิด คือ 1. หม้อแปลงกระแส (Current Transformer: CT) และ 2. หม้อแปลงแรงดัน (Potential Transformer: PT)

2.3.2 หม้อแปลงกระแส (Current Transformer: CT)

เป็นอุปกรณ์แปลงกระแสด้านแรงดันสูง (High Voltage) ให้เป็นกระแสปริมาณเล็กลงเพื่อป้อนให้กับรีเลย์โดยจะมีเรโช ใหเลือกใช้งานทั้งแบบ Single และ Multi Ratio เช่น 500/5 หรือ 100-2000/5 ใน หม้อแปลงกระแส 1 เฟส อาจมี 1 core หรือ 2 core ก็ได้ โดยแต่ละ core จะมี Ratio ของตัวเองเปนอิสระต่อกัน

ข้อควรระวังของหม้อแปลงกระแส

ห้าม Open Circuit ด้าน Secondary ของ CT ในขณะที่มีกระแสไหลผ่านขดลวดของ CT ด้าน Primary

การต่ออใช้งานของหม้อแปลงกระแส

โดยปกติจะใช้ CT ในการแปลงกระแสทั้ง 3 เฟส เพื่อส่งให้ Relay การต่อใช้งานของ CT จะมี 3 แบบ คือ

1. แบบ Y ใช้ CT 3 ตัว Detect Fault ได้ทุกเฟส
2. แบบ V ใช้ CT 2 ตัว Detect Fault ได้เฉพาะเฟสที่มี CT
3. แบบ Delta ใช้ CT 3 ตัว ต่อเป็น Delta คุณสมบัติสำคัญคือ จะทำให้กระแส Secondary มี Phase Shift กับกระแส Primary และขนาดของกระแสที่ไหลเข้ารีเลย์ จะมีขนาด √3 เท่า ของกระแสที่แปลงด้วย CT Ratio ปกติ (คุณสมบัตินี้ไม่มีในการต่อแบบ Y และ V)

ข้อแนะนำการลัดวงจรของหม้อแปลงกระแส

เนื่องจาก หม้อแปลงกระแสไม่ควร Open ขณะใชงาน ดังนั้นการการลัดวงของหม้อแปลงกระแสจะยึดหลักดังนี้

- พวก Multicore ใน Core ใดไม่ได้ตอไปใช้งานให้ Short ไว้
- พวก Multiratio เมื่อใช้ Ratio ใดไปแล้ว Terminal ที่เหลือไม่จำเปนต้อง Short

รูปที่ 2.18 แสดงการลัดวงจรของหม้อแปลงกระแส

2.3.3 หม้อแปลงแรงดัน (Potential Transformer : PT)

เป็นอุปกรณแปลงแรงดันจากระดับแรงดันสูง ลงมาให้เหมาะสมกับรีเลย์ ทั่วไปจะอยู่ในช่วง 66-115 kV (phase-to-ground) การวัดแรงดันของ PT จะวัดในลักษณะ phase-to-ground เสมอ ดังนั้น ในระบบไฟฟ้า เชน 115 kV (Line to Line) PT Ratio ที่ใช้ก็จะเป็น 115/√3 kV /115/√3 Volt เป็นต้น บางครั้งจะพบว่ามีการใช้ CCVT (Coupling Capacitance Voltage Transformer) เป็นตัวลดแรงดัน ให้กับรีเลย์ แทน PT ดวย

ข้อควรระวังของหม้อแปลงแรงดัน

หาม Short Circuit ดาน Secondary ของ PT ขณะที่มีแรงดัน อยูทางดาน Primary ของหม้อแปลงแรงดัน

การต่อใช้งานของหม้อแปลงแรงดัน

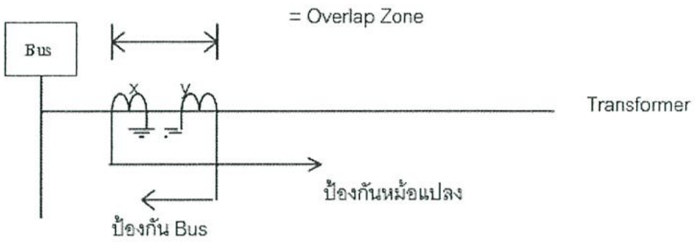
ขึ้นกับจุดประสงค์การใช้งานบางครั้งใช้แค่ Phase เดียว บางครั้งต่อทั้ง 3 Phase กรณีต่อแบบ 3 Phase จะมีการต่อ ดังนี้

1. แบบ Y ต่อ PT ครบทุกเฟส โดยต่อด้าน Secondary เป็นแบบ Y ด้วย

2. แบบ Open Delta โดยต่อด้าน Primary เป็นแบบ Y แต่ Secondary เป็นแบบ Delta พบเห็น บ่อยในการใช้เพื่อ Detect Ground Fault กับระบบไฟฟ้าแบบ Unground

2.3.4 Zone of Protection

เป็นการแบ่งพื้นที่การรับผิดชอบของรีเลย์ออกเป็นส่วนๆ (Zone) เพื่อให้รีเลย์สามารถแยกแยะ ส่วนที่เกิด ฟอลต์ ได้และตัดส่วนของระบบไฟฟาออกเท่าที่จำเป็น โดยทั่วไปจะใช้ตำแหน่งของ CT เป็นจุด กำหนดขอบเขตของแต่ละ Zone และการกำหนด Zone ที่เหมาะสม ควรมีสิ่งที่เรียกว่า Over Lap Zone เพื่อป้องกันไม่ให้มีจุดบอด (Blind Spot) ขึ้นในระบบป้องกัน



รูปที่ 2.19 แสดง Over Lap Zone

ANSI Code สำหรับ Relay ต่าง ๆ

50 - Instantaneous O/C Relay	25 – Synchrocheck Relay	27 – U/V Relay
51 – Delay Time O/C Relay	79 – Recloser Relay	59 – O/V Relay
87 – Differential Relay	32 – Reverse Power Relay	81 – U/F Relay
86 – Lock Out Relay	46 – Negative Sequence Relay	
21 – Distance Relay	40 – Loss of Excitation Relay	

2.3.5 การป้องกันหม้อแปลงและเบย์

การป้องกันหม้อแปลงโดยทั่วไปจะมีสิ่งที่เรียกว่า Self Protection อยู่คือ

1. Buchholz Relay
2. Pressure Relay
3. On load tap changer O/C Relay
4. Winding Temperature/Oil Temperature

ระบบป้องกันเหลานี้ มีไว้ตรวจจับความผิดปกติในแทงค์ของหม้อแปลงโดยเฉพาะ เช่นการตรวจจับแก๊สที่เกิดจากอาร์คในขดลวด, แรงดันที่เปลี่ยนแปลงไปในแทงค์, การเกิด Overcurrent ขณะเปลี่ยนแท็บและอุณหภูมิของขดลวดและน้ำมันที่เพิ่มขึ้นจากการใช้งาน Overload

นอกจากนี้ยังใช้ Protective Relay เข้ามาช่วยป้องกันหม้อแปลงด้วย คือ

1. Over Current Relay (50/51, 50/51G)
2. Differential Relay (87)

2.3.5.1. Overcurrent Relay (50/51)

การทำงานของ O/C คือ รีเลย์จะให้ Output เมื่อมีกระแสเข้าตัว รีเลย์ เกินค่า Setting แบ่งเป็น 2 ชนิดคือ

1. Instantaneous O/C Relay (50)

เป็น รีเลย์ ที่ทำงานเมื่อกระแสเกินค่า Setting และให้ เอาท์พุตโดยไม่มีการหน่วงเวลา โดยทั่วไป Operating Time ประมาณ 50-100 ms ใช้ป้องกันอุปกรณทั่วไป เช่น มอเตอร์หรือหม้อแปลง ที่อยูปลายทางไม่จำเป็นต้องรอเวลาเพื่อ Co-ordinate กับ รีเลย์ตัวอื่น

2. Time Delay O/C Relay (51)

เมื่อกระแสเกินค่า Setting จะมีการหน่วงงเวลาตามที่ตั้งไว้ก่อนจะให้เอาท์พุต ออกมาสามารถแบ่งได้เป็น

2.1 Definite or Fix Time Delay (เวลาไม่ขึ้นกับกระแส)

2.2 Inverse Time Delay (เวลาแปรผกผันกับกระแส)

นอกจากนี้ใน Inverse Time Delay ยังมีลักษณะของ Curve แบบต่าง ๆ ด้วย เช่น Normal, Standard Inverse, Extremely Inv., Very Inv. Etc.

2.3.5.2. Differential Relay (87)

หลักการทำงานของ Diff. Relay คือ ตรวจสอบความแตกต่าง (Different) ของกระแสที่ไหลเข้าและ ออกจากอุปกรณ์ที่รีเลย์ ป้องกันอยู่ ถ้าแตกต่างกันน้อยไม่เกินค่า Setting ก็จะถือว่าไม่มีฟอลต์ ในอุปกรณ์ นั้น เมื่อนำมาใช้กับหม้อแปลง ก็คือการ Detect กระแส High Side และ Low Side ของหม้อแปลงนั่นเอง

เนื่องจากรีเลย์ นำกระแส มาจาก CT ทั้ง 2 ด้านของหม้อแปลง ดังนั้น ตำแหน่งของ CT จึงเป็น ตัวกำหนดโซนและทำงานของรีเลย์ และนี่คือข้อได้เปรียบของ รีเลย์ นี้ต่อพวก Self Protection เพราะ สามารถ Detect Fault บริเวณกว้างกว่า Self Protection ที่จะเห็นฟอลต์เฉพาะที่เกิดในหม้อแปลงเท่านั้น

เนื่องจากหลักการทำงานของรีเลย์เป็นการเช็คความแตกต่างของกระแสที่ไหลผ่านหม้อแปลง ทั้ง 2 ด้าน ดังนั้นเราจึงไม่สามารถใช้รีเลย์ นี้ป้องกัน Overload ของหม้อแปลงได้

การเช็คคากระแสที่แตกตางกันของรีเลย์ นี้ ไมได้เช็ค แต่ขนาดของกระแสเท่านั้น จะต้อง เช็ค เรื่องของมุมดวย เพราะทั่วไปหม้อแปลงที่ไม่ได้ Connect แบบ Y-Y มักจะมีเรื่องของ Phase-Shift เข้ามาเกี่ยวของด้วยเสมอ เชน Y-Δ, Δ-Y ดังนั้น กระแสที่ผ่าน CT แตละฝั่งของหม้อแปลงมาเข้ารีเลย์ จะต้องถูกแก้ไขเรื่อง Phase Shift ก่นเสมอ โดยมีหลักดังนี้ - ต่อ CT เป็นแบบ Y เมื่อขดลวดหม้อแปลฝั่งนั้นเป็นแบบ Delta - ต่อ CT เป็นแบบ Δ เมื่อขดลวดหม้อแปลงฝั่งนั้นเป็นแบบ Y

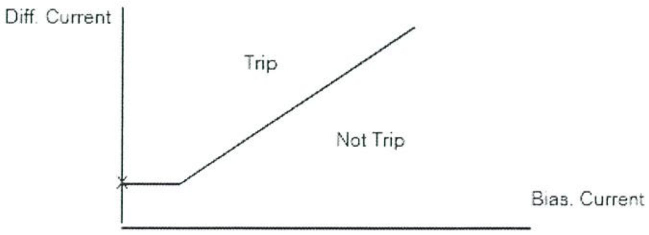
2.3.5.3. Lock Out Relay (86)

เนื่องจาก Differential Relay (87) เป็นรีเลย์แบบความเร็วสูงมี Operating Time ประมาณ 30-40 ms และจากคอนเซ็ป การทำงานแสดงวา ฟอลต์น่าจะอยู่ในบริเวณหม้อแปลง ดังนั้นก่อนการนำหมอแปลงกลับเข้าสู่ระบบควรมีการตรวจสอบหาสาเหตุของการ Trip ให้ได้ก่อน จึงมีระบบเรียกว่า Interlock to Close เซอร์กิตเบรกเกอร์ขึ้นมา คือ เมื่อ รีเลย์ 87 ทำงานจะสั่ง Trip เซอร์กิตเบรกเกอร์ผ่าน รีเลย์ อีกตัวชื่อ Lock Out Relay (86) โดย Lock Out นี้จะมีลักษณะพิเศษคือ เมื่อทำงานแล้วจะค้างต้องให้คนมา รีเซ็ต ถ้าไม่ รีเซ็ต จะไม่สามารถ Close เซอร์กิตเบรกเกอร์ไดอีก แต่การ รีเซ็ตรีเลย์ ตัวนี้ในหลักปฏิบัติคือต้องออกไปตรวจสอบหาสาเหตุการ Trip ที่บริเวณหม้อแปลงก่อนแล้วจึงจะมา รีเซ็ต 86 เพื่อ Close เซอร์กิตเบรกเกอร์นำหม้อแปลงกลับเข้าระบบตาม เดิม

2.3.5.4. Bias Differential Relay

เนื่องจากการทำงานของ Diff. Relay อาศัยผลต่างของกระแส 2 ดานของหมอแปลงมาเปรียบเทียบ กับค่า Setting ซึ่งมักจะเซ็ตไว้ประมาณ 30% ของกระแส Rated ของรีเลย์ ซึ่งไมสูงมากนัก บางครั้งอาจจะ มี Factor อื่นๆ ที่ทำใหรีเลย์ ทำงานได้ โดยไมมีฟอลต์ คือ

1. ค่า Error ของ CT ทั้ง 2 ฝั่งต่างกัน
2. การเกิด CT Mismatch เนื่องจาก Ratio ของ CT และ Aux. CT ในของจริงมีไม่ตรงกับที่ คำนวณ
3. การทำงานปกติเช่นการเปลี่ยน Tap หมอแปลง ซึ่งมักจะเปลี่ยนเพียงด้านเดียวของหม้อแปลง ผลทั้ง 3 นี้จะนำไปสูการทำงานผิดพลาดของรีเลย์ ได้ รีเลย์ จึงตองมีคุณสมบัติที่เรียกวา Slope ขึ้นมา โดยพิจารณาความสัมพันธของกระแส Bias และกระแส Diff. ก่อนให้เอาท์พุตออกไป แทนการพิจารณาแต่กระแส Diff อย่างเดียว



Diff Current = ผลต่างของกระแสระหว่าง 2 ฝั่งหม้อแปลง $(I_{HV}-I_{LV})$

Bias Current = ผลเฉลี่ยของกระแสระหว่าง 2 ฝั่งหม้อแปลง $\left(\frac{I_{HV}+I_{LV}}{2}\right)$

รูปที่ 2.20 แสดง Bias Differential Relay

จาก Curve นี้หมายความว่า ค่าการทำงานของ รีเลย์ จะสูงขึ้นตามกระแสที่ผ่านหม้อแปลง (Through Current) เช่นเมื่อตอนจ่ายโหลดปกติ หรือเกิด ฟอลต์ นอก โซนป้องกันทำให้ รีเลย์ มีเสถียร ภาพดีขึ้น หลีกเลี่ยงการ Trip ผิดได้

2.3.5.5. Bus Bar Protection

บัสบาร์เปนจุดเชื่อมต่อของอุปกรณ์ในสถานีไฟฟ้า ดังนั้น เมื่อเกิด ฟอลต์ ขึ้นที่บัสจึงเป็นจุดที่มีกระแส ฟอลต์สูงสุด รีเลย์ ที่ใชป้องกันบัส จึงตองเป็น รีเลย์ ที่มี Reliability สูงมาก เพื่อให้แยกแยะ ระหว่าง ฟอลต์ ภายใน Bus และนอก Bus ได้

2.3.5.6 Transmission Line Protection

ในการป้องกันสายสงที่มีค่า Impedance แปรตามขนาดของความยาวของสายส่งนั้น เราจะใช้ Distance Relay (21) เป็นตัวป้องกัน โดยต้องมี Input มาให้ รีเลย์ 2 ตัวคือ แรงดันจาก PT และ กระแสจาก CT ในอดีตการปองกันสายสงมักจะใช O/C Relay แต่เมื่อระบบขนายตัวขึ้นก็พบว่า O/C ไม่ สามารถป้องกันได้อีกต่อไป จึงเปลี่ยนมาใช Distance Relay แทน เนื่องจากงายในการทำ Co-ordination ใน ระบบที่เป็น Loop Line และมีหลาย Source ขณะเดียวกันก็ไมต้องคำนวณค่า Setting และ Co-ordination ใหมเมื่อ ฟอลต์ Current เปลี่ยนไปด้วย

2.3.5.7. Synchrocheck Relay (25)

เป็น รีเลย์ ที่ใช้ช่วยในการ Close เซอร์กิตเบรกเกอร์กลับร่วมกับ Recloser โดยการเปรียบเทียบคุณสมบัติของแรง ดันทั้ง 2 ด้านของเซอร์กิตเบรกเกอร์ ตัวที่ถูก Trip ว่าเหมาะสมในการ Close หรือไม่ สิ่งที่ตองตรวจสอบคือ

1. ขนาดของแรงดันทั้ง 2 ด้าน
2. มุมเฟสของแรงดันทั้ง 2 ด้าน
3. ความถี่ของแรงดันทั้ง 2 ด้าน

ถ้าคุณสมบัติทั้ง 3 อยู่ใน Limit ที่กำหนดไวก็จะให้ Output ไปให้ Recloser เพื่อ Close CB ต่อไป ในการตรวจสอบ คุณสมบัติดังกล่าวจะ ตรวจก็ต่อเมื่อมีแรงดันทั้ง 2 ด้านของเซอร์กิตเบรกเกอร์ เทานั้นเรียกว่า Synchrocheck ในกรณีที่ด้านหนึ่งไม่มีแรงดัน ตัว Synchrocheck Relay จะทำงานใน Mode Voltage Check แทนซึ่งจะ เช็ค เฉพาะขนาดของแรงดันอย่างเดียวเทานั้น ถ้าเป็นไปตามเงื่อนไขก็จะให้เอาท์พุต เช่นกัน

2.3.5.8. Breaker Failure

Breaker Failure เป็น Back Up Protection ในกรณีที่ Main Protection สั่ง Trip CB แต ฟอลต์ ไม่เคลียร์ เนื่องจากเซอร์กิตเบรกเกอร์ Trip ไม่ออก จึงต้องมีระบบป้องกัน

เพื่อจำกัดไม่ให้ฟอลต์ กระแสไหลไปยังเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่ ชำรุดและจุดที่เกิด ฟอลต์ โดยการสั่งปลดเซอร์กิตเบรกเกอร์ทุกตัวที่เกี่ยวของ (หรือเซอร์กิตเบรกเกอร์ทุกตัวที่ติดตัวที่ Fail to Trip) ในบางครั้งจะมี Tripping Scheme คลาย Bus Bar Protection เช่น กรณีการจัด บัสเป็นแบบ Main and Transfer การทำงานของ ฟังก์ชันนี้ประกอบด้วย

1. Main Relay ทำงานและให้ Contact มา Initiate Function นี้
2. เช็ค กระแส ฟอลต์ โดย O/C Relay แบบ Instantaneous (50BF)
3. Run Timer ซึ่งมักจะ Set ไวต่ำกว่าค่า t_2 ของ Distance Relay ฝั่งตรงข้าม เพื่อ Clear ฟอลต์ ที่ สถานีต้นทางให้จบก่อนมีการ Remote Trip จากสถานีรอบๆ

ดังนั้นจะเห็นว่า Breaker Failure นี้จะตองทำงานหลัง Main Protection ของสถานีต้นทาง และเมื่อ ทำงานจะอาศัย Lockout Relay ชื่อว่า 86BF เป็นตัวสั่ง Trip และ Interlock CB ทุกตัวที่เกี่ยวข้องด้วย

2.3.5.9. Directional O/C Relay (67 & 67N)

เป็น O/C Relay ที่มีทิศทาง คือ สามารถเลือกทิศทางการ Trip ได้ว่าต้องการให้ Trip เมื่อ ฟอลต์ อยูด้านใด หลักการทำงาน คือ การเปรียบเทียบมุมทางไฟฟ้าของกระแสที่เข้ามากับปริมาณที่มีทิศทาง คงที่เรียกวา Polarizing Quantity (ซึ่งอาจเป็นกระแสหรือแรงดันก็ได้) ถากระแสที่เข้าตัว รีเลย์ ทำมุมกับ Polarizing Quantity ตามเงื่อนไขก็สามารถ Trip ได้ โดยค่ากระแสต้องมากกว่าค่า Pick Up ของ รีเลย์ ตัวนั้น

2.4 ระบบสถานีย่อยอัตโนมัติ (Substation Automation System)

ความเสถียรของระบบไฟฟ้านั้นมีความสำคัญอย่างยิ่งต่อระบบสาธารณูประโภคและภาคอุตสาหกรรม ฉะนั้นเหตุขัดข้องทางระบบไฟฟ้าจึงอาจก่อให้เกิดความเสียหายซึ่งนำไปสู่การสูญเสียความสามารถและโอกาสในการผลิตรวมถึงอาจส่งผลให้เครื่องจักรที่มีราคาสูงชำรุดได้ ระบบแก้ไขเหตุขัดข้องในระบบไฟฟ้าอัตโนมัติจึงมีความจำเป็น

ระบบสถานีย่อยอัตโนมัติมีหน้าที่คือ

- ทำให้สามารถเข้าถึงระบบข้อมูลไฟฟ้าได้จากระยะไกลและใกล้ เช่น ตรวจสอบหรือตั้งค่าอุปกรณ์ไฟฟ้า
- ควบคุมอุปกรณ์จ่ายไฟฟ้า เช่น การรักษาระดับแรงดันของไฟฟ้าให้คงที่
- ช่วยจัดระเบียบในการส่งข้อมูลระหว่างอุปกรณ์จ่ายไฟฟ้าและศูนย์สั่งการทำให้ได้ข้อมูลที่แม่นยำที่สุด

ในระบบสถานีย่อยอัตโนมัติ (SAS: Substation Automation System) ฟังก์ชันป้องกันและฟังก์ชันเกี่ยวกับความปลอดภัยเป็นฟังก์ชันที่สำคัญมาก ซึ่งการทำงานของมันต้องทำงานด้วย

ความเร็วสูงและทำงานแบบอัตโนมัติบนพื้นฐานความปลอดภัยอีกต่างหาก ฟังก์ชันป้องกันจะทำงานโดยตรงกับระดับกระบวนการ ส่งคำสั่งควบคุมไปยังตัวอุปกรณ์ตัดตอนไฟฟ้า

โดยส่วนใหญ่ก็คือเซอร์กิตเบรกเกอร์ (CB: Circuit Breaker) ตัวใหญ่แรงดันไฟฟ้าสูง ในระบบไฟฟ้าระดับการไฟฟ้าหรือระบบจ่ายไฟฟ้า CB จะหมายถึงเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่สามารถตัดกระแสลัดวงจรหรือฟอลต์ในระดับหลายร้อยแอมแปร์ สำหรับ CB ตัวเล็กตัดไม่กี่สิบแอมแปร์เราเรียกว่ามินิเอเจอร์เซอร์กิตเบรกเกอร์ (MCB: Miniature Circuit Breaker) การทำงานของฟังก์ชันป้องกันนั้น ต้องทำงานโดยปราศจากผู้ปฏิบัติงานเข้ามาสอดแทรกและขัดขวางในระหว่างที่มันต้องการจะจัดการกับฟอลต์ นั้นหมายความว่า การทำงานจะปลอดภัยและน่าเชื่อถือเพิ่มขึ้นเนื่องจากปราศจากความผิดพลาดของมนุษย์ (Human Error)

การทำงานของระบบป้องกันหรือระบบที่เกี่ยวกับความปลอดภัย ส่วนใหญ่จะเป็นการทำงานที่เฉพาะเจาะจงไปยังตัวอุปกรณ์จ่ายไฟฟ้าหรือเบย์ใดเบย์หนึ่ง ข้อมูลที่ถูกประมวลผลจะถูกประมวลผลในตัวอุปกรณ์ไฟฟ้าหรือในกลุ่มอุปกรณ์ไฟฟ้านั้นๆ ระบบ HMI (Human Machine Interface) ไม่ว่าจะอยู่ระดับใดทำได้เพียงเปลี่ยนพารามิเตอร์เริ่มต้นเท่านั้น หรือ ก็ปิด/เปิดฟังก์ชันเท่านั้น หลังจากนั้นก็จะไม่มีส่วนเกี่ยวข้องกับการทำงานของฟังก์ชันป้องกันนั้นเลย ตามหลักการทั่วไปเราสามารถแยกแยะฟังก์ชันเกี่ยวกับการป้องกันและความปลอดภัยได้ 3 กลุ่มดังนี้

- การป้องกัน (Protection) ซึ่งจะทำงานตลอดเวลา (Active Safety Level) เพื่อตรวจสอบการทำงานที่เป็นอันตราย เช่น ความร้อนสูง หรือกระแสไฟฟ้าไหลสูง โดยทั่วไปจะจัดการปลดเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่มีส่วนกับสาเหตุหรือฟอลต์นั้นๆ
- การอินเตอร์ล็อกกิ้ง (Interlocking) จะไม่ทำงานตลอดเวลา (Passive Safety Level) โดยปกติการทำงาน เมื่อมีคำสั่งในการปลดหรือสับอุปกรณ์จ่ายไฟฟ้า โดยอินเตอร์ล็อกกิ้งจะทำการแยกแยะว่าคำสั่งนั้นจะก่ออันตรายหรือความเสียหายหรือไม่ และจะทำการหยุดการทำงานของคำสั่งนั้นไม่ให้ทำงานทันทีถ้าคำสั่งอาจจะก่ออันตรายได้ ไม่ว่าจะเป็นอันตรายต่อมนุษย์หรืออุปกรณ์ไฟฟ้าใดๆ
- การทำงานแบบอัตโนมัติ (Automatic) มีลำดับขั้นตอนการทำงานที่สามารถทำโดยอัตโนมัติหลังจากมีสัญญาณกระตุ้นหรือทริกเกอร์ (Trigger) ทริกเกอร์อาจจะมาจากช่างไฟฟ้าหรือมาจากระบบอัตโนมัติอื่นรวมทั้งระบบป้องกัน หรือมาจากฟังก์ชันการตรวจสอบระบบ (Process Supervision) แต่ละฟังก์ชันอัตโนมัติควรมีสามารถตรวจสอบตัวเอง เพื่อความปลอดภัยฟังก์ชันอัตโนมัติจะทำงานระดับบนของฟังก์ชันป้องกันอีกทีหนึ่ง นั้นหมายความว่ามีระดับความสำคัญต่ำกว่านั้นเอง

2.4.1 ฟังก์ชันการป้องกันหลัก

โดยทั่วไปในสถานีย่อย การป้องกันอุปกรณ์จ่ายไฟเป็นสิ่งสำคัญ เช่น การป้องกันสายส่ง, บัสบาร์, เครื่องกำเนิดไฟฟ้า หรือ หม้อแปลงกำลัง ดังนั้นจึงมีฟังก์ชันในการป้องกันที่ถูกออกแบบ

มาเฉพาะในแต่ละอุปกรณ์จ่ายไฟฟ้า แต่อย่างไรก็ตามมีฟังก์ชันป้องกันที่ใช้หลักการพื้นฐานเหมือนกันในแต่ละประเภทอุปกรณ์จ่ายไฟ เช่น การป้องกันกระแสเกิน

2.4.2 หลักการป้องกันสำหรับสถานีย่อย (Protection Concept for Substation)

สถานีย่อยทั่วไปจะประกอบด้วยสายส่ง, บัส, บัสคัปเปลอร์, หม้อแปลงกำลัง, สายป้อน

หลักการป้องกันทั่วไปจะประกอบด้วยอุปกรณ์ป้องกันดังนี้

1. การป้องกันกระแสเกิน (Overcurrent Protection)
2. การป้องกันระยะทาง (Distance Protection)
3. รีเลย์สับกลับอัตโนมัติ (Autoreclosure Protection)
4. การป้องกันผลต่าง (Differential Protection)
5. การป้องกันการรั่วลงดินแบบมีทิศทาง (Directional Earth ฟอลต์ Protection)
6. การป้องกันโหลดเกิน (Overload Protection)
7. รีเลย์ความถี่ (Frequency Relay)
8. รีเลย์แรงดันไฟฟ้า (Voltage Relay)
9. รีเลย์เตือนฟอลต์ลงดิน (Earth Fault Indication Relay)
10. ระบบป้องกันบัสบาร์ (Busbar Protection System)
11. การป้องกันบุชโฮลซ์ หรือ การตรวจสอบความร้อนภายใน (Buchholz Protection, Thermal Monitoring)

2.5. ความรู้พื้นฐานเกี่ยวกับระบบสกาด้า (SCADA)

2.5.1. SCADA ย่อมากจาก (Supervisory Control and Data Acquisition) แปลความหมายโดยตรงได้ว่า “การควบคุมกำกับดูแลและเก็บข้อมูล” ซึ่งก็คือ ระบบที่มีการรวบรวมข้อมูลจากที่ต่างๆ ส่งไปยังศูนย์ควบคุม และนำมาวิเคราะห์ประมวลผล โดยใช้ Computer หรือ PLC มาช่วยส่งข้อมูลไปควบคุมการทำงานของอุปกรณ์ในระบบ และยังสามารถแสดงสถานะการทำงานของอุปกรณ์ในระบบ (Monitor)

SCADA จึงหมายถึง ระบบการส่งข้อมูลในระยะไกล เพื่อใช้ในการตรวจสอบ เก็บข้อมูลและควบคุมกระบวนการผลิตต่างๆ ที่มีหน่วยควบคุมอยู่ห่างไกลกับกระบวนการผลิต โดยจะมีการสื่อสารข้อมูลแบบดิจิตอลผ่านทางระบบเครือข่ายคมนาคมหรือเรียกว่าโปรโตคอล (Protocol) สกาด้าประกอบด้วยส่วนประกอบหลักคือ

- หน่วยติดต่อและปฏิบัติการของผู้ใช้ระดับบน
- หน่วยควบคุมระยะไกล และหน่วยติดต่อระยะไกล

