สำนักหอสมุดกลาง พระจอมเกล้าลาดกระบัง

การศึกษาระบบควบคุมสั่งการจ่ายไฟระยะไกลเพื่อใช้วิเคราะห์และวางแผนระยะยาวสำหรับระบบจ่ายไฟฟ้าของ กฟภ.

Studying Supervisory Control And Data Acquisition (SCADA) for Analysis and Planning of PEA Power System

โดย

นายเชิดพงศ์ ทองพุ
นายฐิตินันท์ เคนศิริ
นายพลตรี ขุนฤทธิ์มนตรี
นายภาคภูมิ แก้วแกมทอง

วพ.
ช7527ก
2550

เลขหมู่ 82950
เลขทะเบียน
วัน,เดือน,ปี 29 ก.ค. 2551

b 11956859
i

ปริญญานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตร์บัณฑิต
สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า
สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง
ปีการศึกษา 2550

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ปีการศึกษา 2550

การศึกษาระบบควบคุมสั่งการจ่ายไฟระยะไกลเพื่อใช้วิเคราะห์และวางแผนระยะยาวสำหรับระบบจ่ายไฟฟ้าของ กฟภ.

Studying Supervisory Control And Data Acquisition (SCADA) for Analysis and Planning of PEA Power System

โดย

นายเชิดพงศ์ ทองพุ

นายฐิดินันท์ เดนศิริ

นายพลตรี ขุนฤทธิ์มนตรี

นายภาคภูมิ แก้วแกมทอง

อาจารย์ที่ปรึกษา

รศ.มณฑล ลีลาจินดาไกรฤกษ์

ดร.ชาย ชมพูอินไหว

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ปริญญานิพนธ์ปีการศึกษา 2550

ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า

คณะวิศวกรรมศาสตร์ สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง

เรื่อง **การศึกษาระบบควบคุมสั่งการจ่ายไฟระยะไกลเพื่อใช้วิเคราะห์และวางแผนระยะยาวสำหรับระบบจ่ายไฟฟ้าของ กฟภ.**

ผู้จัดทำ

นายเชิดพงศ์ ทองพุ

นายฐิตินันท์ เคนศิริ

นายพลตรี ขุนฤทธิ์มนตรี

นายภาคภูมิ แก้วแกมทอง

..... อาจารย์ที่ปรึกษา

(รศ.มณฑล ลีลาจินดาไกรฤกษ์)

.....อาจารย์ที่ปรึกษา

(ดร.ชาย ชมภูอินไหว)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

การศึกษาระบบควบคุมสั่งการจ่ายไฟระยะไกลเพื่อใช้วิเคราะห์และวางแผนระยะยาวสำหรับระบบจ่ายไฟฟ้าของ กฟภ.

นายเชิดพงศ์ ทองพุ
นายฐิตินันท์ เคนศิริ
นายพลตรี ขุนฤทธิ์มนตรี
นายภาคภูมิ แก้วแกมทอง
รศ.มณฑล ลีลาจินดาไกรฤกษ์ อาจารย์ที่ปรึกษา
ดร.ชาย ชมพูอินไหว อาจารย์ที่ปรึกษา
ปีการศึกษา 2550

บทคัดย่อ

ปริญญานิพนธ์เล่มนี้เป็นการศึกษาถึงระบบสั่งการจ่ายไฟระยะไกล(SCADA)ซึ่งเป็นระบบที่มีหน้าที่ในการสั่งการ ควบคุมการจ่ายไฟ เก็บรวบรวมข้อมูล และบันทึกข้อมูลสิ่งผิดปกติในระบบไฟฟ้า ด้วยเหตุนี้จึงเกิดแนวคิดที่จะนำเอาข้อมูลที่ได้บันทึกไว้มาวิเคราะห์เพื่อใช้ในการพัฒนาระบบ ซึ่งในปัจจุบันอัตราการใช้พลังงานของผู้ใช้ไฟมีแนวโน้มเพิ่มขึ้นเรื่อยๆ แต่พิกัดของอุปกรณ์ภายในระบบยังคงเท่าเดิมเช่นพิกัดของสายส่ง เป็นต้น จึงต้องมีการวางแผนเพื่อรองรับกับปัญหาที่อาจจะเกิดขึ้นในอนาคต โดยการจำลองระบบการจ่ายไฟจริงของพื้นที่ที่มีแนวโน้มที่จะเกิดปัญหาดังกล่าว และทำการสมมติอัตราการเพิ่มขึ้นของโหลดเป็นเวลา 10 ปี เพื่อเป็นการศึกษาถึงปัญหาที่อาจจะเกิดขึ้นกับสายส่งตามมาตรฐานของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคพร้อมทั้งเสนอแนวทางในการแก้ปัญหาที่เหมาะสม

