

กรณีศึกษาการควบคุมสถานีไฟฟ้าย่อย
ผ่านระบบคอมพิวเตอร์ในประเทศไทย

Case Study of using Computer Based Substation Control System
In Thailand

วัน เดือน ปี.....	26 ก.พ. 2550
เลขทะเบียน.....	02681
เลขเรียกหนังสือ.....	ศท/ ๒/๒๖๗ 2541
"ห้องสมุดคณะเทคโนโลยีสารสนเทศ สจธ."	

โดย

นายยงยุทธ ฟูประเสริฐ

รหัส 40067277

อาจารย์ที่ปรึกษา

ผศ.บรรจง ปิยะธำรง

รายงานนี้เป็นส่วนหนึ่งของวิชาโครงการศึกษากรณีพิเศษ
หลักสูตรวิทยาศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชาเทคโนโลยีสารสนเทศ
ภาคเรียนที่ 2 ปีการศึกษา 2541
คณะเทคโนโลยีสารสนเทศ
สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง



ชื่อหัวข้อ	กรณีศึกษาการควบคุมสถานีไฟฟ้าย่อยผ่านระบบคอมพิวเตอร์ในประเทศไทย
นักศึกษา	นายขงยุทธ พุประเสริฐ
อาจารย์ที่ปรึกษา	ผศ.บรรจง ปิยะธำรง
ระดับการศึกษา	วิทยาศาสตร์มหาบัณฑิต สาขาวิชาเทคโนโลยีสารสนเทศ
แขนงวิชา	การจัดการเทคโนโลยีสารสนเทศ
พ.ศ.	2541

บทคัดย่อ

ในระบบไฟฟ้ากำลัง จะประกอบขึ้นจากสามส่วนหลัก ต่าง ๆ อันได้แก่ ส่วนการผลิตกระแสไฟฟ้า (Generating System), ส่วนของระบบสายส่งไฟฟ้า (Transmission System) และส่วนของระบบจำหน่าย (Distributing System) โดยมีจุดประสงค์หลักก็คือจะพยายามลำเลียงพลังงานไฟฟ้าจากแหล่งผลิตนำมาสู่ผู้ใช้ไฟฟ้าให้ได้ สิ่งหนึ่งในระบบส่งกำลังไฟฟ้าจำเป็นจะต้องมีก็คือสถานีไฟฟ้าย่อย (Substation) เป็นจุดพักตามเส้นทางของระบบส่ง และเป็นจุดจำหน่ายเพื่อกระจายโหลดกำลังไฟฟ้า รวมทั้งเพื่อเชื่อมโยงระบบเป็นแบบเครือข่าย (Network) เข้าด้วยกันซึ่งจะทำให้ระบบมีเสถียรภาพ (Stability) มากขึ้น รวมทั้งมีการสร้างความน่าเชื่อถือ (Reliability) ของระบบได้อีกด้วย จากแนวความคิดนี้เองจึงทำให้มีการคิดค้นหาหนทางที่จะทำการควบคุม และป้องกันให้กับระบบไฟฟ้ากำลังนี้อย่างต่อเนื่องมาโดยตลอดนับจากอดีตมาจนสู่ปัจจุบัน ในประเทศไทยโดยในยุคปัจจุบันนี้เองที่ได้มีการนำเทคโนโลยีด้านคอมพิวเตอร์ เข้ามามีส่วนในการช่วยควบคุมสถานีไฟฟ้าย่อยด้วย ในแง่ของการตรวจสอบสถานะของอุปกรณ์ไฟฟ้าต่าง ๆ ที่อยู่ภายในสถานีฯ ใช้วัดค่าพารามิเตอร์ทางไฟฟ้า หรือใช้ออกคำสั่งควบคุมอุปกรณ์ไฟฟ้าอันได้แก่ การปิด-เปิดวงจรโดยเซอร์กิตเบรกเกอร์ หรือการเปลี่ยน Tap ของหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง โดยอัตโนมัติ (Automatic Mode) ทำให้ลดความผิดพลาดที่อาจจะเกิดขึ้นได้จากมนุษย์ (Human Errors) นอกจากนี้ในอนาคตก็อาจจะมี การเชื่อมโยง ระบบคอมพิวเตอร์ของแต่ละสถานีไฟฟ้าต่าง ๆ เข้าด้วยกัน แล้วส่งข้อมูลออกไปที่ศูนย์ควบคุมคอมพิวเตอร์ส่วนกลางได้ ทำให้ผู้ควบคุมมีความสะดวกและจะสามารถ Monitoring ระบบไฟฟ้าได้ทั้งหมดจากแหล่งเดียว ตลอดจนถึงเมื่อพบเหตุผิดพลาดที่หนึ่งที่ใดในระบบก็จะสามารถส่งเจ้าหน้าที่ออกไปแก้ไขได้ทันท่วงที ลดการสูญเสียที่จะเกิดขึ้นให้น้อยลงได้

This material is reserved for educational use only, not allowed for commercial use.

Forbidden to modify the content, and cite the document when use.

Title Case Study of using Computer Based Substation Control System
In Thailand

Student Mr. Yongyuth Fuprasert

Advisor Assistant Prof. Banjong Piyadhamrong

Level of Study Master of Science in Information Technology

Major Information Technology Management

Year 1998

ABSTRACT

The Power System has combined from 3 main parts, i.e. Generating System, Transmission System and Distributing System. With its main objective is transmitting electrical power from source to consumer (or customer). One thing has seen very obviously in the system when we need to submit the power from one place to another is an intermediate substation. The Substation is a junction for regulating voltage, switching the power, protection fault and other necessary function whichever make more Stability and Reliability for the system. By doing connection in each substation as loop-network. At the present day in Thailand, Computer technologies are more keep in touch with substation controlling system than the past. We instead use them as human controlling. So, Main switchyard equipment status monitoring, Analog value measurement and Equipment-Operation as manual commanding can be all automatically done by the computer function. Cause of its good performance has less failure than human controlling. Furthermore, in the future, the Computer Control Center can easily track all events, which occurred in each substation via computer network. That will be easily to check and have more capable to maintenance the system. This new technology will save us for no more loss then.

กิติกรรมประกาศ

โครงการศึกษากรณีพิเศษ (Special Study Project) เรื่อง “กรณีศึกษาการควบคุมสถานีไฟฟ้าผ่านระบบคอมพิวเตอร์ในประเทศไทย” (Case Study of using Computer Based Substation Control System in Thailand) นี้ประสบความสำเร็จขึ้นได้เพราะได้รับความอนุเคราะห์ทางด้านวิชาการ, แนวทางการปรับปรุง ตลอดจนได้รับคำติชมจากบุคคลท่านต่าง ๆ ดังต่อไปนี้

- | | |
|---------------------------|---|
| 1. ผศ.บรรจง ปิยะธำรง | อาจารย์ประจำคณะเทคโนโลยีสารสนเทศ, สจล. |
| 2. คุณชนพล แววกักดี | วิศวกรไฟฟ้า, การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค |
| 3. คุณหนูจันทร์ นามอ่อนตา | วิศวกรไฟฟ้า, การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย |
| 4. คุณทวีชัย | วิศวกรไฟฟ้า, การไฟฟ้านครหลวง |
| 5. คุณประมวลชัย ทวีเศรษฐ์ | Senior Vice president , บริษัท ศรีอุทอง จำกัด |
| 6. คุณสุวิทย์ เป็งย่อง | วิศวกรไฟฟ้า, บริษัท ศรีอุทอง จำกัด |
| 7. คุณธีรยุทธ เจนวิทยา | อาจารย์ประจำภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า, มจร. |
| 6. คุณยุพดี ฟูประเสริฐ | นักวิชาการประจำสถาบันวิจัยยาง, กระทรวงเกษตรฯ |

นอกจากนี้ผู้จัดทำ ยังได้รับความร่วมมือในการช่วยเหลือ และได้รับคำแนะนำจากเพื่อน ๆ นักศึกษาปริญญาโทหลักสูตรวิชาการจัดการเทคโนโลยีสารสนเทศรุ่นที่ 4 (ITM4) จึงขอถือโอกาสขอบพระคุณมา ณ โอกาสนี้ด้วย

ผู้จัดทำ

กุมภาพันธ์ 2542

สารบัญ

	หน้า
บทคัดย่อภาษาไทย	I
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ	II
กิตติกรรมประกาศ	III
สารบัญ	IV
สารบัญภาพ	VI
บทที่	
1. บทนำ	1
1.1 ความเป็นมาของการควบคุมระบบไฟฟ้า	1
1.2 ระบบ SCADA คืออะไร	1
1.3 ระบบ CSCS คืออะไร	2
1.4 สถานีไฟฟ้าย่อย กับระบบ CSCS	3
2. วัตถุประสงค์ในการใช้ระบบ CSCS	9
3. ฟังก์ชันของระบบ CSCS	11
4. โครงสร้างระบบ CSCS ของการไฟฟ้าทั้ง 3 หน่วยงาน	14
4.1 การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย	15
4.2 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	16
4.3 การไฟฟ้านครหลวง	18
5. ระบบงานตัวอย่าง	20
6. ผลการวิเคราะห์เปรียบเทียบ	31
6.1 ระดับ (level) ของข้อมูล	31
6.2 เปรียบเทียบเทคโนโลยีที่มีใช้อยู่ในปัจจุบัน	32
6.3 เปรียบเทียบรูปแบบการใช้งานระบบ CSCS ที่มีอยู่ในปัจจุบัน ของการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง	33

สารบัญ (ต่อ)

	หน้า
6.4 ปัญหาที่พบเมื่อนำระบบ CSCS ไปใช้งาน	34
6.5 นำเสนอระบบที่เหมาะสม	35
6.6 สรุปผลการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ของระบบ CSCS	35
7. สรุปและข้อเสนอแนะ	37
7.1 สรุป	37
7.2 ข้อเสนอแนะ	38
บรรณานุกรม	40
ภาคผนวก	41
การแสดงผลแบบฟอร์มตัวอย่างการทดสอบตัวระบบก่อนการส่งมอบ	42
ประวัติผู้เขียน	56



สารบัญภาพ

ภาพที่	หน้า
1.1 แสดงภาพโดยทั่วไปของสถานีไฟฟ้าย่อย	3
1.2 แสดงแผนผังของระบบไฟฟ้ากำลัง	4
1.3 แสดงแผนผังการต่อสถานีไฟฟ้าย่อยใน รูปแบบ โครงข่าย	4
1.4 แสดงตารางการเปรียบเทียบระดับแรงดันที่มีใช้ในหน่วยงานของการไฟฟ้า ทั้ง 3 แห่งที่ใช้ในระบบส่งไฟฟ้ากำลังอยู่ในขณะนี้	5
1.5 แสดงอุปกรณ์ตัดตอนไฟฟ้าแรงสูงภายในสถานีไฟฟ้าย่อย	6
1.6 แสดงอุปกรณ์ในตู้ควบคุม และรีเลย์ป้องกันภายในห้องควบคุม	7
1.7 แสดงอุปกรณ์ในส่วนอื่น ๆ (Shunt Reactance)	7
1.8 แสดงการติดตั้งระบบ CSCS ภายในสถานีไฟฟ้าย่อย	8
3.1 แสดงแผนผังของการควบคุมระบบ 1 โดยมี VDU เข้าร่วมร่วมสนับสนุนในการทำงาน	12
4.1 แสดงไดอะแกรมระบบการควบคุมอุปกรณ์ในสถานีไฟฟ้า ด้วยคอมพิวเตอร์ทั้ง 2 รูปแบบ	14
4.2 แสดงการจัด heirarchical logical database structure ออกเป็นระดับต่าง ๆ	14
4.3 แสดงรูปของตู้ Master Panel ในระบบ CSCS ของ PEA	17
4.4 แสดงรูป Configuration of RTU ในระบบของ MEA	19
5.1 แสดงหน้าจอแสดงผลของซิงเกิ้ลไลน์ไดอะแกรมของทั้งสถานี (Overview Display)	24
5.2 แสดง Sector Display ของระบบ 115 เควี	26
5.3 แสดง Sector Display ของระบบ 115 เควี บัสที่ 1	28
5.4 แสดง Sector Display ของระบบ 115 เควี บัสที่ 2	30
6.1 แสดงการเปรียบเทียบข้อดีและข้อเสียของเทคโนโลยีระบบ Centralized และ Decentralized	32
6.2 แสดงการเปรียบเทียบรูปแบบการใช้งาน CSCS ในเวลาปัจจุบัน	33
6.3 แสดงการนำเสนอระบบที่เหมาะสมกับการใช้งานระบบ CSCS	35
6.4 แสดงสรุปผลการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ของระบบ CSCS ในประเทศไทย	36

This material is reserved for educational use only, not allowed for commercial use.

Forbidden to modify the content, and cite the document when use.

บทที่ 1

บทนำ

1.1 ความเป็นมาของการควบคุมระบบไฟฟ้า

ในปัจจุบัน จากภาวะการเติบโตทางเศรษฐกิจที่ขยายตัวอย่างรวดเร็ว จึงทำให้มีความต้องการในการบริโภคพลังงานไฟฟ้าที่มีคุณภาพสูงขึ้น โดยเฉพาะในภาคอุตสาหกรรม และจากเหตุผลนี้จึงทำให้ระบบไฟฟ้ามีความซับซ้อนเพิ่มขึ้นจากเมื่อก่อนมาก ดังนั้นเพื่อความแม่นยำและความมั่นคงในการจ่ายไฟ ตลอดจนคุณภาพของระบบไฟฟ้าจึงได้มีการนำระบบ SCADA (ย่อมาจากคำว่า Supervisory Control And Data Acquisition) หรือระบบการควบคุม, ตรวจสอบ และเก็บรวบรวมข้อมูลในระยะไกลด้วยระบบคอมพิวเตอร์มาใช้งานแทน ระบบเดิมที่ต้องดำเนินการด้วยคน (Manual Mode)

1.2 ระบบ SCADA คืออะไร

SCADA ย่อมาจาก Supervisory Control And Data acquisition คือระบบการตรวจสอบควบคุมสถานะ และเก็บรวบรวมข้อมูลของอุปกรณ์ที่ต้องการ ระบบ SCADA จะประกอบด้วยส่วนประกอบหลักคือ ศูนย์ควบคุม (Master Station), RTUs (Remote Terminal Units) และระบบการติดต่อสื่อสาร ซึ่งจำนวนของศูนย์ควบคุม และ RTUs จะขึ้นอยู่กับความต้องการและโครงสร้างของระบบที่จะนำไปใช้งาน (อย่างเช่น โครงสร้างของระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะครอบคลุมพื้นที่ บริเวณกว้าง โดยที่โครงสร้างในการตั้งควบคุมอุปกรณ์ และการทำงานในกรณีอื่น ๆ อย่างเช่นการวางแผน, การคิดบิลค่ากระแสไฟฟ้า, การประสานงานกับกฟผ. เป็นต้น ซึ่งจะแบ่งออกเป็น ส่วนกลาง, ภาค, เขต และการไฟฟ้าจังหวัด (กฟจ.) ซึ่งเป็นลักษณะการจัดระบบเป็น แบบกระจาย (Distributed) ดังนั้นโครงสร้างของระบบ SCADA จึงควรจะเป็นแบบกระจายด้วย เป็นต้น) โดยประวัติความเป็นมาของระบบ SCADA นั้น ได้มีบริษัทที่ทำการจดทะเบียนลิขสิทธิ์ในครั้งแรก ในช่วงปีค.ศ.1890 ถึง 1930 ซึ่งวัตถุประสงค์หลักในครั้งแรกนั้นจะนำมาใช้กับงานทางด้านโทรศัพท์ และอุตสาหกรรมการสื่อสารอื่น ๆ โดยระบบ SCADA ที่ได้มีการเริ่มใช้ในปีค.ศ.1921 ซึ่งออกแบบโดย Mr. John B. Harlow เป็นระบบที่มี

ความสามารถในการตรวจสอบการเปลี่ยนแปลงสถานะของอุปกรณ์ที่อยู่ในระยะไกล และรายงานผลการเปลี่ยนแปลงสถานะนั้นให้กับทางศูนย์ควบคุมได้รับทราบ

ต่อมาในปีค.ศ.1923 Mr. John J. Bellamy และ Mr. Rodney G. Richardson ได้พัฒนาระบบการควบคุมระยะไกล โดยการใช้เทคนิค “Check-before-Operate” ทั้งนี้เพื่อให้มีการตรวจสอบสถานะของอุปกรณ์ที่ต้องการจะควบคุมเพื่อความแน่ใจก่อน ก่อนที่จะออกสั่งควบคุมออกไป และในปีค.ศ.1927 เป็นครั้งแรกที่มีการนำระบบ “Logging System” มาใช้งาน โดยที่ระบบนี้เป็นระบบที่สามารถเฝ้ามองข้อมูลจากระยะไกล ได้และพิมพ์รายงานข้อมูลการเปลี่ยนแปลงสถานะของอุปกรณ์ตลอดจนถึงรายงานวัน และเวลาที่เกิดเหตุการณ์ด้วย จะเห็นได้ว่าความต้องการในการนำระบบ SCADA มาใช้งานในอดีตนั้นเป็นระบบที่ค่อนข้างจะเป็นแบบง่าย ๆ ไม่ซับซ้อน เพราะมีทางเลือกเพียงเล็กน้อย ที่จะนำมาใช้งานด้วยข้อจำกัดที่ว่าอุปกรณ์ในระบบเป็นแบบ อิเล็กทรอนิกส์

และเมื่อมีการเริ่มนำอุปกรณ์จำพวก Solid-state (อุปกรณ์ที่ทำงานโดยไม่มีส่วนที่เคลื่อนไหวอย่างเช่นอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์เซนเซอร์, A/D คอนเวอร์เตอร์ เป็นต้น) เข้ามาใช้งานจึงทำให้มีความสามารถในการเพิ่มฟังก์ชันต่าง ๆ ของระบบ SCADA ที่ต้องการขึ้นมาอีกอย่างมาก โดยในปีค.ศ.1980 ได้มีการนำเทคโนโลยีใหม่เข้ามาใช้ในระบบ SCADA ที่ใช้ในการควบคุมระบบไฟฟ้าซึ่งในปัจจุบันนี้ RTU ชนิดใหม่ ๆ ได้มีการนำเอาไมโครโปรเซสเซอร์มาใช้ในการประมวลผลของฟังก์ชันต่าง ๆ ที่เพิ่มขึ้นมา การนำเอาไมโครโปรเซสเซอร์มาใช้นั้นทำให้มีความคล่องตัว (Flexibility) ในการใช้งานที่เกี่ยวข้องกับระบบ SCADA ทั้งในด้านการ Operate และความสามารถด้านอื่น ๆ ในการใช้งาน ดังนั้นจากที่กล่าวมาแล้วข้างต้นจึงเห็นได้ว่าระบบ SCADA ในยุคปัจจุบันนี้จะไม่ใช่ระบบ SCADA ของเทคโนโลยีในแบบเดิม ๆ อีกต่อไป และระบบ SCADA ของวันนี้ก็จะไม่ใช่ระบบ SCADA ของวันพรุ่งนี้เช่นกัน

1.3 ระบบ CSCS คืออะไร

CSCS ย่อมาจาก Computer –based Substation Control System คือระบบควบคุมอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้าด้วยคอมพิวเตอร์ ซึ่งระบบนี้ได้ถูกพัฒนาขึ้นมาใช้งานเป็นเพียงอุปกรณ์อินพุทของระบบ SCADA เท่านั้น โดยระบบ CSCS นี้จะเป็นระบบที่มีมันสมอง หรือ หน่วยประมวลผลกลาง (CPU) เป็นของตัวเอง ดังนั้นจึงสามารถกระจายงานควบคุม และงานประมวลผลข้อมูลกลาง ซึ่งแต่เดิมเคยกระทำที่เครื่องคอมพิวเตอร์ของระบบ SCADA ที่ศูนย์ควบคุม โอนมาให้ระบบ CSCS ซึ่งติดตั้งอยู่ที่สถานีไฟฟ้าย่อยดำเนินการแทนได้ จึงทำให้

This material is reserved for educational use only, not allowed for commercial use.

Forbidden to modify the content, and cite the document when use.