และสกาดาเป็นระบบที่สามารถเอาสัญญาณจากตัววัดที่อยู่ในรูปของไฟฟ้า หรือพลังงานอื่น ๆ มาแปลง อยู่ในรูปของข้อมูลที่เป็นตัวเลข เพื่อใช้ทำประโยชน์ต่างๆ ให้กับผู้ปฏิบัติงานในระยะไกลเป็นการรวมขบวนการ 2 ขบวนการเข้าด้วยกันคือ

- Telemetry
- Data Acquisition

2.5.1.1 Telemetry System

เป็นเทคนิคที่ใช้ในการส่งและรับข้อมูลผ่านสื่อกลาง โดยข้อมูลนั้นสามารถวัดได้ เช่น โวลต์ ความเร็ว หรือ อัตราการไหล ซึ่งข้อมูลเหล่านี้จะถูกส่งไปอีกสถานที่หนึ่งโดยผ่านสื่อกลางต่าง ๆ เช่น เคเบิลสายโทรศพัท์หรือคลื่นวทิฐุข้อมูลจากหลาย ๆ สถานที่จะถูกนำมารวมกันในระบบ

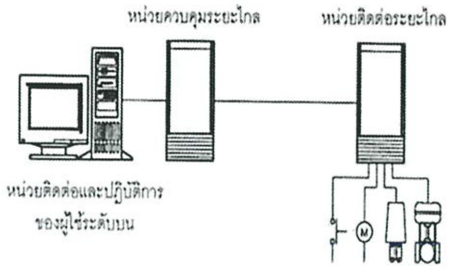
2.5.1.2 SCADA Data Acquisition

เป็นวิธีการที่จะเข้าถึงและควบคุมข้อมูลจากอุปกรณ์ที่ถูกควบคุมหรือ ถูกตรวจสอบอยู่โดยที่ ข้อมูลที่ได้จะถูกส่งไปให้ระบบ Telemetry เพื่อทำการส่งต่อไป

ระบบ DAQ (Data acquisition) เป็นการเก็บรวบรวม วิเคราะห์ข้อมูลจริงในงานวิจัยทดลองวิทยาศาสตร์และทดสอบงานทางด้านวิศวกรรมเชิงคุณภาพและประสิทธิผลผ่านคอมพิวเตอร์ โดยมีความแตกต่างจากงานระบบคอมพิวเตอร์ทั่วไปตรงที่มี Hardware พิเศษเพื่อตรวจจับสัญญาณทางกายภาพทางวิทยาศาสตร์ อาทิเช่น อุณหภูมิ ความดันอากาศ ก๊าซ อัตราการไหลเป็นต้น แปลงเข้าสู่ระบบคอมพิวเตอร์เป็นรูปแบบในลักษณะสัญญาณทางไฟฟ้าเข้าสู่ระบบคอมพิวเตอร์ผ่าน ซอฟท์แวร์ประยุกต์ที่พัฒนาตามคุณลักษณะของงานวิจัยทดลองนั้นๆในลักษณะเวลาจริง(Real Time) ซึ่งในอดีตมักใช้เป็นระบบเฉพาะเจาะจงลงไปตามประเภทงานไม่สามารถใช้งานร่วมกับงานวิจัยอื่นได้ ทั้งยังมีราคาที่สูงมากกว่าด้วยความสามรถของคอมพิวเตอร์ส่วนบุคคลในปัจจุบัน ประกอบกับการใช้งานที่ง่ายขึ้นของซอฟต์แวร์ ระบบปฏิบัติการในลักษณะที่เป็นวินโดว์หรือกราฟฟิก ทำให้การประยกุต์เพื่อนำคอมพิวเตอร์มาใช้ในงานด้าน Data Acquisition นี้มีความเป็นไปได้อย่างไม่ยุ่งยากและให้ความคล่องตัวกับนักวิทยาศาสตร์ นักวิจัยทดลองและวิศวกรเพื่อพัฒนาระบบงานดังกล่าวได้เองจาก Hardware และ Software งานด้าน Data Acquisition ที่มีให้เลือกมากมายหลากหลายผู้ผลิตและสามารถใช้งานร่วมกันได้โดยส่วนใหญ่ทำให้ราคาระบบโดยรวมมีราคาไม่สูง และให้ประสิทธิผลในการพัฒนาประเทศเชิงเทคโนโลยีได้ดีกว่า

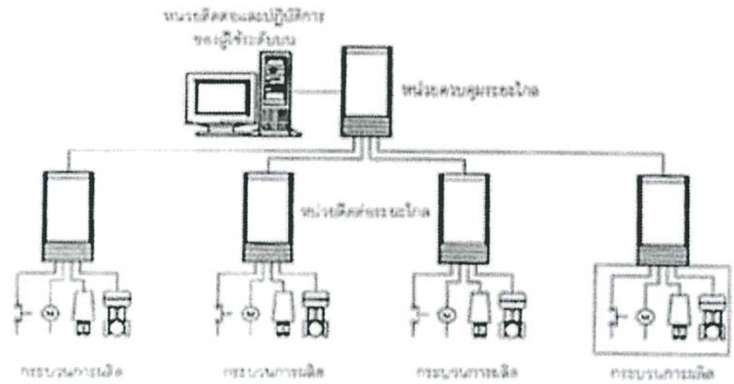
2.5.2. องค์ประกอบของระบบสกาดา

- หน่วยติดต่อและปฏิบัติการของผู้ใช้ระดับบน
- หน่วยควบคุมระยะไกล
- หน่วยติดต่อระยะไกล



รูปที่ 2.21 องค์ประกอบของระบบสกาด้า

ผู้ใช้สามารถตรวจสอบและควบคุมกระบวนการผลิตภายในโรงงานอุตสาหกรรมเป็นระยะทางไกลได้โดยหน่วยติดต่อและปฏิบัติการของผู้ใช้ระดับบนเป็นเครื่องมือปฏิบัติการของผู้ใช้สำหรับตรวจสอบและควบคุมกระบวนการผลิตเชื่อมต่อกับหน่วยควบคุมระยะไกล หน่วยควบคุมระยะไกลติดต่อกับหน่วยติดต่อระยะไกลโดยการสื่อสารข้อมูลแบบดิจิตอลทางระบบเครือข่ายคมนาคมและหน่วยติดต่อระยะไกลเป็นเครื่องมือเชื่อมต่อกับกระบวนการผลิตประกอบด้วยหน่วยรับสัญญาณและส่งสัญญาณของสัญญาณชนิดอนาล็อกและสัญญาณชนิดดิจิตอล



รูปที่ 2.22 การติดตั้งสกาด้าหรับตรวจสอบเก็บรวบรวมข้อมูล และบริหารระบบควบคุม

2.5.3. รูปแบบของสกาดา

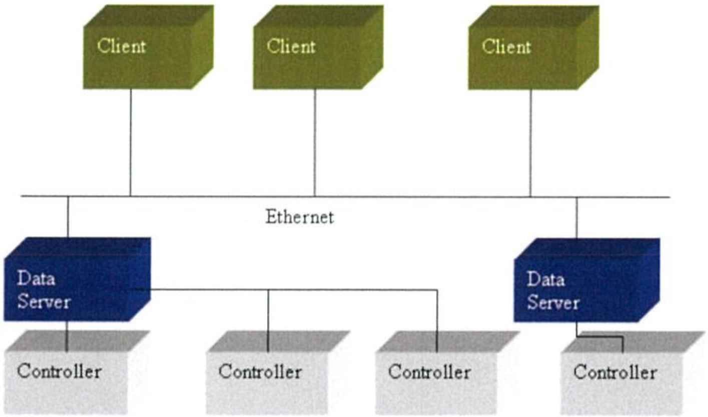
1. Point-to-Point Configuration เป็นการควบคุมที่ใช้หน่วยควบคุมในการการควบคุมกระบวนการผลิตเพียงกระบวนการเดียว

2. Point-to-Multipoint Configuration เป็นการควบคุมใช้หน่วยควบคุมเดียวในการควบคุมกระบวนผลิตการหลายกระบวนการ

2.5.4. โครงสร้างของระบบสกาดา

2.5.4.1 โครงสร้างดานฮาร์ดแวร์ (Hardware Architecture)

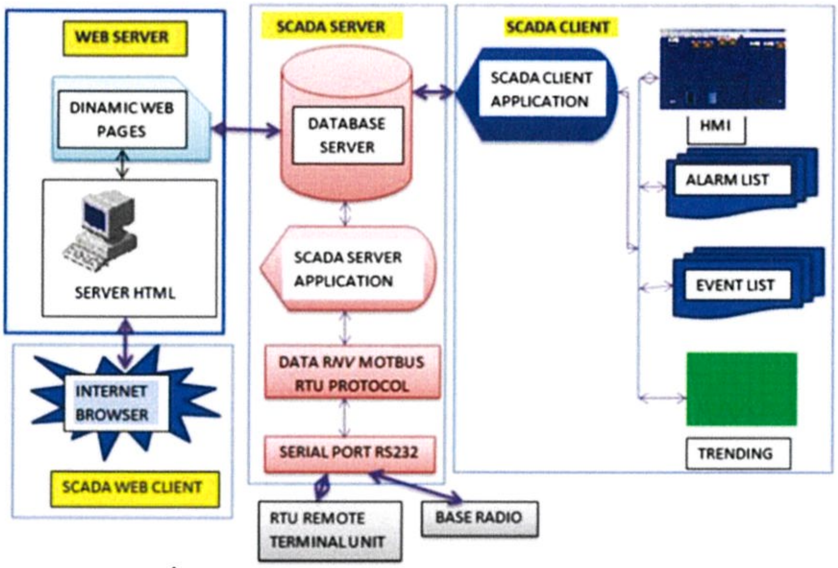
สกาดาแบ่งตามโครงสร้างฮาร์ดแวร์ได้ 2 ระดับคือ Client และ Data Server หรือเรียกสั้นๆว่า Server โดยที่ Client คือคอมพิวเตอรที่คอมพิวเตอร์ที่รับส่งข้อมูลไปยัง Data Server โดยฝั่ง Client นี้จะแสดงผลการทำงานของระบบควบคุม เช่นแสดงเป็นกราฟฟิกกราฟแบบต่อเนื่องหรือระบบ แจ้งเตือนเมื่อเกิดเหตุการณ์ฉุกเฉินหรือตองการแจงเตือนเป็นต้นฝั่ง Client สามารถสั่งงานควบคุมไปยัง Data Server เพื่อให้ส งสัญญาณไปยัง PLC, DCS หรือ Controller อีกทอดหนึ่ง โดย Data Server จะ ติดต่อกับ PLC, DCS, Controller หรือ RTU ต่างๆ เพื่อรับสัญญาณและส่งไปยัง Client ควบคู่ไปกับการรับการร้องขอจาก Client มาใชควบคุมอุปกรณ์ PLC และ Controller ตางๆ ซึ่ง Client และ Data Server สวนใหญ่ติดตอกันผ่านระบบเครือข่าย Ethernet ดังรูปที่ 2.23 และ Controller จะติดต่อกับอุปกรณ์ Field Instrument ต่าง ๆ เช่น เซ็นเซอร์ รีเลย์ เพื่อนำสัญญาณมาให้ Data Serverเชน เซ็นเซอร รีเลย์ เพื่อนำสัญญาณมาให้ Data Server



รูปที่ 2.23 โครงสร้างด้านฮาร์ดแวร์ของระบบ SCADA

2.5.4.2 โครงสร้างด้านซอฟต์แวร์ (Software Architecture)

เนื่องจากสกาดา ใช้เทคโนโลยีในการสื่อสารกับฮาร์ดแวร์ที่แตกต่างกันไปตาม ผู้ผลิต เช่นการใช้ Driver เฉพาะของผูผลิตเพื่อสื่อสารกับ PLC, DCS ซึ่งในปัจจุบันมีการกำหนดมาตรฐานกลางคือ OPC ขึ้นมาเพื่อยุติปัญหาการใช้เทคโนโลยีเฉพาะด้านในการสื่อสารนอกจากนั้นยังมีความสามารถในการบริการข้อมูลใหกับ Client ที่รวดเร็วและมีเสถียรภาพทำให้ SCADA Server สามารถติดต่อกับ PLC หรือ Controller ผ่าน Driver หรือ OPC ก็ได้โดยที่ OPC และ Driver จะรับคำสั่งแบบ Read/Write เพื่ออ่านข้อมูลจาก PLC หรือเขียนข้อมูลเพื่อสั่งงานไปยัง PLC โดยโครงสร้างดานซอฟต์แวร์ของ SCADA สามารถแสดงได้ดังรูปที่ 2.24



รูปที่ 2.24 โครงสร้างด้านซอฟต์แวร์ของระบบสกาดา

SCADA Server จะทำหน้าที่จัดการข้อมูล RTDB (Real Time Data Base) ที่ได้จาก PLC แล้วส่งให้กับ SCADA Client โดย SCADA Server บางประเภทจะติดต่อกับ SCADA Client ผ่าน DDE Server ซึ่งทำให้สามารถนำข้อมูลจาก PLC เข้าสู่โปรแกรม เช่น MS Excel หรือโปรแกรม Client อื่น ๆ ที่ติดต่อกับ DDE Server ได้และในบางครั้ง SCADA Server อาจถูกออกแบบให้ทำหน้าที่ตรวจจับ Alarm และเก็บไว้ใน Alarm DB หรือเก็บข้อมูลที่เป็น Historian ไว้ใน Log DB เป็นต้น เพื่อส่งให Alarm Display และ Log Display ทางฝั่ง SCADA Client ต่อไป

2.5.4.3 โครงสร้างด้านการสื่อสาร(Communications)

การสื่อสารระหว่าง Client-Server จะสื่อสารผ่านโปรโตคอลโดยทั่วไป เช่น TCP/IP โดย Client จะติดต่อกับพารามิเตอร์หรือ Tag ภายใน Server ที่บริการข้อมูลดวยรูปแบบที่แตกต่างกันไปตามผู้ผลิต เช่นมีการส่งคาจาก Server เมื่อค่า I/O ของ PLC เปลี่ยนแปลงเป็นต้น การสื่อสารระหว่าง Server กับอุปกรณ์นั้น Server จะตรวจสอบค่าจากอุปกรณ์ตามช่วงเวลาที่ผู้ใช้งานกำหนดไว้ (Defined Polling Rate) โดยอาจจะต่างกันไปตามพารามิเตอร์ประเภทต่าง ๆ ตัว Controller จะส่งค่าพารามิเตอร์ที่ถูกร้องขอให้กับ Data Server พร้อมค่าเวลาขณะนั้น (Time Stamp) การสื่อสารกับอุปกรณ์ของ Data Server อาจเป็นการสื่อสารแบบ Modbus, Profibus, CAN bus เป็นต้น ขึ้นอยู่กับมาตรฐานการสื่อสารของอุปกรณ์นั้นๆ ซึ่งในปัจจุบันมีการสร้าง OPC Server ที่สนับสนุนการติดต่อด้วยมาตรฐานต่างๆเพิ่มขึ้นมากมายจนครอบคลุมอุปกรณ์ทุกประเภท มาตรฐานโปรโตคอลที่ใช้ในสกาดา

ปัจจุบัน มี SCADA มาตรฐาน Protocols มากกว่า 200 โปรโตคอลทั่วโลก ที่ใช้สำหรับการติดต่อระหว่าง Central Computer และ Remote RTUs, PLCs และ Flow Computer Standard มาตรฐาน Protocols ที่ใช้ในปัจจุบันมีอยู่ 5 แบบ

1. ASCII (American Standard Code for Information Interchange)

เป็นโปรโตคอลที่ใช้ในการสื่อสารของคอมพิวเตอร์ที่รู้จักกันอย่างแพร่หลายและเป็นสากล

2. CAP (Compressed ASCII Protocol)

เป็น RTU Protocol ที่ดีที่สุด เป็นภาษาที่คนสามารถอ่านเข้าใจได้ (Man readable) มีความน่าเชื่อถือ (Reliability) เร็ว (Fast) และมีความปลอดภัยสูง (Secure)

3. Modbus

เป็น Point-to-Point PLC Protocol ที่ใช้กันทุกหนทุกแห่ง แต่มีข้อเสียคือ เป็นภาษาที่คนไม่สามารถอ่าน เข้าใจได้(Man Unreadable)

4. Modbus X

เป็นส่วนที่พัฒนามาจาก Modbus Protocol ที่ทำให้ผู้ใช้ Modbus สามารถอ่านและสามารถสร้างจำนวนบวกและลบได้

5. IEEE 32 bit Single Format Floating Point

เป็นมาตรฐานของงานอุตสาหกรรม สำหรับการส่งตัวเลข 23 บิต ด้วยความถูกต้อง โปรโตคอลเหล่านี้ใช้ได้กับ National Instrument's Lookout ที่เป็น Object Oriented Software, DDE, SQL และ WEB การแปลงขอ้มูลในสกาดา ข้อมูลต่าง ๆ ที่ได้จากกระบวนการจะถูกแปลงโดย SCADA Central Station Computer ไปเป็นข้อมูล ชนิดตัวเลขและตรรกะ ส่วนใน Object Oriented Software รูปแบบของฐานข้อมูลจะถูกเก็บในรูปของ Object โดยข้อมูลในฐานข้อมูลเหล่านี้จะถูกเรียกใช้โดย Central Station Computer จาก Remote RTUs, PLCs, Flow Computers เป็นต้น และข้อมูลจะถูกส่งผ่านสัญญาณวิทยุ, สายเคเบิล, Fiber Optic Cable

2.5.5 ส่วนประกอบของสกาดา

- Field Instrumentation เป็นเครื่องมือหรือเซ็นเซอร์ที่เชื่อมต่อกับเครื่องจักรหรืออุปกรณ์ที่ถูกควบคุมหรือถูกตรวจสอบอุปกรณ์นี้จะเปลี่ยน Physical Parameter เช่น Fluid Flow, Velocity, Fluid Level ให้เป็น Electrical Signal เช่น Voltage หรือ Current ซึ่งสามารถอ่านค่าเหล่านี้ได้โดย Remote Station Equipment ผลลัพธ์ที่ได้เป็นได้ทั้ง Analog และ Digital
- Remote Station เป็นส่วนที่ทำการรวบรวมข้อมูลจากเครื่องจักรหรืออุปกรณ์และส่งไปยังศูนย์กลางระบบ SCADA ซึ่งอาจจะเป็น Remote Terminal Unit (RTU) หรือ Programmable Logic Controller (PLC) ก็ได้ RTU คืออุปกรณ์ใช้ในการตรวจจับสัญญาณจาก Field Sensor แล้วส่งสัญญาณข้อมูลให้ Controller ควบคุมอุปกรณ์ Remote Station แบ่งเป็น 2 ประเภทคือ

1. Single Board: input และ output เป็น Fixed Number จะมีราคาถูกแต่ไม่สามารถรองรับการขยายของระบบสมัยใหม่ได้

2. Modular Board: สามารถรองรับการขยาย Remote Station ได้แต่ราคาค่อนข้างแพง

- Communication Network เป็นการส่งข้อมูลดิจิตอลระหว่างสถานที่หนึ่งไปยังสถานที่หนึ่งโดยผ่านตัวกลางในการติดต่อสื่อสาร เช่น สายเคเบิล คลื่นวิทยุ
- Central Monitoring Station (CMS) เป็นศูนยก์ลางของระบบ SCADA โดยรับข้อมูลมาประมวลผลและทำการแสดงกระบวนการบนหน้าจอคอมพิวเตอร์ ประกอบด้วยซอฟต์แวร์และ ฮาร์ดแวร์ ซอฟต์แวร์จะต้องทำงานแบบ Multitasking ได้ดังต่อไปนี้

สื่อสารข้อมูลกับอุปกรณ์รับส่งสัญญาณ

- แสดงค่าที่อ่านได้บนจอภาพ
- เก็บบันทึกข้อมูลระยะยาวบนหน่วยความจำ
- ตรวจสอบสัญญาณเตือนและแสดงสัญญาณเตือน
- คำนวณค่า เก็บบันทึกและการควบคุม
- พิมพ์รายงานผลการปฏิบัติงานบนจอภาพ
- ตอบรับข้อมูลที่ป้อนผ่านแป้นพิมพ์

2.5.6 หนาที่การทำงานของสกาดา (SCADA Functionality)

HMI (Human-Machine Interface) คือความสามารถในการแสดงผลการทำงานของอุปกรณในรูปแบบกราฟิก, ข้อความ, สัญลักษณ์, แผนภาพ เป็นต้น โดยสามารถเชื่อมโยงลักษณะการเปลี่ยนแปลงของกราฟกเหลานี้กับพารามิเตอรจาก Data Server ได้ ความสามารถในการสั่งงานผ่านระบบกราฟก เช่นการปิด/เปิดสวิตช์บนจอมอนิเตอร์สงผลไปยัง I/O ของ PLC ความสามารถในการจัดการกราฟิก เชนการย่อ-ขยาย การกำหนดการเคลื่อนไหวแบบต่าง ๆ เช่น การหมุน การเคลื่อนที่แบบซิกแซกตามสัญญาณของ Data Server

- Object Oriented Graphics โปรแกรมนี้เป็นโปรแกรมที่ทำงานแบบ Object ทุก ๆ ออปเจกหรือกลุ่มของออปเจก สามารถเคลื่อนย้าย ปรับขนาดหมุน ตัด แปะ ได้ ทำให้ง่ายต่อการพัฒนา Standard User Interface ระบบติดต่อกับผู้ใช้เป็นลักษณะมาตรฐานของ Window ทำให้ผู้ใช้เรียนรู้ได้ง่าย - DDE Software สนับสนุน DDE Software ที่สนับสนุนการใช้งาน DDE ทำให้ซอฟต์แวร์ตัวอื่นในวินโดวท์สนับสนุน DDE เช่น Excel, Microsoft Word สามารถนำข้อมูลจากซอฟท์แวร์ตัวนั้นไป ใช้งานได้ NetDDE สนับสนุน

- Net DDE ซึ่งเป็น DDE สำหรับระบบเน็ตเวิร์กที่พัฒนาโดยบริษัท Wonder Ware ทำให้ คอมพิวเตอร์แต่ละจุดบนเน็ตเวิร์กสามารถแลกเปลี่ยนข้อมูลกันได้นอกจากนี้ควรจะสนับสนุนการ แลกเปลี่ยนข้อมูลกับระบบปฏิบัติการอื่น ๆ เช่น VMS และ UNIX ซอฟท์แวร์บางตัวอาจจะไม่

สนับสนุน Net DDE เพราะ Net DDE พัฒนาโดยบริษัท Wonder Ware - Wizards เป็น Library ที่เก็บรูปภาพของหน้าปัด หรือรูปร่างของวัตถุที่ใช้อยู่บ่อย ๆ

- Real-Time Database สนับสนุนข้อมูลทั้งแบบต่อเนื่องและแบบไม่ต่อเนื่องรวมทั้งข้อมูลจำนวนเต็มและตัวอักษร

- Real-Time and Historical Trends สามารถดูการเปลี่ยนแปลงของค่าต่าง ๆ เทียบกับเวลาได้ และสามารถใช้ Cursor อ่านค่า ณ จุดที่ต้องการ หรือทำการขยายภาพ ณ บริเวณที่ต้องการได้

- Alarm ซอฟต์แวร์สกาดาสวนใหญมีระบบแจ้งเตือนโดย Alarm Display จะรับสัญญาณ มาจาก Alarm DB ในฝั่ง SCADA Server โดย Alarm DB สามารถจะทำการกำหนดคอนฟิกูเรชันว่าจะ นำสัญญาณตัวใดมาเป็นพารามิเตอร์ในการแจ้งเตือนบ้างและมีการแบ่งระดับของ Priority Limit อย่างไร เป็นต้น นอกจากนี้ ระบบแจ้งเตือนยังสามารถเก็บข้อมูลการแจ้งเตือนไวในฐานข้อมูลประเภทตางๆ ไดเชน MS SQL Server, MS Access, Oracle, MS Excel เป็นต้น และบางยี่ห้อสามารถแสดงออกมาเป็นรายงาน ในรูปแบบตารางหรือแผนภูมิได้อีกด้วย

- Security ระบบรักษาความปลอดภัยควรจะกำหนดระดับของผู้ใช้ได้ไม่ต่ำกว่า 10 ขั้น พร้อม กับบันทึกการใช้งานของผู้ใช้แต่ละคนว่ามีการใช้งาน เข้าออกจากระบบเมื่อไร และระหว่างที่ใช้งาน ระบบอยู่นั้นได้ทำอะไรบ้าง Client-Server สนับสนุนการทำงานแบบ

- Client-server ในระบบขนาดใหญ่ที่ซับซ้อนนั้น ระบบควบคุมแบบอัตโนมัติจะต้องเป็น ระบบเน็ตเวิร์ก การสนับสนุนระบบ Client-server ทำให้สามารถกระจายงานต่าง ๆ ไปยังคอมพิวเตอร์ แต่ละตัวในเน็ตเวิร์กโดยอาศัยข้อมูลกลางร่วมกันได้

- Reporting สนับสนุนการทำรายงานต่าง ๆ เช่น รายงานประจำวันเกี่ยวกับข้อมูลต่าง ๆ เพื่อ เป็นข้อมูลสำหรับผู้บริหารในการตัดสินใจอีกต่อไป

- Network สนับสนุนการทำงานบนเน็ตเวิร์กได้หลายชนิด เช่น Ethernet, Token Ring, Arenet ,DEC Net เป็นต้น และสลับโปรโตคอลหลายชนิดเช่น TPX, TCP/IP เป็นต้น

- SPC (Statistic Process Control) ความสามารถส่วนนี้จะเป็นการนำข้อมูลที่บันทึกได้มา วิเคราะห์และส่งผลลัพธ์ในรูปแบบต่าง ๆ เช่น ฮิสโตแกรม ตาราง กราฟเส้น เป็นต้น ทำให้ผู้ดูแลระบบ สามารถติดตามและวิเคราะห์ระบบโดยรวมได้

- Redundant Server (สำรองระบบ) คือเมื่อ Data Server เกิดความขัดของก็จะสั่งงานให Data Server อีกตัวหนึ่งทำงานแทน โดยจะมีการกำหนด Configuration ไว้ที่ Client ว่าจะใหเลือกติดต่อกับ Data Server ตัวไหนเมื่อเกิดความขัดข้อง และในบางครั้งโมดูลที่ทำหนาที่จัดการด้าน Redundancy นี้ อาจจะทำหน้าที่อีกประการหนึ่งคือ เป็นจุดพักข้อมูลที่รับมาจาก Data Server เพื่อนำไปส่งให้กับ Client ต่างๆ เพราะในกรณีที่มี Client จำนวนมากติดต่ออยูกับ Data Server ตัวเดียว อาจมีความล่าช้าในการบริการข้อมูลของ Data Server เพราะต้องให้บริการข้อมูล Client ใหครบจำนวนก่อนที่จะไปรับขอมูลใหมจากอุปกรณ์มาได้ ดังนั้นโมดูลที่ทำหน้าที่

Redundant จึงทำหน้าที่เป็นจุดรับข้อมูลแล้วช่วยสงต่อให้ Client ต่าง ๆอีกทอดหนึ่ง Data Server จะได ทำหน้าที่บริการข้อมูลใหแก่โหนดเพียงจุดเดียว จึงมีความรวดเร็วในการบริการข้อมูล

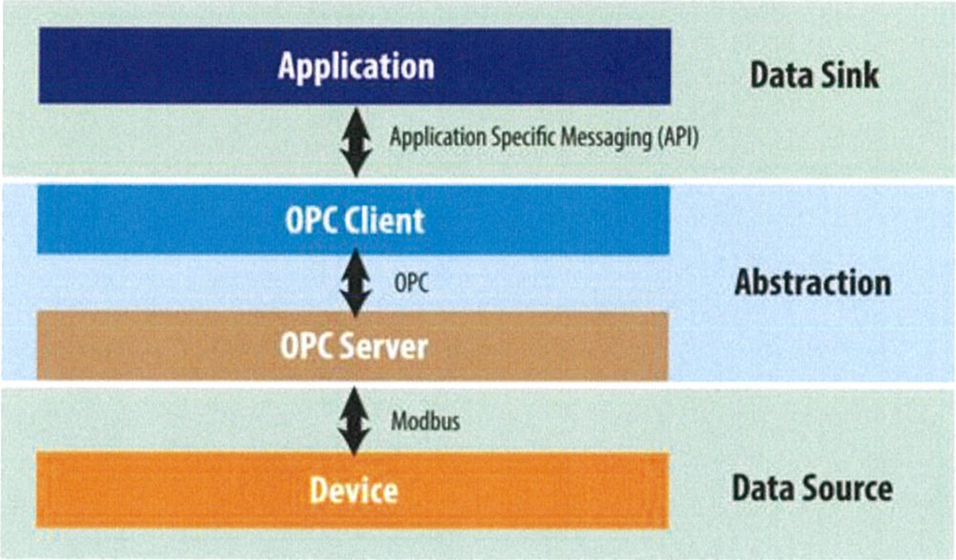
- Development Kits จะทำให้ผู้ใช้พัฒนา แอปพลิเคชัน ของตนเองได้ เช่น สร้าง Object ต่าง ๆ ขึ้นมาเอง หรือเขียน Driver ขึ้นมาสำหรับอุปกรณ์ที่ทางบริษัทพัฒนาขึ้นมาเอง

- Program สนับสนุนการใช้โปรแกรมภาษา C หรือ Visual Basic บน Windows เพื่อผู้ใช้สามารถสร้าง แอปพลิเคชัน ของตนเองขึ้นมาได้และยังสามารถดึงข้อมูลจากโปรแกรม SCADA ไปใช้งานได้