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

Studying Supervisory Control And Data Acquisition (SCADA) for Analysis and Planning of PEA Power System

Chirdpong Thongpu
Titinan Kensiri
Pontree Khunritmontree
Bhakbhum Kaewkamthong
Assoc.Prof.Monthon Leelajindakrairerk Supervisor
Dr.Chai Chompoo-inwai Supervisor
2007

ABSTRACT

This thesis study about Supervisory Control and Data Acquisition(SCADA) which consist of function Supervisory Control, Data Acquisition and Disturbance Data Collection. For this reason can take that data to analysis for develop the system. At now rate of demand to use electrical power is increasing so that system must be planning. By make model of real transmission line system at area that may be occur the problem and assume that increasing rate of load for 10 years to study problem that happened due to thermal overload line following standard of Provincial Electricity Authority (PEA). And suggest optimal solution to solve the problem.

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

กิตติกรรมประกาศ

ปริญญานิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จได้ ด้วยความกรุณาของ ดร.ชาย ชมพูอินไหว อาจารย์ที่ปรึกษาปริญญานิพนธ์ ซึ่งได้ให้คำปรึกษา ข้อชี้แนะ และความช่วยเหลือในหลายสิ่งหลายอย่าง จนกระทั่งลุล่วงไปได้ด้วยดี ผู้จัดทำขอกราบขอบพระคุณเป็นอย่างสูงมา ณ ที่นี้

ขอกราบขอบพระคุณ คณาจารย์ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้าทุกท่าน ที่ได้ให้ความรู้ ให้คำแนะนำให้กำลังใจตลอดการศึกษาที่ผ่านมา

ขอขอบพระคุณพี่ปาน นายปานทอง ถินสถิตย์ แผนกศูนย์สั่งการและควบคุมการจ่ายไฟ ตำแหน่ง วิศวกรระดับ 5 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ที่คอยให้คำแนะนำ คำชี้แนะ และข้อมูลที่เป็นประโยชน์ ทำให้ปริญญานิพนธ์เล่มนี้สำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดี

ขอขอบพระคุณ ขอบคุณและขอบใจ พี่ เพื่อน และน้องภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้าทุกท่านทุกคน ที่คอยถามไถ่ด้วยความห่วงใยว่าเมื่อไหร่จะสำเร็จการศึกษา
รวมถึงผู้มีพระคุณทุกท่านที่มิได้เอ่ยนามไว้ ณ ที่นี้

สุดท้ายนี้ กราบขอบพระคุณบิดา มารดาทุกๆท่านผู้ให้ทุกสิ่งทุกอย่างกับพวกเรา

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สารบัญ

หน้า

บทคัดย่อ..... I

ABSTRACT..... II

กิตติกรรมประกาศ..... III

สารบัญ..... IV

สารบัญภาพ..... VI

สารบัญตาราง..... VIII

บทที่ 1 บทนำ..... 1

1.1ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา..... 1

1.2วัตถุประสงค์ของการศึกษา..... 2

1.3ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ..... 2

1.4ขอบเขตและข้อกำหนดของโครงงาน..... 2

1.5ขั้นตอนและวิธีการดำเนินการ..... 3

1.6แผนการดำเนินโครงงาน..... 3

1.7 ผังเวลาการดำเนินโครงงาน..... 4

บทที่ 2 ทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง..... 5

2.1 ระบบผลิตพลังไฟฟ้า..... 5

2.2 ระบบส่งพลังไฟฟ้า..... 5

2.3 ระบบจำหน่ายพลังไฟฟ้า..... 6

2.4 ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า..... 9

2.5 การวางแผนระบบสายส่ง..... 14

2.6 ระบบศูนย์สั่งการจ่ายไฟระยะไกล..... 16

บทที่ 3 การออกแบบการทดลอง..... 28

ขั้นตอนการออกแบบการทดลอง..... 28

บทที่ 4 ผลการทดลองและแนวทางการแก้ไขปัญหา..... 34

4.1. ข้อมูลของระบบส่งจ่ายภายในระบบ..... 34

4.2. ผลการทดลอง..... 35

4.3. การเปรียบเทียบการแก้ปัญหาระหว่างวิธี Upgrade infrastructure และวิธี..... 45
Reconfiguration โดยพิจารณา ด้านความปลอดภัยของระบบ (Security)