ภาระกิจของเครื่องคอมพิวเตอร์ของระบบ SCADA น้อยลงจึงทำให้สามารถลดขนาดให้เล็กลงได้ ซึ่งก็หมายความว่าสามารถลดเงินลงทุนลงได้นั่นเอง

ดังนั้นจึงอาจจะกล่าวได้ว่าระบบ CSCS เหมือนระบบ SCADA ที่ถูกจำลอง หรือย่อส่วนให้มีขนาดเล็กลงนั่นเองโดยที่ฟังก์ชัน ใดที่ระบบ SCADA ขนาดใหญ่ทำได้ระบบ CSCS ก็ สามารถทำได้เช่นเดียวกัน และนอกจากนี้การเชื่อมต่อระหว่างระบบ CSCS หลายแห่งเข้ากับระบบ SCADA ใหญ่ที่ศูนย์ควบคุมระบบ เพื่อให้ศูนย์ควบคุมระบบ เป็นผู้ควบคุมอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้าย่อย แต่ละแห่งผ่านระบบสื่อสารไปยังระบบ CSCS ที่สถานีไฟฟ้าย่อยก็สามารถทำได้โดยไม่มียาก

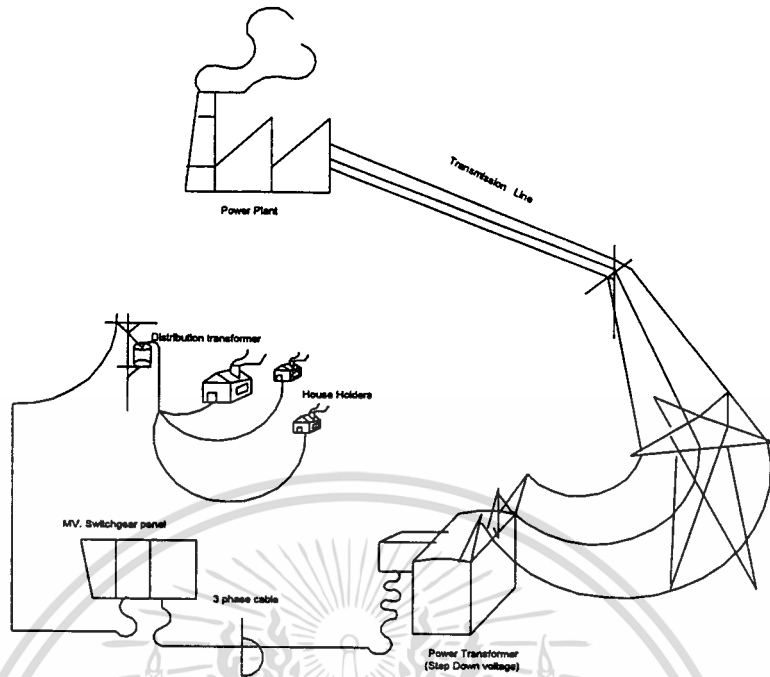
1.4 สถานีไฟฟ้าย่อย กับระบบ CSCS

ก่อนอื่นเมื่อเอ่ยถึงสถานีไฟฟ้าย่อย เราก็สมควรที่จะต้องทำความเข้าใจอย่างพอสังเขป ถึงหน้าที่การทำงานของระบบไฟฟ้ากำลังกันก่อน ซึ่งหลังจากนั้นก็จะได้พิจารณากันออกไปอีกว่า ระบบ CSCS นั้นได้เข้ามามีส่วนเกี่ยวข้องกับตัวสถานีไฟฟ้าย่อยได้อย่างไรในหัวข้อต่อ ๆ ไป



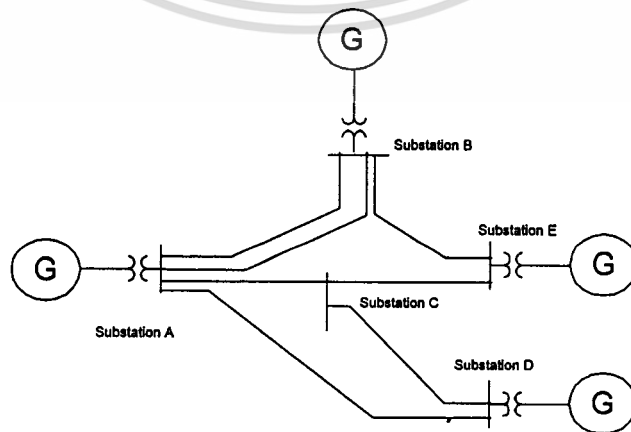
รูปที่ 1.1 แสดงสภาพโดยทั่วไปของสถานีไฟฟ้าย่อย

ในระบบไฟฟ้ากำลังจะถือว่าจุดเริ่มต้น จุดแรกนั้นจะเป็นระบบผลิตกระแสไฟฟ้า ซึ่งรับหน้าที่โดยโรงจักรไฟฟ้าชนิดต่าง ๆ ส่งผ่านกระแสไฟฟ้าผ่านมาทาง Stepping Up Transformer เพื่อปรับแรงดันให้สูงขึ้น เพราะเนื่องจากค่าแรงดันครั้งแรกที่เกิดจากการเหนี่ยวนำของเครื่องกำเนิดไฟฟ้านั้น จะมีค่าไม่เพียงพอที่จะส่งจ่ายกระแสไฟฟ้าผ่านระบบส่งออกไปได้ สายส่งไฟฟ้าจะทำหน้าที่เป็นตัวกลางที่จะนำกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้ส่งออกไป ด้วยเหตุผลที่ว่า แหล่งผลิตกระแสไฟฟ้านั้น จะอยู่ห่างจากโหลด หรือผู้ใช้ไฟฟ้าเป็นระยะทางไกล ดังนั้นแรงดันที่ใช้ส่งกำลังไฟฟ้าออกไป จึงจำเป็นต้องมีมากพอ (ตามปกติจะอยู่ในระดับแรงดันประมาณ 115 kV หรือ 230 kV หรือ 500 kV ซึ่งเป็นระดับแรงดันที่ใช้อยู่ในปัจจุบันนี้ของทางการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย)



รูปที่ 1.2 แสดงแผนผังของระบบไฟฟ้ากำลัง

จากนั้นในช่วงระหว่างทาง แรงดันที่ถูกส่งออกมานี้อาจได้รับผลกระทบจากค่าความต้านทานของสายส่งไฟฟ้า ที่ส่วนใหญ่ทำมาจากอลูมิเนียม ทำให้แรงดันช่วงกลางทาง หรือปลายทาง ตกลงซึ่งจะมีผลต่อผู้ใช้ไฟฟ้าได้ ดังนั้นจึงจำเป็นต้องมี สถานีไฟฟ้าแรงสูง หรือมักเรียกกันว่าสถานีไฟฟ้าย่อย เป็นตัวทำหน้าที่ในการปรับแรงดันไฟฟ้าให้คงที่อีกครั้งหนึ่ง นอกจากนี้ สถานีไฟฟ้ายังจะเป็นจุดเชื่อมโยงของโครงข่ายของระบบไฟฟ้ากำลัง ในกรณีที่จะทำให้เพิ่มความเสถียรภาพ, ความมั่นคง และความน่าเชื่อถือของระบบมากขึ้นไปได้ โปรดพิจารณาได้จากรูปที่ 1.3 ซึ่งแสดงแผนผังการต่อสถานีไฟฟ้าย่อยในรูปแบบโครงข่าย (Network)



รูปที่ 1.3 แสดงแผนผังการต่อสถานีไฟฟ้าย่อยใน รูปแบบโครงข่าย

และในบางครั้งที่สถานีไฟฟ้าย่อยเองก็ยังเป็นจุดที่ใช้กระจาย หรือจำหน่ายกระแสไฟฟ้าให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าได้อีกด้วย โดยผู้ที่รับทำหน้าที่นี้ ก็จะได้แก่การไฟฟ้านครหลวง และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ซึ่งทั้งสองหน่วยงานนี้จะซื้อกระแสไฟฟ้าต่อจากทางการไฟฟ้าฝ่ายผลิตอีกทอดหนึ่ง โดยแบ่งพื้นที่ความรับผิดชอบคือ การไฟฟ้านครหลวงจะดูแลพ.ท.ในเขตกรุงเทพมหานคร, จ.นนทบุรี และจ.สมุทรปราการ ส่วนการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะดูแลพื้นที่ในส่วนของ 73 จังหวัดที่เหลือในประเทศไทยทั้งหมด

ระดับแรงดันที่จะจำหน่ายออกไปให้กับผู้ใช้ไฟฟ้านี้ จะถูกลดระดับแรงดันไฟฟ้าลง เพื่อให้เหมาะสมกับการใช้งานของลูกค้าแต่ละราย นี่จึงเป็นอีกหน้าที่หนึ่งของตัวสถานีไฟฟ้าย่อย โดยขอยกตัวอย่างของระดับแรงดันที่ใช้ในระบบจำหน่ายนี้ได้เช่น 115 kV, 69 kV, 33 kV, 24 kV, 22 kV, 12 kV ซึ่งจะจำหน่ายให้กับพวกโรงงานอุตสาหกรรมขนาดใหญ่ ขนาดกลาง ขนาดเล็ก หรือห้างสรรพสินค้า ธุรกิจโรงพยาบาล ธุรกิจโรงแรม สถานศึกษา ไปจนถึงระดับแรงดันต่ำขนาด 400/230 V ซึ่งเป็นระดับแรงดันไฟฟ้าที่เราใช้กันตามบ้านเรือนทั่วไป

ระดับแรงดัน (kV)	กฟผ.	กฟภ.	กฟน.
500	X	-	-
230	X	-	X
115	X	X	X
69	X	-	X
33	X	X	-
24	-	-	X
22	X	X	-
12	-	-	X
400/230 V.	X	X	X

หมายเหตุ : X = มีใช้งานอยู่ขณะนี้, - = ไม่มีใช้งานอยู่ขณะนี้

กฟผ. = การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

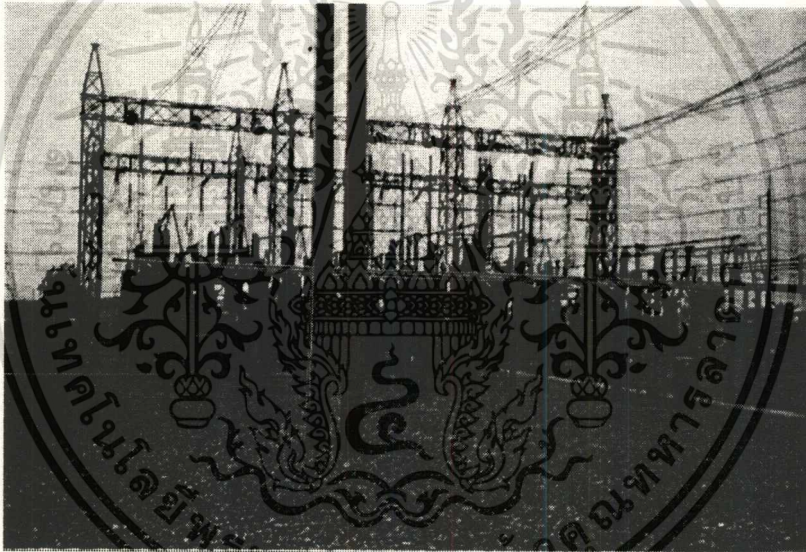
กฟภ. = การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

กฟน. = การไฟฟ้านครหลวง

รูปที่ 1.4 แสดงตารางการเปรียบเทียบระดับแรงดันที่มีใช้ในหน่วยงานของการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่งที่ใช้ในระบบส่งไฟฟ้ากำลังอยู่ในขณะนี้

อีกหน้าที่หนึ่งที่สำคัญของสถานีไฟฟ้าย่อยที่เราไม่สามารถจะมองผ่านไปได้นั้นคือ หน้าที่ในการควบคุมอุปกรณ์ และป้องกันให้กับระบบไฟฟ้ากำลัง กล่าวคือภายในสถานีไฟฟ้าย่อย จะมีการติดตั้งอุปกรณ์ที่ใช้ในการควบคุมการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าให้เป็นอย่างปกติ โดยเราสามารถจำแนกอุปกรณ์ดังกล่าวนี้ออกได้ 3 ส่วนหลักใหญ่ ๆ คือ

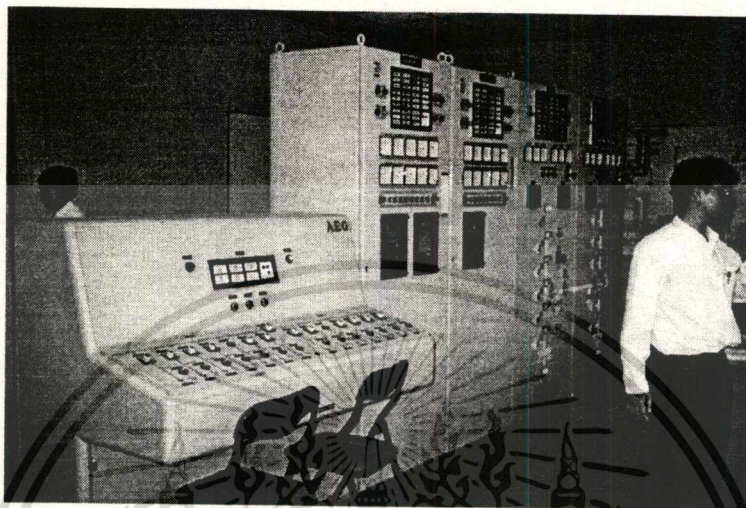
- ส่วนของอุปกรณ์ตัดตอนไฟฟ้าแรงสูง อันได้แก่เซอร์กิตเบรกเกอร์, สวิตช์ไบเมค, หม้อแปลงกระแส, หม้อแปลงแรงดัน เป็นต้น ซึ่งอุปกรณ์เหล่านี้จะเป็นส่วนที่เกี่ยวข้องโดยตรงกับระบบไฟฟ้ากำลัง และมักติดตั้งอยู่ภายนอกของอาคาร (แต่ในปัจจุบันได้เริ่มนิยมติดตั้งอุปกรณ์เหล่านี้ภายในอาคารเพิ่มมากขึ้น โดยใช้เทคโนโลยีแบบ GIS (Gas Insulated System) เนื่องจากทำให้ประหยัดพื้นที่ที่ใช้ในการติดตั้ง)



รูปที่ 1.5 แสดงอุปกรณ์ตัดตอนไฟฟ้าแรงสูงภายในสถานีไฟฟ้าย่อย

- ส่วนของอุปกรณ์ควบคุม และรีเลย์ป้องกัน ซึ่งอุปกรณ์ในส่วนนี้เกือบทั้งหมดจะถูกติดตั้งอยู่ภายในห้องควบคุม ดังนั้นจึงจัดได้ว่าเป็นอุปกรณ์ประเภท Indoor โดยอุปกรณ์ในส่วนเหล่านี้ จะทำหน้าที่เป็นเสมือนส่วนของสมองในร่างกายมนุษย์ นั่นคือจะคอยรับข้อมูลจากภายนอกเข้ามาตรวจสอบประมวลผล และสั่งการคำสั่งออกไปหาอุปกรณ์ตัดตอนแรงสูง ภายนอก ข้อมูลส่วนใหญ่ที่รับเข้ามาอาจจะมาจากตัวอุปกรณ์ตัดตอนแรงสูงด้วยตัวเองในรูปแบบของการทำงานชนิด Feed Back Control แล้วก็ยังสามารถถูกสั่งการได้ด้วยระบบ Manual Control หรือควบคุมโดยมนุษย์ได้อีกด้วย หน้าที่ที่สำคัญของอุปกรณ์ส่วนนี้จึงมักจะเกี่ยวข้องกับเจ้าหน้าที่ผู้ควบคุม (Operator)

คือต้องมีการรายงานผล หรือให้มีการเฝ้าติดตามผลของการควบคุม (Monitoring) ได้อย่างสม่ำเสมอ



รูปที่ 1.6 แสดงอุปกรณ์ในตู้ควบคุม และรีเลย์ป้องกันภายในห้องควบคุม

- ส่วนของอุปกรณ์อื่น ๆ ที่ไม่มีส่วนเกี่ยวข้องโดยตรงแต่ก็จัดว่าเป็นส่วนหนึ่งของในระบบฯ ยกตัวอย่างเช่น หม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง (Power Transformer), Shunt Reactance, Capacitor Bank, ตัวกันฟ้าผ่า (Lightning Arrestor), หม้อแปลงบริการ (Station Service Transformer), อุปกรณ์จ่ายไฟเลี้ยงกระแสสลับและกระแสตรงให้กับสถานีไฟฟ้าย่อย, แบตเตอรี่สำรองพลังงานไฟฟ้า เป็นต้น



รูปที่ 1.7 แสดงอุปกรณ์ในส่วนอื่น ๆ (Shunt Reactance)

จากที่ได้กล่าวมาแล้วก็จะทำให้ทราบถึงการทำงาน และหน้าที่ของสถานีไฟฟ้าย่อยได้อย่างพอสังเขป ซึ่งจะเห็นได้ว่าการทำงานของสถานีไฟฟ้าย่อย ในช่วงแรก ๆ นั้นจำเป็นจะต้องมีการใช้เจ้าหน้าที่ เข้ามาควบคุมและตรวจสอบดูแลถึงการทำงานของอุปกรณ์ภายในสถานีฯ ว่าเป็นไปอย่างปกติหรือไม่ อย่างไร จะเห็นได้ว่าในบางครั้งเมื่อเกิดปัญหาขัดข้องขึ้นแต่ไม่ทราบสาเหตุที่มาของเหตุการณ์ว่าเกิดขึ้นจากอะไร เช่นเกิดเหตุการณ์ฟอลท์ (Fault) ในระบบส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าในขณะที่มีการจ่ายกระแสไฟฟ้าตามปกติ เนื่องจากขาดความสามารถในการวิเคราะห์ผล (Analization) หรือในบางครั้งเจ้าหน้าที่ควบคุมสั่งการผิดพลาด (Human Error Commanding) ทำให้เกิดความเสียหายขึ้นกับระบบฯ ดังนั้นเพื่ออำนวยความสะดวกสบายให้กับการควบคุม และป้องกันภายในสถานีไฟฟ้าย่อย ระบบ CSCS จึงได้เข้ามามีส่วนช่วยแบ่งเบาภาระของเจ้าหน้าที่ผู้ควบคุมสถานีฯ ในด้านนี้ รวมทั้งแก้ปัญหาความขัดข้องได้อย่างรวดเร็วทันการณ์ ส่งผลให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าว่าจะได้รับการบริการที่ดียิ่งขึ้น



รูปที่ 1.8 แสดงการติดตั้งระบบ CSCS ภายในสถานีไฟฟ้าย่อย

ในบทต่อ ๆ ไปเราก็จะพิจารณากันต่อไปว่าระบบ CSCS มีวัตถุประสงค์ของการใช้งานของระบบ, ฟังก์ชัน และส่วนโครงสร้างในระบบเป็นอย่างไรบ้าง

บทที่ 2

วัตถุประสงค์ในการใช้ระบบ CSCS

เทคโนโลยีแบบ Computer Based Substation Control System ถูกนำมาใช้ในการควบคุม สถานีไฟฟ้าย่อยในเมืองไทยเพียงไม่กี่ปีที่ผ่านมาแม้ว่าจะมีชื่อเรียกในบางครั้งแตกต่างกันออกไป แต่วัตถุประสงค์หลัก ๆ ที่ผู้ใช้ต้องการจะให้เกิดประโยชน์จริง ๆ ก็คือ

2.1 ทำหน้าที่เป็นระบบควบคุมหลัก

นำมาใช้ในการควบคุมอุปกรณ์ไฟฟ้าที่อยู่ในสถานีไฟฟ้าแทน Control Desk และ Control Board บางส่วน โดยการควบคุมดังกล่าวไม่ว่าจะเป็น การปลด-สับอุปกรณ์, การเพิ่ม-ลด ตำแหน่งของ Tap ของหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง, การสั่งการควบคุมปิด-เปิดพัลลภระบายความร้อนของหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง ฯลฯ จะกระทำผ่านชุด Man Machine Interface (MMI) โดยระบบควบคุมเดิมที่ใช้ Control Desk หรือ Control board ก็ไม่จำเป็นต้องถูกยกเลิกไป โดยสามารถเปลี่ยนไปเป็นระบบควบคุมสำรองในกรณีที่ระบบควบคุมหลักเกิดปัญหา