2.5.6.1 ความสำคัญของ OPC

OPC ย่อมาจาก Object Linking and Embedding for Process Control เป็นมาตรฐานที่ใช้ในการติดตอสื่อสารกันของซอฟต์แวร์ ซึ่งทำใหซอฟต์แวร์บนคอมพิวเตอร์สามารถสื่อสารกับอุปกรณ์ทาง อุตสาหกรรมต่างๆ ได้โดยการใช้งานจะอยู่ในรูปแบบของ Server และ Client กล่าวคือ OPC Server
เป็นซอฟต์แวร์ที่แปลงโปรโตคอลที่ใช้ในการสื่อสารของฮาร์ดแวร์ คือ PLC มาเป็นโปรโตคอลของ OPC ส่วน OPC Client เป็นซอฟต์แวร์ที่ต้องการใช้ข้อมูลจาก OPC Server ในการรับหรือส่งข่อมูลกับฮาร์ดแวร์ต่าาง ๆ ซึ่งรูปแบบการติดต่อสื่อสารโดยใช้ OPC เปนตัวกลางแสดงดังรูปที่ 2.25

OPC เป็นมาตรฐานกลาง (Open Standard) ที่เปิดกว้างแก่ผู้ใช้งาน จึงช่วยลดต้นทุนและเพิ่มทางเลือกใหผูผลิตอุปกรณ์ สามารถพัฒนาระบบสื่อสารขอมูลของตนให้เป็นไปตามมาตรฐานเดียวกันได้ ทั้งนี้การประยุกต์ใชส่วนใหญ่จะเป็นการช่วยใหอุปกรณ์ต่างค่ายสามารถแลกเปลี่ยนข้อมูลกันได้ จึงทำให้การรวบรวมข้อมูลจากอุปกรณ์ที่หลากหลายทั้งในเชิงข้อมูลและรูปแบบมาตรฐานสามารถทำไดงายขึ้น บางครั้งอาจใชวิธีการนำขอมูลจากอุปกรณไปเก็บรวบรวมในระบบฐานขอมูล เชน SQL Server ไว้ก่อนจากนั้นค่อยให้ระบบบริหารจัดการทรัพยากร เช่น HMI หรือ SCADA มานำข้อมูลไปใช้อีกที ซึ่งก็มีขอเด่นข้อด้อยแตกต่างกันไป ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับรูปแบบการใช้ข้อมูลที่ต้องการ



รูปที่ 2.25 การติดตอสื่อสารระหวางฮารดแวรกับซอฟตแวรโดยใช OPC เปนตัวกลาง

2.5.6.2 รายละเอียดมาตรฐานต่าง ๆ ที่ควรรู้จัก

ในการออกแบบและติดตั้งระบบไฟฟ้าในอาคารสูงจำเป็นต้องทำความเข้าใจกับมาตรฐานที่เกี่ยวข้อง ดังนี้คือ

- มาตรฐานอุปกรณ์ไฟฟ้า อุปกรณ์ไฟฟ้าที่ใช้ในระบบไฟฟ้ามีอยู่มากมายหลายชนิด ส่วนมาก จะมีมาตรฐานควบคุมคุณภาพอยู่แล้วโดยมาตรฐานอุปกรณ์ไฟฟ้าที่นิยมใช้กันมากคือ มาตรฐานของ IEC (International Electrotechnical Commission) จะสังเกตได้จากแคตตาล็อกของอุปกรณ์ไฟฟ้าจะอ้างถึงมาตรฐานนี้อยู่เสมอ เช่น เซอร์กิตเบรกเกอร์จะอ้างมาตรฐาน IEC 60947-2 (Low Voltage Switchgear and Control Gear Part 2) ดังนั้นสำหรับผู้ออกแบบระบบไฟฟ้าในประเทศไทยควรใช้ มาตรฐานไทย (มอก.) และมาตรฐาน IEC เป็นหลัก ไม่ควรใช้มาตรฐานประจำชาติของประเทศอื่น ยกเว้นอุปกรณ์ดังกล่าวไม่มีมาตรฐานไทยและมาตรฐาน IEC
- มาตรฐานการติดตั้ง การติดตั้งทางไฟฟ้าต้องมีมาตรฐานควบคุมเพื่อให้การติดตั้งใช้งานได้อย่างปลอดภัยและเป็นมาตรฐานเพื่อมิให้เป็นการถกเถียงกันว่าการติดตั้งแบบใดเป็นแบบที่ถูกต้องแต่ละประเทศได้พยายามกำหนดมาตรฐานของตนเองขึ้นมาไม่ว่าจะเป็นมาตรฐานการติดตั้งหรือมาตรฐานการผลิตเครื่องอุปกรณ์ไฟฟ้าก็ตาม มาตรฐานอาจแตกต่างไปสำหรับแต่ละประเทศ ประเทศไทยเองก็มีหน่วยงานที่ทำหน้าที่กำหนดมาตรฐานเช่นกัน เช่นมาตรฐานของเครื่องอุปกรณ์และเครื่องใช้ต่าง ๆ จะกำหนดโดยสำนักงานมาตรฐานผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรม กระทรวงอุสาหกรรม สำหรับมาตรฐานการติดตั้งทางไฟฟ้า สมาคมวิศวกรรมสถานแห่งประเทศไทยในพระบรมราชูปถัมภ์ ได้จัดทำขึ้นโดยยึดแนวทางของ NEC (National Electrical Code) ของประเทศสหรัฐอเมริกาโดยมีการเปลี่ยนแปลงในบางส่วนให้เหมาะสมกับสภาพของประเทศไทย เครื่องอุปกรณ์และที่ใช้ในประเทศไทยมีแหล่งกำเนิดมาจากหลายประเทศผู้ที่ทำหน้าที่ออกแบบหรือ ตรวจสอบ จึงควรทำความรู้จักกับชื่อสถาบันกำหนดมาตรฐานอาทิ เช่น

- มาตรฐานประจำชาติ

- ANSI (American National Standard Institute) ของประเทศสหรัฐอเมริกา
- BS (British Standard) ของประเทศสหราชอาณาจักร
- DIN (German Industrial Standard) ของประเทศเยอรมันนี
- VDE (Verband Deutscher Elektrotechniker) ของประเทศเยอรมันนี
- NFPA (National Fire Protection Assosiation Standard)
- NEMA (National Electrical Manufactures Association)
- ASTM (American Society for Testing and Material)
- JIS (Japanese Industrial Standard) ของประเทศญี่ปุ่น
- มอก. (มาตรฐานผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรม) ของประเทศไทย
- มาตรฐานสากล
- ISO (International Organization for Standardization)
- IEC (International Electrotechnical Commission)
- EN (European Standard)

2.5.7 สายไฟฟ้า

สายไฟฟ้ามีหน้าที่สำหรับนำพลังงานไฟฟ้า จากแหล่งจ่ายไฟไปยังอุปกรณ์ไฟฟ้าต่าง ๆ ใน ปัจจุบันได้มีผู้ผลิตสายไฟฟ้าขึ้นมากมายหลายชนิดตามความต้องการสำหรับการติดตั้งในรูปแบบต่าง ๆ ดังนั้นการเลือกใช้สายไฟฟ้าเพื่อให้ความเหมาะสมปลอดภัยประหยัด และเชื่อถือได้ซึ่งจะต้องพิจารณา ถึงปัจจัยหลายประการด้วยกัน ได้แก่ความเหมาะสมกับสภาพแวดล้อมที่ติดตั้ง ความสามารถในการนำกระแสของตัวนำความสามารถในการทนต่อความร้อนที่เกิดขึ้นทั้งในขณะงานปกติและขณะเกิดลัดวงจร

- สาย Fiber Optic

คือเส้นใยแก้วนำแสงกล่าวคือสายนำสัญญาณที่ใช้แสงเป็นตวักลางในการสื่อสารข้อมูลจากจุดหนึ่งไปยังอีกจุดหนึ่งโดยทำจากแก้วที่มีความบริสุทธิ์มากเส้นใยแก้วน าแสงที่ดีต้องสามารถนำสัญญาณแสงจากจุดหนึ่งไปอีกจุดหนึ่งโดยมีการสูญเสียของสัญญาณแสงน้อยที่สุด

โครงสร้างของสาย Fiber Optic

- เส้นแก้ว (Core) เป็นตัวที่นำสัญญาณแสงจะมีเส้นผ่าศูนย์กลาง 62.5/125 μm, 50/125 μm, 9/125μm

- ฉนวนเคลือบ (Cladding) เป็นสารที่ใช้ในการเคลือบแก้ว (Core) เพื่อให้นำสัญญาณได้ กล่าว คือแสงที่ถูกส่งไปในแกนแก้วจะถูกขังหรือเคลื่อนที่ไปตามสายไฟเบอร์ด้วยขบวนการสะท้อนของแสง

- ฉนวนป้องกัน (Coating) เป็นเสมือนผนังของเส้นแก้วเป็นชั้นที่ต่อจาก Cladding เพื่อให้ ปลอดภัยขึ้นและใช้ป้องกันแสงจากภายนอกไม่ให้เข้ามาภายในเส้นไฟเบอร์มีเส้นผ่าศูนย์กลาง 250 μm

- ปลอกสาย (Buffer) เป็นเสมือนปลอกของสายหรือเสื้อชั้นในที่หุ้มป้องกันสายและยังช่วยให้ การโค้งงอของสายไฟเบอร์มีความยืดหยุ่นมากขึ้น มีเส้นผ่าศูนย์กลางประมาณ 900 μm(Buffer Tube)

- ปลอกหุ้ม (Jacket) เป็นเสมือนเสื้อชั้นนอกสุดของสายไฟเบอร์ที่ให้เกิดความเรียบร้อยและทำหน้าที่ป้องกันสายไฟเบอร์เป็นชั้นนอกสุดชนิดของ Jacket จะมีหลายชนิดขึ้นอยู่กับการใช้งาน

○ สาย LAN

สายแลน (Lan Cable) เป็นสายนำสัญญาณที่ใช้ต่อกับคอมพิวเตอร์และอุปกรณ์เชื่อมต่อเครือข่ายอย่าง Switch หรือ Hub และสายแลนก็ใช้ต่อกับ โมเด็มเราเตอร์เพื่อเชื่อมต่อสัญญาณอินเตอร์เน็ตได้อีกด้วย การส่งข้อมูลระหว่างคอมพิวเตอร์กับคอมพิวเตอร์โดยตรงก็สามารถที่จะใช้สายแลนในการเชื่อมต่อได้เช่นกัน

สายแลนมีทั้งหมด 3 ชนิด

1. สาย UTP (Unshielded Twisted Pair) เป็นสายขนาดเล็กที่ไม่มีชีลด์ห่อหุ้ม มีเส้นตีเกลียวเป็นคู่ ๆ เพื่อลดสัญญาณรบกวน ตลอดทั้งสายนั้นจะถูกหุ้มด้วยพลาสติก (Plastic Cover) ปัจจุบันเป็นสายที่ได้รับความนิยมมากที่สุด เนื่องจากราคาถูกและติดตั้งได้ง่าย

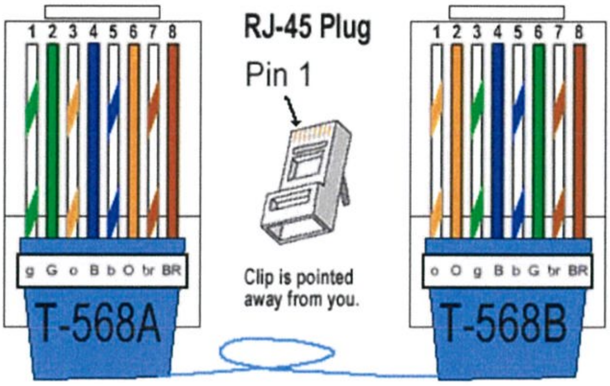
2. สาย FTP (Foil Twisted Pair)

เป็นสายที่มีFoil ที่หุ้มสายทองแดงทั้ง 4 คู่เอาไว้อีกชั้นหนึ่งและมีสาย Strain Wire ที่ช่วยในการเชื่อม Ground ทั้งระบบ ตั้งแต่ต้นทางจนถึงปลายทางเพื่อป้องกันคลื่นรบกวนที่จะเข้ามาในสายสัญญาณซึ่งสายแบบ UTP ไม่สามารถทำได้

3. สายSTP (Shielded Twisted Pair)

สายสัญญาณ STP มีการนำสายคู่พันเกลียวมารวมอยู่และมีการเพิ่มฉนวนป้องกันสัญญาณรบกวนและคุณสมบัติเป็นเกราะในการป้องกันสัญญาณรบกวนจากคลื่นแม่เหล็กไฟฟ้าต่างๆ เรียกเกราะนี้ว่าชิลด์ (Shield) และเป็นสายสัญญาณที่ได้รับการพัฒนาต่อจากสาย UTP โดยเพิ่มการชีลด์กันสัญญาณรบกวนเพื่อทำให้คุณสมบัติโดยรวมของสัญญาณดีมากขึ้น คุณลักษณะของสาย STP ก็เหมือนกับสาย UTP

การเลือกซื้อสายแลนนั้นเราควรเลือกซื้อให้เข้ากับอุปกรณ์เชื่อมต่อ อาทิ Switch HUB Modem Router โดยส่วนใหญ่แล้วอุปกรณ์เหล่านี้จะมีอัตราความเร็วในการโอนถ่ายข้อมูลอยู่ที่ประมาณ 10/100/1000 Mbps ซึ่งสายแลนที่นิยมใช้งานมากที่สุดจะเป็นสายแบบ UTP (UNSHIELD TWISTED PAIR) คือ สายตีเกลียวที่ไม่มีตัวป้องกัน โดยสายแลนต้องมีการเข้าหัวต่อเพื่อเชื่อมเข้าอุปกรณ์ ซึ่งหัวนี้เรียกว่า RJ45 ซึ่งมี 2 แบบ โดยจะแตกต่างกันที่การเรียงคู่สีของสาย ปัจจุบันนิยมใช้ T568B ดังภาพ 2.26



รูปที่ 2.26 หัวต่อ RJ45

ประเภทของสาย UTP

- UTP CAT5 คือ สายแลน ที่เป็นสายทองแดงที่มีความเร็วที่ต่ำ ความเร็วสูงสุดอยู่ที่ 100 Mbps (ไม่เป็นที่นิยมใช้กันแล้ว)
- UTP CAT5e คือ สายแลนที่เป็นสายทองแดงที่มีความเร็วที่ต่ำ ความเร็วสูงสุดอยู่ที่ 1 Gpbs
- UTP CAT6 คือ สายแลนที่เป็นสายทองแดงที่มีความเร็วที่ต่ำ ความเร็วสูงสุดอยู่ที่ 10 Gpbs BANWIDTH อยู่ที่ 250MHz
- UTP CAT7 คือ สายแลนที่เป็นสายทองแดงที่มีความเร็วที่ต่ำ ความเร็วสูงสุดอยู่ที่ 10 Gpbs BANWIDTH อยู่ที่ 600MHz
-

2.6. ซอฟต์แวร์ที่เกี่ยวข้อง

2.6.1 SYS600 MicroSCADA Pro

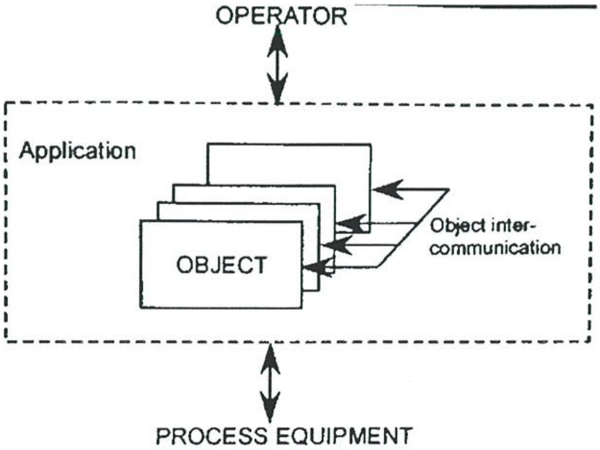
SYS600 เป็นระบบควบคุมและป้องกันความผิดปกติทางไฟฟ้าในสถานีไฟฟ้าที่มีลักษณะการทำงานแบบอัตโนมัติและเป็นโปรแกรมมีการติดตั้งอยู่บนไมโครคอมพิวเตอร์ซึ่งควบคุมเครือข่ายที่สามารถวัดและโปรแกรมข้อมูลได้ โดยส่วนใหญ่แล้ว SYS600 ถูกนำมาใช้ภายในกระบวนการทางไฟฟ้ากำลัง และสามารถถูกนำมาใช้เพื่อจัดการ (Supervision) และควบคุม (Control) ของการส่งจ่ายน้ำและความร้อน (Heat and Water Distribution), กระบวนการ

อุตสาหกรรม (Industrial Processes), ระบบทำน้ำให้บริสุทธิ์ (Water Purification), การคมนาคม (Traffic) เป็นต้น

System Servers ของ SYS600 ถูกประกอบด้วย Kernel ซึ่งเป็นโปรแกรมคอมพิวเตอร์และเป็นแกนหลักของระบบปฏิบัติการของคอมพิวเตอร์ พร้อมกับการควบคุมทุกสิ่งทุกอย่างในระบบ, จำนวนของโปรแกรมเฉพาะ, เครื่องมือที่ใช้จัดการระบบและวิศวกรรม, Configuration Software, และ Application Software

Kernel Software ของ SYS600 ไม่ขึ้นอยู่กับพื้นที่ แอปพลิเคชัน และขอบเขตของการใช้ มันเป็นตัวเดียวกันในระบบทั้งหมดซึ่งส่วนมากแล้วเป็นเครื่องมือที่ใช้จัดการระบบและวิศวกรรม System Server จำนวน 1 ตัว สามารถทำหน้าที่เป็นเจ้าภาพได้ 1 Package หรือมากกว่า 1 Package ของ Application Software ซึ่งเรียกว่า แอปพลิเคชัน

แอปพลิเคชัน จะกำหนดหน้าที่ของระบบ SYS600 ให้เหมาะสมกับกระบวนการ ที่กำหนด ตัว แอปพลิเคชัน จะนำเอาความต้องการของผู้ใช้งานเข้าไปในบัญชีที่เกี่ยวข้องกับระดับของสารสนเทศ, การเชื่อมต่อผู้ใช้งาน, การปฏิบัติการควบคุม และอื่นๆ แต่ละ แอปพลิเคชัน มีหน้าที่ควบคุมเกี่ยวกับการจัดการที่แน่นอน ตัวอย่างเช่น การควบคุมการส่งจ่ายไฟฟ้า หรือการส่งจ่ายความร้อน เป็นต้น ตัว แอปพลิเคชัน จะควบคุมกระบวนการด้วยตัวเองในตัวมันและมีการเชื่อมต่อกันด้วยตัวเองของตัวมันไปยังอุปกรณ์ Process หรือ อาจจะมีการแบ่งตัวอุปกรณ์กับ แอปพลิเคชัน อื่นๆ ในแต่ละ แอปพลิเคชัน มีข้อมูล (Database) และการแสดง (Display) ด้วยตัวเองของตัวมัน ตัว แอปพลิเคชันที่แตกต่างกันสามารถที่จะคุยกันหรือ สื่อสารพร้อมกันและกันได้ถ้าหากตัว แอปพลิเคชันเหล่านั้นถูกทำให้มีตำแหน่งอยู่ใน System Server เดียวกัน หรืออยู่ในหลาย System Server ซึ่งแยกกัน ในขอบเขตง่ายๆ คือ ตัว แอปพลิเคชัน จะถูกรวมเข้ากับชุดของ Objects ซึ่งสื่อสารด้วยกันเอง, สื่อสารกับผู้ใช้งาน และสื่อสารกับอุปกรณ์ในกระบวนการ ดังรูปที่ 2.27

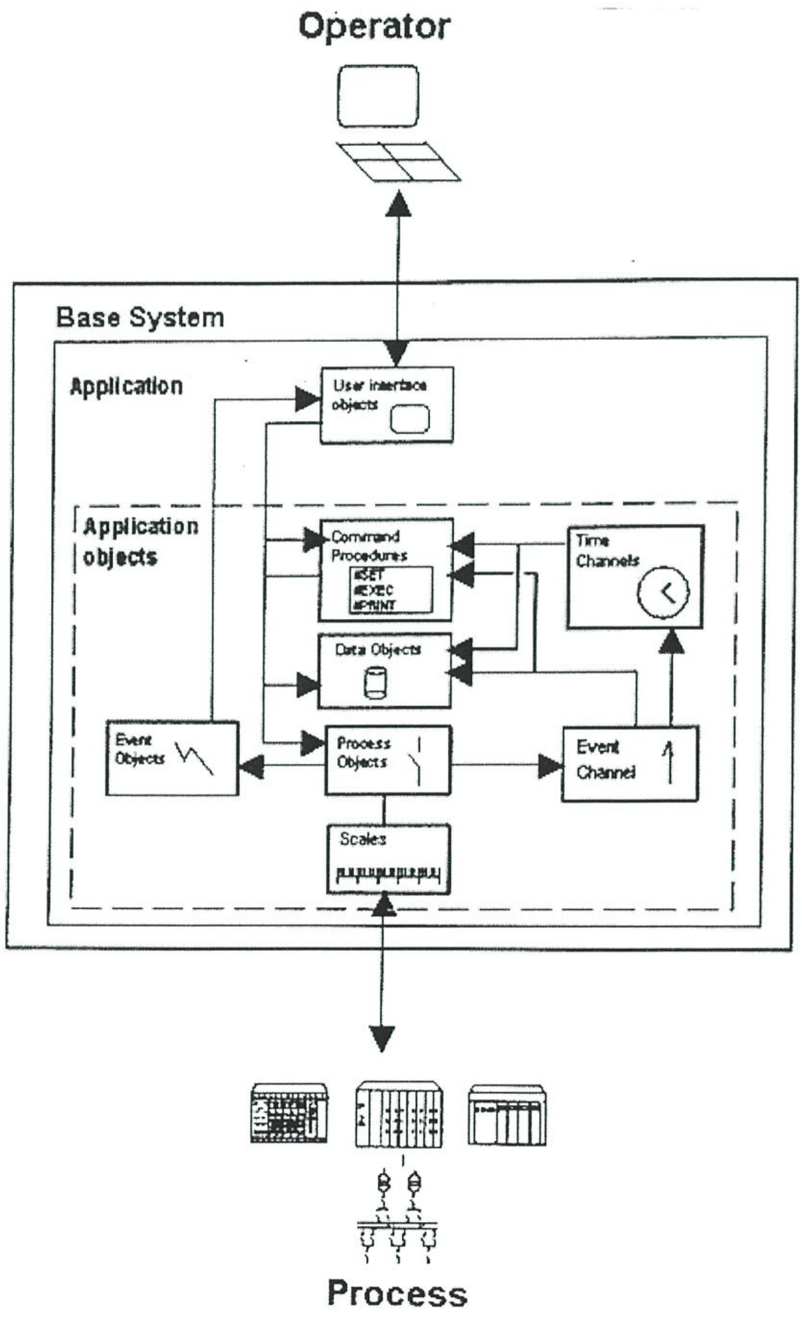


รูปที่ 2.27 โครงสร้างเบื้องต้นของ SYS600 Application

Application Object ระบุหน้าที่การควบคุม, การคำนวณ, การเก็บข้อมูล, การควบคุมกระบวนการ เป็นต้น และถูกประกอบด้วย Process Data (Process Object), Report

Data (Data Object), Control Programs (Command Procedures) และ Activation Mechanisms (Event Channels, Time Channels, Logging Profiles, Event และ Event Handling Object)

Application Object ถูกโปรแกรมและถูกควบคุมได้ด้วยการใช้ภาษา SCIL ซึ่งเป็นภาษาของ แอปพลิเคชัน ที่ถูกพัฒนาขึ้นอย่างเฉพาะเพื่อสำหรับ SYS600 และเพื่อโดเมนของการจัดการและการควบคุม (Control & Supervision Domain)



รูปที่ 2.28 ภาพประกอบของ Application Object และการเชื่อมต่อระหว่างกัน

สรุปหน้าที่การทำงาน

- ตรวจสอบและควบคุมอุปกรณ์ในสถานีไฟฟ้าย่อย
- บันทึกเหตุการณ์และสัญญาณเตือนต่างๆตามลำดับเวลาแบบ real-time
- ตรวจสอบการทำงานและสถานะของระบบและอุปกรณ์ป้องกันและควบคุม
- ตั้งค่าพารามิเตอร์ของรีเลย์
- ดึงข้อมูล disturbance recorder จากรีเลย์ สำหรับการวิเคราะห์ระบบ
- ตรวจสอบคุณภาพไฟฟ้า (power quality)
- แสดงแผนผังเส้นเดี่ยว (single line diagram) พร้อมสีแสดงระบบแรงดันและแสดงสถานะของสถานีไฟฟ้าาย่อย
- มีเวลาเดียวกันของสถานีไฟฟายอยโดยใชสัญญาณดาวเทียม GPS
- ควบคุมอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้าย่อย
- เชื่อมต่อกับออฟฟิตหรือศูนย์ควมคุมโดยโปรโตคอลมาตราฐาน
- ส่งข้อมูลเข้ามือถือเมื่อเกิดเหตุฉุกเฉิน

สรุปลักษณะเด่น

- มีความยืดหยุ่นสามารถปรับใช้งานได้ตามความต้องการของลูกค้า
- ระบบสามารถขยายได้ง่ายสะดวก
- การบำรุงรักษาง่าย
- การทำงานมีคุณภาพสูง
- มีระบบรักษาความปลอดภัยสำหรับผู้ใช้งาน
- มีหลายโปรโตคอลให้เลือก
- สามารถใช้งานได้หลายที่ในเวลาเดียวกัน
- สามารถใช้กับผลิตภัณฑ์ของยี่หออื่นได้ผ่าน protocol OPC

2.7. อุปกรณ์ที่เกี่ยวข้อง

1. Ethernet switch ABB AFS670

รูปที่ 2.29 Ethernet switch

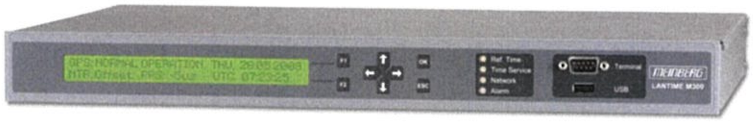
เป็นอุปกรณ์เชื่อมต่อสัญญาณสื่อสารผ่านระบบ Ethernet (อีเทอร์เน็ต) สามารถใช้งานภายใต้สภาวะเลวร้ายได้เป็นอย่างดี มีความเสถียรภาพสูงในการส่งข้อมูล ซึ่งระบบอีเทอร์เน็ตเป็นเทคโนโลยีเครือข่ายที่ได้รับความนิยมเป็นอย่างมาก เป็นระบบเครือข่ายที่ตั้งอยู่บนพื้นฐานเครือข่ายแบบบัสที่ใช้วิธีการส่งข้อมูลแบบเบสแบนด์ (Baseband) ด้วยการใช้ช่องทางเดียวในการสื่อสาร เครือข่ายอีเทอร์เน็ตเป็นเครือข่ายที่มีการส่งข้อมูลแบบผลัดส่งจะส่งข้อมูลพร้อมกันไม่ได้ หากมีการสื่อสารข้อมูลระหว่างคอมพิวเตอร์คู่หนึ่งบนเครือข่าย คอมพิวเตอร์ที่อยู่บนเครือข่ายเดียวกันนั้นจะสามารถรับรู้ข้อมูลได้แต่จะไม่สามารถสื่อสารข้อมูลได้ในขณะนั้นจนกว่าการสื่อสารจะเสร็จสิ้น อุปกรณ์ที่ใช้เชื่อมต่อกับลูกข่ายต่างๆ ได้แก่ Shared Hub หรือ Ethernet Workgroup Hub ที่ใช้กันอยู่ทั่วไปในอดีต และด้วยการทำงานเช่นนี้เมื่อมีจำนวนผู้ใช้งานและขนาดของเครือข่ายเพิ่มมากขึ้นจะทำให้เกิดปัญหาติดขัดหรือล่าช้า จึงได้มีการพัฒนาเทคโนโลยีมาเรื่อยๆ จนมาเป็น Industrial Ethernet Switch ขึ้นมาให้เราได้ใช้กันในปัจจุบัน

2. UPS Eaton 9130 UPS Rack

รูปที่ 2.30 UPS

UPS เป็นคำย่อมาจากคำว่า "Uninterruptible Power Supply" หรือ "เครื่องสำรองไฟฟ้า" ถ้าแปลตรงตัวหมายถึงแหล่งจ่ายพลังงานต่อเนื่อง อาจกล่าวได้ว่า UPS ก็คืออุปกรณ์ไฟฟ้าชนิดหนึ่งที่สามารถทำการจ่ายพลังงานไฟฟ้าให้กับอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์ได้อย่างต่อเนื่อง แม้ในเวลาที่เกิดไฟดับหรือเกิดปัญหาแรงดันไฟฟ้าผันผวนผิดปกติ โดย UPS จะทำการปรับระดับแรงดันไฟฟ้าให้คงที่อยู่ในระดับที่ปลอดภัยต่ออุปกรณ์ไฟฟ้าและอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์

3. GPS Lantime Meinberg M200



รูปที่ 2.31 GPS Lantime

เป็นเซิร์ฟเวอร์ประเภทหนึ่งที่เป็นเครื่องใช้อ้างอิงเวลาของระบบเพื่อให้เวลาของคอมพิวเตอร์ทุกเครื่องตรงกัน โดยจะทำการกำหนดผ่านทางโพรโทคอล Network Time Protocol (NTP) การที่คอมพิวเตอร์แต่ละเครื่องจะรับส่งข้อมูลหากันจะต้องมีเวลาในการอ้างอิง

เพราะหากเวลาไม่ตรงกันหรือต่างกันมาก จะมีผลต่อการบันทึกข้อมูล (log) ที่ใช้ในการตรวจสอบ

4. RTU 540

รูปที่ 2.32 Remote Terminal Unit

Remote Terminal Unit ทำหน้าที่รับ-ส่งคำสั่งต่าง ๆ จาก Master Station เพื่อควบคุมอุปกรณ์ต่าง ๆ และรายงานสถานะการทำงานของอุปกรณ์ต่าง ๆ รวมทั้งส่งข้อมูลค่าวัดทางไฟฟ้าไปให้ Master Station