4.4. การเปรียบเทียบการแก้ปัญหาระหว่างวิธี Upgrade Infrastructure และวิธี..... 50
Reconfiguration โดยพิจารณา ด้านค่าความสูญเสียรวมของระบบ(Loss)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สารบัญ(ต่อ)

หน้า

4.5. การเปรียบเทียบการแก้ปัญหาระหว่างวิธี Upgrade Infrastructure และวิธี..... 51
Reconfiguration โดยพิจารณา ด้านค่าใช้จ่ายในการดำเนินการและบำรุงรักษา
(Operate & Maintenance)

บทที่ 5 สรุปและข้อเสนอแนะ..... 52

บรรณานุกรม..... 53

ภาคผนวก 54

ประวัติผู้เขียน 65

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สารบัญภาพ

ภาพที่	หน้า
2-1 การจ่ายไฟแบบทางเดียว	11
2-2 การจ่ายไฟแบบหลายทาง	12
3-1 แนวโน้มการเพิ่มขึ้นของโหลดเดือนเมษายนตั้งแต่ปี พ.ศ.2547-2550	29
3-2 คลิกขวาที่สายส่งแล้วเลือก Line Information Dialog	29
3-3 ใส่รายละเอียดของสายส่ง	30
3-4 คลิก Option/Tools เลือก Scale Case	31
3-5 ใส่รายละเอียด System Scaling	32
3-6 Flow chart แสดงขั้นตอนการทดลอง	34
4-1 การเกิด Thermal Overload ที่เกินกว่ามาตรฐานของ กฟภ.	35
4-2 ผลของการการเกิด Line outage ของสายที่เกิด Thermal overload จากรูปที่ 4-1	35
4-3 การเกิด Thermal Overload ที่เกินกว่ามาตรฐานของ กฟภ.ในปีที่ 1	36
4-4 เพิ่มสายส่งระหว่างสถานีไฟฟ้าบางปะอิน 2 กับจุดแยก A17	36
4-5 การเกิด Thermal Overload ที่เกินกว่ามาตรฐานของ กฟภ.ในปีที่ 2	37
4-6 - เพิ่มสายส่งระหว่างสถานีไฟฟ้าบ้านใหม่กับสถานีไฟฟ้าเมืองเอก - เพิ่มสายส่งระหว่างสถานีไฟฟ้าเมืองเอกกับจุดแยก A	37
4-7 การเกิด Thermal Overload ที่เกินกว่ามาตรฐานของ กฟภ.ในปีที่ 7	38
4-8 เพิ่มสายส่งระหว่างสถานีไฟฟ้าบางขันธ์ กับ จุดแยก A31	38
4-9 การเกิด Thermal Overload ที่เกินกว่ามาตรฐานของ กฟภ.ในปีที่ 10	39
4-10 เพิ่มสายส่งระหว่างสถานีไฟฟ้าสระบุรี2 กับ จุดแยก A12	39
4-11 การเกิด Thermal Overload ที่เกินกว่ามาตรฐานของ กฟภ.ในปีที่ 1	40
4-12 เพิ่มสายส่งระหว่างสถานีไฟฟ้า บางปะอิน 2 กับจุดแยก A17	40
4-13 การเกิด Thermal Overload ที่เกินกว่ามาตรฐานของ กฟภ.ในปีที่ 2	41
4-14 สับสวิตซ์ Circuit Breaker ที่จุดแยกระหว่าง A19 กับ A20	41
4-15 การเกิด Thermal Overload ที่เกินกว่ามาตรฐานของ กฟภ.ในปีที่ 5	42
4-16 - เพิ่มสายส่งระหว่างสถานีไฟฟ้าบ้านใหม่กับสถานีไฟฟ้าเมืองเอก - เพิ่มสายส่งระหว่างสถานีไฟฟ้าเมืองเอกกับจุดแยก A31	42
4-17 การเกิด Thermal Overload ที่เกินกว่ามาตรฐานของ กฟภ.ในปีที่ 10	43
4-18 สับสวิตซ์ Circuit Breaker ที่จุดแยกระหว่าง A19 กับ A20	43
4-19 การเกิด Thermal Overload ที่เกินกว่ามาตรฐานของ กฟภ.ในปีที่ 10	44

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สารบัญภาพ(ต่อ)