2.2 ทำหน้าที่เก็บบันทึกข้อมูลที่สำคัญ

นำมาใช้งาน ในการเก็บบันทึกข้อมูลเครื่องวัด และเหตุการณ์ทุกเหตุการณ์ ที่เกิดขึ้นภายใน สถานีไฟฟ้า โดยข้อมูลที่ได้จะมีความละเอียดสูงมาก ข้อมูลที่เก็บเอาไว้จะมีประโยชน์ต่อการนำไปวิเคราะห์ดูโหลดปริมาณการใช้กระแสไฟฟ้าในอนาคต ตลอดจนนำไปวิเคราะห์หาสาเหตุในการเกิดเหตุการณ์ผิดปกติที่เกิดขึ้นอยู่บ่อยครั้ง เพื่อป้องกันไม่ให้เกิดขึ้นอีกในอนาคต

2.3 ทำหน้าที่รักษาความมั่นคงของระบบ

จากข้อ 2.2 ที่กล่าวมาเมื่อนำเอาเทคโนโลยี CSCS มาใช้ควบคุมระบบไฟฟ้าแล้ว ก็จะทำให้ระบบไฟฟ้ามีความเชื่อถือได้ (Reliability) สูงขึ้นกว่าเดิม เหตุการณ์ไฟฟ้าดับก็จะเกิดขึ้นน้อยลงกว่าแต่ก่อน หรือไม่เกิดอีกต่อไป

2.4 ทำหน้าที่เพิ่มอำนาจในการตัดสินใจส่งจ่ายไฟฟ้า

เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพ ของการส่งจ่ายไฟฟ้า โดยสามารถที่จะส่งจ่ายไฟฟ้าได้อย่างรวดเร็ว และลดปัญหาที่จะเกิดกระแสไฟฟ้าขัดข้องได้ เมื่อรับทราบสาเหตุของสิ่งผิดปกติได้อย่างแน่นอนและแม่นยำแล้ว

2.5 ทำหน้าที่เป็น Intelligent Remote Terminal Unit

ในอนาคตเมื่อมีการนำระบบ SCADA เข้ามาใช้งานที่ศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟฟ้า ในเขต (Regional) ต่าง ๆ แล้ว ระบบ CSCS ดังกล่าวก็จะกลายเป็น Intelligent Remote Terminal Unit (RTU) ของระบบ SCADA ได้ทันทีโดยเพียงแค่เชื่อมระบบของการสื่อสารเข้าด้วยกันเท่านั้น โดยในที่นี้ Media ที่จะใช้ก็จะมีให้เลือกอยู่หลายแบบด้วยกันเช่น คลื่นไมโครเวฟ, สาย Power Line Conductor, ผ่านดาวเทียม, สายโทรศัพท์ หรือไฟเบอร์ออปติก เป็นต้น รวมทั้งสามารถใช้เป็นจุดเชื่อมต่อกับ Pole-Top RTU ที่เป็นระบบคอมพิวเตอร์ในระบบไฟฟ้าแรงดันขนาดกลาง (Medium Voltage) บนเสาไฟฟ้า ได้อีกด้วย

2.6 สนองตอบความต้องการด้าน ไฟฟ้า

เพื่อสนองตอบต่อนโยบาย ของรัฐบาลในการให้บริการต่อประชาชนอย่างมีประสิทธิภาพ และรวดเร็วในด้านบริการสาธารณูปโภคพื้นฐาน

2.7 ลดค่าใช้จ่ายในการดูแลรักษาระบบ

ช่วยลดค่าใช้จ่าย ในการออกไปแก้ไขในกรณีที่เกิดเหตุการณ์ผิดปกติ อันเนื่องมาจาก สามารถวิเคราะห์ต้นเหตุได้อย่างแม่นยำ พร้อมทั้งหาทางป้องกันได้ในอนาคตให้เกิดขึ้นน้อยลงได้

บทที่ 3

ฟังก์ชันของระบบ CSCS

ฟังก์ชันของระบบ CSCS จะสามารถแบ่งออกเป็นส่วนประกอบหลัก ๆ ได้ 6 ส่วน ดังต่อไปนี้

3.1 การอ่านและบันทึกข้อมูล (Data Acquisition)

ในระบบ CSCS จะทำการอ่านข้อมูลค่าเครื่องวัดทางไฟฟ้า (Analog Measurement) อันได้แก่ ค่าแรงดันไฟฟ้า, ค่ากระแสไฟฟ้า, ค่ากำลังไฟฟ้าของทุก ๆ วงจร หรือบัสหลัก (Main Bus) อยู่ตลอดเวลา นอกจากนี้ยังทำการบันทึกค่าข้อมูลดังกล่าวเก็บไว้เพื่อจัดทำรายงานประจำวัน, ประจำสัปดาห์, ประจำเดือน หรือประจำปี เสนอต่อผู้ควบคุมได้

3.2 การเฝ้าเตือนระบบ (Monitoring)

ระบบ CSCS จะทำการตรวจสอบสถานะของอุปกรณ์ป้องกัน, อุปกรณ์ตัดคอนรีเลย์ และค่าเครื่องวัดต่าง ๆ ตามที่ได้เคยกล่าวไว้แล้วในตอนต้น อยู่ตลอดเวลา กล่าวคือถ้าตรวจสอบแล้วพบว่า สูงหรือต่ำกว่าค่าปกติที่กำหนดไว้ หรือสถานะของอุปกรณ์ไฟฟ้าเปลี่ยนแปลงไปจากภาวะปกติ หรือจากที่เคยเป็น ก็จะส่งสัญญาณเตือนให้พนักงานหรือเจ้าหน้าที่ผู้ควบคุมประจำสถานีไฟฟ้าย่อยนั้นๆ ได้รับทราบทันที พร้อมทั้งบันทึกถึงสิ่งผิดปกติที่เกิดขึ้นอย่างอัตโนมัติ

3.3 การควบคุมระบบ (Controlling)

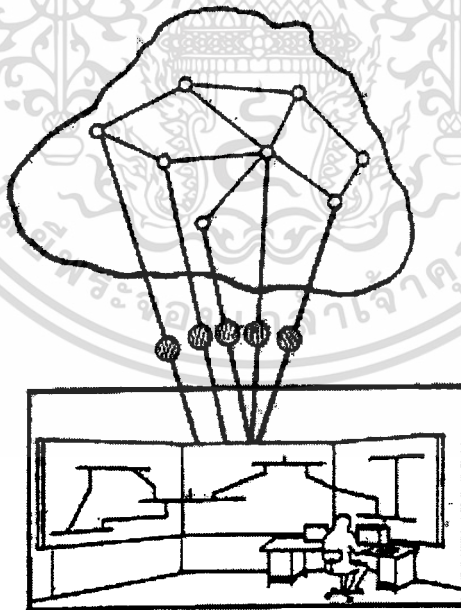
พนักงานประจำสถานีไฟฟ้าย่อย จะสามารถควบคุมอุปกรณ์ไฟฟ้าทุกชนิดที่อยู่ภายในสถานีโดยผ่าน Man Machine Interface Computer (MMI) อันได้แก่ การปลด-สับ เซอร์กิตเบรกเกอร์, การปลด-สับสวิตช์ใบมีด, การเปิด-ปิดรีเลย์, การควบคุมการเปลี่ยนตำแหน่ง Tap ของหม้อแปลงกำลังไฟฟ้า หรือการควบคุมการปิด-เปิดของพัลลวมระบายความร้อนบนตัวหม้อแปลงกำลัง เป็นต้น ซึ่งการดำเนินการทั้งหมดจะถูกบันทึกเอาไว้อย่างอัตโนมัติอีกด้วย

3.4 การประมวลเหตุการณ์ (Events Processing)

เหตุการณ์ทุกเหตุการณ์ที่เกิดขึ้น ภายในสถานีฯ ไม่ว่าจะเกิดขึ้นเอง หรือถูกดำเนินการโดยพนักงานประจำสถานีฯ จะถูกบันทึกไว้ใน Sequential Event Recording ทั้งหมดโดยเรียงตามลำดับ วัน, เวลา ที่เกิดเหตุการณ์ด้วยความละเอียดของเวลา (Resolution Time) ที่สูงมากนั้นคือ ทุก ๆ 10 mS (milli-seconds)

3.5 การแสดงผลทางจอภาพ (VDU Display)

ตำแหน่งบนโต๊ะ Operator Console ของระบบ CSCS จะมีจอภาพซึ่งสามารถแสดงผลได้มากมายหลายรูปแบบทั้งไดอะแกรมสำหรับการควบคุมอุปกรณ์ในสถานีฯ, สถานะของอุปกรณ์เช่น เซอร์กิตเบรกเกอร์ รีเลย์ ฯลฯ, ค่าเครื่องวัดต่าง ๆ และแสดงรายละเอียดของสัญญาณเตือน (Alarm), เหตุการณ์ (Events) ต่าง ๆ ทั้งในอดีตและปัจจุบัน เพื่อให้พนักงานสามารถปฏิบัติงานกับระบบ CSCS ได้โดยง่าย (Friendliness)



รูปที่ 3.1 แสดงแผนผังของการควบคุมระบบฯ โดยมี VDU เข้ามาช่วยสนับสนุนในการทำงาน

3.6 การตรวจสอบระบบของตัวเอง (Self Diagnostic)

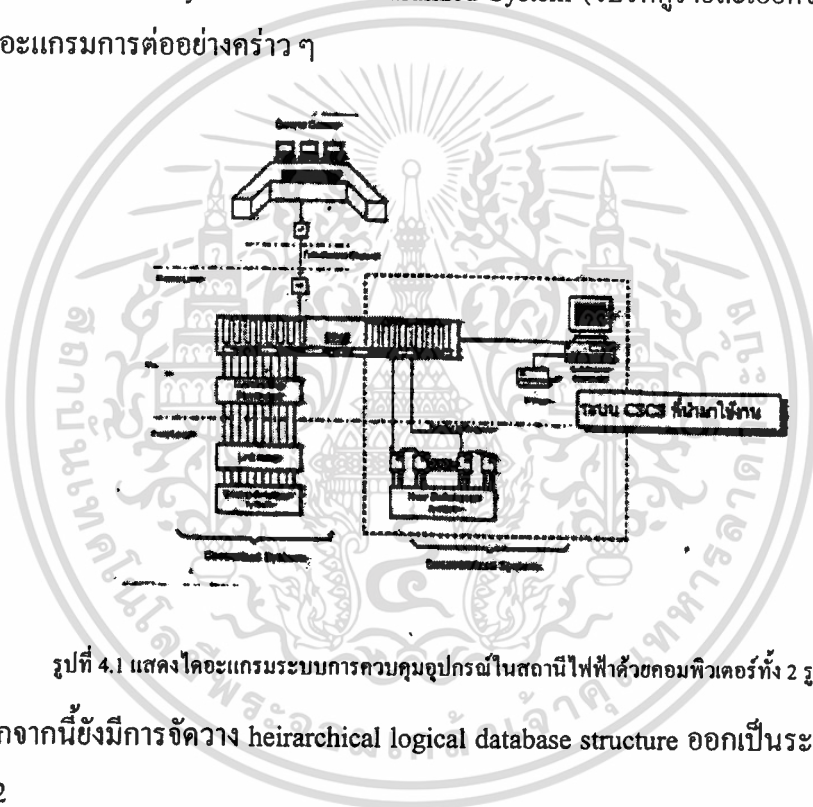
ระบบ CSCS จะทำการตรวจสอบตัวเองอยู่ตลอดเวลาทั้งในส่วน Hardware และ Software อีกทั้งเมื่อพบว่ามีสิ่งผิดปกติ ก็จะมีการล๊อคตัวเองไม่ให้ส่งคำสั่งใด ๆ ออกไป พร้อมทั้งส่งสัญญาณเตือนให้พนักงานทราบทันที และบันทึกสิ่งผิดปกติที่เกิดขึ้นไว้ด้วยอย่างอัตโนมัติ



บทที่ 4

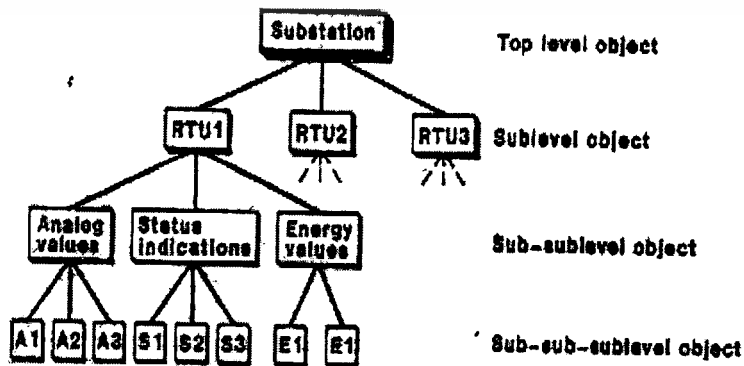
โครงสร้างระบบ CSCS ของการไฟฟ้า ทั้ง 3 หน่วยงาน

ระบบควบคุมอุปกรณ์ไฟฟ้าด้วยคอมพิวเตอร์ที่มีใช้งานอยู่ทุกวันนี้ สามารถจำแนกได้เป็น 2 รูปแบบคือ Centralized System และ Decentralized System (โปรดดูรายละเอียดจากรูปที่ 4.1) ซึ่งแสดงไดอะแกรมการต่ออย่างคร่าว ๆ



รูปที่ 4.1 แสดง ไดอะแกรมระบบการควบคุมอุปกรณ์ในสถานีไฟฟ้าด้วยคอมพิวเตอร์ทั้ง 2 รูปแบบ

นอกจากนี้ยังมีการจัดวาง heirarchical logical database structure ออกเป็นระบบต่าง ๆ ได้ตามรูปที่ 4.2



รูปที่ 4.2 แสดงการจัด heirarchical logical database structure ออกเป็นระดับต่าง ๆ

ซึ่งจะเห็นว่าเริ่มจาก top level ลงสู่ระดับล่าง ๆ โดยมีการเชื่อมโยงในแต่ละ level ไว้ด้วยเครือข่าย ในประเทศไทยจะมีหน่วยงานที่รับผิดชอบเกี่ยวกับการผลิตและส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าอยู่ 3 หน่วยงาน อันได้แก่ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และการไฟฟ้านครหลวง โดยในแต่ละหน่วยงานจะมีโครงสร้างในการใช้งานระบบ CSCS แตกต่างกันไป ซึ่งขึ้นอยู่กับความเหมาะสมในแต่ละองค์กรนั้น ๆ จากการศึกษาเราสามารถชี้แจงโครงสร้างการใช้งานของแต่ละหน่วยงานออกเป็นดังนี้

4.1 การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

จะมีโครงสร้างของระบบ CSCS ทั้งที่เป็นแบบ Centralized และ De-centralized ใช้กับสถานีไฟฟ้าย่อยของตัวเอง (ยกเว้นยังมีบางสถานีฯ ที่ยังไม่ได้มีการติดตั้งระบบ CSCS นำเข้าใช้งานอีกด้วย เนื่องจากยังไม่มีความพร้อม) จากในอดีตระบบการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าจะไม่มีระบบคอมพิวเตอร์เข้ามาเกี่ยวข้องแต่อย่างใด จนเริ่มมีการก่อตั้งศูนย์ควบคุมฯ แห่งชาติ (Nation Computer Control Center, NCC) ที่สำนักงานใหญ่อำเภอบางกรวย จ.นนทบุรี และตามมาด้วยศูนย์ควบคุมเขตฯ (Regional computer Control Center, RCC) ตามเขตภูมิภาคต่าง ๆ ทั้ง 4 เขตอันได้แก่ภาคเหนือ, ภาคกลาง, ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ และภาคใต้ เพื่อรองรับต่อเทคโนโลยีก้าวหน้าที่จะนำเข้ามาใช้งาน วิศวนาการต่อมาคือเมื่อมีโครงการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าแรงสูงขึ้นที่ใดก็ตามก็จะให้มีการบรรจุแผนปฏิบัติการระบบ CSCS เข้าไปด้วย โดยในระยะแรกจะให้แต่ละสถานีฯ ติดตั้งเฉพาะตู้ Indoor Marshalling เอาไว้ โดยที่ตู้ดังกล่าวนี้จะใช้เป็นจุดพักของสายที่ดึงเอาสัญญาณจำพวก Status , ค่า Analog Measurement และ Command receiving point ของอุปกรณ์หลัก ๆ ในลานไกไฟฟ้า (Switchyard) มาไว้ที่นี้ทั้งหมด หลังจากนั้นก็จะทำการโยงเอา points ต่าง ๆ เหล่านั้นผ่านทาง Media ซึ่งทางกฟผ. ได้จัดเตรียมไว้แล้ว โดยมี ระบบ Power Line Carrier(PLC), ระบบคู่สายโทรศัพท์ธรรมดา และระบบ Micro Wave เชื่อมต่อเข้าสู่ศูนย์ควบคุมเขตและศูนย์ควบคุมแห่งชาติ เพื่อทำการ Remote Monitoring และ Controlling อีกครั้งหนึ่ง แต่อย่างไรก็ดี ศูนย์ก็ทำได้แต่เพียงสั่งการผ่านระบบวิทยุมาทางเจ้าหน้าที่ควบคุมที่สถานีไฟฟ้า ๆ เมื่อต้องการจะ Switching หรือ Operating อุปกรณ์ภายในสถานีฯ

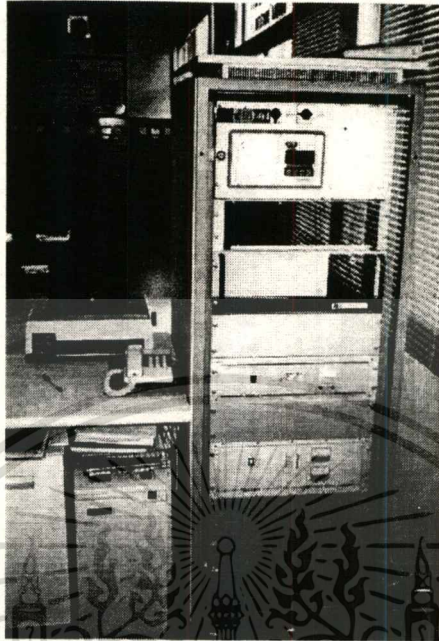
ต่อมาการนำเอาระบบ De-centralized เข้ามาใช้ในกิจการโดยเริ่มต้นจากแนวคิดที่จะให้มีการแบ่งเบาภาระที่ตัว Main Server ที่ส่วนกลาง โดยทำการจัดหาระบบคอมพิวเตอร์ที่เป็น Desktop PC ที่ใช้เทคโนโลยีในปัจจุบันนั้นไม่ว่าจะเป็นเครื่องรุ่น 80386, 80486 หรือเครื่องรุ่น Pentium Pro ก็ดีมาทำเป็นส่วนของ Man Machine Interface, MMI ภายในสถานีไฟฟ้าย่อยเองเลย พร้อมทั้งติดตั้งในส่วนของ Intelligence Electronic Devices, IED หรือที่เรียกกันว่าระบบ Remote

This material is reserved for educational use only, not allowed for commercial use.