5. SCADA server DELL R330

รูปที่ 2.33 SCADA server

คือคอมพิวเตอร์ SCADA Server สำหรับใส่ในตู้ Server แบบ Rack โดยถูกออกแบบมาเพื่อเก็บไว้ในตู้คอนโทรล

6. Protection Relay

รูปที่ 2.34 Protection Relay

รีเลย์ ประเภทหนึ่งหรือเรียกอีกชื่อหนึ่งว่า รีเลย์ป้องกันไฟฟ้า คืออุปกรณ์ที่ใช้ในการตรวจจับความผิดปกติที่เกิดกับอุปกรณ์ไฟฟ้า และทำงานสั่งปลดอุปกรณ์ไฟฟ้าที่เกิดปัญหาออกจากระบบไฟฟ้าโดยเร็ว เพื่อไม่ให้อุปกรณ์เกิดความเสียหาย

สำหรับรีเรย์ที่ใช้ในโปรเจคนี้จะใช้ทั้งหมด 4 รุ่นด้วยกัน ซึ่งจะแบ่งตามฟังก์ชั่นการป้องกันดังนี้

REL670 - Transmission line distance protection

เป็นรีเลย์ที่มีฟังก์ชั่นป้องกันการตรวจสอบและควบคุมการทำงานได้หลากหลายโดยมีความยืดหยุ่นและประสิทธิภาพสูงสุด เหมาะสำหรับสายไฟและสายส่งเหนือศีรษะ

รูปที่ 2.35 REL670

REF630 - Feeder protection and control

ออกแบบมาเพื่อเป็นตัวป้องกันหลักสำหรับสายส่งเหนือศีรษะและสายป้อน (Feeder) ในระบบจำหน่าย เหมาะสำหรับ Bay Feeder

รูปที่ 2.36 REL630

RET630 - Transformer protection and control

RET630 ได้รับการออกแบบมาเพื่อเป็นตัวป้องกันหลักและมีการป้องกันแบบเต็มรูปแบบสำหรับหม้อแปลงไฟฟ้าชนิดสองขดลวด

รูปที่ 2.37 RET630

REU615 - Voltage protection and control

REU615 เป็นตัวป้องกันแรงดันไฟฟ้าและรีเลย์ควบคุมสำหรับการป้องกันแรงดันไฟฟ้าและความถี่ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

รูปที่ 2.38 REU615

2.8. มาตรฐาน IEC61850

มาตรฐาน IEC 61850 มาตรฐานสำหรับสถานีย่อยอัตโนมัติที่ดูแลโดยคณะกรรมการทางเทคนิคที่ 57 (TC57) ของ IEC (International Electrotechnical Commission) ที่ใช้ในการอ้างอิงในการกำหนดสถาปัตยกรรมสำหรับสถานีย่อยไฟฟ้า โดยเป็นความสัมพันธ์ระหว่างระบบสื่อสาร (Communication) และระบบไฟฟ้ากำลัง (Power System) จะเชื่อมต่ออุปกรณ์จำพวก IED ในรูปแบบ GOOSE และ GSSE เป็นต้น

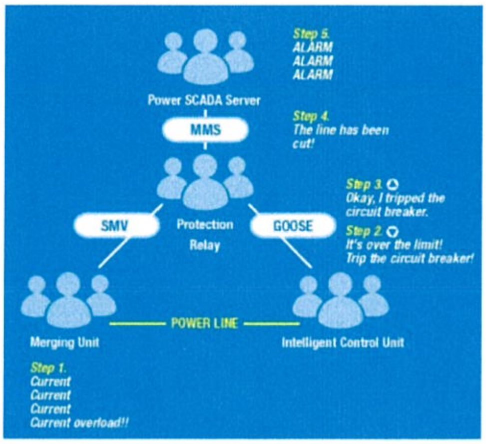
จุดมุ่งหมายคือมาแทนที่โปรโตคอลทุกตัว ทั้งแบบ Realtime System และ Client-Server การโอนหรือบันทึกค่าการติดตั้งจะใช้ เทคโนโลยีทาง XML (Extension Mark-up Language) ในชื่อของภาษา SCL (Substation Configuration Language) รูปแบบการสื่อสาร IEC61850 จะใช้ Ethernet อย่างเดียวสำหรับการส่งข้อมูลแบบวิกฤตเช่น

MMS ข้อมูลสถานะในสถานีย่อยที่ถูกใช้เพื่อการมอนิเตอร์และควบคุมที่สามารถรอได้ในระดับวินาทีมักจะใช้โปรโตคอล MMS

GOOSE ข้อมูลที่สำคัญ เช่น สัญญาณควบคุม และสัญญาณเตือนสำหรับฟังก์ชั่นวิกฤติที่ต้องการทันทีทันใดจะถูกส่งด้วยโปรโตคอล GOOSE

2.8.1. ส่วนประกอบของ IEC 61850

IEC 61850 ครอบคลุมมาตรฐานของอุปกรณ์ไม่ว่าจะเป็นจำพวกฮาร์ดแวร์ ซอฟแวร์เข้าด้วยกันโดยที่ดังกล่าวนี้ขั้นต้นในการดำเนินของการติดตั้งฮาร์ดแวร์ในมาตรฐานของ IEC 61850 มีหลายประเภท เช่น Intelligent Electronic Devices (IED), RTU (Remote Terminal Unit), Protocols, Fiber Optic Cable, รีเลย์, Breaker ทางด้านซอฟแวร์ (Software) ซอฟแวร์จะเกี่ยวข้องกับการเขียนโปรแกรมให้กับฮาร์ดแวร์ เพื่อให้สั่งงาน ภาษาเขียนที่เรียกว่า SCL (Substation Controllable Language) เพื่อควบคุมระหว่างสถานีไฟฟ้ากับอุปกรณ์ฮาร์ดแวร์



รูปที่ 2.39 แสดงตัวอย่างความสัมพันธ์ระหว่าง MMS, GOOSE และ SMV

บทที่ 3
การออกแบบระบบตรวจสอบและควบคุมระยะไกลสำหรับสถานีไฟฟ้าย่อยหนุมาน

ในการออกแบบการออกแบบระบบตรวจสอบและควบคุมระยะไกลสำหรับสถานีไฟฟ้าย่อยหนุมานนั้นจะตองศึกษากระบวนการให้เขาใจว่ามีขั้นตอนการทำงานอย่างไร อุปกรณ์ที่เกี่ยวของแต่ละชนิดมีคุณสมบัติและข้อจำกัดใดบ้าง เพื่อให้สามารถออกแบบระบบได้อย่างถูกต้องและเหมาะสม โดยมีการทดลองฟังก์ชันการทำงานของระบบด้วยการเทสจากตู้คอนโทรล ตรวจสอบและแก้ไขให้ทำงานถูกต้องและแสดงผลได้ตรงตามความตองการของลูกค้า ซึ่งวิธีการดำเนินงานดังกล่าวสามารถแบ่งเป็นขั้นตอน ได้ดังนี้

ในส่วนของวิธีการดำเนินงานนั้นจะแบ่งออกเป็น 4 ส่วนหลัก ดังนี้

3.1) สร้างและวิเคราะห์ชุดข้อมูล

3.2) ออกแบบแอปพลิเคชันกราฟฟิก

3.3) ระบบการสื่อสาร

3.4) การทดสอบการทำงาน ณ โรงงาน (Pre-Factory Acceptance Test)

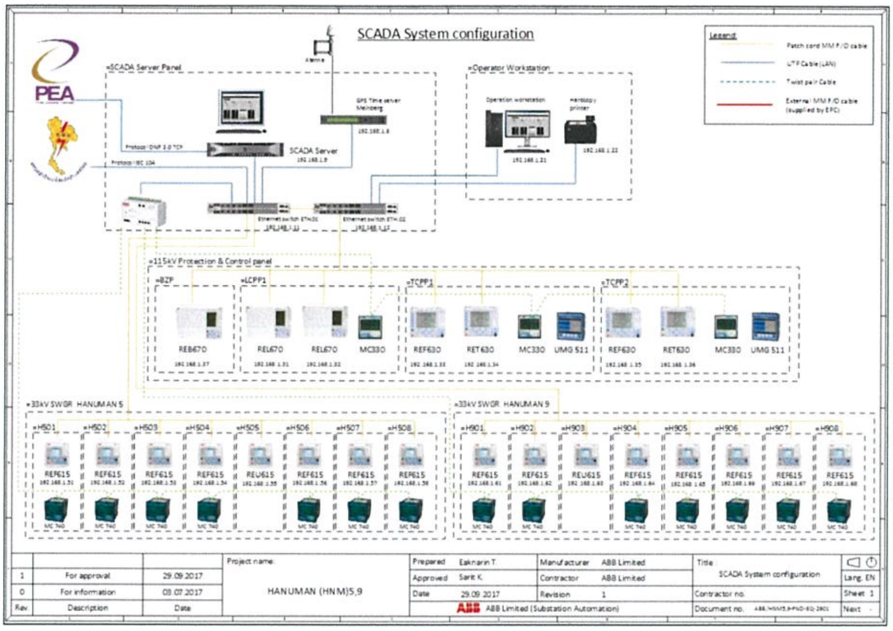
3.1) สร้างและวิเคราะห์ชุดข้อมูล

ในหัวข้อนี้จะกล่าวถึงขั้นตอนการวิเคราะห์และสร้างข้อมูลที่จำเป็นในการออกแบบระบบเพื่อนำไปใช้ในส่วนต่อไป

3.1.1) ออกแบบ System Configuration

เพื่อให้ทราบถึงการเชื่อมต่อของอุปกรณ์โดยภาพรวมของระบบอัตโนมัติทั้งหมด และช่วยให้ง่ายต่อการวิเคราะห์ เนื่องจากมีการแบ่งเป็นส่วนๆไว้ โดยจะแบ่งออกเป็น

1. SCADA Server Panel เป็นส่วนแสดงผลและสั่งการที่อยู่ในตู้คอนโทรล
2. Work Station เป็นส่วนที่ผู้ปฏิบัติการสามารถสังเกตและสั่งการได้ โดยส่วนมากจะอยู่ในห้องควบคุม สามารถสั่งการไปที่ Server Panel ได้
3. 115kV Protection & Control Panel คือส่วนควบคุมอุปกรณ์ป้องกันหรือรีเลย์ของเบย์ 115kV
4. 33kV Switchgear คือส่วนควบคุมอุปกรณ์ป้องกันหรือรีเลย์ของเบย์ 33kV

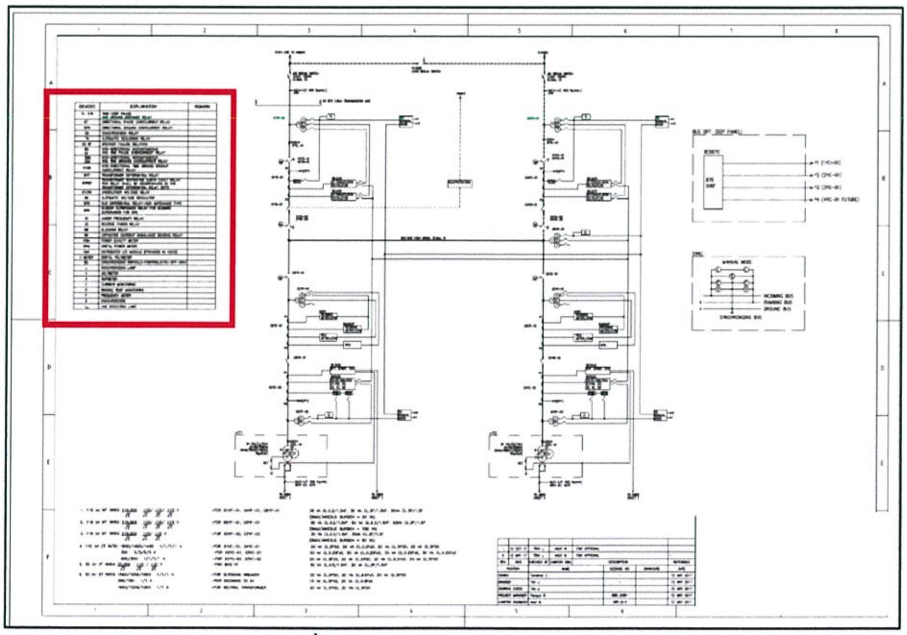


รูปที่ 3.1 System Configuration sub59

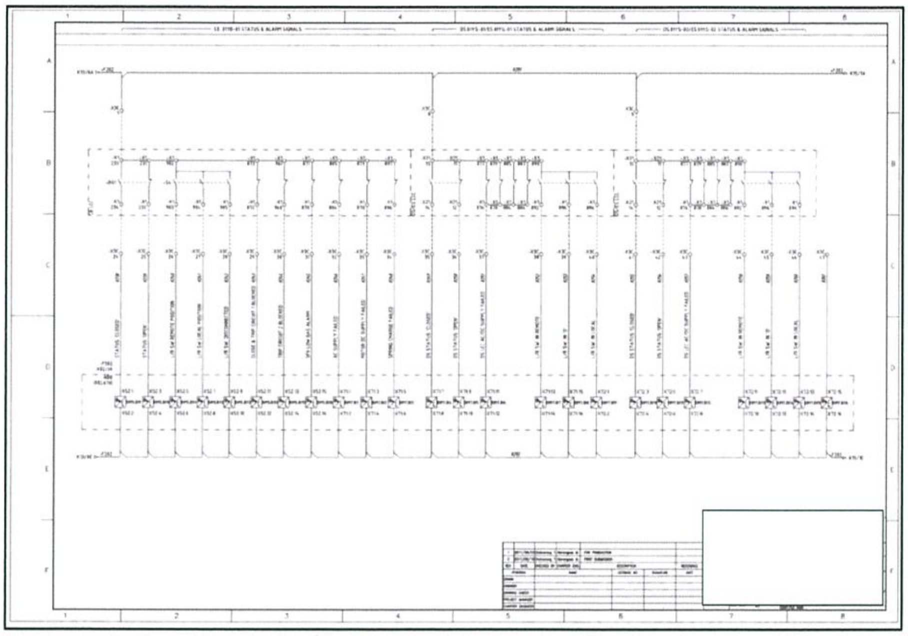
3.1.2) จัดทำและกำหนดรายชื่อวัตถุในระบบ (Process objects)

สามารถดูได้จากแผนภาพเส้นเดียว (Single Line Diagram) หรือ แบบตู้ 115kV 33kV โดย สถานะแจ้งเตือน (Status alarm) และ ชุดคำสั่ง (Command point) ดูได้จาก Binary input ในเอกสาร ส่วนฟังก์ชันป้องกันกำหนดได้จากฟังก์ชันการป้องกันของรีเลย์แต่ละชนิด

โดยฟังก์ชันการป้องกันสามารถสังเกตได้จากรูปที่ 3.2 และ Binary Input สำหรับพารามิเตอร์ตัวอื่น ๆ สังเกตได้จากรูปที่ 3.3



รูปที่ 3.2 Single Line Diagram



รูปที่ 3.3 Single Line Diagram

ทำการกำหนด IP Address สำหรับแต่ละอุปกรณ์ให้แตกต่างกันเพื่อใช้ในการติดต่อสื่อสารในระบบและกำหนดวัตถุในระบบ (Process objects) ดังภาพที่ 3.4 และ 3.5

ABB

Project:	HANUMAN 6.9 SUBSTATION	Prepared by:
Contract:	TH-68417017	
Doc. Title:	Communication System I/O list	
Doc. No.	ABB-HNM5.9-PNC-EQ-2905	Verified by:
Date:		
Remark:	R0	

Item | Title | Rev | Sheets

Main Substation

Type : 115kV

	Station	Bay	Description	LN	IED no 1	IP addr	UN	Technical Key	IED no 2	IP addr	UN	Technical Key	IED no 3	IP addr	UN	Technical Key
1	HNM5_9	LCPP1	115kV Incoming line	E01	REL670	192.168.1.31	31	AA1E1Q01A1	REL670	192.168.1.32	32	AA1E1Q01A2				
2	HNM5_9	TCPP1	115kV to Power Transformer	E02	RET630	192.168.1.33	33	AA1E1Q02A1	REF630	192.168.1.34	34	AA1E1Q02A2				
2	HNM5_9	TCPP2	115kV to Power Transformer	E03	RET630	192.168.1.35	35	AA1E1Q03A1	REF630	192.168.1.36	36	AA1E1Q03A2				
3	HNM5_9	BZP	115kV BUS	E04	REB670	192.168.1.37	37	AA1E1Q04A1								

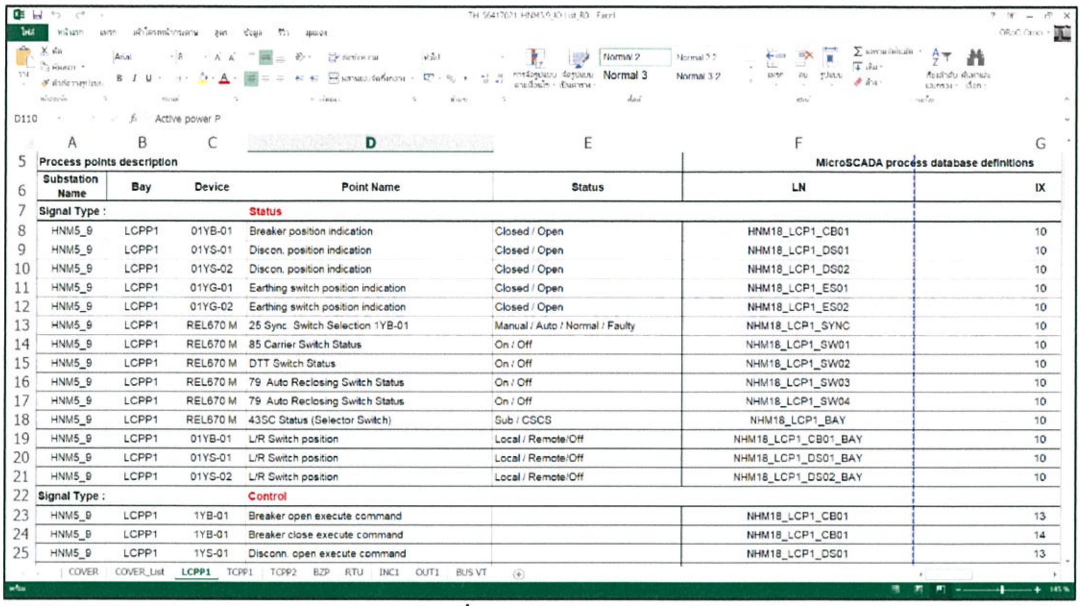
Item | Title | Rev | Sheets

Main Substation

Type : 22kV

	Station	Bay	Description	LN	IED no 1	IP addr.	UN	Technical Key	IED no 2	IP addr.	UN	Technical Key	IED no 3	IP addr.	UN	Technical Key
1	HNM5_9	H501-INC1	Incoming 1	H501	REF615	192.168.1.51	51	AA1H1Q01A1								
2	HNM5_9	H102-INC2	Incoming 2	H102	REF615	192.168.1.52	52	AA1H1Q02A1								
3	HNM5_9	H605-BUSVT	BUS VT	H605	REU615	192.168.1.53	53	AA1H1Q03A1								
4	HNM5_9	H104-INC3	Incoming 3	H104	REF615	192.168.1.54	54	AA1H1Q04A1								
5	HNM5_9	H604-OUT1	Outgoing 1	H504	REF615	192.168.1.55	55	AA1H1Q05A1								
6	HNM5_9	H106-INC4	Incoming 4	H106	REF615	192.168.1.56	56	AA1H1Q06A1								
7	HNM5_9	H107-INC5	Incoming 5	H107	REF615	192.168.1.57	57	AA1H1Q07A1								
8	HNM5_9	H108-SPARE	Spare	H108	REF615	192.168.1.58	58	AA1H1Q08A1								
9	HNM5_9	H801-INC1	Incoming 1	H801	REF615	192.168.1.61	61	AA1H2Q01A1								
10	HNM5_9	H801-INC2	Incoming 2	H802	REF615	192.168.1.62	62	AA1H2Q02A1								
11	HNM5_9	H801-INC3	Incoming 3	H803	REF615	192.168.1.63	63	AA1H2Q03A1								
12	HNM5_9	H804-OUT2	Outgoing 2	H804	REF615	192.168.1.64	64	AA1H2Q04A1								
13	HNM5_9	H805-BUSVT	BUS VT	H805	REU615	192.168.1.65	65	AA1H2Q05A1								
14	HNM5_9	H806-INC4	Incoming 4	H806	REF615	192.168.1.66	66	AA1H2Q06A1								
15	HNM5_9	H807-INC5	Incoming 5	H807	REF615	192.168.1.67	67	AA1H2Q07A1								
16	HNM5_9	H808-INC6	Incoming 6	H808	REF615	192.168.1.68	68	AA1H2Q08A1								

รูปที่ 3.4 กำหนด IP Address และ Technical Key

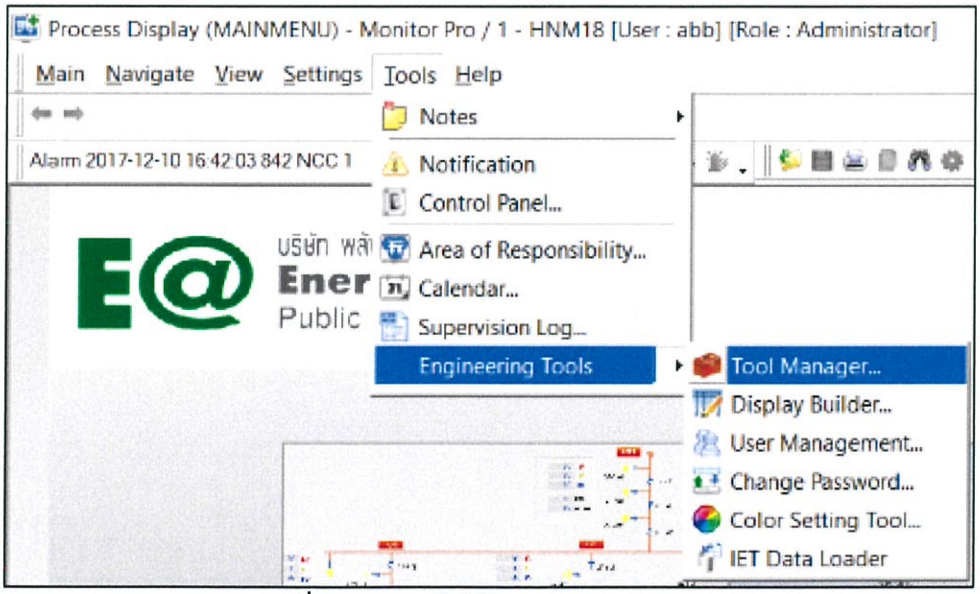


	A	B	C	D	E	F	G
5	Process points description					MicroSCADA process database definitions	
6	Substation Name	Bay	Device	Point Name	Status	LN	IX
7	Signal Type :			Status			
8	HNM5_9	LCPP1	01YB-01	Breaker position indication	Closed / Open	HNM18_LCP1_CB01	10
9	HNM5_9	LCPP1	01YS-01	Discon. position indication	Closed / Open	NHM18_LCP1_DS01	10
10	HNM5_9	LCPP1	01YS-02	Discon. position indication	Closed / Open	NHM18_LCP1_DS02	10
11	HNM5_9	LCPP1	01YG-01	Earthing switch position indication	Closed / Open	NHM18_LCP1_ES01	10
12	HNM5_9	LCPP1	01YG-02	Earthing switch position indication	Closed / Open	NHM18_LCP1_ES02	10
13	HNM5_9	LCPP1	REL670 M	25 Sync. Switch Selection 1YB-01	Manual / Auto / Normal / Faulty	NHM18_LCP1_SYNC	10
14	HNM5_9	LCPP1	REL670 M	85 Carrier Switch Status	On / Off	NHM18_LCP1_SW01	10
15	HNM5_9	LCPP1	REL670 M	DTT Switch Status	On / Off	NHM18_LCP1_SW02	10
16	HNM5_9	LCPP1	REL670 M	79 Auto Reclosing Switch Status	On / Off	NHM18_LCP1_SW03	10
17	HNM5_9	LCPP1	REL670 M	79 Auto Reclosing Switch Status	On / Off	NHM18_LCP1_SW04	10
18	HNM5_9	LCPP1	REL670 M	43SC Status (Selector Switch)	Sub / CSCS	NHM18_LCP1_BAY	10
19	HNM5_9	LCPP1	01YB-01	L/R Switch position	Local / Remote/Off	NHM18_LCP1_CB01_BAY	10
20	HNM5_9	LCPP1	01YS-01	L/R Switch position	Local / Remote/Off	NHM18_LCP1_DS01_BAY	10
21	HNM5_9	LCPP1	01YS-02	L/R Switch position	Local / Remote/Off	NHM18_LCP1_DS02_BAY	10
22	Signal Type :			Control			
23	HNM5_9	LCPP1	1YB-01	Breaker open execute command		NHM18_LCP1_CB01	13
24	HNM5_9	LCPP1	1YB-01	Breaker close execute command		NHM18_LCP1_CB01	14
25	HNM5_9	LCPP1	1YS-01	Disconn. open execute command		NHM18_LCP1_DS01	13

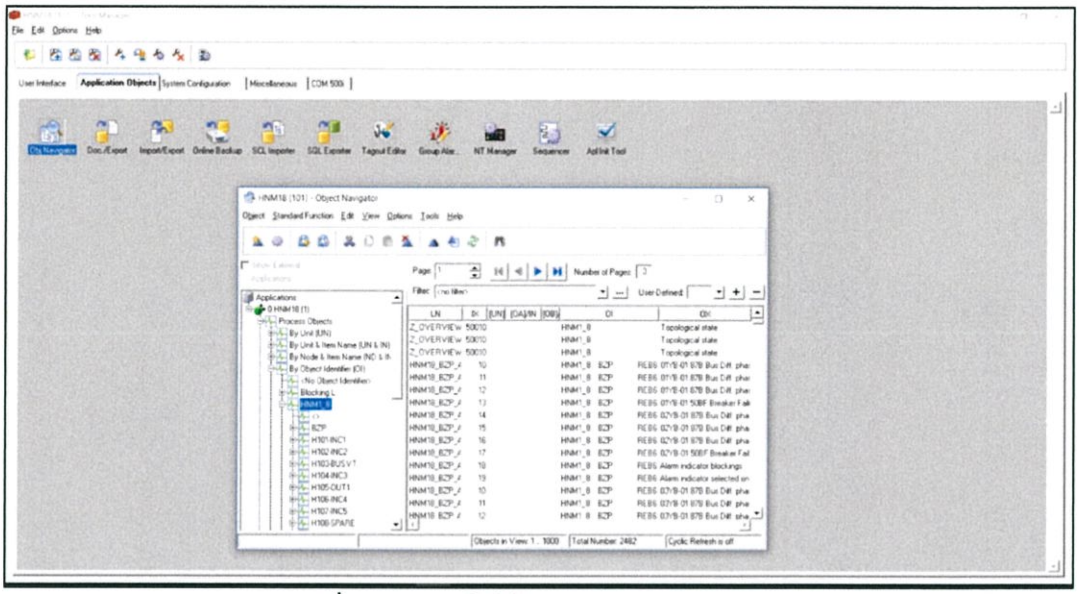
รูปที่ 3.5 กำหนดวัตถุ

3.2) ออกแบบแอปพลิเคชันกราฟฟิก

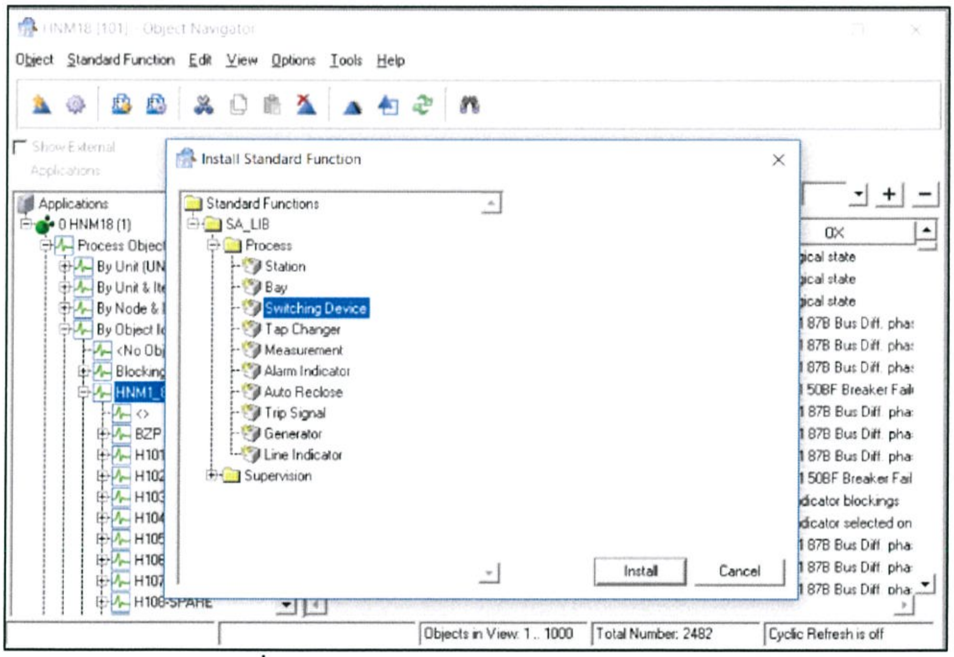
การออกแบบแอปพลิเคชันกราฟฟิกจะเป็นการนำวัตถุ (Process Object) มาใส่ในโปรแกรม MicroSCADA SYS600 รวมทั้งออกแบบกราฟฟิกแสดงผลในส่วนต่าง ๆ ของระบบ โดยเข้าไปที่ฟังก์ชัน Engineering Tools > Tool Manager > Application Objects > Object Navigator