ภาพที่ **หน้า**

4-20 เพิ่มสายส่งระหว่างสถานีไฟฟ้าสระบุรี2 กับจุดแยก A12..... 44
4-21 กราฟเปรียบเทียบแรงดันที่สถานีไฟฟ้าในปีที่ 1..... 45
4-22 กราฟเปรียบเทียบแรงดันที่สถานีไฟฟ้าในปีที่ 2..... 45
4-23 กราฟเปรียบเทียบแรงดันที่สถานีไฟฟ้าในปีที่ 3..... 46
4-24 กราฟเปรียบเทียบแรงดันที่สถานีไฟฟ้าในปีที่ 4..... 46
4-25 กราฟเปรียบเทียบแรงดันที่สถานีไฟฟ้าในปีที่ 5..... 47
4-26 กราฟเปรียบเทียบแรงดันที่สถานีไฟฟ้าในปีที่ 6..... 47
4-27 กราฟเปรียบเทียบแรงดันที่สถานีไฟฟ้าในปีที่ 7..... 48
4-28 กราฟเปรียบเทียบแรงดันที่สถานีไฟฟ้าในปีที่ 8..... 48
4-29 กราฟเปรียบเทียบแรงดันที่สถานีไฟฟ้าในปีที่ 9..... 49
4-30 กราฟเปรียบเทียบแรงดันที่สถานีไฟฟ้าในปีที่ 10..... 49

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สารบัญตาราง

ตารางที่	หน้า
1-1 ผังเวลาการดำเนินโครงงาน.....	4
2-1 การเปรียบเทียบสูตรการคำนวณแบบ Dr และ Di.....	13
4-1 ข้อมูลของระบบส่งจ่าย.....	34
4-2 แสดงการเปรียบเทียบการแก้ปัญหาระหว่างวิธี Upgrade Infrastructure และ..... วิธี Reconfiguration โดยพิจารณา ด้านค่าความสูญเสียรวมของระบบ (Loss)	50
4-3 แสดงการเปรียบเทียบการแก้ปัญหาระหว่างวิธี Upgrade Infrastructureและ..... วิธี Reconfiguration โดยพิจารณา ด้านค่าใช้จ่ายในการดำเนินการและบำรุงรักษา (Operate & Maintenance)	51

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

บทที่ 1
บทนำ (Introduction)

1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา

ไฟฟ้าเป็นพลังงานที่ถือเป็นปัจจัยขั้นพื้นฐานที่มีความสำคัญยิ่งต่อการพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมของประเทศ กล่าวคือไฟฟ้าจะช่วยสนับสนุนและกระตุ้นให้เกิดการผลิตและมูลค่าเพิ่มในระบบเศรษฐกิจโดยเฉพาะอย่างยิ่งในภาคอุตสาหกรรม พาณิชยกรรม และการบริการ อีกทั้งสนองความต้องการขั้นพื้นฐานในการดำรงชีพของประชาชนใน ด้านการส่องสว่าง การประกอบอาชีพ การศึกษา บันเทิง สุขภาพอนามัย รวมถึงการอำนวยความสะดวกต่างๆ ในชีวิตประจำวัน เราจึงควรให้ความสนใจในเรื่องของพลังงานไฟฟ้าเป็นอย่างยิ่ง

ปัจจุบันการใช้ไฟฟ้ามีแนวโน้มเพิ่มขึ้นเรื่อย ๆ ซึ่งก็ย่อมทำให้เกิดปัญหาเพิ่มขึ้นได้เช่นกัน ปัญหาต่าง ๆ ที่เกิดขึ้นทางหน่วยงานการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.)จะเป็นคนแก้ไขในส่วนพื้นที่ที่รับผิดชอบซึ่งปัจจุบัน กฟภ. ก็ให้บริการด้านพลังงานไฟฟ้าแก่ประชาชนครอบคลุมพื้นที่ 99 % ของทั้งประเทศ ยกเว้นกรุงเทพมหานคร นนทบุรี และสมุทรปราการ ในส่วนของ 3 จังหวัดนี้ทางการไฟฟ้านครหลวงจะเป็นผู้รับผิดชอบ ปัญหาต่าง ๆ ที่เกิดขึ้นในระบบไฟฟ้าเกิดจากหลายสาเหตุด้วยกันซึ่งอาจเกิดจากต้นไม้ คน สัตว์ รถยนต์ และภัยจากธรรมชาติ เช่น ฟ้าผ่า พายุลมแรง กิ่งไม้พาดสายไฟ เป็นต้น