Terminal Unit, RTU มาต่อเชื่อมกับระบบ MMI นั้น ๆ เพื่อทำหน้าที่ควบคุมเฉพาะภายในสถานีไฟฟ้าย่อยเอง และส่งข้อมูลกลับไปรายงานที่ศูนย์ควบคุมได้ด้วย ในระบบฯล่าสุดที่มีอยู่ในขณะนี้จะเป็นการพัฒนาตัวซอฟต์แวร์ที่ใช้ในการเชื่อมต่อระหว่างคอมพิวเตอร์ที่ศูนย์และคอมพิวเตอร์ที่สถานีไฟฟ้าฯ ขึ้นมาใช้เองของหน่วยงานกฟผ. โดยพยายามใช้ Resource ที่มีอยู่ทั้งหมดมาใช้ในการพัฒนา อย่างไรก็ตามทางกฟผ.เองก็ยังพบอุปสรรคอยู่บ้างในการเชื่อมต่อระบบเข้าหากันระหว่างตัวศูนย์เองกับระบบ IED (หรือ RTU) ของสถานีฯ อันเนื่องมาจากการเลือกใช้ผลิตภัณฑ์ต่างยี่ห้อกันนั่นเอง

4.2 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคมีแนวคิดที่ริเริ่มใช้งานระบบ CSCS เมื่อไม่ถึงสิบปีที่ผ่านมาโดยเริ่มติดตั้งระบบฯเป็นสถานีแรกที่ สย.บางบัว จ.ฉะเชิงเทรา โดยเป็นการทดลองใช้ครั้งแรก มีระบบเป็นลักษณะ De-centralized System ซึ่งทำให้กฟผ.เองได้พบกับปัญหาหลายประการอันได้แก่ความไม่พอดีกันของตัวอุปกรณ์เชื่อมต่อระหว่างตัว IED กับตัว MMI เพราะเนื่องจากสถานีไฟฟ้างกล่าวไม่ได้ถูกออกแบบเพื่อรองรับการใช้งานด้วยเทคโนโลยีแบบ CSCS มาก่อน อย่างไรก็ตามทางกฟผ.ก็ได้นำเอาบทเรียนนี้มาปรับปรุงระบบเพื่อให้สอดคล้องกับการใช้งานที่มีอยู่จริง จนเข้าขั้นใช้งานได้ ดังนั้นในแผนโครงการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าของกฟผ.ยุคต่อมาจึงดำริที่จะให้มีการติดตั้งระบบ CSCS เข้าไปด้วย ปัญหาที่ตามมาก็คือความหลากหลายของในแต่ละผลิตภัณฑ์ที่มีอยู่ ได้สร้างอุปสรรคต่อการเชื่อมต่อของระบบขึ้นมาระหว่างตัว IED กับตัว MMI เพราะเนื่องจากตัว IED เองต้องการพื้นที่ที่จะใช้ในการติดตั้ง แต่ในขณะที่เดียวกันทางผู้ติดตั้งไม่ได้เตรียมการเอาไว้ก่อนทำให้เกิดปัญหาขลุกขลักขึ้นบ้าง ในการติดตั้งระบบ CSCS ตามสถานีฯ นี้ถือว่าเป็นเฟสแรกของโครงการฯ นี้ โดยเฟสต่อไปของกฟผ.ก็คือ การทำการเชื่อมต่อระบบคอมพิวเตอร์ตามสถานีฯ ต่าง ๆ Link เข้ามาที่ศูนย์ควบคุมกลาง และศูนย์ควบคุมเขตตามลำดับ โดยจะจบแผนในปี 2543 นี้



รูปที่ 4.3 แสดงรูปของตู้ Master panel ในระบบ CSCS ของ PEA

I. Computer Control Field Modules (CCFM)

Computer Control Field Modules (CCFM) อุปกรณ์ชุดนี้จะติดตั้งอยู่ใกล้ตัวอุปกรณ์ไฟฟ้าที่ต้องการควบคุมมากที่สุด เพื่อลดการเดินสายควบคุมให้เหลือน้อยที่สุดเท่าที่จะทำได้ CCFM จะมีหน้าที่ในการอ่านข้อมูล, ฝ่าเดือนระบบและถ่ายทอดคำสั่งไปยังอุปกรณ์ที่ต้องการควบคุม

II. Data-Base Management and Communication Computer (DBMC)

Data-Base Management and Communication Computer (DBMC) DBMC จะมีหน้าที่เกี่ยวกับการจัดการฐานข้อมูล, การประมวลเหตุการณ์ต่าง ๆ รวมทั้งการติดต่อสื่อสารกับ CCFM, Pole-Top, RTU และศูนย์สั่งการ (Master Station) ที่จะมีในอนาคตด้วย ซึ่ง DBMC จะถูกติดตั้งอยู่ภายในห้องควบคุมโดยการติดต่อระหว่าง DBMC และ CCFM จะผ่านทางสาย Optical Fiber Cable เพื่อให้มั่นใจว่าไม่มีการรบกวนทางไฟฟ้า (Electrical Induced) อย่างเด็ดขาด

III. Man Machine Interface (MMI)

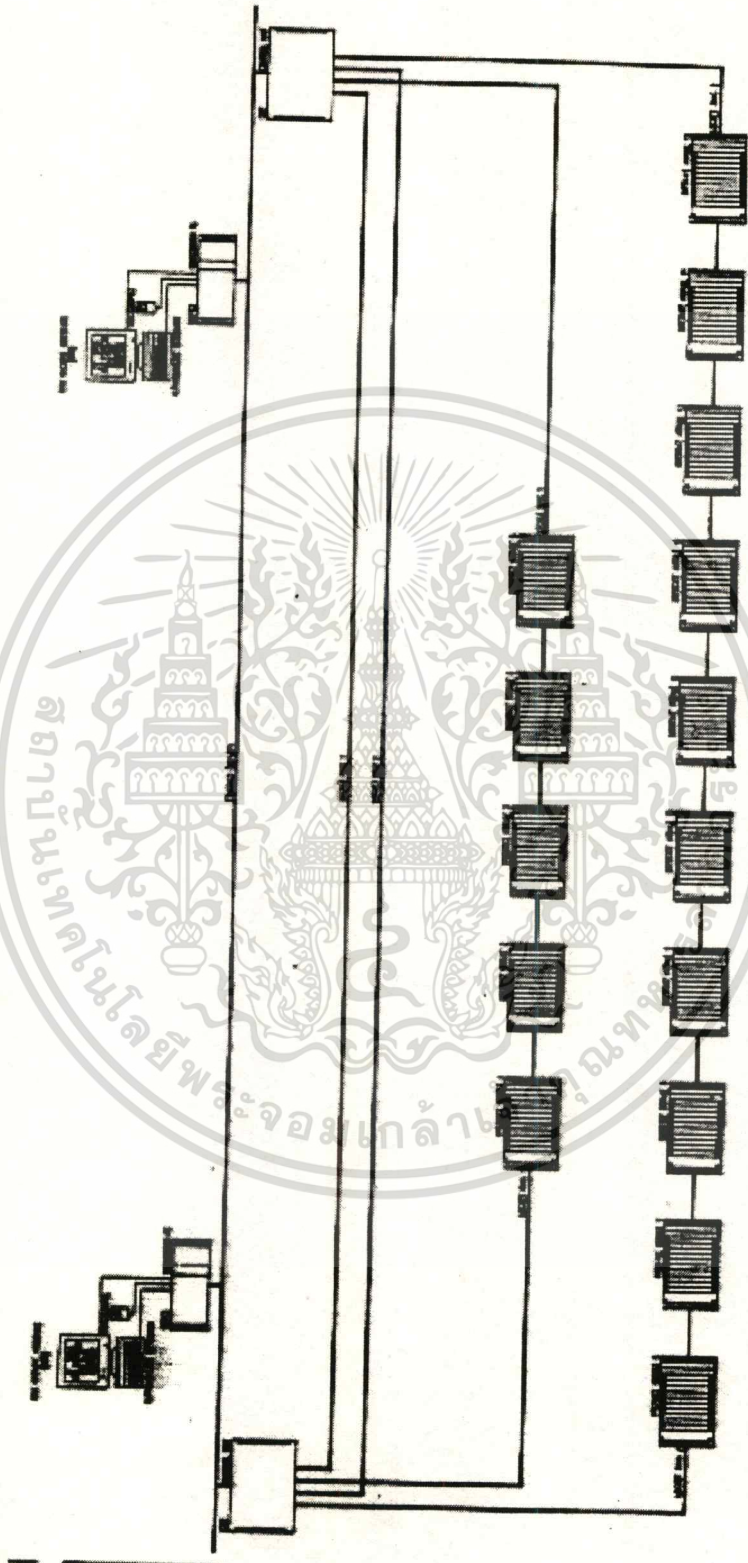
Man Machine Interface (MMI) MMI คืออุปกรณ์ที่ใช้ติดต่อสื่อสารระหว่างเครื่องคอมพิวเตอร์ กับคน สำหรับอุปกรณ์ MMI ที่นำมาใช้ จะไม่จำเป็นต้องเป็นเครื่องที่มีราคาไม่แพงมากนัก อาทิเช่น คอมพิวเตอร์รุ่น 80486 ที่ไม่จำเป็นต้องมีความเร็วของการประมวลผลเร็วมากนักก็ได้เช่น อยู่ระหว่าง 40-50 MHz เป็นต้น นอกจากนี้ยังต้องประกอบด้วยอุปกรณ์อื่น ๆ อีกอันได้แก่ เครื่องพิมพ์, Functional Keyboard, Standard Keyboard, Mouse เป็นต้น

โดยในขณะนี้เป็นที่ทราบกันดีอยู่แล้วว่าการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่งมีหน้าที่รับผิดชอบในส่วนของการผลิต, ส่ง และจำหน่ายกระแสไฟฟ้าจากแหล่งกำเนิดไปสู่ผู้ที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้า ดังนั้นเป็นธรรมดาอยู่เองที่ทั้ง 3 การไฟฟ้าจะพยายามสรรหาวิธีการที่ดีที่สุดเพื่อตอบสนองต่อนโยบายดังกล่าว และหนทางหนึ่งของการพัฒนาระบบส่งจ่ายกระแสไฟฟ้าก็คือการนำเอาเทคโนโลยีระบบ CSCS เข้ามาใช้แทน ซึ่งในหลักการจะมีจุดมุ่งหมายไปในทางเดียวกัน แต่ในลักษณะโครงสร้างจะเห็นว่ามีแตกต่างกันบ้างในรายละเอียดโดยจะจำแนกออกไปได้

นอกจากนี้ทาง กฟภ. ยังมีโครงการติดตั้งระบบ Pole top RTU หรือระบบ Distribution Acquisition System, DAS ให้กับระบบจำหน่ายทั่วประเทศอีกด้วย เพื่อใช้ลดข้อผิดพลาดจากการจำหน่ายกระแสไฟฟ้าให้ตามภูมิภาคต่าง ๆ ทั่วประเทศ พร้อมทั้งยังได้ใช้ประโยชน์จากการควบคุมดูแลระบบจำหน่ายให้มีเสถียรภาพ และความมั่นคงให้มากที่สุดด้วย

4.3 การไฟฟ้านครหลวง

การไฟฟ้านครหลวงเริ่มมีการใช้เทคโนโลยีระบบ CSCS มานานพอสมควร โดยมีการใช้เทคโนโลยีแบบ Centralized และ De-centralized พร้อม ๆ กัน โดยในระยะแรกจะเป็นการใช้ระบบ Centralized ขึ้นก่อนมีลักษณะของเทคโนโลยีเป็นแบบเดียวกันกับของ กฟผ. แต่จะใช้ Media เฉพาะระบบ Microwave แต่เพียงอย่างเดียวเนื่องจากมีความสะดวกในเรื่องของพื้นที่ที่อยู่แต่ในเขตปริมณฑลกรุงเทพฯ ซึ่งกฟน. ก็ยังคงสนใจที่จะนำเอาเทคโนโลยีของเส้นใยแก้วนำแสงมาใช้ด้วยเช่นกัน และต่อมาในสถานีไฟฟ้ารุ่นหลัง ก็ได้ทำการติดตั้งระบบ CSCS ที่ในตัวสถานีไฟฟ้าเองด้วยเพื่อช่วยแบ่งเบาภาระการทำงานของตัว Server ที่ศูนย์กลางให้ลดลง ทำให้กฟน. ต้องระดมความคิดเพื่อแก้ไขปัญหาที่กันอีกพักใหญ่ทีเดียว เพื่อให้ระบบทำงานได้อย่างราบรื่น



รูปที่ 4.4 แสดงรูป Configuration of RTU ในระบบของ MEA

This material is reserved for educational use only, not allowed for commercial use.

Forbidden to modify the content, and cite the document when use.

บทที่ 5

ระบบงานตัวอย่าง

การแสดงผลสถานะและการสั่งควบคุมอุปกรณ์ต่าง ๆ ภายในสถานีไฟฟ้าทั้งในระบบ 115 เควี และ 22 เควี ผ่านระบบ CSCS จะแสดงและสั่งการควบคุมผ่านหน้าจออมอนิเตอร์ ซึ่งหน้าจอในการแสดงผลจะประกอบไปด้วยส่วนต่าง ๆ ดังนี้

- หน้าจอสำหรับแสดงซิงเกิ้ลไลน์ไดอะแกรม และไดอะแกรมของฟังก์ชันอินเตอร์ล๊อคของอุปกรณ์ในแต่ละเบย์ ทั้งในระบบ 115 และ 22 เควี (ฟังก์ชันอินเตอร์ล๊อคมีเฉพาะในระบบ 115 เควี)
- หน้าจอสำหรับแสดงข้อมูล Alarm Display
- หน้าจอสำหรับแสดงข้อมูล Alarm Summary Display ที่ระบบได้ทำการบันทึกไว้
- หน้าจอสำหรับแสดงโครงสร้างระบบสื่อสารข้อมูลของอุปกรณ์ในระบบ
- หน้าจอสำหรับแสดงข้อมูลค่าทางการวัด (Measurement) ของส่วนต่างๆในสถานีไฟฟ้า
- หน้าจอสำหรับแสดงการปรับตั้งค่าเซตติง (Setting Limits) เพื่อส่งสัญญาณเตือน
- หน้าจอสำหรับแสดงรายงานสถานะของอุปกรณ์ที่ได้ปรับตั้งให้ผิดไปจากสถานะปกติ (Off Normal List)
- หน้าจอสำหรับแสดงการรายงานข้อมูลในส่วนต่าง ๆ ที่ต้องการ ซึ่งในแต่ละหน้าจอจะมีรายละเอียดในการ โอเปอเรตดังนี้

5.1 การแสดงรายละเอียดซิงเกิ้ลไลน์ไดอะแกรมและไดอะแกรมของฟังก์ชันอินเตอร์ล๊อคในแต่ละเบย์

การแสดงผลของส่วนนี้จะเป็นหน้าจอหลักที่ใช้งาน ซึ่งจะแสดงรายละเอียดซิงเกิ้ลไลน์ไดอะแกรมเพื่อแสดง สถานะและการสั่งควบคุม อุปกรณ์ต่าง ๆ ทั้งระบบ 115 เควีและ 22 เควี โดยที่หน้าจอนี้จะแบ่งพื้นที่ใช้งานออกเป็น 3 พื้นที่ดังนี้

ส่วนที่ 1 พื้นที่ด้านบนสุดของจอภาพจะประกอบไปด้วย

☛ โลโก้ของ กฟภ. และบริษัทฯ Iskra System

This material is reserved for educational use only, not allowed for commercial use.

Forbidden to modify the content, and cite the document when use.

- ☞ ป้ายแสดงสถานะว่าโหมตการสั่งการควบคุมปัจจุบันสั่งการควบคุมจากที่ไหน อาทิเช่น สั่งการจากที่สถานีไฟฟ้าหรือในอนาคตจะสั่งควบคุมจากที่ศูนย์เขต
- ☞ แสดงชื่อของสถานีไฟฟ้า
- ☞ แสดงวันและเวลาของระบบในปัจจุบัน (ซึ่งเป็นเวลาที่รับสัญญาณมาจากชุด GPS)

ส่วนที่ 2 เป็นพื้นที่บริเวณส่วนกลางของจอคอมพิวเตอร์ ซึ่งเป็นพื้นที่ที่ใช้แสดงรายละเอียดของสถานีไฟฟ้า โดยจะประกอบด้วยรายละเอียดของชิงเกิ้ลไลน์ไดอะแกรมแสดงสภาพการจ่ายไฟของสถานีไฟฟ้า ซึ่งจะประกอบไปด้วยสถานะของ เซอร์กิตเบรกเกอร์ , สวิตช์ไบมิด , ค่าปริมาณทางการวัดในส่วนต่าง ๆ และ Group แสดงสัญญาณเตือน (Alarm) ฯลฯ ทั้งนี้รายละเอียดในการแสดงไดอะแกรมบนจอคอมพิวเตอร์จะมีรายละเอียดอยู่ 2 ส่วน ดังนี้คือ

- **Complete Substation Display** การแสดงชิงเกิ้ลไลน์ไดอะแกรมที่แสดงสถานะและรายละเอียดของอุปกรณ์ต่าง ๆ ที่มีอยู่ในสถานีฯ ทั้งระบบ 22 และ 115 เควี โดยจะเป็นการแสดงผลในลักษณะ Monitor Mode
- **Section Display** การแสดงรายละเอียดของชิงเกิ้ลไลน์ไดอะแกรมในแต่ละเซกชันภายในสถานีฯ เช่นรายละเอียดของอุปกรณ์ต่าง ๆ ในระบบ 115 kV , 22 kV บัสที่ 1 , 22 kV บัสที่ 2 เป็นต้น โดยจะใช้หน้าจอนี้ในการสั่งการควบคุมอุปกรณ์ต่าง ๆ ในแต่ละเซกชัน

ส่วนที่ 3 พื้นที่ด้านล่างสุดจะประกอบไปด้วย

- ปุ่มฟังก์ชัน Soft Key สำหรับการเลือกให้หน้าจอแสดงผลไปยังทุก ๆ หน้าจอตามที่กล่าวมาในข้อ 3
- ช่องแสดงเหตุการณ์ต่าง ๆ ที่เกิดขึ้นในระบบ ซึ่งจะแสดง 3 เหตุการณ์ล่าสุด โดยที่รายละเอียดของ Soft Key ต่าง ๆ ที่แสดงในรูปที่ 3-1 จะแบ่งออกเป็น 3

ประเภท ดังนี้คือ

1. กลุ่ม Soft Key ที่ใช้ในการแสดงสถานะและการสั่ง ควบคุม/ปรับตั้งค่าต่างๆ ในแต่ละเซกชันหรือส่วนประกอบต่างๆ ในระบบ

2. กลุ่ม Soft Key ที่ใช้ในการแสดงสัญญาณเหตุการณ์ Alarm ที่เกิดขึ้นในแต่ละเซกชั่น หรือส่วนประกอบอื่น ๆ ในระบบ
3. กลุ่ม Soft Key ที่ใช้ในการรายงานผลข้อมูลต่าง ๆ ออกทางจอภาพหรือเครื่องพิมพ์ ฟังก์ชัน Soft Key ต่าง ๆ ที่แสดงจะประกอบไปด้วย ฟังก์ชัน Soft Key 3 รูปแบบ ตามข้อ 1, 2 และ 3 คือ

กลุ่มที่ 1

- **BUS 1** เป็นคีย์ที่ใช้ในการแสดงสถานะและสั่งควบคุมอุปกรณ์ต่าง ๆ ที่อยู่ในระบบ 22 เควีบัสที่ 1
- **BUS 2** เป็นคีย์ที่ใช้ในการแสดงสถานะและสั่งควบคุมอุปกรณ์ต่าง ๆ ที่อยู่ในระบบ 22 เควีบัสที่ 2
- **115 KV** เป็นคีย์ที่ใช้ในการแสดงสถานะและสั่งควบคุมอุปกรณ์ต่าง ๆ ที่อยู่ในระบบ 115 เควี
- **LIMITS** เป็นคีย์ที่ใช้ในการแสดงผลค่า Limit ต่าง ๆ ของค่าปริมาณทางการวัดที่ได้ปรับตั้งให้ระบบแสดงสัญญาณ Alarm ให้โอเปอร์เรเตอร์ทราบ เมื่อค่าดังกล่าวที่เกิดขึ้นมีค่าสูงหรือต่ำกว่าค่าที่ปรับตั้งไว้
- **MEASURE** เป็นคีย์ที่ใช้ในการแสดงผลค่าปริมาณทางการวัดต่าง ๆ

กลุ่มที่ 2

- **A-BUS 1** เป็นคีย์ที่ใช้ในการแสดงสัญญาณ Alarm ของอุปกรณ์ต่าง ๆ ที่เกิดขึ้นในระบบ 22 เควีบัสที่ 1
- **A-BUS 2** เป็นคีย์ที่ใช้ในการแสดงสัญญาณ Alarm ของอุปกรณ์ต่าง ๆ ที่เกิดขึ้นในระบบ 22 เควีบัสที่ 2
- **A-115 KV** เป็นคีย์ที่ใช้ในการแสดงสัญญาณ Alarm ของอุปกรณ์ต่าง ๆ ที่เกิดขึ้นในระบบ 115 เควี
- **A-COM** เป็นคีย์ที่ใช้ในการแสดงสัญญาณ Alarm ของแหล่งจ่ายไฟให้ระบบ
- **NEO1000+** เป็นคีย์ที่ใช้ในการแสดงผลและปรับตั้งอุปกรณ์สื่อสารต่าง ๆ ในระบบ NEO 1000+
- **DPU2000** เป็นคีย์ที่ใช้ในการแสดงผลโครงสร้าง และสถานะของอุปกรณ์ในส่วนของดิจิทัลรีเลย์