รูปที่ 3.6 การเข้าใช้งาน Tool Manager

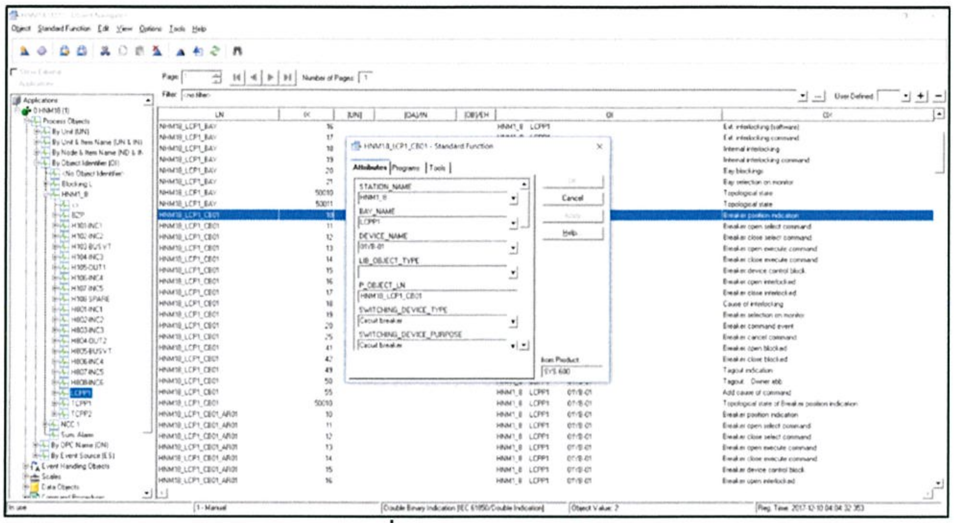


รูปที่ 3.7 การเข้าใช้งาน Object Navigator



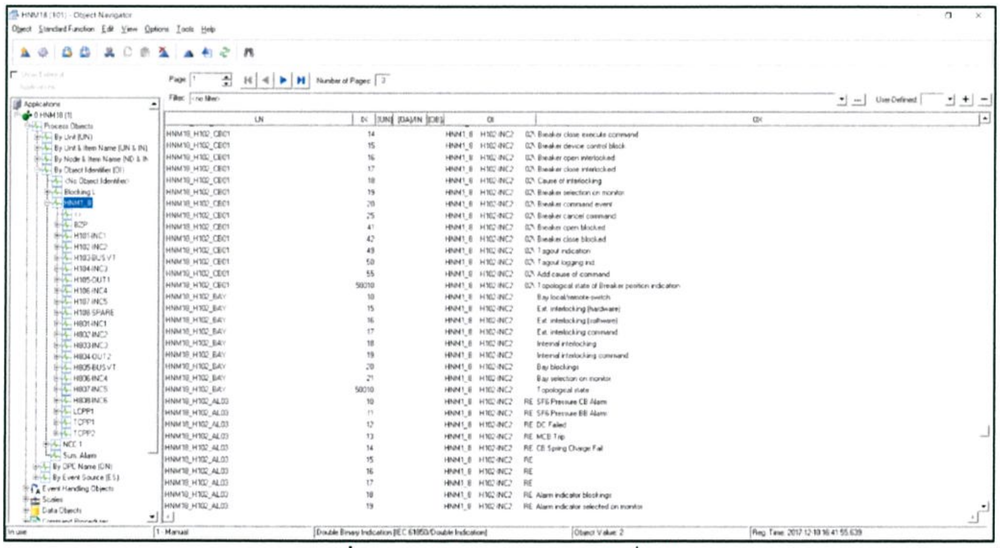
รูปที่ 3.8 การเข้าใช้งาน Standard Function

สำหรับการสร้างวัตถุจะทำการสร้างผ่าน Standard Function และสามารถเลือกชนิดของฟังก์ชันที่เราจะสร้างได้ ดังรูปที่ 3.8



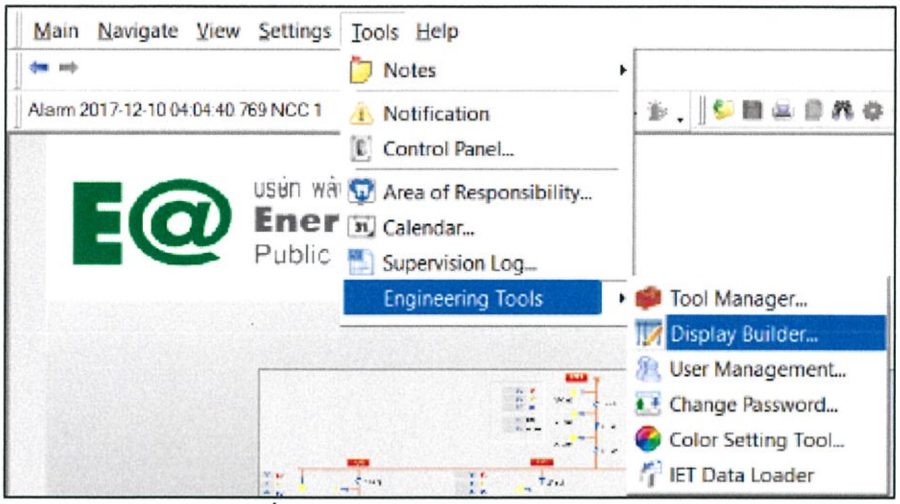
รูปที่ 3.9 การสร้างวัตถุ

เมื่อสร้างเสร็จจะได้ข้อมูลทั้งหมดดังนี้



รูปที่ 3.10 วัตถุและอุปกรณ์ที่สร้าง

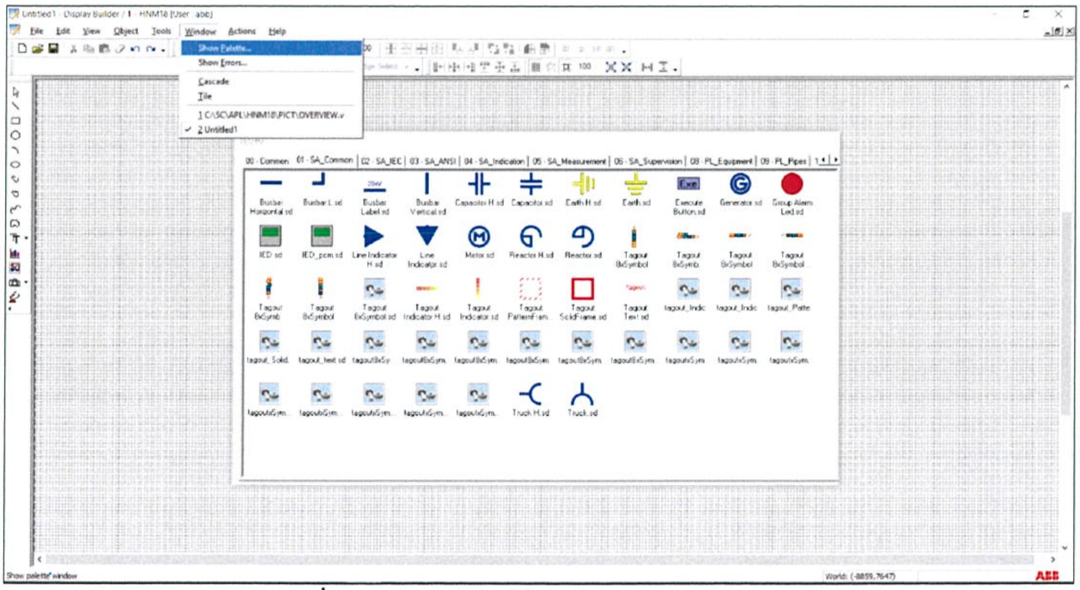
เมื่อสร้างข้อมูลครบตามแบบแล้วและส่วนต่อไปที่จะทำการสร้างคือหน้าจอแสดงผล (Screen Display) โดยจะสร้างได้จากฟังก์ชัน Display Builder ดังรูปที่ 3.11 ซึ่งจะเป็นการนำวัตถุที่เราได้สร้างไว้ก่อนหน้า มาแสดงผลสถานะต่าง ๆที่หน้าจอ



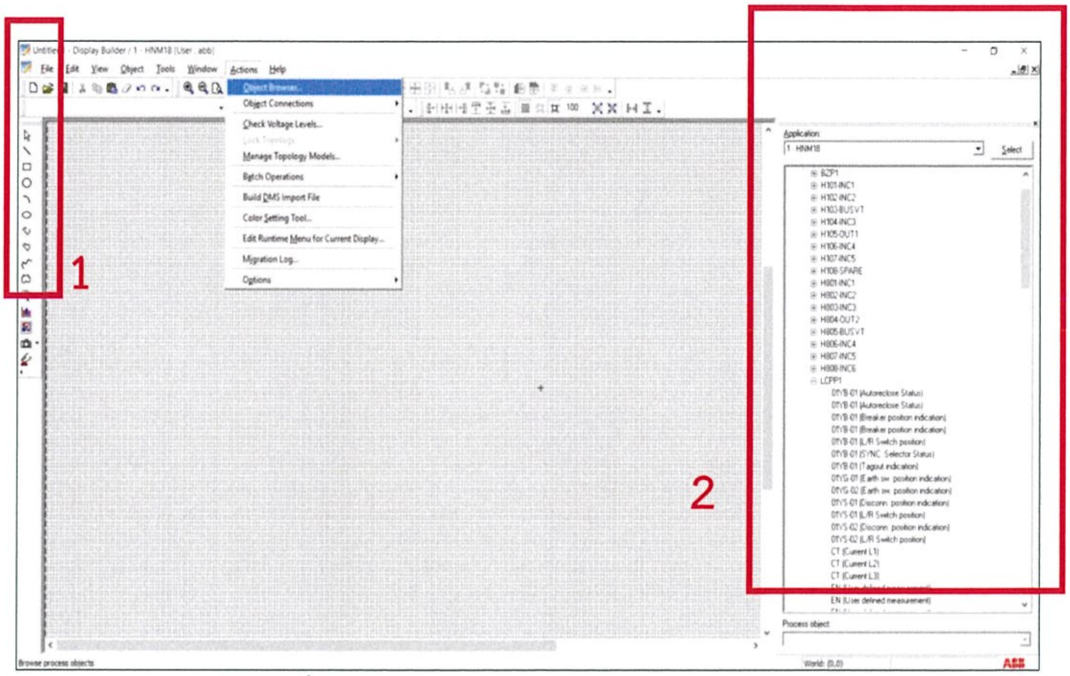
รูปที่ 3.11 การเข้าใช้ Display Builder

การนำวัตถุมาแสดงผลที่หน้าจอนั้นสามารถทำได้ 2 วิธีคือ

1. การนำเข้าอุปกรณ์พื้นฐาน คือ อุปกรณ์ที่มีอยู่แล้วโปรแกรม MicroSCADA เช่น บัสบาร์ หม้อแปลง สายไฟ สามารถใช้งานได้จากฟังก์ชัน Show palette ดังรูปที่ 3.12
2. การนำเข้าอุปกรณ์จากวัตถุที่เราสร้างขึ้น คือ อุปกรณ์ที่เราสร้างขึ้นมาจากข้อมูลในเอกสารต่าง ๆ สามารถเรียกใช้งานได้จากฟังก์ชัน Object Browser ดังรูปที่ 3.13



รูปที่ 3.12 การเรียกใช้ฟังก์ชัน Show Palette



รูปที่ 3.13 การเรียกใช้ฟังก์ชัน Object Browser

[1] เป็นเครื่องมือสำหรับวาดรูปร่างต่าง ๆ และ เพิ่มรูปภาพ

[2] เป็นเครื่องมือสำหรับนำเข้าวัตถุอุปกรณ์ที่เราสร้างไว้มาที่หน้า Display Builder

3.3) ระบบการสื่อสาร

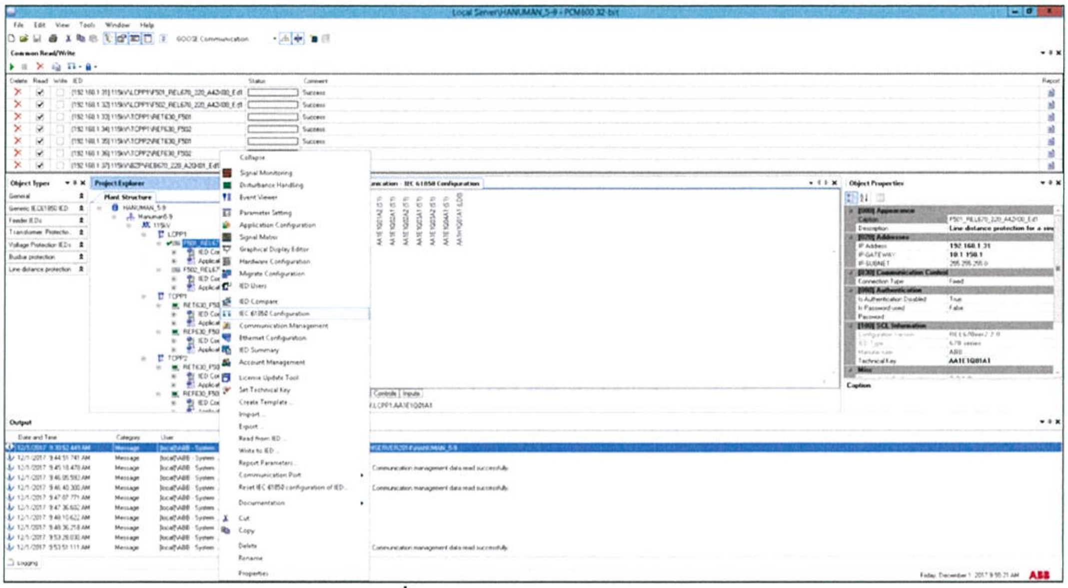
ในขั้นตอนนี้จะเป็นการทำการติดต่อสื่อสารของอุปกรณ์แต่ละชนิดภายในระบบโดยผ่านโปรโตคอล ไออีซี 61850 โดยจะเป็นการสื่อสารระหว่างอุปกรณ์กับอุปกรณ์ หรือ อุปกรณ์กับสกาดา

โดยจะมีแบ่งออกเป็น 4 ส่วนหลักๆ ดังนี้

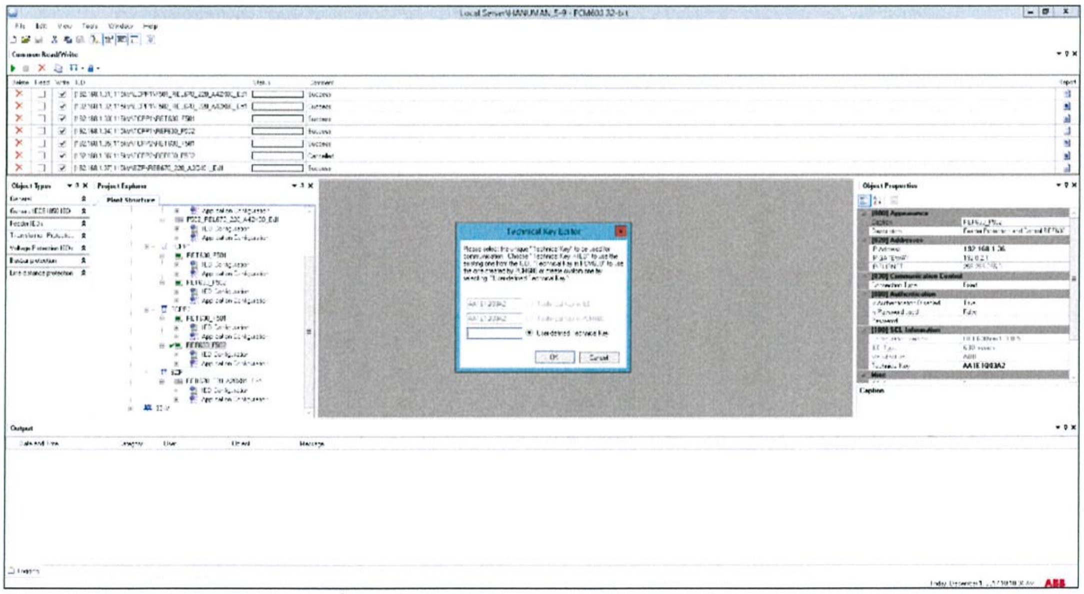
1. PCM600 ใช้สำหรับตั้งค่าต่าง ๆให้รีเลย์ และ Export ไฟล์ .SCD เพื่อใช้ใน CET
2. CET (Communication Engineering Tool) ใช้นำเข้าไฟล์ .SCD เพื่อเช็คสถานะของรีเลย์และทำการรวมโปรโตคอลไออีซี 61850 ให้เป็น 61850 OPC Server
3. OPC Process Object List Tool ใช้กรอกแอดเดรสแบบอัตโนมัติให้วัตถุใน Process Object เพื่อใช้ในโปรแกรม External OPC
4. External OPC Data Access Client Configuration Tool (External OPC) เป็นส่วนตั้งค่า Client-Server เพื่อเชื่อมต่อกับ HMI ให้สามารถติดต่อสื่อสารกับ Server และแสดงผลที่หน้าจอได้

ส่วนที่ 1. PCM600 จะได้ดังนี้

จะเป็นการตั้งค่าต่าง ๆให้รีเลย์ เช่น ทำการกำหนดไอพีแอดเดรส กำหนด technical key ให้ตรงตามที่เราออกแบบไว้ และกำหนดแอดเดรสของวัตถุตรงกันกับรีเลย์ ซึ่งโดยส่วนมากจะมีการกำหนดมาจากโรงงานให้แล้ว

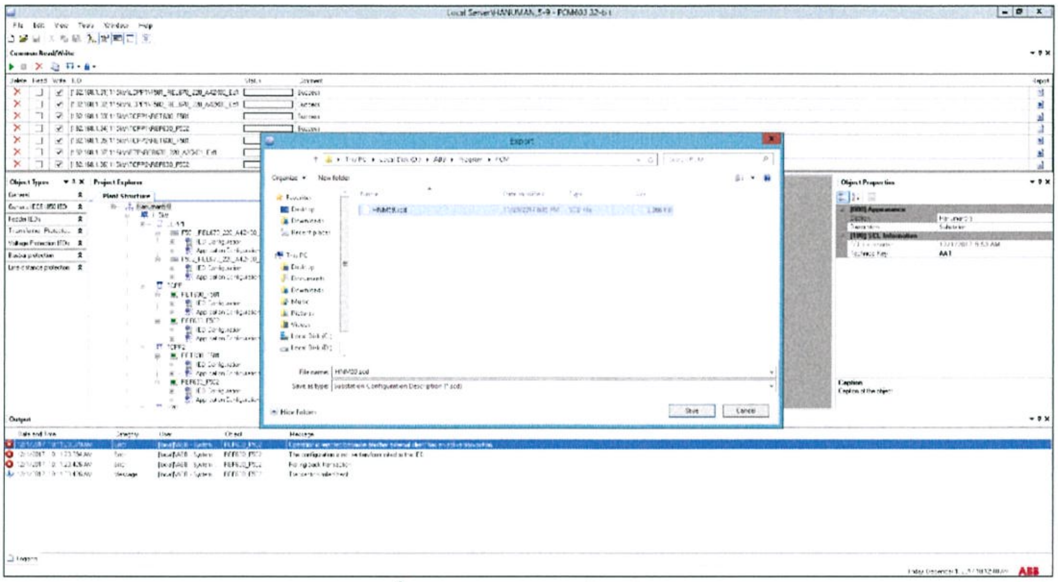


รูปที่ 3.14 โปรแกรม PCM600



รูปที่ 3.15 กำหนด Technical key ให้รีเลย์

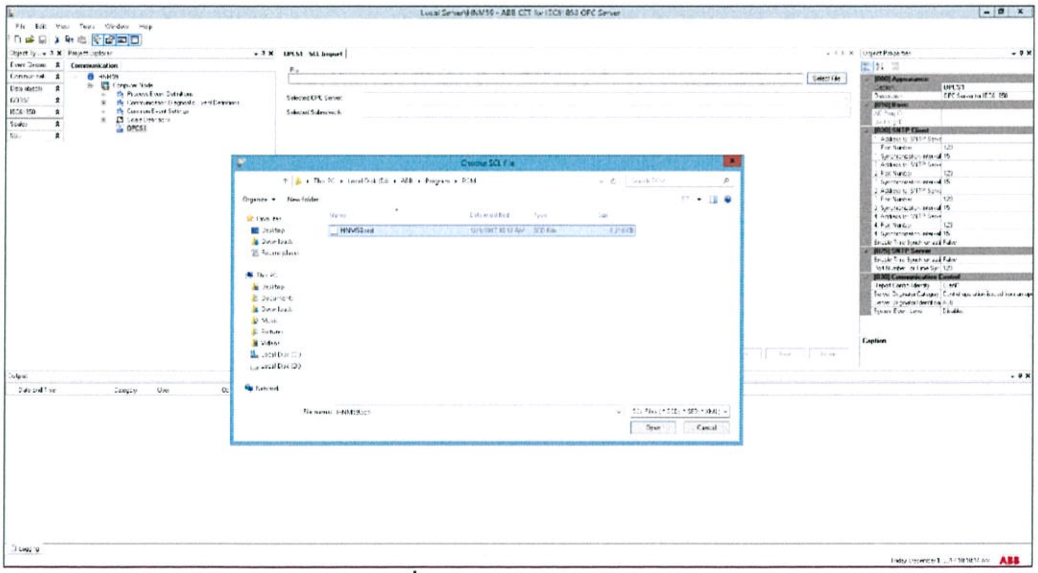
เมื่อทำการกำหนดตั้งค่าให้รีเลย์เสร็จสิ้นแล้ว ก็จะทำการเขียนค่าทั้งหมดลงไปในตัวรีเลย์ และทำการบันทึกไฟล์ .SCD เพื่อให้ในขั้นตอนต่อไป



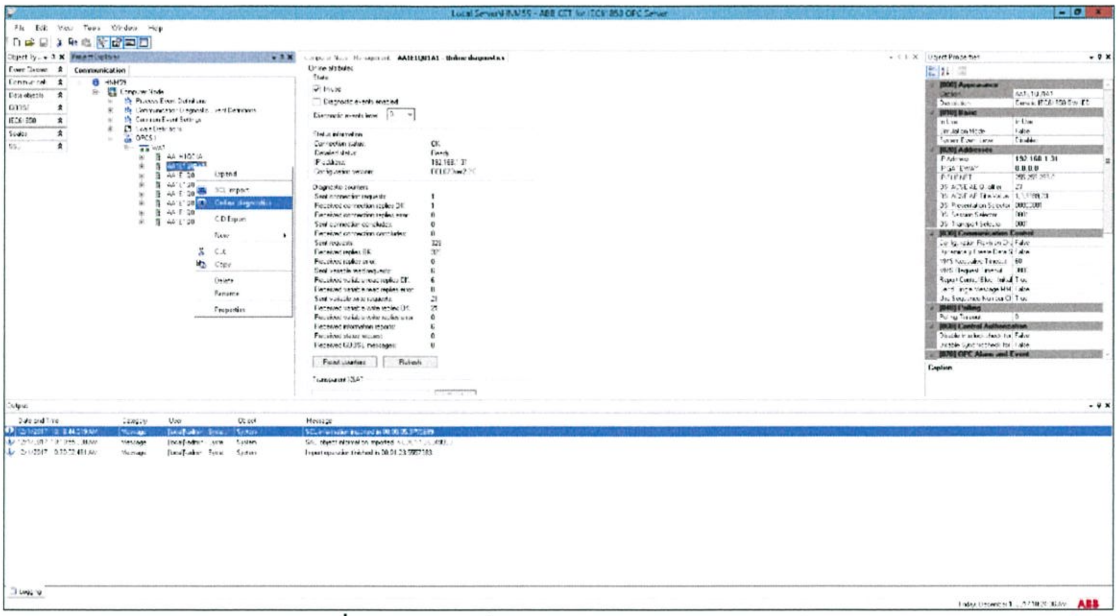
รูปที่ 3.16 การบันทึกไฟล์ .SCD

ส่วนที่ 2 CET (Communication Engineering Tool) จะได้ดังนี้

นำเข้าไฟล์ .SCD ที่ได้จากโปรแกรม PCM600 ทำการอัปโหลดไปที่รีเลย์และเช็คสถานะการทำงานว่ารีเลย์ทำงานหรือไม่



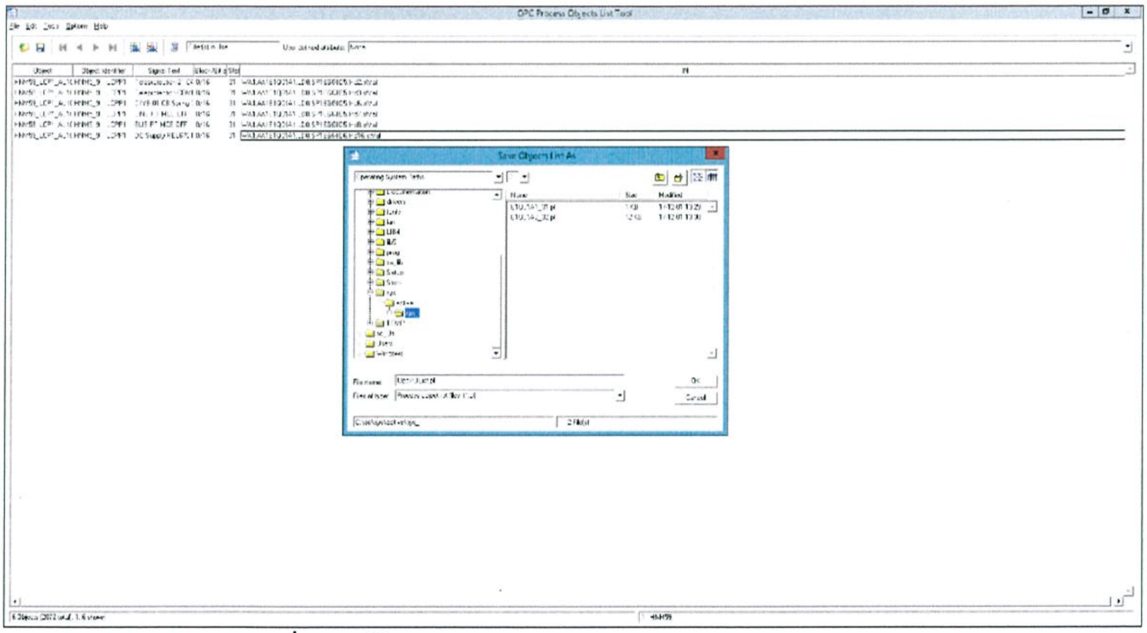
รูปที่ 3.17 นำเข้าไฟล์ SCD



รูปที่ 3.18 การเช็คสถานะการทำงานของรีเลย์

ส่วนที่ 3 OPC Process Object List Tool (OPC PO List) จะได้ดังนี้

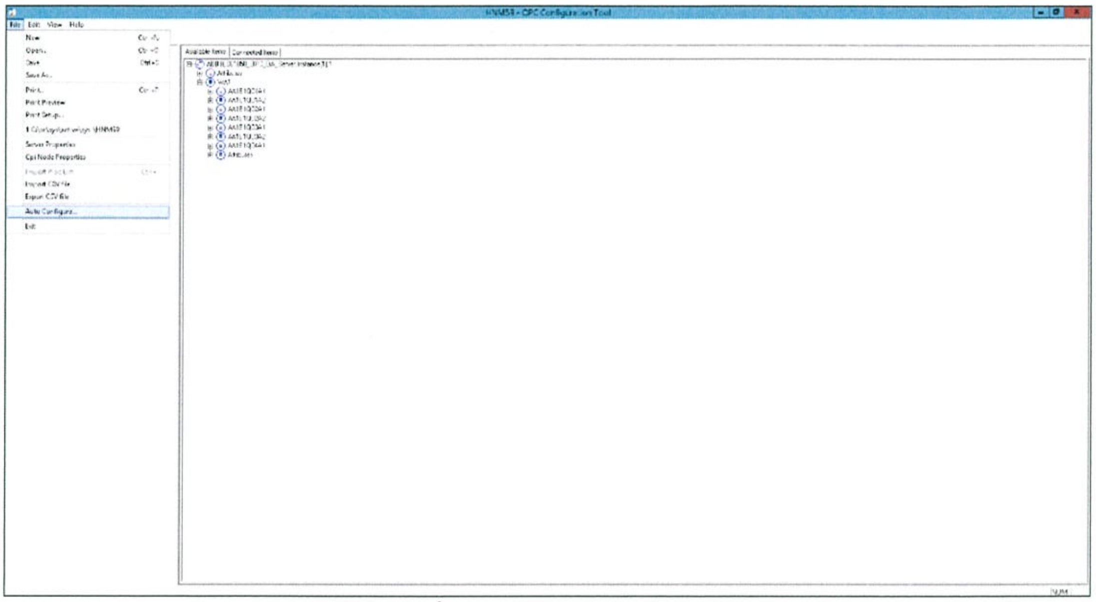
ใช้สร้างรายการแอดเดรสของวัตถุ เพื่อใช้ในโปรแกรม External OPC โดยไฟล์ที่ได้จะเป็นไฟล์ .PL สำหรับใช้ในโปรแกรม External OPC



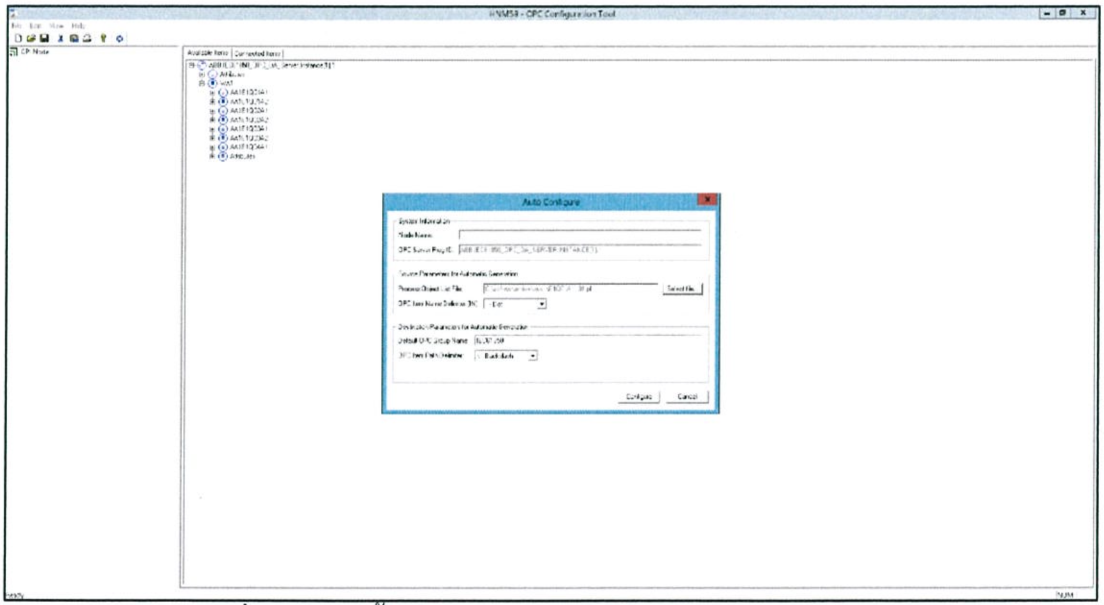
รูปที่ 3.19 โปรแกรม OPC Process Object List Tool

ส่วนที่ 4 External OPC Data Access Client Configuration Tool (External OPC) จะได้ดังนี้

นำไฟล์ .PL ที่ได้จากโปรแกรม OPC PO List มาตั้งค่า Client-Server ให้สามารถแสดงผลค่าและสถานะการทำงานต่าง ๆ ที่หน้าจอแสดงผลได้ โดยตัวโปรแกรมจะทำการตั้งค่าโดยอัตโนมัติ



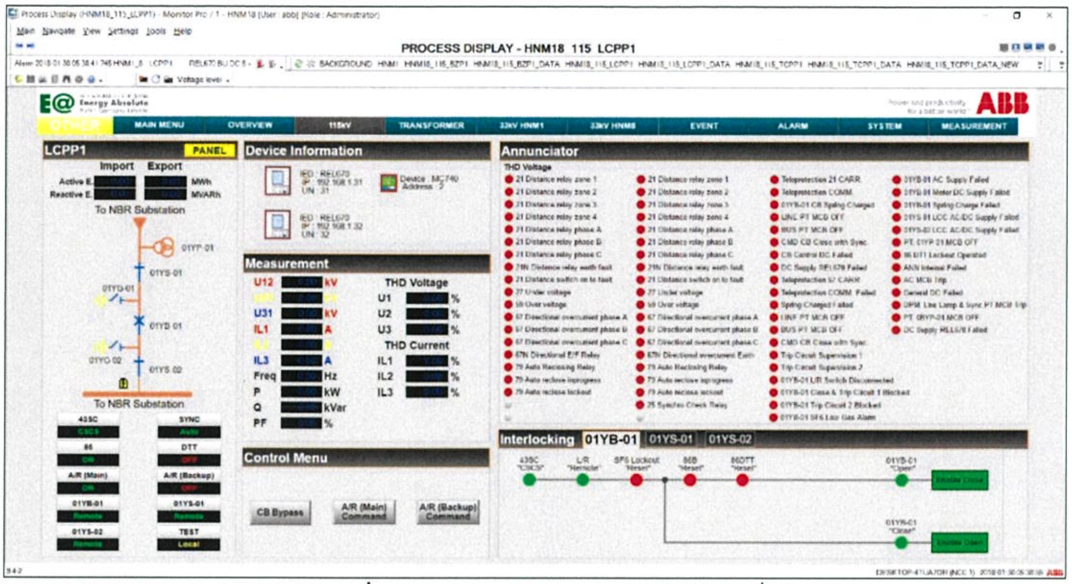
รูปที่ 3.20 โปรแกรม External OPC



รูปที่ 3.21 การตั้งค่า OPC Client-Server ด้วยโปรแกรม External OPC

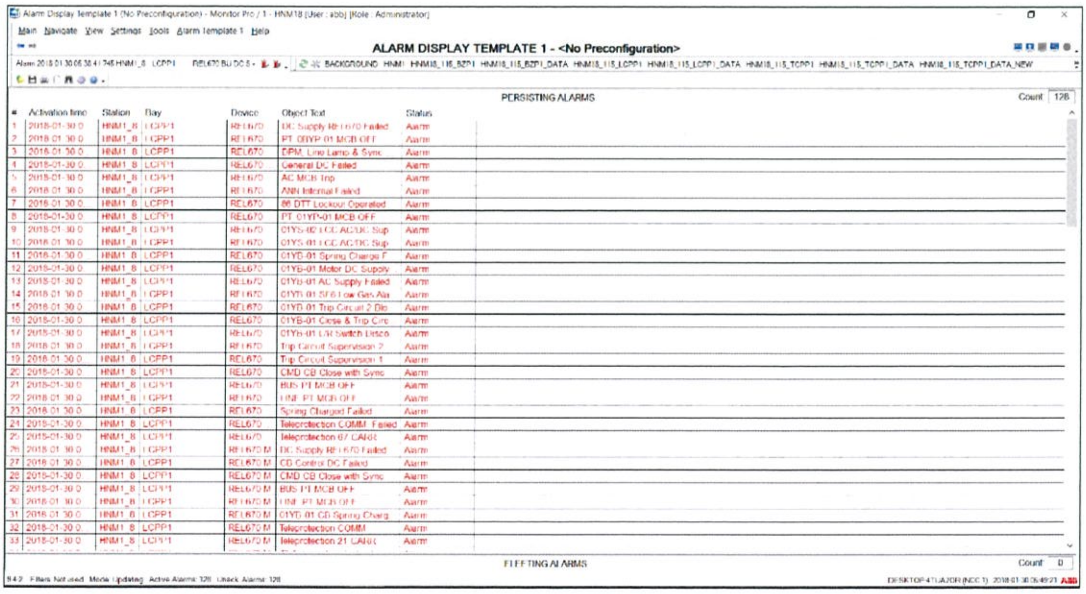
3.4) การทดสอบการทำงาน ณ โรงงาน (Pre-Factory Acceptance Test)

ทำการจำลองการเกิดความผิดพลาด ณ โรงไฟฟ้าเพื่อดูการแสดงผลและการแจ้งเตือนที่หน้าจอ และสังเกตการเปลี่ยนแปลง โดยการใส่ค่า Binary input ให้แต่ละอุปกรณ์เกิดการทำงานและแจ้งเตือนสัญญาณไฟ

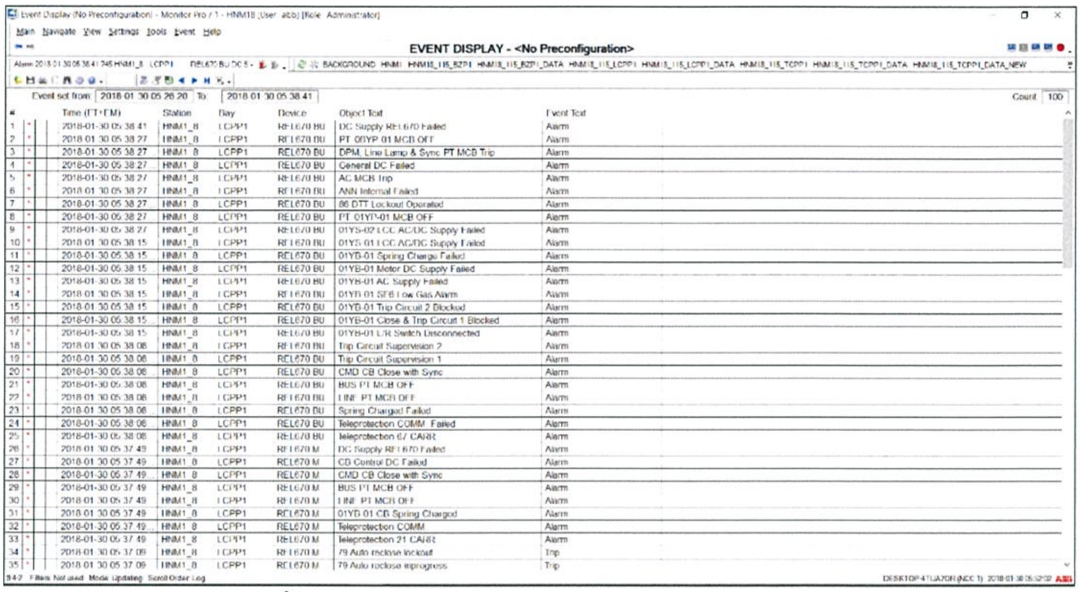


รูปที่ 3.22 ทำการทดสอบการแสดงผลที่หน้าจอ

จากนั้นสังเกตที่หน้ารายการแจ้งเตือนและหน้าแสดงช่วงเวลาเกิดเหตุการณ์ (Alarm and Event display)



รูปที่ 3.23 หน้ารายการแจ้งเตือน (Alarm display)



#	Time (FT+FM)	Station	Bay	Device	Object Text	Event Text
1	2018-01-30 05:38:41	HNM1_8	LCPP1	REL670 BU	DC Supply REL670 Failed	Alarm
2	2018-01-30 05:38:27	HNM1_8	LCPP1	REL670 BU	PT 08YP 01 MCB OFF	Alarm
3	2018-01-30 05:38:27	HNM1_8	LCPP1	REL670 BU	DPM, Line Lamp & Sync PT MCB Trip	Alarm
4	2018-01-30 05:38:27	HNM1_8	LCPP1	REL670 BU	General DC Failed	Alarm
5	2018-01-30 05:38:27	HNM1_8	LCPP1	REL670 BU	AC MCB Trip	Alarm
6	2018-01-30 05:38:27	HNM1_8	LCPP1	REL670 BU	ANN Internal Failed	Alarm
7	2018-01-30 05:38:27	HNM1_8	LCPP1	REL670 BU	86 DTT Lockout Operated	Alarm
8	2018-01-30 05:38:27	HNM1_8	LCPP1	REL670 BU	PT 01YP-01 MCB OFF	Alarm
9	2018-01-30 05:38:27	HNM1_8	LCPP1	REL670 BU	01YS-02 LCC AC/DC Supply Failed	Alarm
10	2018-01-30 05:38:15	HNM1_8	LCPP1	REL670 BU	01YS-01 LCC AC/DC Supply Failed	Alarm
11	2018-01-30 05:38:15	HNM1_8	LCPP1	REL670 BU	01YB-01 Spring Charge Failed	Alarm
12	2018-01-30 05:38:15	HNM1_8	LCPP1	REL670 BU	01YB-01 Motor DC Supply Failed	Alarm
13	2018-01-30 05:38:15	HNM1_8	LCPP1	REL670 BU	01YB-01 AC Supply Failed	Alarm
14	2018-01-30 05:38:15	HNM1_8	LCPP1	REL670 BU	01YB-01 SF6 Low Gas Alarm	Alarm
15	2018-01-30 05:38:15	HNM1_8	LCPP1	REL670 BU	01YB-01 Trip Circuit 2 Blocked	Alarm
16	2018-01-30 05:38:15	HNM1_8	LCPP1	REL670 BU	01YB-01 Close & Trip Circuit 1 Blocked	Alarm
17	2018-01-30 05:38:15	HNM1_8	LCPP1	REL670 BU	01YB-01 L/R Switch Disconnected	Alarm
18	2018-01-30 05:38:08	HNM1_8	LCPP1	REL670 BU	Trip Circuit Supervision 2	Alarm
19	2018-01-30 05:38:08	HNM1_8	LCPP1	REL670 BU	Trip Circuit Supervision 1	Alarm
20	2018-01-30 05:38:08	HNM1_8	LCPP1	REL670 BU	CMD CB Close with Sync	Alarm
21	2018-01-30 05:38:08	HNM1_8	LCPP1	REL670 BU	BUS PT MCB OFF	Alarm
22	2018-01-30 05:38:08	HNM1_8	LCPP1	REL670 BU	LINE PT MCB OFF	Alarm
23	2018-01-30 05:38:08	HNM1_8	LCPP1	REL670 BU	Spring Charged Failed	Alarm
24	2018-01-30 05:38:08	HNM1_8	LCPP1	REL670 BU	Teleprotection COMM. Failed	Alarm
25	2018-01-30 05:38:08	HNM1_8	LCPP1	REL670 BU	Teleprotection 67 CARR	Alarm
26	2018-01-30 05:37:49	HNM1_8	LCPP1	REL670 M	DC Supply REL670 Failed	Alarm
27	2018-01-30 05:37:49	HNM1_8	LCPP1	REL670 M	CB Control DC Failed	Alarm
28	2018-01-30 05:37:49	HNM1_8	LCPP1	REL670 M	CMD CB Close with Sync	Alarm
29	2018-01-30 05:37:49	HNM1_8	LCPP1	REL670 M	BUS PT MCB OFF	Alarm
30	2018-01-30 05:37:49	HNM1_8	LCPP1	REL670 M	LINE PT MCB OFF	Alarm
31	2018-01-30 05:37:49	HNM1_8	LCPP1	REL670 M	01YB-01 CB Spring Charged	Alarm
32	2018-01-30 05:37:49	HNM1_8	LCPP1	REL670 M	Teleprotection COMM	Alarm
33	2018-01-30 05:37:49	HNM1_8	LCPP1	REL670 M	Teleprotection 21 CARR	Alarm
34	2018-01-30 05:37:09	HNM1_8	LCPP1	REL670 M	79 Auto reclose lockout	Trip
35	2018-01-30 05:37:09	HNM1_8	LCPP1	REL670 M	79 Auto reclose inprogress	Trip

รูปที่ 3.24 หน้าแสดงช่วงเวลาเกิดเหตุการณ์ (Event display)

บทที่ 4
ผลการดำเนินงาน

ผลการดำเนินงานจะแบ่งออกเป็น 2 ส่วน ดังนี้

4.1 การแสดงผลของแอปพลิเคชัน (Screen Display) โดยจะแบ่งเป็นส่วน ๆ ดังนี้

4.1.1 Main Menu หน้าจอหลัก

4.1.2 Overview ส่วนแสดงผลโดยรวมของแผนภาพเส้นเดี่ยว โดยจะออกแบบให้ตรงตามแบบในเอกสารแผนภาพเส้นเดี่ยว

4.1.3 115kV จะแสดงผลเฉพาะส่วนที่เป็นไฟฟ้าแรงดันสูง 115kV

4.1.4 33kV จะแสดงในส่วนของแรงดันไฟฟ้าปานกลาง

4.1.5 System Supervision หน้าจอแสดงสถานะการทำงานของอุปกรณ์ทั้งระบบ

4.1.6 Event Display หน้านี้จะแสดงประวัติของเหตุการณ์ที่เคยเกิดขึ้นภายในระบบ

4.1.7 Alarm Display แสดงผลการแจ้งเตือนเหตุการณ์ในระบบ

4.2 การทำงานของแอปพลิเคชันและอุปกรณ์ เป็นการเช็คฟังก์ชั่นการทำงานของอุปกรณ์เพื่อตรวจสอบข้อผิดพลาดโดยจะต้องสอดคล้องกับหน้าจอแสดงผล ประกอบด้วย

4.2.1 การทำงานของอุปกรณ์ที่เกี่ยวข้อง

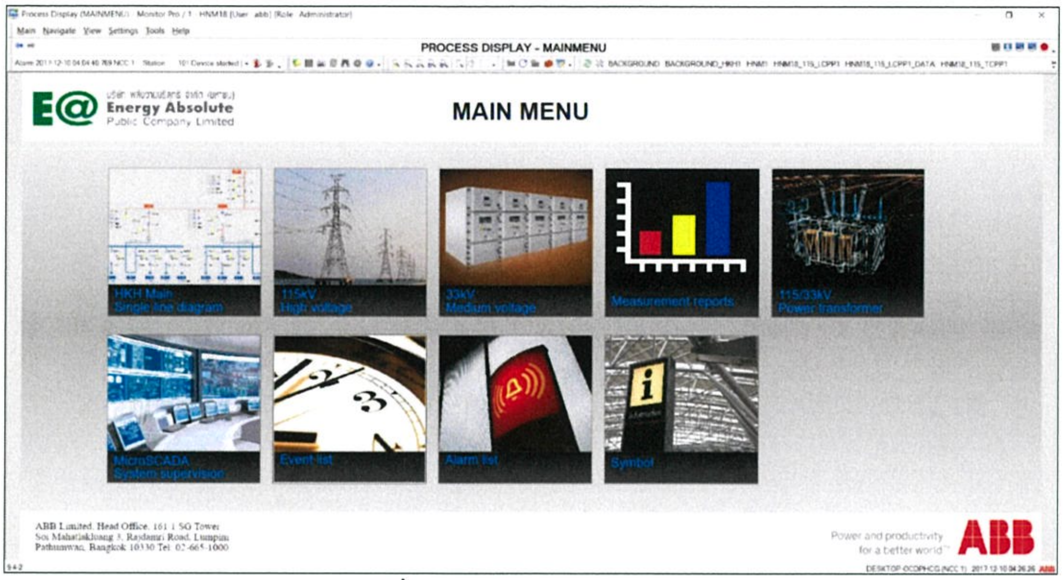
4.2.2 การแจ้งเตือนข้อผิดพลาด

4.2.3 การแสดงผลของค่าที่วัด

4.3 การบันทึกค่าหลังจากทำการทดสอบ ณ โรงงาน (Factory Acceptance Test) จะเป็นการทดสอบการทำงานตามที่เราออกแบบไว้ และเป็นการเตรียมการสำหรับการจัดส่งไปยังโรงงานไฟฟ้าเพื่อใช้งานจริง

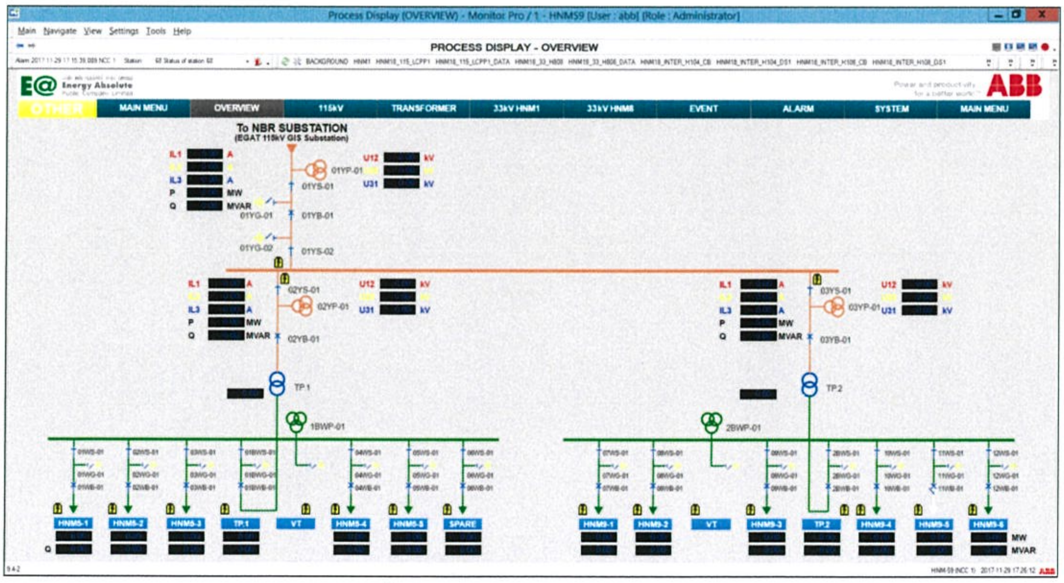
4.1 การแสดงผลของแอปพลิเคชัน (Screen Display)

4.1.1 Main Menu หน้าจอหลักสำหรับกดเพื่อเข้าดูเมนูในหน้าอื่น โดยจะแบ่งเป็นเมนูย่อยทั้งหมด 9 เมนู



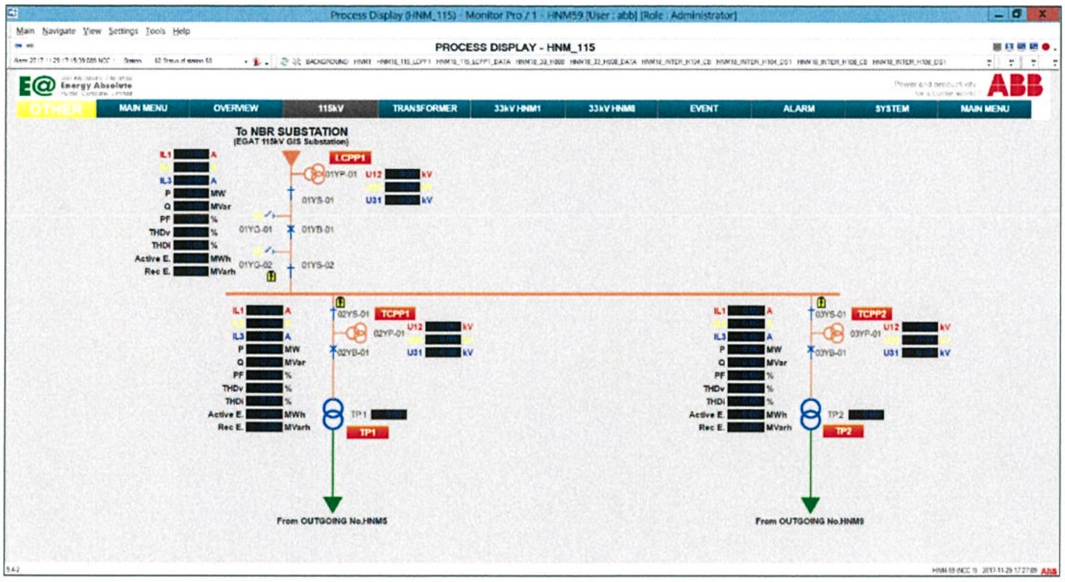
รูปที่ 4.1 หน้าจอ Main Menu

4.1.2 Overview ส่วนแสดงผลโดยรวมของแผนภาพเส้นเดี่ยว แสดงการทำงานของทั้งด้านไฟฟ้าแรงดันสูงและไฟฟ้าแรงดันปานกลาง

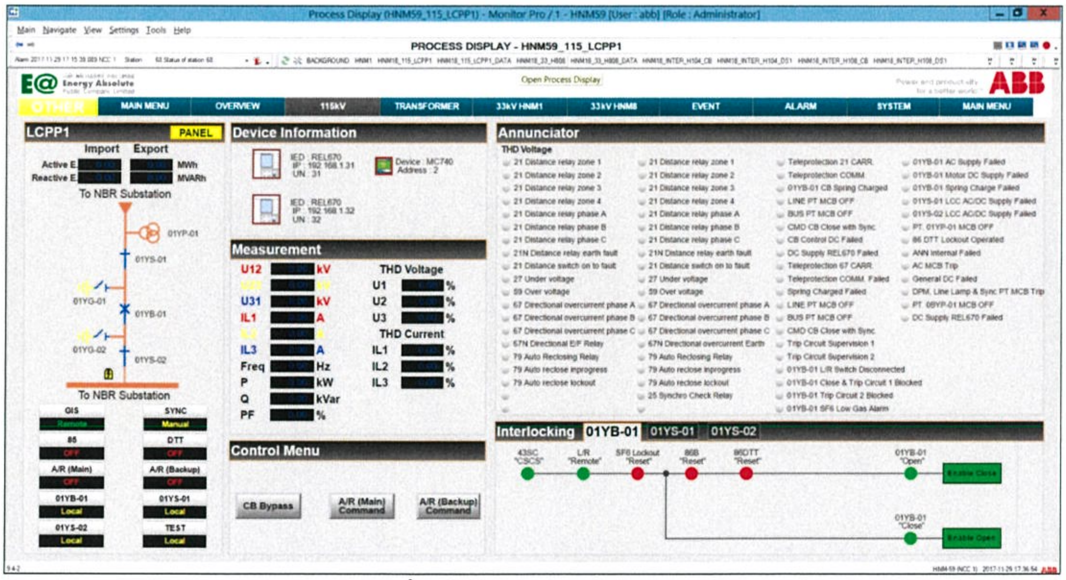


รูปที่ 4.2 แสดงหน้าจอ Overview

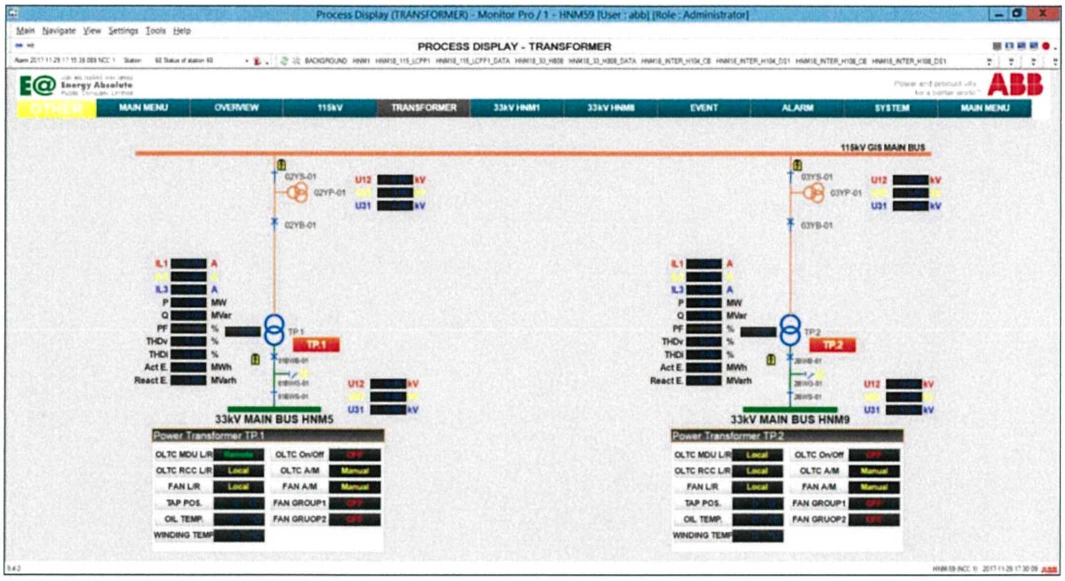
4.1.3 115kV จะแสดงผลเฉพาะส่วนที่เป็น 115kV ซึ่งจะแบ่งออกเป็น 3 ส่วน คือ เบย์สาย LCPP, เบย์หม้อแปลง TCPP1-TCPP2



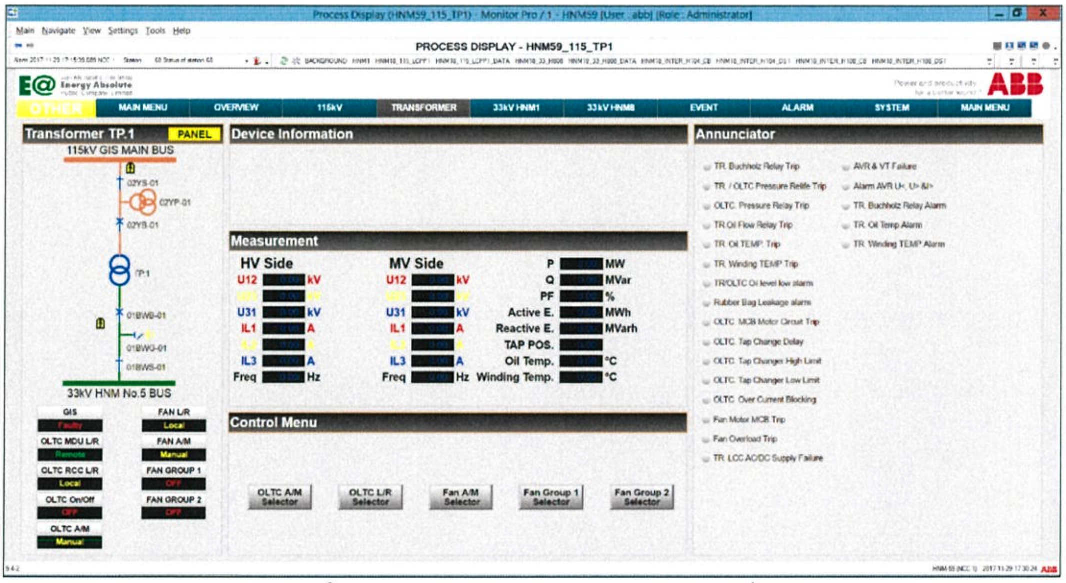
รูปที่ 4.3 แสดงหน้าจอ 115kV



รูปที่ 4.4 แสดงหน้าจอเบย์สาย

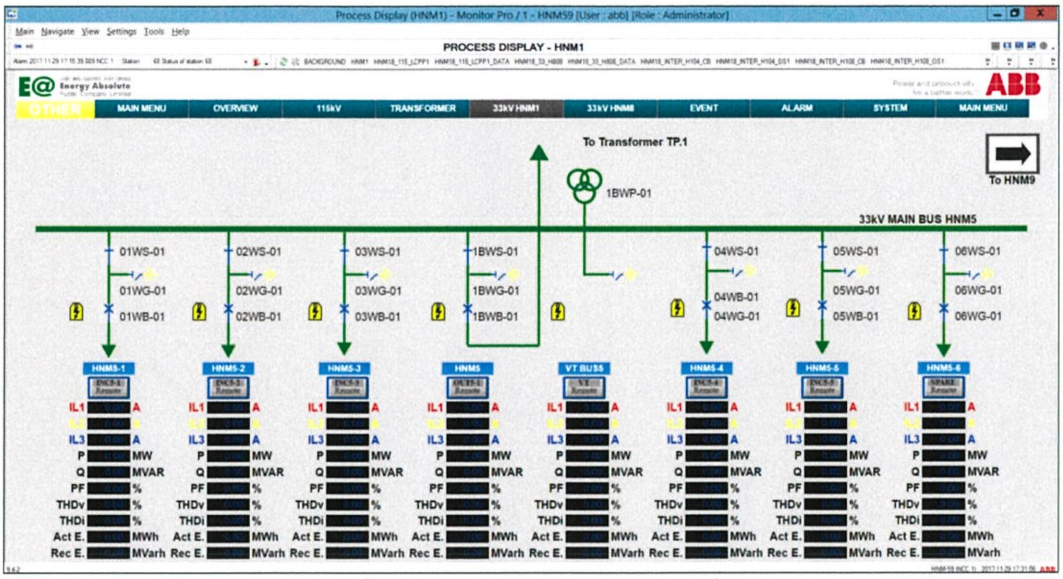


รูปที่ 4.5 แสดงหน้าจอเบย์หม้อแปลง

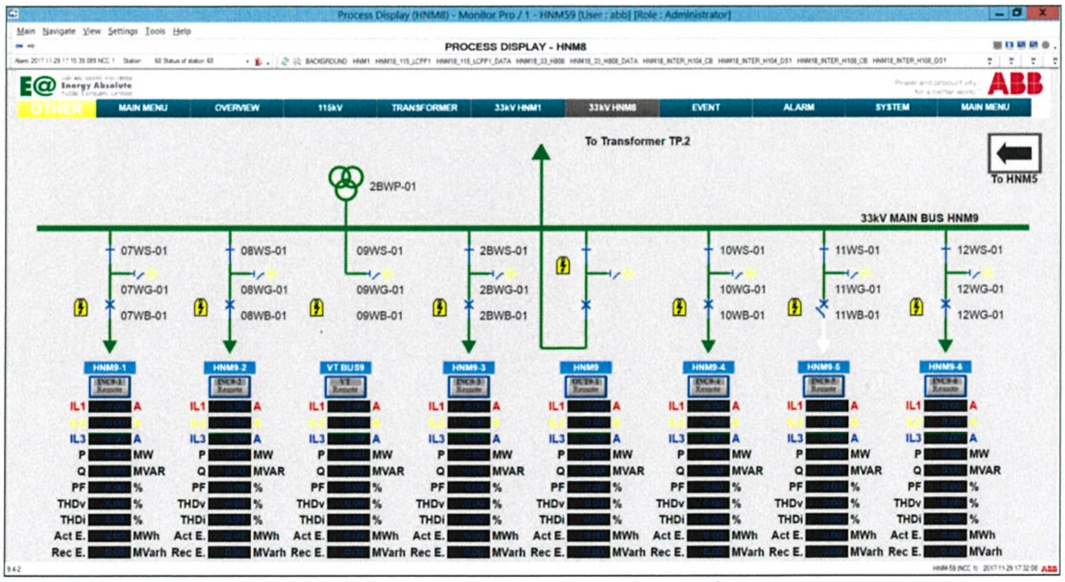


รูปที่ 4.6 แสดงหน้าจอของหม้อแปลงเบย์ที่ 1

4.1.4 33kV จะแสดงในส่วนของแรงดันไฟฟ้าปานกลางทั้งส่วนที่มาจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหรือส่วนที่แปลงไฟฟ้าแรงดันปานกลางไปเป็นไฟฟ้าแรงดันสูงโดยผ่านหม้อแปลง