กลุ่มที่ 3

- **ALARM** เป็นคีย์ที่ใช้ในการแสดงข้อมูลรายละเอียดของสัญญาณ Alarm ในระบบที่เกิดขึ้น
- **OFF NORMAL** เป็นคีย์ที่ใช้ในการแสดงผลข้อมูลรายละเอียดการปรับตั้งการทำงานให้เป็นแบบ Off Normal ของอุปกรณ์ในระบบ
- **REPORTS** เป็นคีย์ที่ใช้ในการแสดงผลหน้าจอเพื่อให้ระบบรายงานข้อมูลต่าง ๆ ที่ต้องการ ทั้งทางจอภาพและเครื่องพิมพ์

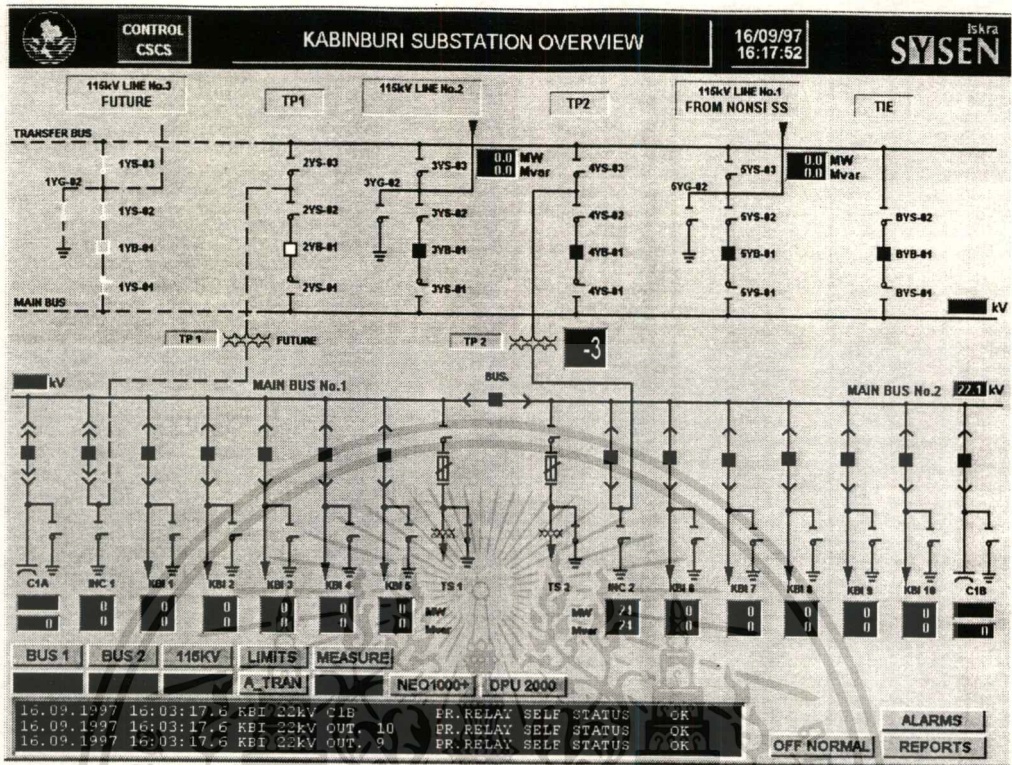
ส่วนของกรุป Alarm (กลุ่มที่ 2) ที่เป็นฟังก์ชัน Soft key ที่อยู่ทางส่วนล่างนั้นมีไว้เพื่อเลือกไปสู่การแสดงผลหน้าจอของ การแสดง Alarm ในเซกชันต่าง ๆ ,ระบบสื่อสาร NEO 1000+ และ ดิจิตอลรีเลย์ ซึ่งในกรณีที่เกิด Alarm ขึ้นในระบบ Soft key ของเซกชันหรือดิจิตอลรีเลย์ส่วนที่เกิดจะกระพริบเป็น สีแดง เพื่อแสดงให้ทราบว่าเกิด Alarm ที่อุปกรณ์ใดในระบบ ส่วนในกรณีของระบบสื่อสารข้อมูลเกิดมีปัญหา ที่ Soft Key จะแสดงเป็น สีม่วง โอเปอเรเตอร์สามารถจะทำการรีเซทเพื่อรับทราบสัญญาณ Alarm ที่เกิดขึ้นได้ผ่านทางหน้าจอโดยรายละเอียดการดำเนินการจะอธิบายในหัวข้อ 5.2 ต่อไป

การแสดงผลซิงเกิ้ลไลน์ไดอะแกรมของอุปกรณ์ต่าง ๆ ภายในสถานีจะแบ่งออกเป็น 2 ระดับดังนี้คือ

1. การแสดงผลของซิงเกิ้ลไลน์ไดอะแกรมภาพรวมของทั้งสถานี (Complete Substation Display , Overview Display)
2. การแสดงผลของซิงเกิ้ลไลน์ไดอะแกรมในแต่ละเซกชัน (Sector Display)

5.2 การแสดงผลของซิงเกิ้ลไลน์ไดอะแกรมของทั้งสถานี (Complete Substation Display)

เป็นการแสดงภาพรวมซิงเกิ้ลไลน์ไดอะแกรมของระบบทั้งหมด ซึ่งในหน้าจอนี้โอเปอเรเตอร์สามารถจะดูสถานะของอุปกรณ์ต่าง ๆ อาทิเช่น เซอร์คิตเบรกเกอร์ ,ดิสคอนเน็คติงสวิทช์ ,กราวด์สวิทช์ ,ตำแหน่งแท๊ปของหม้อแปลง และการแสดงค่าเมกกะวัตต์ ,เมกกะวาร์ ,แรงดันที่บัส ของแต่ละฟีดเดอร์ทั้งในระบบ 115 และ 22 เควี รวมไปถึงการแสดงสัญญาณ Alarm ในส่วนต่าง ๆ ของระบบ ดังรูปที่ 3-1 ที่แสดงข้างล่างนี้



← ส่วนที่ 1

← ส่วนที่ 2

← ส่วนที่ 3

รูปที่ 5.1 แสดงหน้าจอแสดงผลของซิงเกิ้ลไลน์ไดอะแกรมของทั้งสถานี (Overview Display)

ในกรณีที่อยู่ในหน้าจอแสดงผลของ Complete Display นี้ โอเปอเรเตอร์ไม่สามารถที่จะสั่งควบคุมอุปกรณ์ใด ๆ ในระบบได้ (Monitor Mode) ถ้าต้องการจะสั่งควบคุมจะต้องเข้าไปยังหน้าจอของเซกชันของอุปกรณ์ที่ต้องการจะควบคุมเสียก่อน ซึ่งการจะเข้าไปสู่หน้าจอแสดงผลใด ๆ จะทำได้โดยการเลื่อนเคอร์เซอร์ไปคลิกที่ปุ่มฟังก์ชัน Soft Key ของเซกชัน (Section Display) ที่ต้องการ

5.3 การแสดงผลในส่วนของ Sector Display

หน้าจอในการแสดงผลของ Sector Display นี้จะมีอยู่ 3 เซกเตอร์คือ BUS1 ,BUS2 และ 115KV ซึ่งจำนวนของเซกเตอร์จะขึ้นอยู่กับรูปแบบของแต่ละสถานีฯ (ในกรณีนี้เป็นสถานีไฟฟ้าระบบ 115-22 เควี) ซึ่งจะแสดงซิงเกิ้ลไลน์ไดอะแกรมของระบบตาม Soft Key ที่เลือก โดยการแสดงผลจะประกอบไปด้วยส่วนต่าง ๆ ดังนี้

- การแสดงสถานะของเซอร์กิตเบรกเกอร์, ดิสคอนเน็คติงสวิตช์, กราวด์สวิตช์และส่วนของหม้อแปลง
- ปุ่ม Soft Key สำหรับการสั่งควบคุม
- ค่ากระแส ,แรงดันที่บัส ,เมกกะวัตต์ ,เมกกะวาร์ ในแต่ละเบย์

- กลุ่มเมนูคำสั่งสำหรับการสั่งปรับแท็ปหม้อแปลง
- กลุ่มเมนูคำสั่งสำหรับการสั่งควบคุมสวิตซ์ชิงคาปาซิเตอร์
- กลุ่มเมนูคำสั่งสำหรับการสั่งควบคุมพัลลภระบายความร้อนหม้อแปลง
- กรู๊ปแสดงสัญญาณ Alarm ของแต่ละฟีดเดอร์

สำหรับที่นำมาแสดงเป็นตัวอย่างในคู่มือนี้เป็นสถานีไฟฟ้ากบินทร์บุรีที่มีการจ่ายไฟแบบ 115-22 เควีโดยมีการจัดบัสในระบบ 115 เควีเป็นแบบ Main&Transfer บัส และระบบ 22 เควี เป็นแบบ Radial บัส ดังนั้นในส่วนของ Sector Display จะประกอบไปด้วย 3 ส่วนดังนี้คือ

- 115 KV Sector Display
- 22 KV BUS No.1 Sector Display
- 22 KV BUS No.2 Sector Display

การสั่งควบคุมอุปกรณ์ต่าง ๆ จะทำผ่านหน้าจอ Sector Display อาทิเช่นการสั่งควบคุม เซอร์คิตเบรกเกอร์ , ดิสคอนเน็คติงสวิตซ์ , การสั่งปรับ-แท็ปหม้อแปลง , การสั่งควบคุมพัลลภระบายความร้อนหม้อแปลงได้ โดยการเลื่อนเมาส์ไปคลิกที่สัญลักษณ์ Soft key ของอุปกรณ์ที่ต้องการจะทำการสั่งควบคุมหรือปรับตั้ง โดยโปรแกรมจะแสดงไดอะล็อกบ็อกซ์เมนูคำสั่งสำหรับการสั่งการมาให้ออปอเรเตอร์ดำเนินการ (จะอธิบายรายละเอียดในบทที่ 4) ในกรณีที่ต้องการจะกลับไปสู่หน้าจอ Complete Substation Display ทำโดยการเลื่อนเมาส์มาคลิกที่ Soft key **OVERVIEW** ซึ่งอยู่ข้างล่างด้านขวาของจอมอนิเตอร์

ในแต่ละ Sector Display จะมีกรู๊ป Alarm ของแต่ละฟีดเดอร์แสดงอยู่ที่วงกลมวงเล็กๆข้างๆ เบย์ ซึ่งจะเป็นส่วนที่บอกให้ออปอเรเตอร์ทราบว่าในเบย์ดังกล่าวเกิด Alarm ขึ้น โดยเมื่อมีเหตุผิดปกติเกิดขึ้นสัญญาณ Alarm ในวงกลมนี้จะกระพริบเป็น สีแดง และมีเสียงจากเครื่อง PC เตือนให้ออปอเรเตอร์รับทราบและเมื่อออปอเรเตอร์ได้ทำการรับทราบ (Acknowledge) การเกิด Alarm ดังกล่าวแล้ว (โดยการเลื่อนเมาส์มาคลิกที่ Soft Key **ACKNOWLEDGE**) สัญญาณ Alarm ทั้งสัญญาณเสียงและการกระพริบดังกล่าวจะหยุดกระพริบแต่จะยังคงแสดงสัญญาณสีแดงต่อไปจนกว่าจะได้ทำการแก้ไขสาเหตุของเหตุการณ์ดังกล่าวให้เป็นปกติเสียก่อนสีแดงจึงจะหายไปสัญญาณ Alarm ในแต่ละฟีดเดอร์ที่ส่งสัญญาณเตือนมานี้ ออปอเรเตอร์สามารถที่จะดูรายละเอียดได้ ซึ่งจะกล่าวรายละเอียดในหัวข้อ 3.2 และในส่วนของระบบสื่อสารข้อมูลเกิดข้อผิดพลาดที่ใช้ในการแสดง Alarm จะแสดงเป็น **สีม่วง**

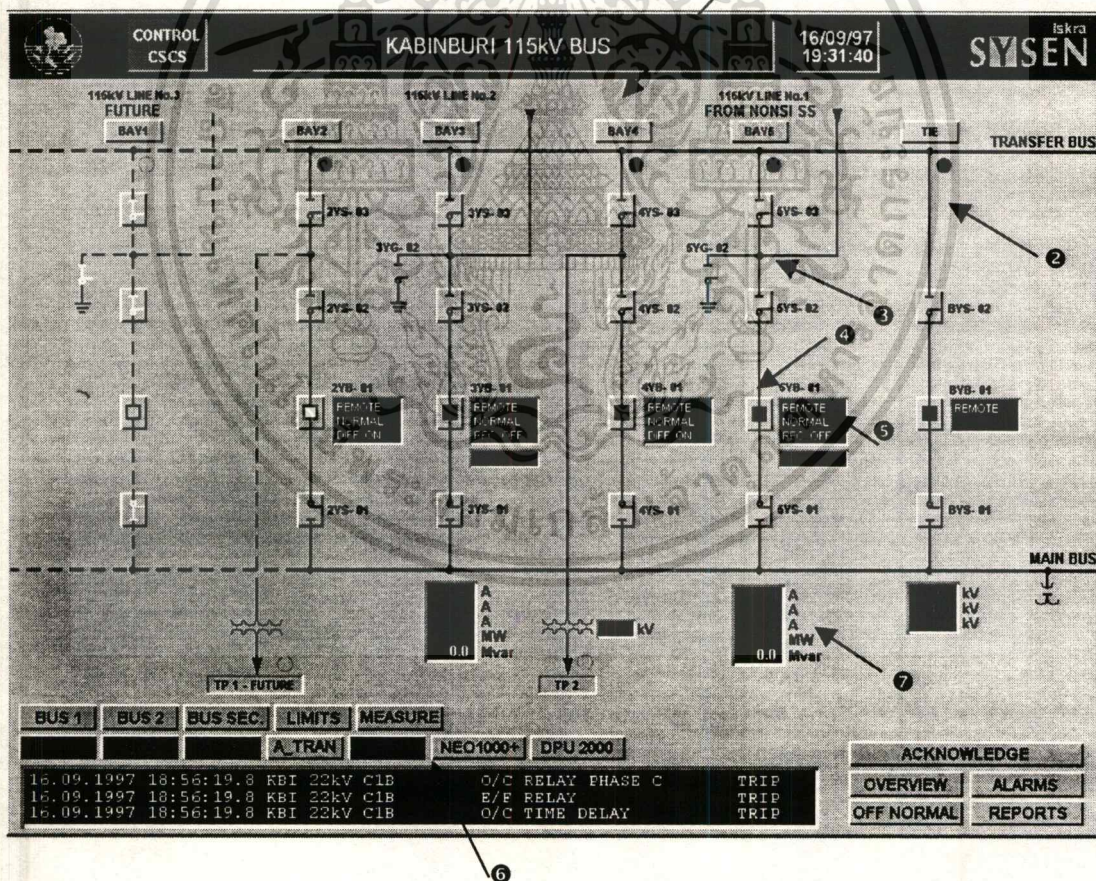
ค่าปริมาณทางการวัดไม่ว่าจะเป็น กระแส, แรงดัน, เมกกะวัตต์, เมกกะวาร์ จะแสดงอยู่ใน Sector Display ด้วย ซึ่งในกรณีที่เกิดมีค่า สูงหรือต่ำ เกินกว่าค่าพิกัด (Limits) ที่ตั้งไว้ ระบบจะ

This material is reserved for educational use only, not allowed for commercial use.

แสดงสัญญาณ Alarm กระพริบเป็น สีแดง ที่บริเวณกรอบที่แสดงค่าปริมาณดังกล่าว เช่น กระแสมีค่าสูงหรือต่ำกว่าปกติที่ตั้งไว้ ส่วนที่แสดงค่ากระแสของเบย์ดังกล่าวก็จะกระพริบเป็นสีแดงและการรับทราบก็ดำเนินการเช่นเดียวกัน โดยการเลื่อนเมาส์มาคลิกที่ Soft key **ACKNOWLEDGE** เช่นเดียวกัน การแสดงข้อความเหตุการณ์ Alarm จะมีการแสดงที่ส่วนด้านล่างของหน้าจอซึ่งจะแสดงเหตุการณ์ Alarm ล่าสุด 3 เหตุการณ์

5.3.1 Sector Display ของระบบ 115 เควี

การแสดงผลซึ่งเกิดไลน์ไดอะแกรมเพื่อสั่งการควบคุมอุปกรณ์ต่าง ๆ ในส่วนของระบบ 115 เควี สามารถจะเข้าสู่หน้าจอนี้โดยการเลื่อนเมาส์มาคลิกที่ Soft key **115 KV** หลังจากนั้นโปรแกรมจะแสดงผลไปสู่หน้าจอของ Sector Display ของระบบ 115 เควี ซึ่งจะมีรายละเอียดตามรูปที่ 3-2 ข้างล่างนี้ (ตัวอย่างที่แสดงเป็นสถานีไฟฟ้ากบินทร์บุรี) ①



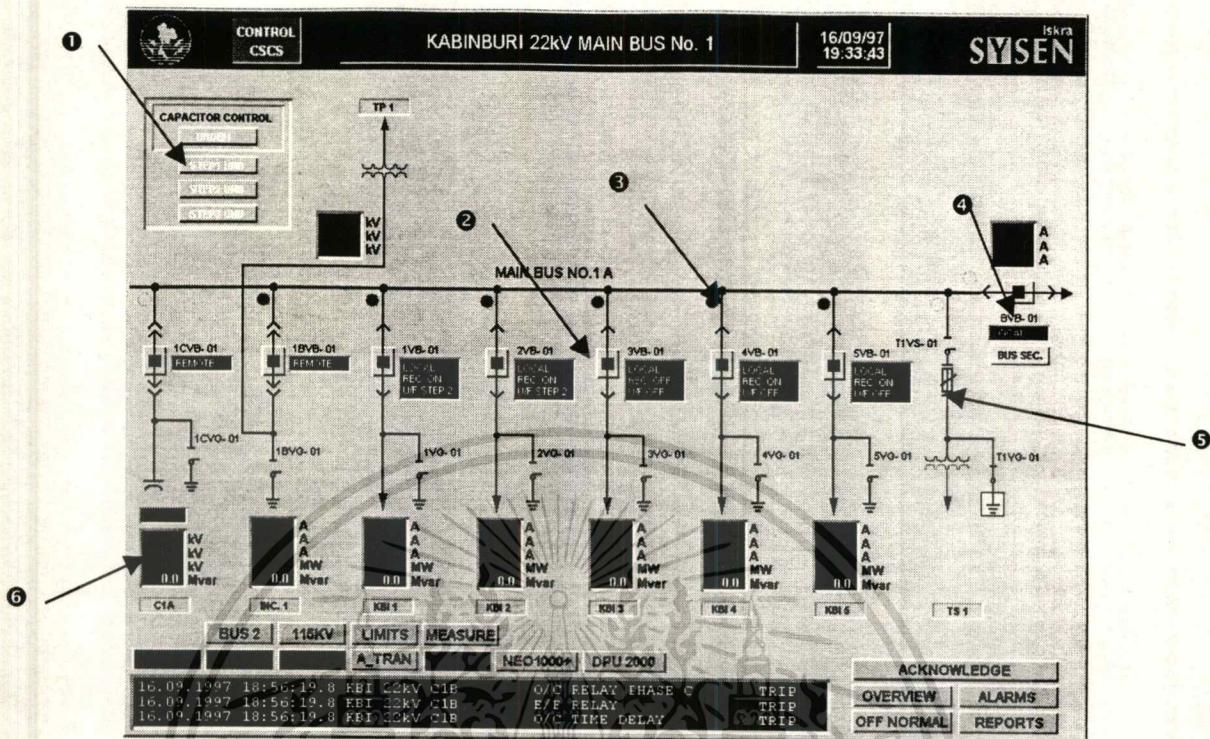
รูปที่ 5.2 แสดง Sector Display ของระบบ 115 เควี

โดยที่รายละเอียดหน้าที่ของส่วนต่าง ๆ ใน 115 KV Sector Display จะมีรายละเอียดตามหมายเลขต่าง ๆ ดังนี้

1. เป็น Soft Key ที่ใช้ในการแสดงฟังก์ชันการอินเตอร์ล๊อคของแต่ละเบย์
2. ส่วนที่ใช้ในการแสดงกรุป Alarm ของแต่ละเบย์
3. เป็น Soft Key สัญลักษณ์ที่ใช้ในการแสดง สถานะและการ Select เพื่อแสดงเมนูคำสั่งในการสั่งควบคุม ดิสคอนเน็คติง-สวิตซ์ในแต่ละเบย์
4. เป็น Soft Key สัญลักษณ์ที่ใช้ในการแสดง สถานะและการ Select เพื่อแสดงกลุ่มเมนูคำสั่งในการ ควบคุม/ปรับตั้ง ฟังก์ชันการทำงานของเซอร์กิตเบรกเกอร์ในแต่ละเบย์
5. เป็นส่วนที่ใช้ในการแสดงสถานะปัจจุบันของการตั้งฟังก์ชันต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้องกับการทำงานของเซอร์กิตเบรกเกอร์ในแต่ละเบย์ ดังนี้
 - Auto-Reclose Relay.(ON/OFF)
 - โหมคการสั่งควบคุม (REMOTE/LOCAL/MAINTENANCE)
 - ฟังก์ชัน Trip Transfer Status (NORMAL/TIE)
 - ฟังก์ชัน Synchro-check relay (AUTO/MANUAL)
 - ฟังก์ชัน Bus Different Relay (ON/OFF)
6. Soft Key เรียกเมนูไอคอนล๊อคบล็อกในการ ควบคุม/ปรับตั้งฟังก์ชันต่าง ๆ ของหม้อแปลง
7. กรอบแสดงค่ากระแส ,เมกกะวัตต์ และเมกกะวาร์ของแต่ละเบย์

5.3.2 Sector Display ของระบบ 22 เควีบีสที่ 1

การแสดงผลบนหน้าจอของ Sector Display ในส่วนของระบบ 22 เควีบีสที่ 1 เป็นหน้าจอที่ใช้ในการแสดงผลสถานะของอุปกรณ์ต่าง ๆ ในระบบ รวมไปถึงค่าปริมาณทางารวัดและกลุ่มเมนูคำสั่งที่ใช้ในการสั่ง ควบคุมหรือปรับตั้ง ฟังก์ชันของอุปกรณ์ต่าง ๆ ในบีสที่ 1 โดยจะแสดงออกมาในรูปแบบของซิงเกิ้ลไลน์ไอคอนแกรมตัวอย่างแสดงดังรูปที่ 5.3 ข้างล่างนี้



รูปที่ 5.3 แสดง Sector Display ของระบบ 22 กิโลวัตต์

รายละเอียดหน้าที่ของส่วนต่าง ๆ ตามหมายเลขในรูปที่ 5.3 จะเป็นดังนี้

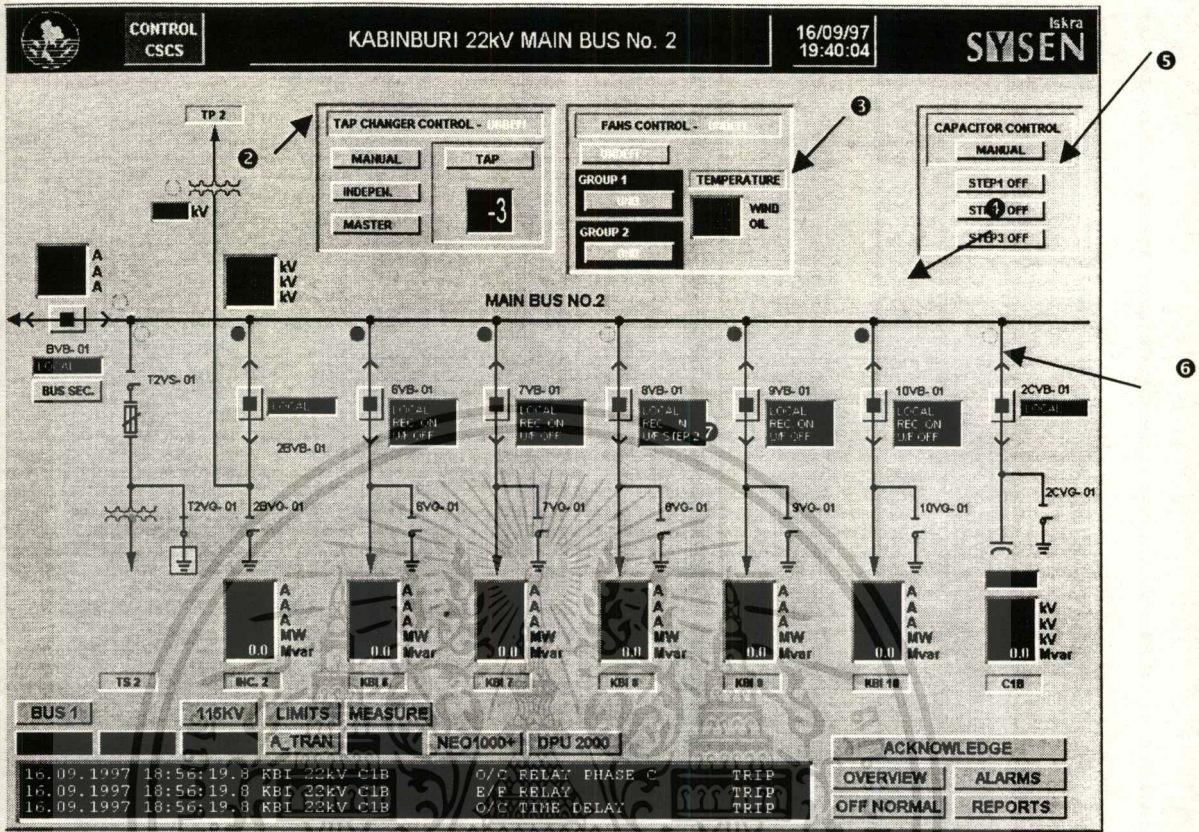
1. กลุ่มเมนูคำสั่งต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้องกับสวิตช์คาปาซิเตอร์ ซึ่งจะแสดงสถานะว่าโหมดการสั่งการควบคุมปรับตั้งไว้ที่โหมดอะไร โดยจะประกอบไปด้วย AUTO/MANUAL และสถานะว่าอยู่ใน Step ไหน (3 Step) รวมไปถึงฟังก์ชัน Soft Key ที่ใช้ในการสั่งควบคุมด้วย
2. Soft Key สัญลักษณ์ในการแสดงสถานะและกลุ่มเมนูคำสั่ง ควบคุม/ปรับตั้ง ฟังก์ชันการทำงานของเซอร์กิตเบรกเกอร์ ในแต่ละเบย์
3. กรอบแสดงสถานะการเกิดกริ๊ป Alarm ในแต่ละเบย์
4. Soft Key ที่ใช้เรียกหน้าจอแสดงซึ่งเกิดไลน์ไดอะแกรมของ BUS SEC. (Tie บัส)
5. กรอบแสดงสถานะและไดอะกติกแสดงฟังก์ชันในการปรับตั้งค่าต่าง ๆ ดังนี้
 - Auto-Reclose Relay (ON/OFF)
 - โหมดการสั่งควบคุม (REMOTE/LOCAL/MAINTENANCE)
 - Under-Frequency relay (Step 1,2,3 และ ON/OFF)
6. กรอบแสดงค่า กระแส ,เมกกะวัตต์ ,เมกกะวาร์ ของแต่ละเบย์

5.3.3 Sector Display ของระบบ 22 เควีบีสที่ 2

การแสดงผลบนหน้าจอของ Sector Display ในส่วนของระบบ 22 เควีบีสที่ 2 จะเห็นว่า การแสดงในหน้าจอจะมีไอคอนลือคบลือคของการปรับตั้งแก้ปของหม้อแปลง และพัลลมระบาย ความร้อนเพิ่มเข้ามา (เพราะสถานีไฟฟ้ากบินทร์บุรีที่นำมาแสดงในตัวอย่างมีหม้อแปลงติดตั้งอยู่ เพียงลูกเดียว TP2) โดยจะแสดงออกมาในรูปแบบของซิงเกิ้ลไลน์ไอคอนแกรมโดยจะแสดงดังรูปที่ 5.4 ซึ่งมีรายละเอียดดังนี้

การแสดงผลของ Sector Display ในบัสที่ 2 ประกอบไปด้วยส่วนต่าง ๆ ตามหมายเลข ในรูป 5.4 ดังนี้คือ

1. ฟังก์ชันเมนูในการเลือกให้แสดงหน้าจอของ BUS SEC. (Tie เบรกเกอร์) ซึ่งสามารถ จะเลือกใช้งานได้จากหน้าจอของบัสที่ 1 และ บัสที่ 2
2. กลุ่มเมนูคำสั่งในการแสดงตำแหน่งแก้ปของหม้อแปลงและฟังก์ชันในการสั่งควบคุม/ปรับตั้งค่าต่าง ๆ
3. กลุ่มเมนูคำสั่งในการแสดงสถานะ และการสั่งควบคุมพัลลมระบายความร้อนหม้อแปลง
4. กรอบแสดงสัญญาณกรู๊ฟ Alarm ในแต่ละเบย์
5. กลุ่มเมนูคำสั่งต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้องกับสวิตชิงคาปาซิเตอร์ ซึ่งจะแสดงสถานะว่าโหมด การสั่งการควบคุมปรับตั้งไว้ที่โหมดอะไร (AUTO/MANUAL) และสถานะการทำงานของสวิตชิงคาปาซิเตอร์ว่า Step ใดอยู่ในสถานะอะไร (3 Step) รวมไปถึง ฟังก์ชันSoft Key ที่ใช้ในการปรับตั้งค่าต่าง ๆ ด้วย
6. Soft Key สัญลักษณ์ในการแสดง สถานะและสั่งควบคุมเบรกเกอร์ป้องกันเบย์สวิตซ์ ชิงคาปาซิเตอร์
7. กรอบแสดงสถานะและการปรับตั้งฟังก์ชันการทำงานของเบรกเกอร์



รูปที่ 5.4 แสดง Sector Display ของระบบ 22 เควี บัสที่ 2

จาก Sector Display ทั้งหมดจะเห็นได้ว่า Soft Key เมนูการแสดงผลหน้าจอต่าง ๆ จะแสดงอยู่ในทุกหน้าจอ ดังนั้นโอเปอเรเตอร์สามารถที่จะเลือกการแสดงผลของหน้าจอไปสู่ Sector Display ใดก็ได้ตามความต้องการในกรณีเกิดเหตุผิดปกติขึ้นในระบบ ซึ่งการแสดงผลสถานะจะแบ่งออกตามสีที่แตกต่างกันรวมไปถึงค่าปริมาณทางกรวัดต่าง ๆ ด้วย

บทที่ 6

ผลการวิเคราะห์เปรียบเทียบ

จากบทความที่ได้กล่าวมาทั้งหมด ก็จะให้เห็นภาพได้อย่างคร่าว ๆ ของการควบคุมสถานีไฟฟ้าย่อยด้วยระบบคอมพิวเตอร์ของทั้ง 3 การไฟฟ้าว่ามีวัตถุประสงค์ในการทำงานอย่างไรบ้าง พร้อมทั้งประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากระบบดังกล่าว แล้ว กล่าวคือระบบดังกล่าวจะอำนวยความสะดวกให้แก่พนักงานประจำสถานีฯ จะสามารถควบคุมสั่งการไปยังอุปกรณ์ไฟฟ้าที่อยู่ในสถานีฯ หรืออุปกรณ์ที่อยู่ในระบบจำหน่าย, สามารถจะจัดการ-บริหารงานเกี่ยวกับโหลด, การรับแจ้งเหตุกระแสไฟฟ้าขัดข้อง และยังมีความสามารถอื่น ๆ อีกในด้านตรวจสอบบำรุงรักษาให้กับระบบฯ เป็นต้น

ในบทนี้เราจะมาวิเคราะห์เปรียบเทียบ โดยวิเคราะห์ในแต่ละ Parameters เพื่อหาจุดดีและจุดด้อยของระบบการใช้งานของแต่ละหน่วยงาน

6.1 ระดับ (Level) ของข้อมูล

ข้อมูลสารสนเทศที่รับเข้ามาจะมีการจัดแบ่งระดับ (level) เป็นลำดับชั้นโดยอาศัยการจำแนกจากความต้องการที่จะนำข้อมูลนั้นไปใช้งาน ดังนั้นโครงสร้างของแต่ละระดับจัดแบ่งออกเป็นรูปร่างเรียงจากระดับที่ต่ำที่สุดไปหาสูงสุดได้ดังต่อไปนี้

1. Bay level : เป็นระดับของข้อมูลที่อยู่ล่างสุด และอยู่ใกล้กับอุปกรณ์ในสถานีไฟฟ้าย่อยมากที่สุด โดยจะยึดการแบ่งตามจำนวน Bay จริงในสถานีไฟฟ้าย่อยนั้น ๆ
2. Local level : เป็นระดับของข้อมูลที่อยู่สูงขึ้นมาจาก Bay level นั่นคือข้อมูลจะเป็นการรวบรวมมาจากในแต่ละ Bay มาเก็บไว้ในตัวประมวลผลภายในสถานีไฟฟ้าย่อย (Substation)
3. Regional level : เป็นระดับของข้อมูลที่มาจากแต่ละSubstation โดยผู้ที่มีหน้าที่รวบรวม (RCC) ข้อมูลใน นี้ก็คือ Regional Control Center, RCC
4. National level : เป็นระดับของข้อมูลที่มาจากแต่ละ Regional level นั่นเอง โดยมี (NCC) National Control Center, NCC เป็นผู้รับผิดชอบการจัดการข้อมูลในระดับนี้

ในเมื่อเราทราบถึงระดับของข้อมูลสารสนเทศในแต่ละระดับแล้ว สิ่งหนึ่งที่เราควรพิจารณาถึงด้วยในการวิเคราะห์เปรียบเทียบผลก็คือ เรื่องแนวโน้ม (Trends) ของการบริหารงานขององค์กรของหน่วยงานไฟฟ้าทั้ง 3 หน่วย ว่าจะเป็นอย่างไหน ซึ่งประเด็นตรงจุดนี้มีผลต่อการตัดสินใจเลือกรูปแบบของการควบคุมระบบ CSCS อีกด้วย โดยเป็นที่ทราบกันคืออยู่แล้วว่าการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่งมีรูปแบบในองค์กรปัจจุบันเป็นองค์กรรัฐวิสาหกิจที่จัดตั้งขึ้น โดยมีกฎหมายเฉพาะ แต่ในอนาคตผู้ให้บริการทางด้านพลังงานไฟฟ้าง่าจะจะมีแนวโน้มที่จะเปลี่ยนรูปแบบขององค์กรไปเป็นแบบ Privatization ซึ่งจัดแบ่งเขตความรับผิดชอบของตัวเองออกไปเป็น Regional หรือแบ่งเป็นเขต ๆ โดยอาศัยหลักทางภูมิศาสตร์เป็นเกณฑ์ในการจัดแบ่ง เพื่อให้ง่ายต่อความรับผิดชอบดูแล

6.2 เปรียบเทียบเทคโนโลยีที่มีใช้อยู่ในปัจจุบัน

โดยมีการจัดแบ่งเทคโนโลยีของการควบคุมระบบ CSCS อยู่ 2 ระบบ คือ ระบบ Centralized และ ระบบ Decentralized สำหรับข้อดีและข้อเสียของเทคโนโลยีทั้ง 2 ระบบ สามารถนำมาเปรียบเทียบได้ดังตารางข้างล่างนี้

ระบบ	ข้อดี	ข้อเสีย
- Centralized	<ol style="list-style-type: none"> 1. ง่ายต่อการบำรุงรักษาความมั่นคงของข้อมูล 2. ความปลอดภัยของข้อมูลในระบบสามารถจัดการและควบคุมได้โดยง่าย 3. ใช้ได้ดีกับเขตพื้นที่ความรับผิดชอบที่กว้างใหญ่ หรือเล็กก็ได้ 	<ol style="list-style-type: none"> 1. ถ้าข้อมูลเกิดเสียหาย แล้วระบบไม่มีการสำรองข้อมูลไว้จะเกิดการเสียหายต่อระบบได้ 2. ถ้าออกแบบเครือข่ายของระบบไม่ดีก็จะทำให้ประสิทธิภาพในการทำงานด้อยลงไป
- Decentralized	<ol style="list-style-type: none"> 1. ทำให้เกิดความรวดเร็วของการสืบค้นข้อมูลจากตำแหน่งที่เก็บข้อมูลนั้น 2. ข้อมูลของแต่ละสถานีจะถูกจัดแยกเก็บของแต่ละสถานีเอาเองทำให้ลดภาระการดูแล 3. ลดภาระการประมวลผลที่ตัว Server ของศูนย์ควบคุมกลาง 	<ol style="list-style-type: none"> 1. ศูนย์กลางจะไม่สามารถรับทราบข้อมูลได้ทั้งหมดของแต่ละสถานี 2. ไม่เหมาะที่ใช้งานกับพื้นที่ที่มีเขตความรับผิดชอบที่มีขนาดกว้างขวางมากนัก

ตามหลักทฤษฎีแล้วไม่อาจกล่าวได้ว่าระบบใดดีกว่ากัน ข้อควรพิจารณาจึงขึ้นอยู่กับ การ ออกแบบเลือกใช้และนำไปประยุกต์ปฏิบัติใช้งาน ได้อย่างเหมาะสมตามสภาพแวดล้อมที่เป็นจริง

6.3 เปรียบเทียบรูปแบบการใช้งานระบบ CSCS ที่มีอยู่ในปัจจุบันของการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง

การใช้งานระบบ CSCS ขององค์กรการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่งสามารถเปรียบเทียบได้ดังนี้

รายละเอียด	กฟผ.	กฟภ.	กฟน.
1. ที่ตั้ง/ภูมิศาสตร์	ทั่วประเทศ	ทั่วประเทศ	กทม.และปริมณฑล
2. พื้นที่ที่รับผิดชอบ	กว้างมาก	กว้างมาก	ค่อนข้างแคบ
3. เทคโนโลยีที่ใช้อยู่ในปัจจุบัน	มีทั้ง Centralized และ Decentralized	อยู่ในระหว่างการจัดทำแผนงาน	มีเฉพาะ Centralized
4. เขต(Regional) ความรับผิดชอบ	แบ่งเป็น 4 เขต (น, ก, ต, ตอ.)	แบ่งเป็น 4 เขตใหญ่ แต่ละเขตมี 3 เขตย่อย	ไม่มีข้อมูล
5. จำนวนสถานีไฟฟ้าทั้งหมด	ประมาณ 210 สถานี	ประมาณ 300 สถานี	ประมาณ 120 สถานี
6. Media ที่ใช้เชื่อมโยงเครือข่าย	ไมโครเวฟ, สายโทรศัพท์, PLC และ Optical fiber	ระบบเดิมมีการใช้ Radio link	ไมโครเวฟ
7. มีศูนย์ควบคุม NCC	มี 1 แห่ง	ยังไม่มี	มี 1 แห่ง
8. มีศูนย์ควบคุม RCC	มี 4 แห่ง	ยังไม่มี	ยังไม่มี
9. software ที่ใช้งาน	พัฒนาจาก vendor	depend on vendor	depend on vendor
10. Hardware	ตามเทคโนโลยีที่มีอยู่ในท้องตลาด		
11. Communication configuration	เป็นแบบ multidrop or party line	มีทั้งแบบ loop และ multidrop	เป็นแบบ loop สำหรับสถานีที่มี CSCS
12. ค่าใช้จ่าย/ต้นทุนในการดำเนินการ	งบลงทุนสูงแต่ในระยะยาวผลตอบแทนจะส่งผลให้ต้นทุนลดลง	งบลงทุนสูงมากเพราะต้องดูแลตอบแทนในระยะยาว	งบลงทุนสูงพอสมควร เนื่องจากเขตรับผิดชอบไม่มากนัก
13. แนวโน้มในอนาคต	จัดให้มีระบบ CSCS ใช้งานอยู่ โดยนำงบประมาณที่ได้รับมาลงทุน		

หมายเหตุ : เป็นตัวเลขประมาณการ ณ เดือนกุมภาพันธ์ 2542 เนื่องจากในแต่ละหน่วยงานมีสถานีไฟฟ้าที่อยู่ในระหว่างการก่อสร้างอีกจำนวนหนึ่ง

ตารางที่ 6.2 แสดงการเปรียบเทียบรูปแบบการใช้งาน CSCS ในเวลาปัจจุบัน

This material is reserved for educational use only, not allowed for commercial use.