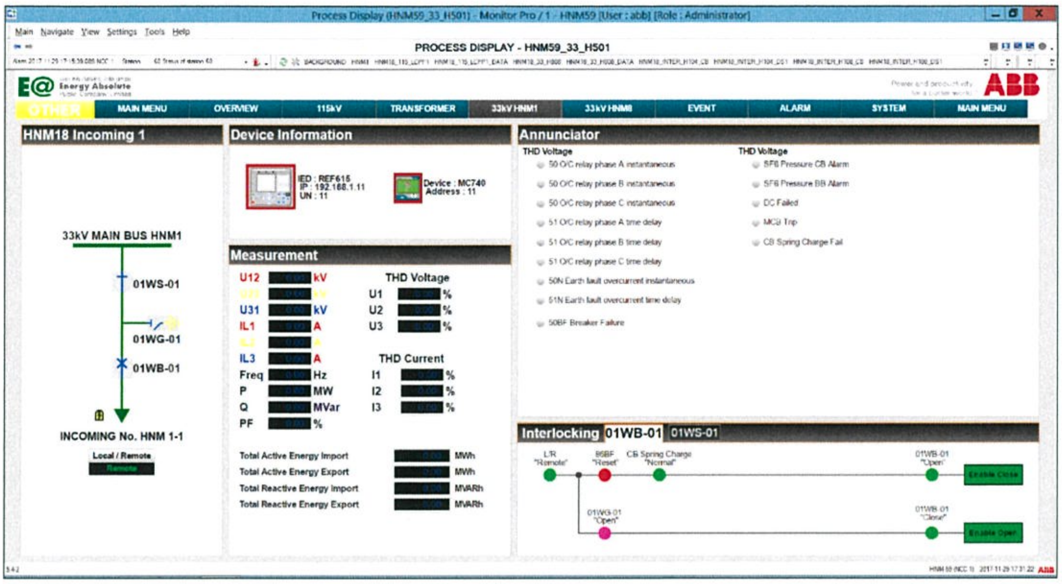


รูปที่ 4.7 แสดงหน้าจอ 33kV ส่วนที่ 1

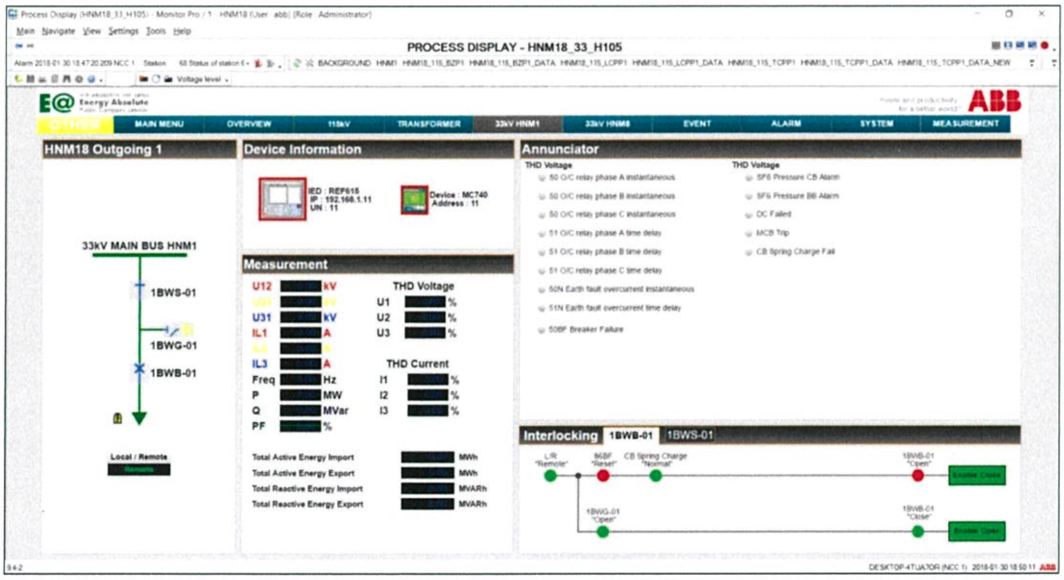


รูปที่ 4.8 แสดงหน้าจอ 33kV ส่วนที่ 2

33kV Incoming เป็นเบย์แรงดันไฟฟ้าปานกลางในส่วนที่ได้แรงดันไฟฟ้าปานกลางมาจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันลม



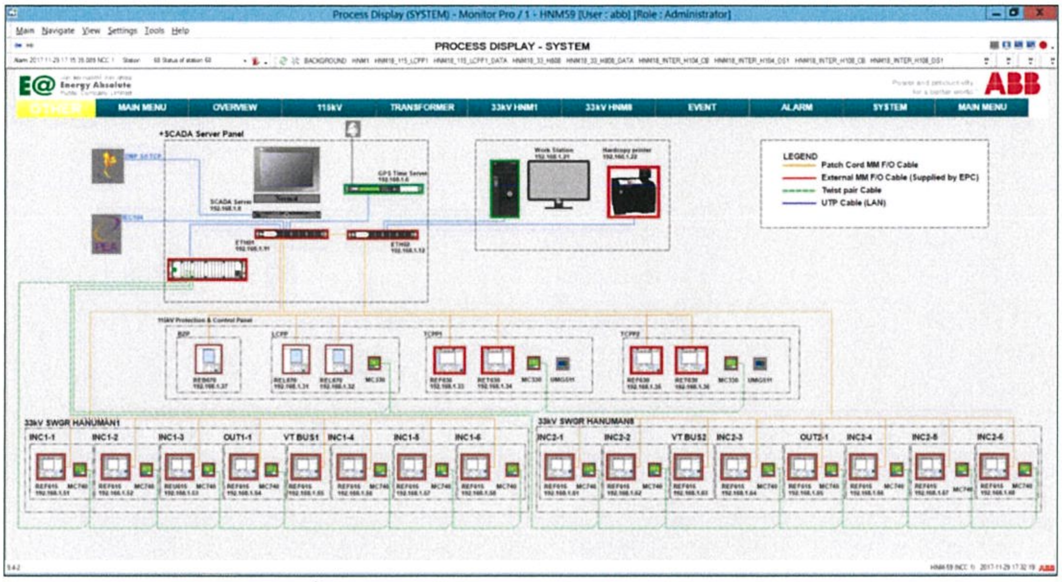
รูปที่ 4.9 แสดงหน้าจอ 33kV Incoming



รูปที่ 4.10 แสดงหน้าจอ 33kV Incoming

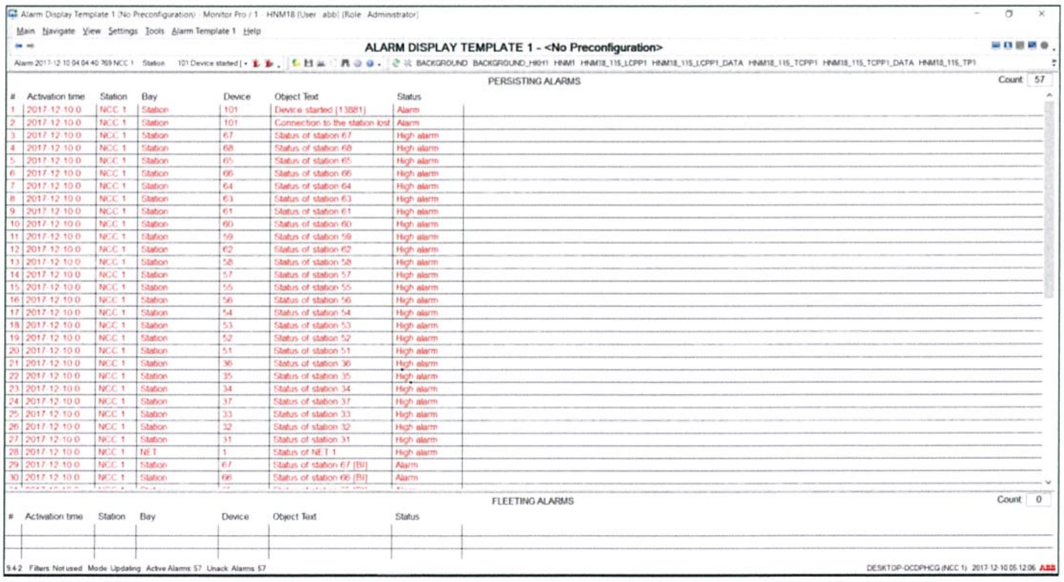
33kV Outgoing เป็นเบย์แรงดันไฟฟ้าปานกลางในส่วนที่จะส่งเข้าไปยังหม้อแปลงเพื่อแปลงเป็นแรงดันฟ้าแรงสูง 115kV

4.1.5 System Supervision หน้าจอแสดงสถานะการทำงานของอุปกรณ์ทั้งระบบ ซึ่งจะออกแบบมาให้ตรงกับ System Configuration



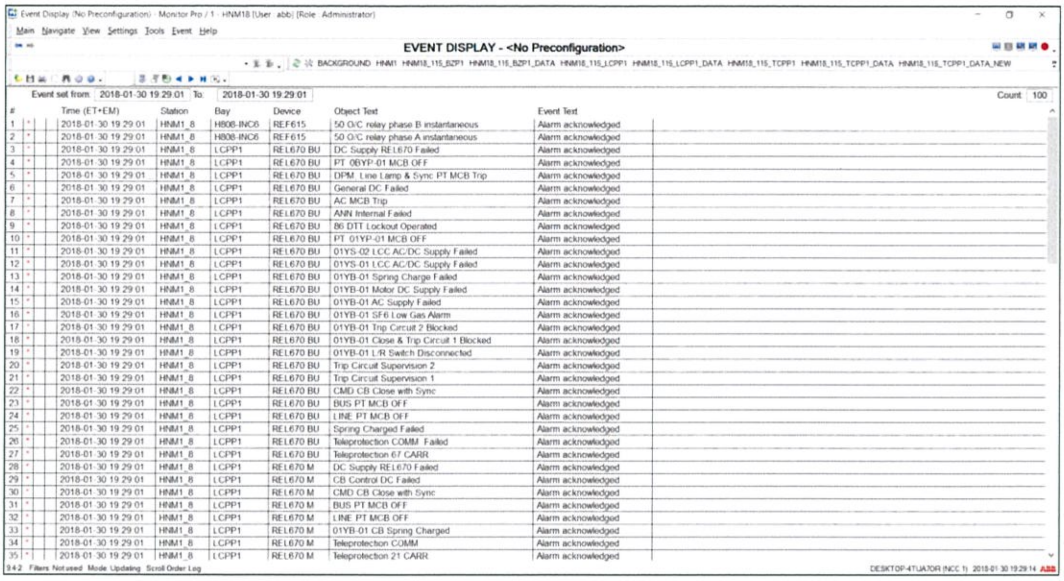
รูปที่ 4.11 แสดงหน้าจอ System Supervision

4.1.6 Event Display หน้านี้จะแสดงประวัติของเหตุการณ์ที่เคยเกิดขึ้นภายในระบบโดยเลือกดูได้ในหลายรูปแบบ เช่น วัน เดือน ปี และสามารถดูย้อนหลังได้สูงสุด 5 ปี และบันทึกออกมาเป็นเอกสารได้



รูปที่ 4.12 แสดงหน้าจอ Event Display

4.1.7 Alarm Display แสดงผลการแจ้งเตือนเหตุการณ์ในระบบ เช่น เกิดการลัดวงจรไฟฟ้า จะมีการส่งสัญญาณ Alarm เตือน เพื่อให้ Operator รับรู้และทำการแก้ไขข้อผิดพลาดในระบบ

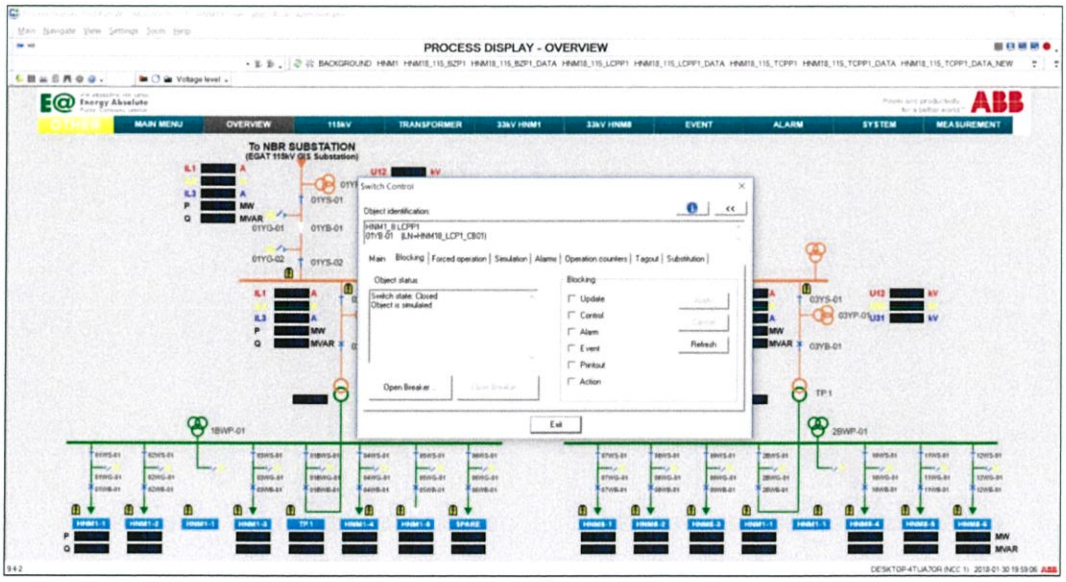


#	Time (ET+EM)	Station	Bay	Device	Object Text	Event Text
1	2018-01-30 19:29:01	HNM1_8	H808-INC6	REF615	50 O/C relay phase B instantaneous	Alarm acknowledged
2	2018-01-30 19:29:01	HNM1_8	H808-INC6	REF615	50 O/C relay phase A instantaneous	Alarm acknowledged
3	2018-01-30 19:29:01	HNM1_8	LCPP1	REL670 BU	DC Supply REL670 Failed	Alarm acknowledged
4	2018-01-30 19:29:01	HNM1_8	LCPP1	REL670 BU	PT 0BYP-01 MCB OFF	Alarm acknowledged
5	2018-01-30 19:29:01	HNM1_8	LCPP1	REL670 BU	DPM. Line Lamp & Sync PT MCB Trip	Alarm acknowledged
6	2018-01-30 19:29:01	HNM1_8	LCPP1	REL670 BU	General DC Failed	Alarm acknowledged
7	2018-01-30 19:29:01	HNM1_8	LCPP1	REL670 BU	AC MCB Trip	Alarm acknowledged
8	2018-01-30 19:29:01	HNM1_8	LCPP1	REL670 BU	ANN Internal Failed	Alarm acknowledged
9	2018-01-30 19:29:01	HNM1_8	LCPP1	REL670 BU	86 DTT Lockout Operated	Alarm acknowledged
10	2018-01-30 19:29:01	HNM1_8	LCPP1	REL670 BU	PT 01YP-01 MCB OFF	Alarm acknowledged
11	2018-01-30 19:29:01	HNM1_8	LCPP1	REL670 BU	01YS-02 LCC AC/DC Supply Failed	Alarm acknowledged
12	2018-01-30 19:29:01	HNM1_8	LCPP1	REL670 BU	01YS-01 LCC AC/DC Supply Failed	Alarm acknowledged
13	2018-01-30 19:29:01	HNM1_8	LCPP1	REL670 BU	01YB-01 Spring Charge Failed	Alarm acknowledged
14	2018-01-30 19:29:01	HNM1_8	LCPP1	REL670 BU	01YB-01 Motor DC Supply Failed	Alarm acknowledged
15	2018-01-30 19:29:01	HNM1_8	LCPP1	REL670 BU	01YB-01 AC Supply Failed	Alarm acknowledged
16	2018-01-30 19:29:01	HNM1_8	LCPP1	REL670 BU	01YB-01 SF6 Low Gas Alarm	Alarm acknowledged
17	2018-01-30 19:29:01	HNM1_8	LCPP1	REL670 BU	01YB-01 Trip Circuit 2 Blocked	Alarm acknowledged
18	2018-01-30 19:29:01	HNM1_8	LCPP1	REL670 BU	01YB-01 Close & Trip Circuit 1 Blocked	Alarm acknowledged
19	2018-01-30 19:29:01	HNM1_8	LCPP1	REL670 BU	01YB-01 L/R Switch Disconnected	Alarm acknowledged
20	2018-01-30 19:29:01	HNM1_8	LCPP1	REL670 BU	Trip Circuit Supervision 2	Alarm acknowledged
21	2018-01-30 19:29:01	HNM1_8	LCPP1	REL670 BU	Trip Circuit Supervision 1	Alarm acknowledged
22	2018-01-30 19:29:01	HNM1_8	LCPP1	REL670 BU	CMD CB Close with Sync	Alarm acknowledged
23	2018-01-30 19:29:01	HNM1_8	LCPP1	REL670 BU	BUS PT MCB OFF	Alarm acknowledged
24	2018-01-30 19:29:01	HNM1_8	LCPP1	REL670 BU	LINE PT MCB OFF	Alarm acknowledged
25	2018-01-30 19:29:01	HNM1_8	LCPP1	REL670 BU	Spring Charged Failed	Alarm acknowledged
26	2018-01-30 19:29:01	HNM1_8	LCPP1	REL670 BU	Teleprotection COMM Failed	Alarm acknowledged
27	2018-01-30 19:29:01	HNM1_8	LCPP1	REL670 BU	Teleprotection 67 CARR	Alarm acknowledged
28	2018-01-30 19:29:01	HNM1_8	LCPP1	REL670 M	DC Supply REL670 Failed	Alarm acknowledged
29	2018-01-30 19:29:01	HNM1_8	LCPP1	REL670 M	CB Control DC Failed	Alarm acknowledged
30	2018-01-30 19:29:01	HNM1_8	LCPP1	REL670 M	CMD CB Close with Sync	Alarm acknowledged
31	2018-01-30 19:29:01	HNM1_8	LCPP1	REL670 M	BUS PT MCB OFF	Alarm acknowledged
32	2018-01-30 19:29:01	HNM1_8	LCPP1	REL670 M	LINE PT MCB OFF	Alarm acknowledged
33	2018-01-30 19:29:01	HNM1_8	LCPP1	REL670 M	01YB-01 CB Spring Charged	Alarm acknowledged
34	2018-01-30 19:29:01	HNM1_8	LCPP1	REL670 M	Teleprotection COMM	Alarm acknowledged
35	2018-01-30 19:29:01	HNM1_8	LCPP1	REL670 M	Teleprotection 21 CARR	Alarm acknowledged

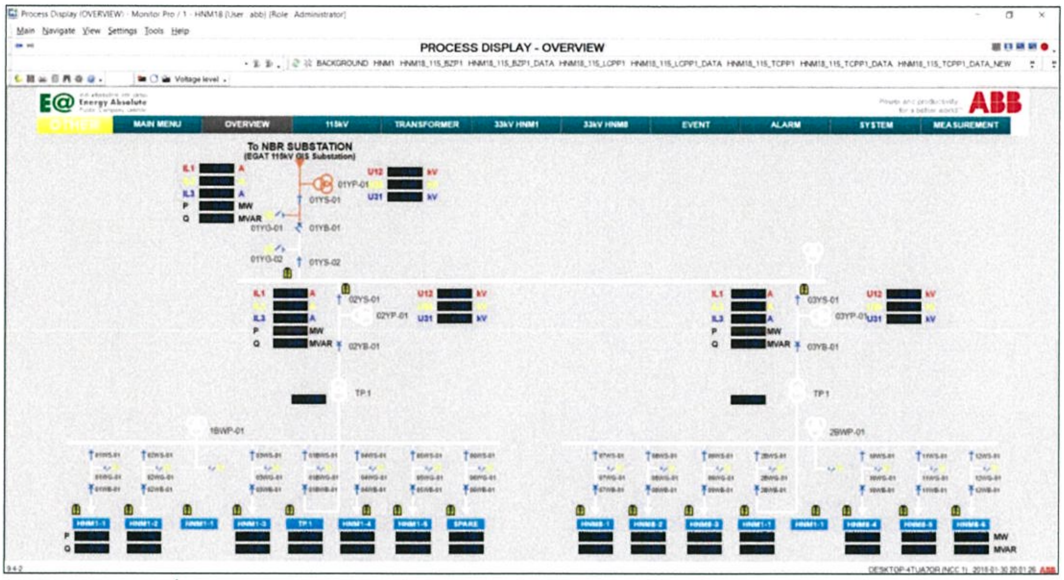
รูปที่ 4.13 แสดงหน้าจอ Alarm Display

4.2 การทำงานของแอปพลิเคชันและอุปกรณ์

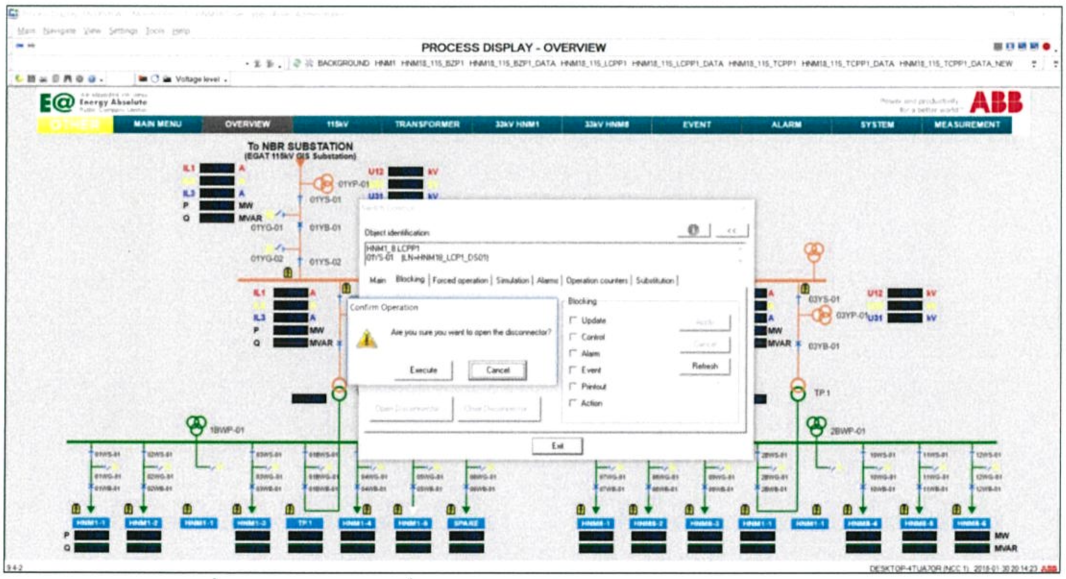
4.2.1 การทำงานของอุปกรณ์ที่เกี่ยวข้อง



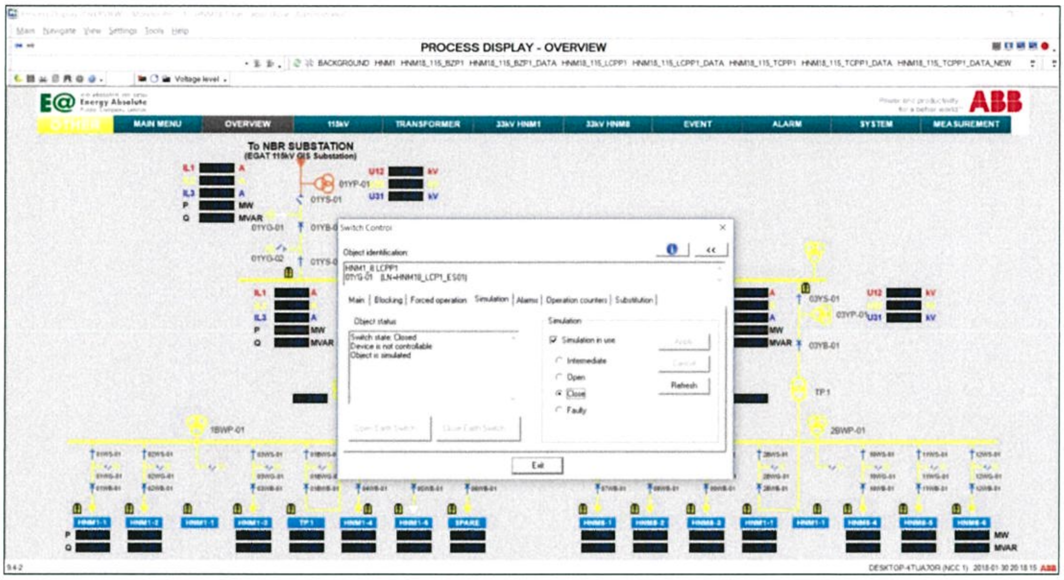
รูปที่ 4.14 แสดงการสั่งงานเซอร์กิตเบรกเกอร์



รูปที่ 4.15 แสดงการเปิดวงจรของเซอร์กิตเบรกเกอร์ (Circuit Breaker)



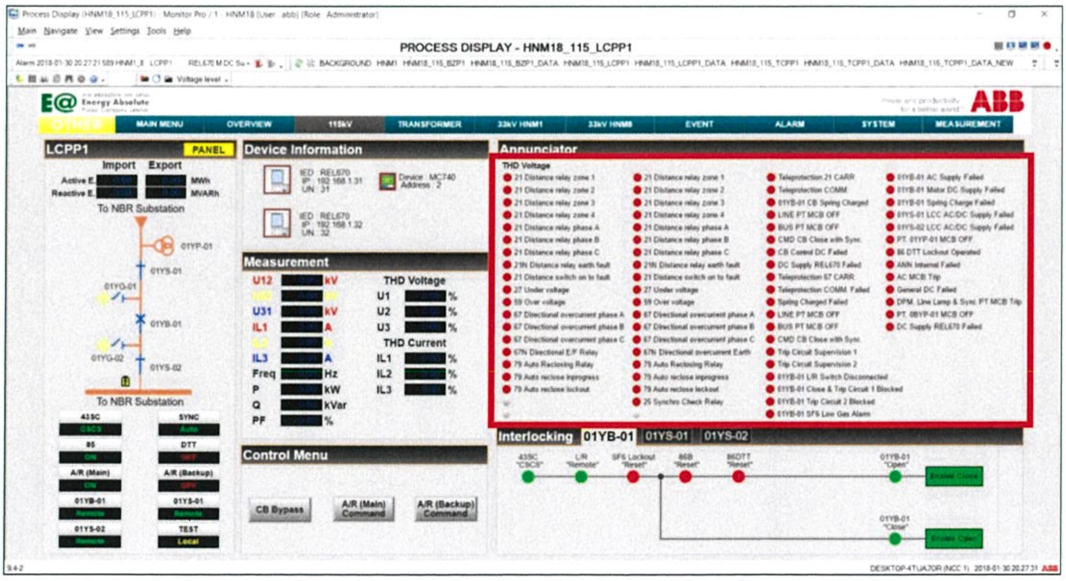
รูปที่ 4.16 แสดงการสั่งงานสวิตซ์ตัดตอน (Switch Disconnect)



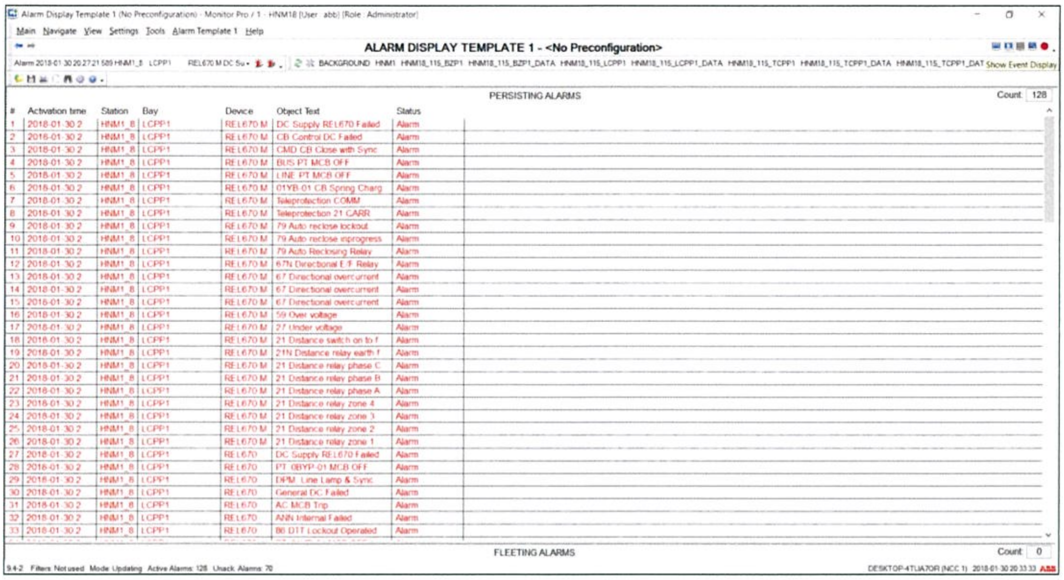
รูปที่ 4.17 แสดงการสั่งงานสวิตช์ต่อลงดิน (Earth Switch)

4.2.2 การแจ้งเตือนข้อผิดพลาด

เมื่อเกิดข้อผิดพลาดจะมีสัญญาณไฟแจ้งเตือนขึ้นที่หน้าจอดังรูปที่ 4.18 และสามารถเข้าไปดูรายการการแจ้งเตือนได้ที่หน้า Alarm Display ดังรูปที่ 4.19

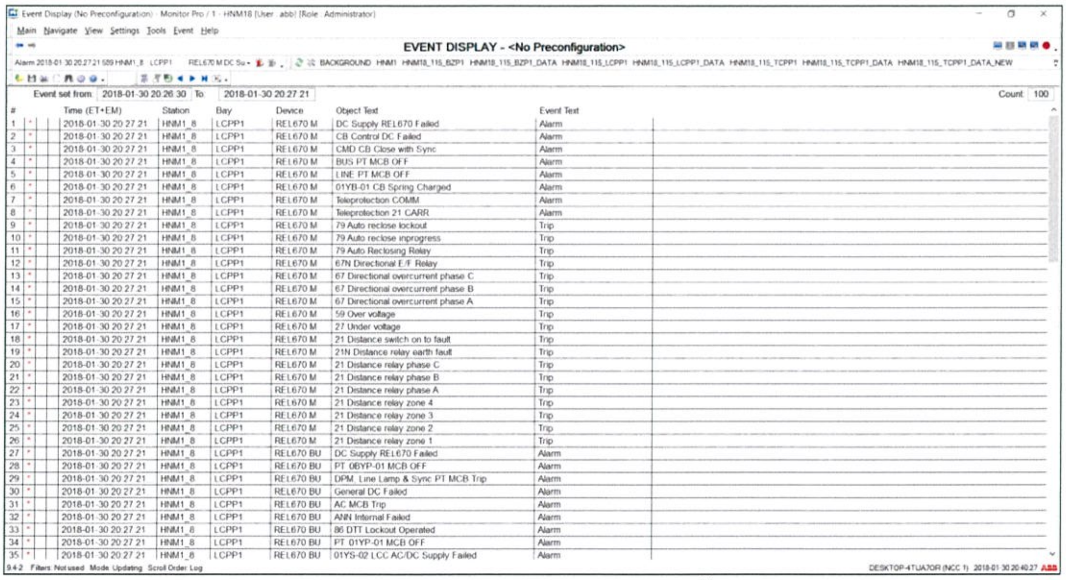


รูปที่ 4.18 แสดงสัญญาณไฟแจ้งเตือนที่เกิดขึ้นในระบบ



รูปที่ 4.19 แสดงรายการการแจ้งเตือนที่เกิดขึ้นในระบบ (Alarm Display)

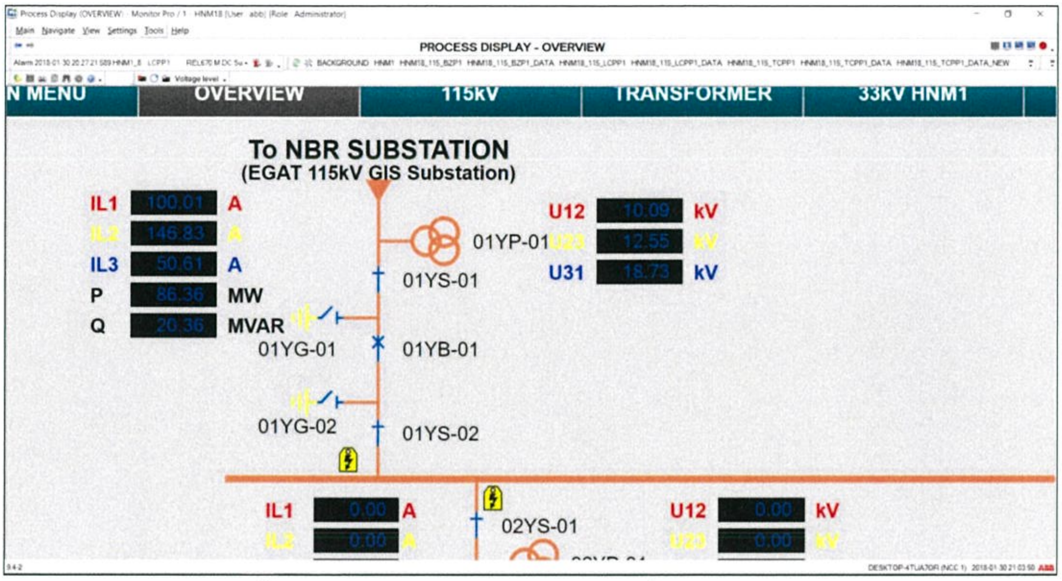
หน้านี้จะแสดงประวัติของเหตุการณ์ที่เคยเกิดขึ้นภายในระบบ ซึ่งสามารถดูประวัติย้อนหลังได้นานสุดเป็นระยะเวลา 5 ปี



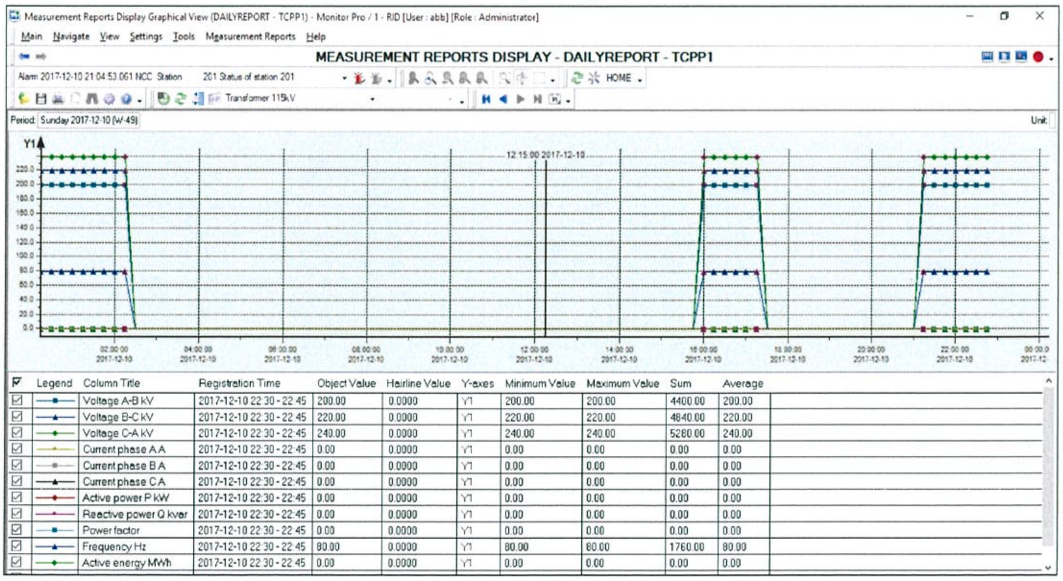
รูปที่ 4.20 แสดงรายการประวัติหรือช่วงเวลาที่เกิดเหตุการณ์ขึ้นในระบบ (Event Display)

4.2.3 การแสดงผลของค่าที่วัด

เป็นนำค่าที่วัดได้จากโรงไฟฟ้ามาแสดงที่หน้าจอสกาดา โดยค่าที่ได้มากจาก CT และ PT ดังรูปที่ 4.21 และสามารถแสดงผลออกมาในรูปแบบกราฟดังรูปที่ 4.22



รูปที่ 4.21 แสดงค่ากระแสและแรงดันที่วัดได้จากเบย์สาย



รูปที่ 4.22 กราฟแสดงค่าที่วัดได้จาก CT และ PT

4.3 การบันทึกค่าหลังจากทำการทดสอบ ณ โรงงาน

โดยจะเป็นเช็คอุปกรณ์และทำการบันทึกค่าหลังจากทำการทดสอบเพื่อเตรียมความพร้อมก่อนการส่งไปยังโรงไฟฟ้าเพื่อใช้งานจริง จะต้องทำการทดลองให้ผ่านจึงจะสามารถบันทึกค่าได้

Record Form No. : PS-TC-OF-824-806

ABB — **INSPECTION AND TEST RECORD**

Description : **MicroSCADA Distribution I/O Module Check List**	
Substation : **HNM18 115/33kV Substation**	Contract No. : **TH-56417017**
ABB Order No. :	Project : **AIS HANUMAN SUBSTATION**
Feeder/Designation : **115kV TCPP2**	Customer :

1. Visual Inspection

- 1.1 Body and seal check ☐ Pass ☐ Fail
- 1.2 Wiring connection check ☐ Pass ☐ Fail

2. Card Status

- 2.1 Analog ☐ Pass ☐ Fail
- 2.2 Digital Input ☐ Pass ☐ Fail
- 2.3 Digital Output ☐ Pass ☐ Fail
- 2.4 Power Supply ☐ Pass ☐ Fail
- 2.5 Interface ☐ Pass ☐ Fail

IED :	No.1	No.2	No.3
IED Type :	RET630	REF630	-
Technical Key :	AA1E1Q03A1	AA1E1Q03A2	-
IP Address :	192.168.1.35	192.168.1.36	-
Unit Number :	35	36	-

3. Command Point

Item	Device	Point Name	Status	Display				
				Overview	115KV	Event	Alarm	NCC
1	2YB-01	Breaker open execute command	Executed		☐	☐		
2	2YB-01	Breaker close execute command	Executed		☐	☐		
3	2YS-01	Disconn. open execute command	Executed		☐	☐		
4	2YS-01	Disconn. close execute command	Executed		☐	☐		
5	RET630	OLTC Control Set On execute command	Executed		☐	☐		
6	RET630	OLTC Control Set Off execute command	Executed		☐	☐		
7	RET630	OLTC Control Set Local execute command	Executed		☐	☐		
8	RET630	OLTC Control Set Remote execute command	Executed		☐	☐		
9	RET630	OLTC Control Auto execute command	Executed		☐	☐		
10	RET630	OLTC Control Manual execute command	Executed		☐	☐		
11	RET630	OLTC Control Raise execute command	Executed		☐	☐		
12	RET630	OLTC Control Lower execute command	Executed		☐	☐		
13	RET630	Fan Set Auto execute command	Executed		☐	☐		
14	RET630	Fan Set Manual Lower execute command	Executed		☐	☐		
15	RET630	Fan Group 1 Set On execute command	Executed		☐	☐		
16	RET630	Fan Group 1 Set Off execute command	Executed		☐	☐		
17	RET630	Fan Group 2 Set On execute command	Executed		☐	☐		
18	RET630	Fan Group 2 Set Off execute command	Executed		☐	☐		
19	2YB-01	CB Bypass Close execute command	Executed		☐	☐		

Sheet 1 of 8

รูปที่ 4.23 ตารางสำหรับบันทึกค่า

Record Form No. PS-TC-OF-824-806

ABB

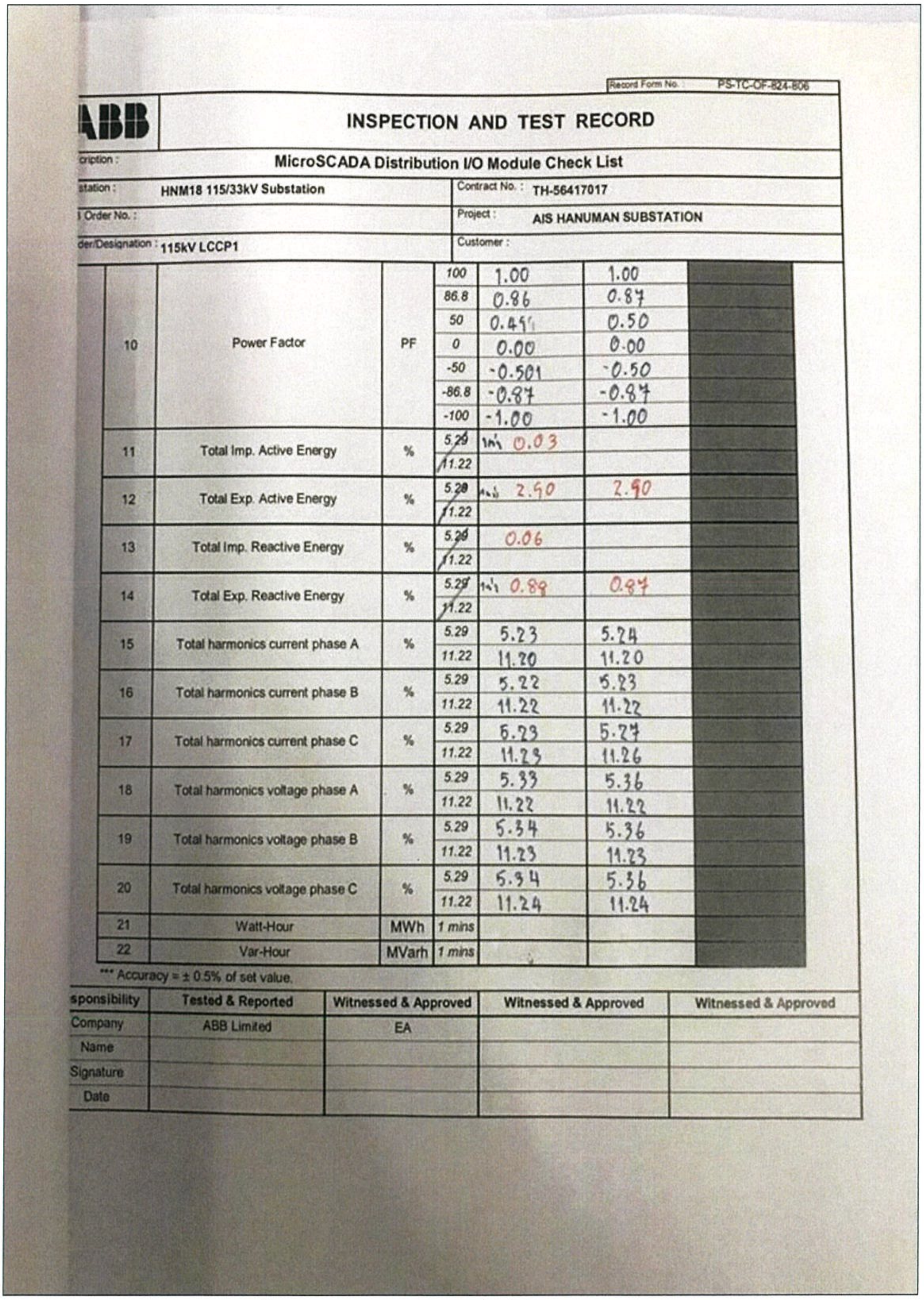
INSPECTION AND TEST RECORD

Description : **MicroSCADA Distribution I/O Module Check List**	
Substation : **HNM18 115/33kV Substation**	Contract No. : **TH-56417017**
ABB Order No. :	Project : **AIS HANUMAN SUBSTATION**
Feeder/Designation : **115kV LCCP1**	Customer :

6. Alarm indication

Item	Device	Point Name	Status	Display				
				Overview	115kV	Event	Alarm	NCC
1	REL670 M	Teleprotection 21 CARR.	Normal / Alarm		☑	☑	☑	
2	REL670 M	Teleprotection COMM.	Normal / Alarm		☑	☑	☑	
3	REL670 M	01YB-01 CB Spring Charged	Normal / Alarm		☑	☑	☑	
4	REL670 M	LINE PT MCB OFF	Normal / Alarm		☑	☑	☑	
5	REL670 M	BUS PT MCB OFF	Normal / Alarm		☑	☑	☑	
6	REL670 M	CMD CB Close with Sync.	Normal / Alarm		☐	☐	☐	
7	REL670 M	CB Control DC Failed	Normal / Alarm		☐	☐	☐	N/A
8	REL670 M	DC Supply REL670 Failed	Normal / Alarm		☑	☑	☑	
9	REL670 BU	Teleprotection 67 CARR.	Normal / Alarm		☑	☑	☑	
10	REL670 BU	Teleprotection COMM. Failed	Normal / Alarm		☑	☑	☑	
11	REL670 BU	Spring Charged Failed	Normal / Alarm		☑	☑	☑	
12	REL670 BU	LINE PT MCB OFF	Normal / Alarm		☑	☑	☑	
13	REL670 BU	BUS PT MCB OFF	Normal / Alarm		☑	☑	☑	
14	REL670 BU	CMD CB Close with Sync.	Normal / Alarm		☐	☐	☐	
15	REL670 BU	Trip Circuit Supervision 1	Normal / Alarm		☑	☑	☑	
16	REL670 BU	Trip Circuit Supervision 2	Normal / Alarm		☑	☑	☑	
17	REL670 BU	01YB-01 L/R Switch Disconnected	Normal / Alarm		☑	☑	☑	
18	REL670 BU	01YB-01 Close & Trip Circuit 1 Blocked	Normal / Alarm		☑	☑	☑	
19	REL670 BU	01YB-01 Trip Circuit 2 Blocked	Normal / Alarm		☑	☑	☑	
20	REL670 BU	01YB-01 SF6 Low Gas Alarm	Normal / Alarm		☑	☑	☑	
21	REL670 BU	01YB-01 AC Supply Failed	Normal / Alarm		☑	☑	☑	
22	REL670 BU	01YB-01 Motor DC Supply Failed	Normal / Alarm		☑	☑	☑	
23	REL670 BU	01YB-01 Spring Charge Failed	Normal / Alarm		☑	☑	☑	
24	REL670 BU	01YS-01 LCC AC/DC Supply Failed	Normal / Alarm		☑	☑	☑	
25	REL670 BU	01YS-02 LCC AC/DC Supply Failed	Normal / Alarm		☑	☑	☑	
26	REL670 BU	PT. 01YP-01 MCB OFF	Normal / Alarm		☑	☑	☑	
27	REL670 BU	86 DTT Lockout Operated	Normal / Alarm		☐	☐	☐	ชำรุดอุปกร
28	REL670 BU	ANN Internal Failed	Normal / Alarm		☑	☑	☑	
29	REL670 BU	AC MCB Trip	Normal / Alarm		☑	☑	☑	
30	REL670 BU	General DC Failed	Normal / Alarm		☑	☑	☑	
31	REL670 BU	DPM, Line Lamp & Sync PT MCB Trip	Normal / Alarm		☑	☑	☑	
32	REL670 BU	PT. 0BYP-01 MCB OFF	Normal / Alarm		☑	☑	☑	
33	REL670 BU	DC Supply REL670 Failed	Normal / Alarm		☑	☑	☑	
34					☐	☐	☐	

รูปที่ 4.24 ตารางบันทึกค่าทดสอบการแจ้งเตือน



Record Form No. : PS-TC-OF-824-806

ABB

INSPECTION AND TEST RECORD

cription :	MicroSCADA Distribution I/O Module Check List		
station :	HNM18 115/33kV Substation	Contract No. :	TH-56417017
Order No. :		Project :	AIS HANUMAN SUBSTATION
der/Designation :	115kV LCCP1	Customer :	

10	Power Factor	PF	100	1.00	1.00	
			86.8	0.86	0.87	
			50	0.49	0.50	
			0	0.00	0.00	
			-50	-0.501	-0.50	
			-86.8	-0.87	-0.87	
			-100	-1.00	-1.00	
11	Total Imp. Active Energy	%	5.29	0.03		
			11.22			
12	Total Exp. Active Energy	%	5.29	2.90	2.90	
			11.22			
13	Total Imp. Reactive Energy	%	5.29	0.06		
			11.22			
14	Total Exp. Reactive Energy	%	5.29	0.89	0.87	
			11.22			
15	Total harmonics current phase A	%	5.29	5.23	5.24	
			11.22	11.20	11.20	
16	Total harmonics current phase B	%	5.29	5.22	5.23	
			11.22	11.22	11.22	
17	Total harmonics current phase C	%	5.29	5.23	5.27	
			11.22	11.23	11.26	
18	Total harmonics voltage phase A	%	5.29	5.33	5.36	
			11.22	11.22	11.22	
19	Total harmonics voltage phase B	%	5.29	5.34	5.36	
			11.22	11.23	11.23	
20	Total harmonics voltage phase C	%	5.29	5.34	5.36	
			11.22	11.24	11.24	
21	Watt-Hour	MWh	1 mins			
22	Var-Hour	MVarh	1 mins			

*** Accuracy = ± 0.5% of set value.

sponsibility	Tested & Reported	Witnessed & Approved	Witnessed & Approved	Witnessed & Approved
Company	ABB Limited	EA		
Name				
Signature				
Date				

รูปที่ 4.25 ตารางบันทึกค่าที่วัดได้จาก CT และ PT

Report Form No.	[illegible]

ABB — INSPECTION AND TEST RECORD

Description	MicroSCADA Distribution I/O Module Check List		
Substation	HNM18 115/33kV Substation	Contract No.	TH-56417817
ABB Order No.		Project	AIS HANUMAN SUBSTATION
Feeder Description	115kV LCCP1	Customer	

6. Status Point

Item	Device	Point Name	Status	Display: Overview	Display: 115kV	Display: Event	Display: Alarm	Display: NCC
1	01YB-01	Breaker position indication	Closed / Open		✓	✓		
2	01YS-01	Discon. position indication	Closed / Open		✓	✓		
3	01YS-02	Discon. position indication	Closed / Open		✓	✓		
4	01YG-01	Earthing switch position indication	Closed / Open		✓	✓		
5	01YG-02	Earthing switch position indication	Closed / Open		✓	✓		
6	REL670 M	25 Sync. Switch Selection 1YB-01	Auto / Normal /		✓	✓		
7	REL670 M	85 Carrier Switch Status	On / Off		✓	✓		
8	REL670 M	DTT Switch Status	On / Off		✓	✓		
9	REL670 M	79 Auto Reclosing Switch Status	On / Off		✓	✓		
10	~~REL670 M~~	~~79 Auto Reclosing Switch Status~~	~~On / Off~~					
11	REL670 M	43SC Status (Selector Switch)	Sub / CSCS		✓	✓		
12	01YB-01	L/R Switch position	Local / Remote		✓	✓		
13	01YS-01	L/R Switch position	Local / Remote		✓	✓		
14	01YS-02	L/R Switch position	Local / Remote		✓	✓		

Responsibility	Tested & Reported	Witnessed & Approved	Witnessed & Approved	Witnessed & Approved
Company	ABB Limited			
Name				
Signature				
Date				

รูปที่ 4.26 ตารางบันทึกการเช็คสถานะการทำงานของอุปกรณ์

บทที่ 5
สรุปผล ปัญหาและข้อเสนอแนะ

5.1 สรุป

จากการดำเนินงานการออกแบบระบบตรวจสอบและควบคุมระยะไกลสำหรับสถานีไฟฟ้าย่อยหนุมาน ไดผลลัพธเปนโปรแกรมตรวจสอบแสดงผล และป้องกันอุปกรณ์ในโรงงานไฟฟ้าย่อยหนุมาน ซึ่งจะอำนวยความสะดวกในการสังเกตและสั่งงานกระบวนการโดยผูปฏิบัติงาน รวมทั้งเป็นการเพิ่มความปลอดภัยให้แก่ผู้ใช้งาน ในสวนของโปรแกรมแบงเปน Main Display และ Alarm Display ชวยใหเกิดความสะดวกตอการสังเกตและแกไขลำดับขั้นตอนการทำงานของกระบวนการเมื่อเกิดข้อผิดพลาดในระบบ หรือฟงกชันการทำงานของอุปกรณแตละประเภท และในสวนของการแสดงผลซึ่งมีการเก็บวัตถุกราฟกตางๆ อยางเปนระบบและง่ายต่อการสังเกต สงผลใหการแกไขและจัดการเหตุการณ์ ภายในโรงงานไฟฟ้าย่อยหนุมานได้อย่างรวดเร็วรวดเร็ว ลดความซ้ำซอนและความผิดพลาดที่อาจเกิดขึ้นไดในอนาคต ซึ่งจากผลลัพธขางตนนี้จะเห็นได้ว่าสอดคล้องกับเทคโนโลยีในยุคปัจจุบันในการพัฒนาอุตสาหกรรมให้เป็นยุค 4.0 ซึ่งเปนประโยชนในการพัฒนาการควบคุมกระบวนการใหมีประสิทธิภาพและปลอดภัยมากยิ่งขึ้น

5.2 ปัญหาและแนวทางแก้ไข

1. การปรับตัวให้เข้ากับผู้อื่นเนื่องจากช่วงอายุที่ต่างกันระหว่างนักศึกษากับเพื่อนร่วมงาน
2. ขนบธรรมเนียมขององค์กร จำเป็นต้องเรียนรู้และปฏิบัติตาม
3. เนื่องจากเป็นความรู้ที่ค่อนข้างใหม่ จึงต้องมีการศึกษาหาความรู้เพิ่มเติม
4. การแก้ปัญหาเฉพาะหน้า เพราะตารางเวลาส่งงานมีการเปลี่ยนแปลงอยู่ตลอด
5. การใช้งานโปรแกรม MicroSCADA และอุปกรณ์อื่นๆที่ถูกนำมาต่อใช้งานร่วมกับโปรโตคอลที่เป็น IEC61850 จำเป็นจะต้องทำการระบุชื่อและ IP address ให้กับอุปกรณ์ทุกตัว และห้ามซ้ำกันเพื่อเป็นการจัดการให้เป็นระบบและเพื่อให้ง่ายต่อการใช้งาน และการปรับปรุงแก้ไข
6. เนื่องจากอุปกรณ์ที่ใช้ในการศึกษาและทำการทดลองมีราคาค่อนข้างสูงจึงต้องใช้ความระมัดระวังในการใช้งาน
7. เนื่องจากเป็นการออกแบบระบบป้องกันภายในโรงไฟฟ้า จึงต้องระมัดระวังเป็นอย่างมาก และมีการตรวจสอบให้ถูกต้องตามแบบเสมอ
8. การทำงานเป็นทีม ต้องมีการประชุมงานเพื่อวางแผน ให้เข้าใจตรงกัน และแบ่งงานกันทำ

5.3 ข้อเสนอแนะ

ในการออกแบบระบบสกาดาจำเป็นต้องรู้เงื่อนไขของการทำงานของกระบวนการในระบบ และต้องมีความรู้ด้านไฟฟ้ากำลัง ระบบป้องกันไฟฟ้า รวมถึงมีการวางแผนที่ละเอียดรอบคอบ การเข้าถึงข้อมูลโดยผ่านโปรแกรมใดโปรแกรมหนึ่ง ซึ่งในส่วนนี้ควรศึกษาจากคู่มือการใช้งาน

บรรณานุกรม

[1] สุชาติ ปรีชาธร. (2555). วิศวกรรมการป้องกันระบบไฟฟ้าแรงสูง เล่ม1 (สืบค้นวันที่ 10 กันยายน 2560)

[2] SCADA คืออะไร; แหล่งที่มา: http://www.binaryadvance.com/SCADA.html (สืบค้นวันที่ 18 สิงหาคม 2560)

[3] ระบบไฟฟ้ากำลัง; แหล่งที่มา: http://nongcom-electrical.blogspot.com/2014/10/blog-post_22.html (สืบค้นวันที่ 10 สิงหาคม 2560)

[4] ทำความรู้จักสายแลนประเภทต่างๆ; แหล่งที่มา: http://www.it-guides.com/training-a-tutorial/network-system/lan-cable (สืบค้นวันที่ 22 กันยายน 2560)

ประวัติผู้เขียน

ชื่อ – นามสกุล นายกิตติภูมิ บำรุงเชื้อ

วัน เดือน ปีเกิด 17 กุมภาพนธ์ 2539

ที่อยู่ 12/1 หมู่ 1 บ้านโนนทัน ตำบลโนนทัน อ.หนองเรือ จ.ขอนแก่น 40210

Email kittiphm.b@gmail.com

โทรศัพท์ 091-053-5225

ประวัติการศึกษา

- พ.ศ. 2554 – 2556 ระดับมัธยมศึกษาตอนปลาย โรงเรียนหนองเรือวิทยา จังหวัดขอนแก่น
- พ.ศ.2556 – ปัจจุบัน วิศวกรรมศาสตร์บัณฑิต หลักสูตรวิศวกรรมการวัดคุม ภาควิชาวิศวกรรมการวัดและควบคุม คณะวิศวกรรมศาสตร์ สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง

ประสบการณ์ทำงาน

- นักศึกษาฝึกงาน แผนก Project Engineer, บริษัท วิสดอมเทค
- นักศึกษาโครงการสหกิจศึกษา แผนก Power Grid, บริษัท เอบีบี จำกัด