Forbidden to modify the content, and cite the document when use.

จากตารางข้างต้น จะเห็นว่ามีความเหมือนและความแตกต่างในรายละเอียดของการทำงานของระบบ CSCS ของทั้ง 3 หน่วยงาน ดังที่กล่าวมาแล้วว่าเราไม่สามารถบอกได้ว่ารูปแบบใดการใช้งานจะดีกว่ากัน ดังนั้นข้อควรพิจารณาขึ้นอยู่กับกรนำเทคโนโลยีที่เหมาะสมนำไปใช้ปฏิบัติงาน ซึ่งเมื่อนำไปปฏิบัติแล้วก็ยังพบกับปัญหาขึ้นได้เสมอ

6.4 ปัญหาที่พบเมื่อนำระบบ CSCS ไปใช้งาน

ปัญหาที่พบจะจำแนกตามผู้ใช้งานประสมมา ดังนี้

1. การไฟฟ้าฝ่ายผลิต (กฟผ.)

จะพบปัญหาในช่วงแรกของการเริ่มนำระบบ CSCS เข้ามาใช้งาน เนื่องจากต้องลงทุนซื้อซอฟต์แวร์จาก vendor ที่มีอยู่ตลาด ซึ่งทาง กฟผ. เองก็ต้องลองผิดลองถูกกับซอฟต์แวร์ค่อนข้างมากพอสมควรแล้ว สุดท้ายจึงหันมาพัฒนาตัวซอฟต์แวร์ขึ้นใช้งานเอง โดยในขณะนี้ตัวชุดซอฟต์แวร์ของ vendor ชุดปัจจุบันสามารถ run ได้บน DOS เท่านั้น ส่วน version ใหม่จะสามารถ run ได้บน WINDOWS 95 หรือ WINDOWS NT แต่ในขณะนี้กำลังอยู่ในระหว่างการพัฒนา

2. การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.)

จะประสบปัญหาเดียวกับ กฟผ. เพราะ กฟภ. เองเพิ่งจะริเริ่มนำระบบ CSCS มาใช้งานในระยะเวลาไม่เกิน 10 ปี ที่ผ่านมามีทำให้ประสบปัญหาพอสมควร และอาจจะหนักกว่า กฟผ. เนื่องจาก กฟภ. จะต้องซื้อทั้งฮาร์ดแวร์และตัวซอฟต์แวร์ในคราวเดียวกัน ซึ่งโดยมาก vendor ต่าง ๆ เหล่านั้นจะอ้างว่าระบบของตนจะสามารถ link ใช้งานกับระบบของ vendor อื่นๆ และอุปกรณ์อื่นๆ ได้ง่ายไม่ยุ่งยากซับซ้อน แต่ความเป็นจริงกลับพบว่าระบบของ vendor จะเป็นระบบ proprietary ไม่สามารถเชื่อมต่อกับระบบอื่นได้ ทำให้ทาง กฟภ. เองต้องเสียเวลาและค่าใช้จ่ายเป็นจำนวนมากในด้านซอฟต์แวร์

3. การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.)

พบปัญหาเช่นเดียวกับ 2 หน่วยงานข้างต้น แต่อย่างไรก็ตาม กฟน. เองได้ริเริ่มโครงการที่นำเอาระบบ SCADA เข้ามาใช้ควบคุมระบบจำหน่ายกระแสไฟฟ้าผ่านระบบไมโครเวฟเป็นรายแรกของประเทศไทย แต่เพิ่มจะนำเอาระบบ CSCS มาใช้งานอย่างจริงจังในระยะไม่เกิน 10 ปีที่ผ่านมาเช่นเดียวกับ กฟภ. ดังนั้นปัญหาเรื่องซอฟต์แวร์จึงเป็นปัญหาหนึ่งที่ กฟน. ประสบอยู่ และที่มากกว่านั้นก็คือปัญหาของ Media ที่เป็นระบบ Microwave เดิม ซึ่งไม่เหมาะสมอย่างยิ่งที่จะนำมาใช้ในเขตเมืองหลวง เพราะเนื่องจากปัญหาเกี่ยวกับอาคารสูงเป็นดั่งบังคับคลื่นไมโครเวฟให้เดิน

This material is reserved for educational use only, not allowed for commercial use.

ทางจากแหล่งส่งไม่สูงแหล่งรับได้ไม่สะดวก ดังนั้นจึงทำให้ กฟน. คิดหาวิธีการแก้ไขปัญหาเรื่อง Media อยู่ว่าจะเลือกระบบใดมาใช้แทนที่ระบบ Microwave

6.5 นำเสนอระบบที่เหมาะสม

จากการพิจารณาปัจจัยมูลเหตุและเทคโนโลยีที่มีใช้อยู่ในปัจจุบัน ประกอบกับปัญหาที่พบของแต่ละหน่วยงานทั้ง 3 แห่ง ทำให้ผู้จัดทำมีความเห็นที่จะนำเสนอระบบที่เหมาะสม โดยให้พิจารณาจากสิ่งต่าง ๆ ดังแสดงในตารางที่ 6.3 ดังนี้

สิ่งที่ต้องพิจารณา	ความต้องการ
1. ฮาร์ดแวร์	พิจารณาให้เหมาะสมกับเวลาเมื่อนำมาใช้งานได้จริง
2. ซอฟต์แวร์ระบบ	ต้องเป็น Open System
3. Interfacing with Protection System	ได้
4. Media	ขึ้นอยู่กับความเหมาะสม
5. Redundancy	จะต้องมีสำรองไว้
6. การขยายคัดแปลงในอนาคต	ต้องสามารถทำได้โดยง่าย
7. เทคโนโลยีเครือข่าย	พิจารณาให้เหมาะสมกับเวลาเมื่อนำมาใช้งานได้จริง
8. การเชื่อมต่อถึงกันทั้งหมด	ได้
9. Know-how	ผู้ใช้สามารถพัฒนาได้เอง
10. Security ของข้อมูล	ต้องสูง
11. พิจารณาจากระบบเดิมที่มีอยู่	นำมาปรับใช้ได้อย่างเหมาะสม
12. เงินลงทุน	พิจารณาถึงการดูแลรักษาในอนาคต พร้อม overhead costs
13. Level of Information	พิจารณาถึง Information ซึ่งจะต้องมี Efficiency เพียงพอในการนำไปใช้งานได้

ตารางที่ 6.3 แสดงการนำเสนอระบบที่เหมาะสมกับการใช้งาน CSCS

6.6 สรุปผลการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ของระบบ CSCS

จากการพิจารณาระบบที่เหมาะสมที่นำมาทางผู้จัดทำได้ทำการวิเคราะห์และได้แสดงออกมา ดังตารางที่ 6.4 ซึ่งทางผู้จัดทำได้แบ่งตามระดับ level ของข้อมูลที่ผู้จัดทำได้กรีนไว้ตอนต้นบท รวมทั้งพิจารณาการเลือกระบบซอฟต์แวร์ที่จะนำมาใช้งานและหนทางที่จะไม่มาซึ่งซอฟต์แวร์นั้น

รายละเอียด	ระบบของ กฟผ./ กฟภ.	ระบบของ กฟน.
1. ระดับ Local(S/S)	ใช้ระบบ Decentralized	ใช้ระบบ Centralized
2. ระดับ Regional	ใช้ระบบ Centralized	ใช้ระบบ Centralized
3. ระดับ National	ใช้ระบบ Centralized	-
4. Open/Closed System	Open	Open
5. Media ที่เชื่อมโยงศูนย์กลางกับสถานีไฟฟ้าเครื่องข่าย	PLC, Telephone line, Optic Fiber, Microwave	Optic Fiber
6. การได้มาซึ่งซอฟต์แวร์ CSCS (หรือฮาร์ดแวร์ที่จำเป็นกับการใช้งาน)	พัฒนาขึ้นใช้เอง	พัฒนาขึ้นใช้เอง
7. ศูนย์ควบคุมคอมพิวเตอร์	ต้องมีในระดับ NCC และ RCC เพราะรับผิดชอบพื้นที่ค่อนข้างกว้างมาก	มีในระบบ RCC ก็เพียงพอ เพราะรับผิดชอบพื้นที่บริเวณไม่กว้างมาก

ตารางที่ 6.4 แสดงสรุปผลการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ของระบบ CSCS ในประเทศไทย

จากตารางจะเห็นว่าผู้จัดทำได้จัดให้ระบบของ กฟผ. และ กฟภ. อยู่ใน Column เดียวกัน ด้วยเหตุผลที่ว่าทั้ง 2 หน่วยงานมีการจัดการพลังงานไฟฟ้าที่ค่อนข้างคล้ายคลึงกัน และมีพื้นที่รับผิดชอบใกล้เคียงกันอีกด้วย (รับผิดชอบพื้นที่ส่วนใหญ่ของประเทศ) แล้วแยกระบบของ กฟน. เอาไว้ต่างหากอีก 1 Column โดยทำการสรุปผลได้เป็นหัวข้อหลัก ๆ ได้ 7 ข้อ ซึ่งมีความแตกต่างกันในบางประเด็น เช่น ในระดับ Local ในส่วนของ กฟผ. / กฟภ. จะใช้ระบบ Decentralized ส่วนของ กฟน. จะเป็นระบบ Centralized เนื่องด้วยพิจารณาจากเทคโนโลยีที่มีอยู่เดิม แล้วนำเอาระบบ CSCS เข้าไปปรับปรุงใช้งาน จะได้มีต้องเสียบประมาณเพิ่มเติมมากจนเกินไปนักในแต่ละระบบหรือในส่วนของ Media ถ้าเป็นระบบของ กฟผ. / กฟภ. ให้เลือกใช้เทคโนโลยี Media ทุกอย่างขึ้นกับความเหมาะสม ส่วนระบบของ กฟน. ผู้จัดมีความเห็นว่า Media ที่เหมาะสมที่สุดควรจะเป็นเส้นใยแก้วนำแสง (Optical Fiber) เพราะไม่มีปัญหาเรื่องอาคารสูงภายในเขตเมืองหลวง เป็นต้น

บทที่ 7

สรุปและข้อเสนอแนะ

7.1 สรุป

จากการได้ศึกษาถึงระบบการควบคุมสถานีไฟฟ้าย่อยด้วยคอมพิวเตอร์ ของหน่วยงานการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่งในประเทศไทยในขณะนี้จะสามารถจำแนกออกมาได้ดังนี้

-ส่วนของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย แต่เดิมมีการติดตั้งระบบเฉพาะ Remote terminal Unit(RTU) แต่เพียงอย่างเดียวในแต่ละสถานี ซึ่งต่อมาในระยะหลังของแต่ละโครงการก่อสร้างก่อสร้างระบบส่ง จะมีการนำเอาระบบ CCS ติดตั้งเพิ่มเติมเสริมเข้าไปด้วย โดยอาศัย points ต่าง ๆ จากที่มีอยู่ของระบบ RTU นำมาต่อผ่านเข้าระบบ CCS เข้าไปเพื่อไปแสดงผลที่ตัวคอมพิวเตอร์ ในวิธีนี้จะเห็นว่าทางกฟผ.มีจำเป็นต้องเพิ่มอุปกรณ์ที่เป็นชุด Interfacing อีกแต่อย่างไรก็ตามแต่สำหรับที่ทางกฟผ.เรียกว่า MMI(Man Machine Interface) ต่อเข้าไปก็จะทำให้ได้ระบบ CCS ใช้ควบคุมสถานีฯ ขึ้นมา ทั้งนี้มีจำนวนสถานี ฯ ทั้งหมดที่ได้รับการติดตั้งระบบนี้อยู่ประมาณ 70% ของทั้งประเทศในส่วนของกฟผ. ส่วนระบบ RTU จะมีการติดตั้งอยู่ทุกสถานีอยู่แล้ว

-ส่วนของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เริ่มแรกทางกฟผ.จะใช้ระบบสั่งการผ่านวิทยุให้ Operator รับคำสั่งโดยตรงจากศูนย์ตามเขตต่าง ๆ ที่จัดตั้งไว้ตามภูมิภาคของประเทศ และต่อมาจึงมีการดำริเริ่มนำเอาระบบ CSCS เข้ามาใช้งาน ดังนั้นทางกฟผ.เพิ่งจึงอยู่ในช่วงแรกของโครงการใช้งานระบบ CSCS เราจะพบว่าในสถานีฯรุ่นใหม่ ๆ เท่านั้นถึงจะมีการติดตั้งระบบ CSCS ทำให้มีจำนวนของสถานี ฯ ที่ได้ทำการติดตั้งระบบนี้อยู่ประมาณ 40% ของทั้งประเทศ อย่างไรก็ตามก็ดีปัญหาที่พบในการใช้งานระบบ CSCS ของกฟผ.มักจะเกี่ยวกับตัวอุปกรณ์ชุด Interface หรือชุด Computer Control Field Module(CCFM) ซึ่งจะมีอยู่หลากหลายผู้ผลิต ทำให้เจ้าหน้าที่ผู้ปฏิบัติงานโดยตรงอันได้แก่กองปฏิบัติการควบคุมอุปกรณ์ระยะไกล(กปอ.) ต้องทำการเรียนรู้เพิ่มเติมอยู่ตลอดเวลา

-ส่วนของการไฟฟ้านครหลวง ทางกฟน.เองจะมีการวางระบบซึ่งคล้ายกับของทางกฟผ. นั่นก็คือมีการติดตั้งใช้งานระบบ RTU ในแต่ละสถานีฯ อยู่ก่อนหน้าแล้ว แต่โดยสาเหตุที่ทางกฟน.มีความได้เปรียบในลักษณะของภูมิประเทศเนื่องจากพื้นที่ในส่วนรับผิดชอบของกฟน.จะอยู่ในเขตปริมณฑลของกรุงเทพมหานคร จึงทำให้ง่ายต่อการเชื่อมโยงระบบถึงตัวศูนย์ควบคุม ต่อมาจึงได้พัฒนาให้มีการติดตั้งระบบ CSCS เข้าไปที่ตัวสถานีด้วย จำนวนสถานี ฯ ที่มีการติดตั้งระบบนี้จึงมีอยู่ประมาณ 30-40% ของจำนวนสถานีฯที่มีอยู่ของกฟน. เช่นเดียวกับกับทางกฟผ.นั่นก็คือ ทาง

This material is reserved for educational use only, not allowed for commercial use.

กฟน.ยังไม่มียุทธศาสตร์ที่จะปรับปรุงสถานีฯ รุ่นแรก ๆ ที่ใช้ระบบ RTU อยู่เดิมให้มีการติดตั้งระบบ CSCS เข้าไปด้วย เนื่องจากมีความยุ่งยากซับซ้อนและเสียค่าใช้จ่ายเป็นอย่างมากในการปรับปรุงระบบฯ

แต่อย่างไรก็ดีทั้ง 3 หน่วยงานการไฟฟ้าต่างก็มีความเห็นเดียวกัน คือ การนำเอาระบบ CSCS เข้ามาใช้งานให้เต็มระบบ หมายความว่าทุกสถานีไฟฟ้าจะต้องมีการติดตั้งระบบ CSCS ด้วยกันทั้งหมด แต่นั่นก็จะต้องอาศัยระยะเวลาอีกนานพอสมควรจึงจะแล้วเสร็จ

7.2 ข้อเสนอแนะ

- อุปสรรคในการติดตั้งระบบ CSCS ในแต่ละสถานีไฟฟ้าของทั้ง 3 หน่วยงานที่เหมือนกัน ก็คือความหลากหลายของจำนวนผู้ผลิตอุปกรณ์ในระบบ CSCS ซึ่งสร้างความลำบากใจในการเข้าใจในระบบทั้งที่เป็นฮาร์ดแวร์ และซอฟต์แวร์ ดังนั้นทางผู้เขียนมีความเห็นในเรื่องนี้ว่า ด้วยความก้าวหน้าทางเทคโนโลยีที่ทางผู้ผลิตได้มานำเสนอให้กับเรานั้นได้ผ่านการใช้งานในประเทศผู้ผลิตมามากพอสมควร ซึ่งเมื่อนำมาปรับใช้กับประเทศเราเองอาจจะยังไม่พร้อมรับเทคโนโลยีอันนี้ เนื่องจากด้วยเหตุผลอยู่หลายประการ ยกตัวอย่างเช่นความรู้พื้นฐานของบุคลากรที่แตกต่างกันของเราเอง เป็นต้น แต่หนทางอันหนึ่งที่เราสามารถทำได้ก็คือ เราอาจจะจำเป็นต้องซื้อเทคโนโลยีเข้ามาในช่วงแรก แล้วหลังจากนั้นต้องพยายามเรียนรู้การทำงานของระบบนั้น ๆ ให้ถ่องแท้ แล้วจึงมาพัฒนาระบบขึ้นมาใช้เองในประเทศ ซึ่งน่าจะมีความเหมาะสมกว่า

- สืบเนื่องจากข้อเสนอแนะข้างต้น นั่นก็คือต่อไปเมื่อมีความต้องการที่จะเชื่อมโยงระบบ CSCS ให้ต่อไปยังศูนย์ควบคุม หรือให้เชื่อมต่อถึงกันในแต่ละสถานีฯ ก็จะทำให้ได้ง่าย เนื่องจากระบบนั้น ๆ จะเป็นระบบที่เราพัฒนาเองขึ้นมาตั้งแต่ต้น มิใช่ระบบปิดที่เกิดจากผู้ผลิตแต่ละราย

- และเมื่อจะมีการเชื่อมโยงระบบให้ต่อกันกันนั้น เราอาจจะมีหนทางเลือกไว้อยู่หลายทางเพื่อเป็น Redundancy ให้กับระบบโดยมีพื้นฐานอยู่ที่ว่า ยังมีการเชื่อมโยงระบบเอาไว้มาก ๆ จะยังเป็นการเพิ่ม Reliability และ Stability ให้แก่ระบบมากยิ่งขึ้น ตัวอย่างเช่นการเชื่อมโยงอาจจะผ่านทางอินเตอร์เน็ตก็เป็นได้ แต่ต้องมีควรจะต้องละเลยในส่วนของความปลอดภัย (Security) ในการส่งผ่านข้อมูลด้วย

- ทางผู้เขียนมีข้อเสนอแนะว่า เมื่อมีการเก็บ, รับ, ส่ง หรือบันทึกข้อมูลต่าง ๆ ที่ได้รับมาจากในแต่ละสถานีฯแล้ว ซึ่งอาจจะส่งมาเก็บไว้ที่ศูนย์ควบคุมที่ดี หรือถูกเก็บไว้ในแต่ละสถานีฯก็ดี เราน่าจะมีหนทางที่จะนำข้อมูลเหล่านี้มาใช้ให้เกิดประโยชน์ต่อไป โดยอาจจะผ่านการวิเคราะห์ทางโปรแกรมคอมพิวเตอร์เพื่อดูว่าในรอบการทำงานที่ผ่านมาได้มีการเกิดเหตุการณ์ต่าง ๆ อะไรบ้างที่

เป็นสาเหตุให้ระบบทำงานผิดพลาด โดยในขั้นนี้ควรจะต้องปรึกษากันในระหว่างผู้ปฏิบัติงานจริง กับนักโปรแกรมเมอร์ ทำการสร้างตัวซอฟต์แวร์ในการทำนายและวิเคราะห์ผลที่เกิดขึ้นต่อไป



บรรณานุกรม

- การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค. คู่มือการควบคุมอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้าด้วยระบบ CSCS. กรุงเทพฯ : กองปฏิบัติการอุปกรณ์ควบคุมระยะไกล การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค. 2540.
- Alexandes Apostolov Tasnet, Inc., and Pinellas Park. [Online]. Available: <http://www.tasnet.com/substati.htm>, 1998.
- ANSI/IEEE. Fundamentals of Supervisory Systems. Second Edition. Picataway : 1994.
- Bojan Jerina. NEO 1000 Operation Guide for CSCS System. Ljubjana : 1994.
- Ryan Bird, P.E., and Black & Veatch. [Online]. Available: <http://www.tasnet.com/gnsts.htm>, 1998.
- Torsten Cegrell. Power System Control Technology. Gothenburg : University of Technology, 1986.
- Volker Lohmann. “Workshop Justification for Substation Automation Utility Benefits and requirements”. MEA Assessment of Quality Criteria Conducted on 1st and 2nd Oct, 1997 at MEA Maintenance Center in Bangkok.
- Volker Lohmann. “Workshop Justification for Substation Automation Utility Benefits and requirements”. EGAT Assessment of Quality Criteria Conducted on 29th and 30th Sep, 1997 at EGAT Maintenance Center in Bangkok.
- William D. Stevenson Jr. Elements of Power System Analysis. fourth edition. Publishing : Mc. Graw-Hill, 1990.





COMMISSIONING TEST REPORT
NEO 1000+ SUBSTATION CONTROL SYSTEM

SUBSTATION : PLUAKDAENG
CONTRACT NO. : ๑.212/2538

DATE OF ISSUE :

ITEM	TITLE	SERIAL NO.	TESTED BY	DATE	REMARK
1	Personal Computer 3513PTMI		TMI		
2	Colour Monitor 7574 IBM		IBM		
3	Printer Canon BJ-330		CANON		
4	Standard Keyboard TMI		TMI		
5	AC/DC Converter TAS2211 Iskra		ISKRA		
6	Concentrator Model SCU804 System		SYSEN		
7	Clock & Antena GPS166		MEINBERG		
8	Mouse Logitech		LOGITECH		
9	Optical Converter AC40B		OPTO22		
10	PLU-C1A TMV 1400		SYSEN		
11	PLU-INC.1 TMV 1400		SYSEN		
12	PLU-01 TMV 1400		SYSEN		
13	PLU-02 TMV 1400		SYSEN		
14	PLU-03 TMV 1400		SYSEN		
15	PLU-04 TMV 1400		SYSEN		
16	PLU-05 TMV 1400		SYSEN		
17	PLU-BS1A TMV 1400		SYSEN		
18	PLU-C1B TMV 1400		SYSEN		
19	PLU-INC.2 TMV 1400		SYSEN		
20	PLU-06 TMV 1400		SYSEN		

DATE :

CHECKED BY :

WITNESSED BY :

SIGNATURE :

SIGNATURE :

APPROVED BY :

SIGNATURE :

This material is reserved for educational use only, not allowed for commercial use.

Forbidden to modify the content, and cite the document when use.

COMMISSIONING TEST REPORT

NEO 1000+ SUBSTATION CONTROL SYSTEM

SUBSTATION : PLUAKDAENG
 CONTRACT NO. : ๑.212/2538

DATE OF ISSUE :

ITEM	TITLE	SERIAL NO.	TESTED BY	DATE	REMARK
21	PLU-07 TMV 1400		SYSEN		
22	PLU-08 TMV 1400		SYSEN		
23	PLU-09 TMV 1400		SYSEN		
24	PLU-10 TMV 1400		SYSEN		
25	PLU-BS1C TMV 1400		SYSEN		
26	PLU-INC.3 TMV 1400		SYSEN		
27	PLU-11 TMV 1400		SYSEN		
28	PLU-12 TMV 1400		SYSEN		
29	PLU-13 TMV 1400		SYSEN		
30	PLU-14 TMV 1400		SYSEN		
31	PLU-15 TMV 1400		SYSEN		
32	PLU-C1C TMV 1400		SYSEN		
33	PLU-TIE BAY TMV 1400		SYSEN		
34	PLU-TIE BAY TMV 1300		SYSEN		
35	PLU-LINE BAY 2 TMV 1400		SYSEN		
36	PLU-LINEBAY 2 TMV 1300		SYSEN		
37	PLU-LINE BAY 1 TMV 1400		SYSEN		
38	PLU-LINEBAY 1 TMV 1300		SYSEN		
39	PLU-TRANS. BAY 2 TMV 1400		SYSEN		
40	PLU-TRANS. BAY 2 TMV 1300		SYSEN		
41	PLU-TRANS. BAY 3 TMV 1400		SYSEN		
42	PLU-TRANS. BAY 3 TMV 1300		SYSEN		
43	PLU-TP.2 TMV 1400		SYSEN		
44	PLU-TP.2 TMV 1400		SYSEN		
45	PLU-TP.3 TMV 1400		SYSEN		
46	PLU-TP.3 TMV 1400		SYSEN		

DATE :

CHECKED BY :

WITNESSED BY :

SIGNATURE :

SIGNATURE :

APPROVED BY :

SIGNATURE : This material is reserved for educational use only, not allowed for commercial use.

Forbidden to modify the content, and cite the document when use.

COMMISSIONING TEST REPORT

SUBSTATION : PLUAKDAENG
 BAY : 115 KV TRANSFORMER BR.2
 JOB NO. : J.147

1 OUTPUT COMMANDS

ITEM	TERMINAL	DESCRIPTION	RESULT	CONDITION													
				TAG		SWITCH		LOW GAS		86T L/O		4YS-01		4YS-02		4YB-01	
				ON	OFF	LOCAL	REMOTE	OPERATION	NOT. OPR	OPERATION	NOT. OPR	UNDEFINE	DEFINE	UNDEFINE	DEFINE	CLOSE	OPEN
1/.....	4YB-01 CLOSE	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*		
/.....	4YB-01 OPEN	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*		
2/.....	4YS-01 CLOSE	*			*	*									*	*
/.....	4YS-01 OPEN	*			*	*									*	*
3/.....	4YS-02 CLOSE	*			*	*									*	*
/.....	4YS-02 OPEN	*			*	*									*	*
4/.....	4YS-03 CLOSE	*			*	*									*	*
/.....	4YS-03 OPEN	*			*	*									*	*
5																	
6																	
7																	
8																	

* : TEST POINT

: INTERLOCK

REMARK :

DATE :

CHECKED BY :

WITNESSED BY :

SIGNATURE :

SIGNATURE :

APPROVED BY :

SIGNATURE :

This material is reserved for educational use only, not allowed for commercial use.

Forbidden to modify the content, and cite the document when use.

COMMISSIONING TEST REPORT

SUBSTATION : PLUAKDAENG
 BAY : 115KV TIE BREAKER
 JOB NO. : J.147

1 OUTPUT COMMANDS (continue)

ITEM	TERMINAL	DESCRIPTION	CONDITION																
			4YS-03		5YS-03		6YS-03		BYB-01										
			UNDEFINE	DEFINE	UNDEFINE	DEFINE.	UNDEFINE	DEFINE.	CLOSE	OPEN									
1/.....	BYB-01 CLOSE																	
/.....	BYB-01 OPEN																	
2/.....	BYS-01 CLOSE									*								
/.....	BYS-01 OPEN									*								
3/.....	BYS-02 CLOSE									*								
/.....	BYS-02 OPEN									*								
4																			
5																			
6																			
7																			
8																			

* : TEST POINT
 : INTERLOCK

REMARK :

DATE :

CHECKED BY :

WITNESSED BY :

SIGNATURE :

SIGNATURE :

APPROVED BY : This material is reserved for educational use only, not allowed for commercial use.

SIGNATURE : Forbidden to modify the content, and cite the document when use.

COMMISSIONING TEST REPORT

SUBSTATION : PLUAKDAENG
 BAY : 115 KV TIE BREAKER
 JOB NO. : J.147

1.1 OUTPUT COMMANDS

ITEM	TERMINAL	DESCRIPTION	RESULT	CONDITION															
				TAG		SWITCH		LOW GAS		86B L/O		BYS-01		BYS-02		3YS-03			
				ON	OFF	LOCAL	REMOTE	OPERATION	NOT. OPR	OPERATION	NOT. OPR	UNDEFINE	DEFINE	UNDEFINE	DEFINE	UNDEFINE	DEFINE		
1/.....	BYB-01 CLOSE	*		*		*		*		*		*		*				
/.....	BYB-01 OPEN	*		*		*		*		*								
2/.....	BYS-01 CLOSE	*				*												
/.....	BYS-01 OPEN	*				*												
3/.....	BYS-02 CLOSE	*				*												
/.....	BYS-02 OPEN	*				*												
4																			
5																			
6																			
7																			
8																			

* : TEST POINT

: INTERLOCK

REMARK :

DATE :

CHECKED BY :

WITNESSED BY :

SIGNATURE :

SIGNATURE :

This material is reserved for educational use only, not allowed for commercial use.

APPROVED BY :

Forbidden to modify the content, and cite the document when use.

COMMISSIONING TEST REPORT

SUBSTATION PLUAKDAENG
 BAY 115 KV TRANSFORMER BR. 2
 JOB NO. ๑ 212/2538

2. ANALOG INPUTS

ITEM	*NO.	TERMINA	DESCRIPTION	CONSTANT	METER	NEO VALUE	DISPLAY			PRINTER
							PLU	115 KV	M_115	
1	A1+/.....	CURRENT PHASE A		*	*	*	*	*	*
	A1-/.....			*	*	*	*	*	*
						*	*	*	*	*
2	A2+/.....	CURRENT PHASE B		*	*	*	*	*	*
	A2-/.....			*	*	*	*	*	*
						*	*	*	*	*
3	A3+/.....	CURRENT PHASE C		*	*	*	*	*	*
	A3-/.....			*	*	*	*	*	*
						*	*	*	*	*
4	A4+/.....	ACTIVE POWER		*	*	*	*	*	*
	A4-/.....			*	*	*	*	*	*
						*	*	*	*	*
5	A5+/.....	REACTIVE POWER		*	*	*	*	*	*
	A5-/.....			*	*	*	*	*	*
						*	*	*	*	*
6										
7										
8										

* : TEST POINT

REMARK :

DATE :

CHECKED BY : WITNESSED BY :

SIGNATURE : SIGNATURE :

APPROVED BY : This material is reserved for educational use only, not allowed for commercial use.

SIGNATURE : Forbidden to modify the content, and cite the document when use.

COMMISSIONING TEST REPORT

SUBSTATION PLUAKDAENG
 BAY 115 KV TRANSFORMER BR. 3
 JOB NO. ๑ 212/2538

2. ANALOG INPUTS

ITEM	NO.	TERMINA	DESCRIPTION	CONSTANT	METER	NEO VALUE	DISPLAY			PRINTER
							PLU	115 KV	M_115	
1	A1+/.....	CURRENT PHASE A		*	*	*	*	*	*
	A1-/.....			*	*	*	*	*	*
						*	*	*	*	*
2	A2+/.....	CURRENT PHASE B		*	*	*	*	*	*
	A2-/.....			*	*	*	*	*	*
						*	*	*	*	*
3	A3+/.....	CURRENT PHASE C		*	*	*	*	*	*
	A3-/.....			*	*	*	*	*	*
						*	*	*	*	*
4	A4+/.....	ACTIVE POWER		*	*	*	*	*	*
	A4-/.....			*	*	*	*	*	*
						*	*	*	*	*
5	A5+/.....	REACTIVE POWER		*	*	*	*	*	*
	A5-/.....			*	*	*	*	*	*
						*	*	*	*	*
6										
7										
8										

* : TEST POINT

REMARK :

DATE :

CHECKED BY : WITNESSED BY :

SIGNATURE : SIGNATURE :

This material is reserved for educational use only, not allowed for commercial use.

APPROVED BY : Forbidden to modify the content, and cite the document when use.

SIGNATURE :

COMMISSIONING TEST REPORT

SUBSTATION : PLUAKDAENG

BAY : 115 KV TRANSFORMER BR. 2

JOB NO. : J.147

3. DIGITAL INPUTS

ITEM	NO	TERMINA	DESCRIPTION	DISPLAY					PRINTER
				PLU	115KV	A_115	A_SUM		
1	D1/.....	4YB-01 CONTROL SET REMOTE	*	*	*	*		*
2	D2/.....	4YB-01 CONTROL SET LOCAL	*	*	*	*		*
3	D3/.....	LOW GAS PRESSURE ALARM	*	*	*	*		*
4	D4/.....	LOW GAS LOCK OUT	*	*	*	*		*
5	D5/.....	SPRING CHARGE FAIL	*	*	*	*		*
6	D6/.....	4YB-01 DC SUPPLY FAIL	*	*	*	*		*
7	D7/.....	4YB-01 AC SUPPLY FAIL	*	*	*	*		*
8	D8/.....	PROTECTION RELAY DC FAIL	*	*	*	*		*
9	D9/.....	TRANSF. DIFF. CUTOFF SW. OFF	*	*	*	*		*
10	D10/.....	TRANSF. DIFF LOCKOUT	*	*	*	*		*
11	D11/.....	4YB-01 TRIP CCT. SPV.	*	*	*	*		*
12	D12/.....	BREAKER FAILURE DC SUPPLY FAI	*	*	*	*		*
13	D13/.....	TIE BAY CCFM DC SUPPLY FAIL	*	*	*	*		*
14	D14/.....	TRANSF. DIFF. E/F						
15	/.....	TRANSF. DIFF. PHASE A	*	*	*	*		*
16	/.....	TRANSF. DIFF. PHASE B	*	*	*	*		*
17	/.....	TRANSF. DIFF. PHASE C	*	*	*	*		*
18	/.....	RESTRICTED E/F	*	*	*	*		*
19	/.....	O/C PHASE A	*	*	*	*		*
20	/.....	O/C PHASE B	*	*	*	*		*
21	/.....	O/C PHASE C	*	*	*	*		*
22	/.....	O/C TIME DELAY	*	*	*	*		*
23	/.....	O/C INSTANTANEOUS	*	*	*	*		*
24	/.....	BACKUP E/F	*	*	*	*		*
25	/.....	4YB-01 BREAKER FAILURE	*	*	*	*		*
26									

* : TEST POINT

 : MEANS LINKING TO CSCS VIA COMM. PORT

REMARK : _____

DATE :

CHECKED BY : WITNESSED BY :

SIGNATURE : SIGNATURE :

COMMISSIONING TEST REPORT

SUBSTATION : PLUAKDAENG

BAY : 115 KV TIE BREAKER

JOB NO. : J.147

4. STATUS INPUTS

ITEM	NO	TERMINA	DESCRIPTION	CONDITION	DISPLAY		PRINTER
					PLU.	115KV	
1	D25/.....	BYB-01 STATUS	CLOSED	*	*	*
	D26/.....		OPEN	*	*	*
2	D27/.....	BYS-01 STATUS	CLOSED	*	*	*
	D28/.....		OPEN	*	*	*
3	D29/.....	BYS-02 STATUS	CLOSED	*	*	*
	D30/.....		OPEN	*	*	*
4	D31/.....					
	D32/.....					
5	D33/.....					
	D34/.....					
6	D35/.....					
	D36/.....					
7	D37/.....					
	D38/.....					
8	D39/.....					
	D40/.....					
9	D41/.....	BYB-01 SELECTION	COMPLETE	*	*	*
10	D42/.....	BYS-01 SELECTION	COMPLETE	*	*	*
11	D43/.....	BYS-02 SELECTION	COMPLETE	*	*	*
12	D44/.....					

* : TEST POINT

REMARK : _____

DATE :

CHECKED BY :

WITNESSED BY :

SIGNATURE :

SIGNATURE :

APPROVED BY :

SIGNATURE :

This material is reserved for educational use only, not allowed for commercial use.

Forbidden to modify the content, and cite the document when use.

COMMISSIONING TEST REPORT

SUBSTATION : PLUAKDAENG

BAY : 115KV TRANSFORMER BR. 2

JOB NO. : J.147

4. STATUS INPUTS

ITEM	NO	TERMINA	DESCRIPTION	CONDITION	DISPLAY		PRINTER	
					PLU	115kV		
1	D25/.....	4YB-01 STATUS	CLOSED	*	*	*	
	D26/.....		OPEN	*	*	*	
2	D27/.....	4YS-01 STATUS	CLOSED	*	*	*	
	D28/.....		OPEN	*	*	*	
3	D29/.....	4YS-02 STATUS	CLOSED	*	*	*	
	D30/.....		OPEN	*	*	*	
4	D31/.....	4YS-03 STATUS	CLOSED	*	*	*	
	D32/.....		OPEN	*	*	*	
5	D33/.....						
	D34/.....						
6	D35/.....						
	D36/.....						
7	D37/.....						
	D38/.....						
8	D39/.....						
	D40/.....						
9	D41/.....	4YB-01 SELECTION	COMPLETE	*	*	*	
10	D42/.....	4YS-01 SELECTION	COMPLETE	*	*	*	
11	D43/.....	4YS-02 SELECTION	COMPLETE	*	*	*	
12	D44/.....	4YS-03 SELECTION	COMPLETE	*	*	*	

*: TEST POINT

REMARK : _____

DATE :

CHECKED BY :

WITNESSED BY :

SIGNATURE :

SIGNATURE :

APPROVED BY :

SIGNATURE :

COMMISSIONING TEST REPORT

SUBSTATION : PLUAKDAENG

BAY : 115KV TRANSFORMER BR. 3

JOB NO. : J.147

4. STATUS INPUTS

ITEM	NO	TERMINA	DESCRIPTION	CONDITION	DISPLAY		PRINTER	
					PLU	115kV		
1	D25/.....	6YB-01 STATUS	CLOSED	*	*	*	
	D26/.....		OPEN	*	*	*	
2	D27/.....	6YS-01 STATUS	CLOSED	*	*	*	
	D28/.....		OPEN	*	*	*	
3	D29/.....	6YS-02 STATUS	CLOSED	*	*	*	
	D30/.....		OPEN	*	*	*	
4	D31/.....	6YS-03 STATUS	CLOSED	*	*	*	
	D32/.....		OPEN	*	*	*	
5	D33/.....						
	D34/.....						
6	D35/.....						
	D36/.....						
7	D37/.....						
	D38/.....						
8	D39/.....						
	D40/.....						
9	D41/.....	6YB-01 SELECTION	COMPLETE	*	*	*	
10	D42/.....	6YS-01 SELECTION	COMPLETE	*	*	*	
11	D43/.....	6YS-02 SELECTION	COMPLETE	*	*	*	
12	D44/.....	6YS-03 SELECTION	COMPLETE	*	*	*	

* : TEST POINT

REMARK : _____

DATE :

CHECKED BY :

WITNESSED BY :

SIGNATURE :

SIGNATURE :

APPROVED BY :

SIGNATURE :

COMMISSIONING TEST REPORT

SUBSTATION : PLUAKDAENG
 BAY : 115KV TIE BREAKER
 JOB NO. : J.147

5. TAG INDICATORS

ITEM	DESCRIPTION	CONDITION					
		PLU	115kV				
1	BYB-01 CIRCUIT BREAKER TAG	*	*				
2							
3							
4							
5							
6							
7							
8							
9							
10							
11							
12							
13							
14							
15							
16							

*: TEST POINT

REMARK : _____

DATE :

CHECKED BY :

WITNESSED BY :

SIGNATURE :

SIGNATURE :

APPROVED BY :

SIGNATURE :

ประวัติผู้เขียน

ชื่อ-สกุล	นายขงยุทธ พูประเสริฐ
เกิดเมื่อ	วันที่ 9 กรกฎาคม 2513
สถานที่เกิด	เขตป้อมปราบศัตรูพ่าย จังหวัดกรุงเทพมหานคร
ประวัติการศึกษา	<ul style="list-style-type: none"> - จบระดับประถมศึกษาชั้นปีที่ 6 จาก โรงเรียนสมาคมสตรีไทย(พ.ศ.2525) - จบระดับมัธยมศึกษาตอนต้นชั้นปีที่ 3 จาก โรงเรียนราชวินิตมัธยม (พ.ศ.2528) - จบระดับมัธยมศึกษาตอนปลายชั้นปีที่ 6 จาก โรงเรียนราชวินิตมัธยม (พ.ศ.2531) - จบระดับการศึกษาอุดมศึกษา วุฒิปริญญาตรีวิศวกรรมศาสตรบัณฑิต (สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า แขนงไฟฟ้ากำลัง) สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี(พ.ศ.2535)
ประวัติการทำงาน	<ul style="list-style-type: none"> - ตำแหน่งวิศวกรไฟฟ้า ฝ่ายพัฒนาธุรกิจ บริษัท ศรีอุทอง จำกัด (ตั้งแต่พ.ศ.2542-ปัจจุบัน) - ตำแหน่งวิศวกรไฟฟ้า ฝ่ายวิศวกรรมไฟฟ้า บริษัท ศรีอุทอง จำกัด (ตั้งแต่พ.ศ.2537-2542) - ตำแหน่งวิศวกรไฟฟ้า ฝ่ายปฏิบัติการสนาม บริษัท ทรานส์เค็ดพาวเวอร์ เซอร์วิส จำกัด (เครือ TEDA Group) (ตั้งแต่พ.ศ.2535-2537)