จากปัญหาข้างต้นวิธีการแก้ปัญหาที่ผ่านมาของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะทำการสั่งการและปฏิบัติการแก้ไขปัญหากระแสไฟฟ้าขัดข้อง โดยจะดำเนินการจัดส่งเจ้าหน้าที่หรือหน่วยบริการของการไฟฟ้าในท้องถิ่นนั้นๆ ออกไปตรวจสอบหาสาเหตุของการเกิดกระแสไฟฟ้าขัดข้องหรือไฟดับและจะสั่งการแก้ไขโดยใช้การสั่งการประสานงานทางวิทยุและโทรศัพท์ แต่ระบบไฟฟ้าที่ออกจากจุดจ่ายไฟแต่ละแห่งมีระยะทางไกล และมีระบบไฟฟ้าแยกย่อยตามตรอกซอกซอยอีกจำนวนมาก การค้นหาสาเหตุเพื่อแก้ไขหรือรายงานผู้บังคับบัญชาเพื่อสั่งการแก้ไขต้องใช้เวลานานสาเหตุ ทำให้ประชาชน ธุรกิจ อุตสาหกรรม ในบริเวณนั้นไม่มีกระแสไฟฟ้าใช้ในช่วงดังกล่าว ทำให้เกิดความเสียหายเนื่องจากกระแสไฟฟ้าขัดข้อง

เพื่อเป็นการเพิ่มประสิทธิภาพในการจ่ายไฟและลดเวลาไฟดับให้น้อยลงเมื่อเกิดเหตุการณ์กระแสไฟฟ้าขัดข้อง การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจึงได้นำเอาเทคโนโลยีการควบคุมการจ่ายไฟแบบอัตโนมัติ(Supervisory Control and Data Acquisition/ Distribution Management System : SCADA/DMS) เข้ามาใช้งานเพื่อให้สามารถสั่งการควบคุมการจ่ายไฟได้จากระยะไกล พนักงานผู้ทำหน้าที่ในการสั่งการควบคุมการจ่ายไฟสามารถสั่งการควบคุมอุปกรณ์ไฟฟ้าในสถานีไฟฟ้าหรือระบบจำหน่ายได้โดยตรงจากศูนย์สั่งการและควบคุมการจ่ายไฟ โดยไม่จำเป็นต้องส่งพนักงานออกไปควบคุมที่ตัวอุปกรณ์นั้นๆ ทำให้สามารถลดระยะเวลาในการสั่งการได้อย่างมาก ระบบ SCADA/DMS ยังมีระบบในการอ่านค่าสถานะของอุปกรณ์ต่าง ๆ ในระบบทำให้พนักงานในศูนย์หรือศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟสามารถที่จะทราบสถานะของอุปกรณ์และระบบได้จากมอนิเตอร์ภายในศูนย์ควบคุม

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

จากที่กล่าวมาข้างต้น จะเห็นได้ว่าระบบการควบคุมการจ่ายไฟแบบอัตโนมัติ มีความสำคัญและมีประโยชน์อย่างมากในการควบคุมการจ่ายไฟในระบบไฟฟ้า ทำให้ระบบการควบคุมการจ่ายไฟมีประสิทธิภาพมากยิ่งขึ้น ระบบ SCADA/DMS จึงเป็นเรื่องที่น่าสนใจและควรที่จะศึกษาเพื่อที่จะได้นำความรู้ที่ได้จากการศึกษาไปวิเคราะห์แก้ปัญหาที่อาจจะเกิดขึ้นในระบบไฟฟ้าและสามารถนำความรู้ที่ได้จากการศึกษาไปเป็นแนวทางที่จะพัฒนาระบบให้มีประสิทธิภาพมากยิ่งขึ้น

1.2 วัตถุประสงค์ของการศึกษา

1.2.1. ศึกษาเพื่อให้มีความรู้ความเข้าใจเกี่ยวกับโครงสร้างและการทำงานของระบบ SCADA /DMS

1.2.2. ศึกษาเพื่อนำความรู้ที่ได้ไปใช้วิเคราะห์แก้ไขปัญหากระแสไฟฟ้าขัดข้องในระบบไฟฟ้าที่อาจจะเกิดขึ้นได้ในอนาคต

1.2.3. ศึกษาเพื่อนำความรู้ที่ได้จากการศึกษาไปเป็นแนวทางในการที่จะพัฒนาปรับปรุงระบบ SCADA/DMS ให้มีประสิทธิภาพมากขึ้น

1.2.4. นำข้อมูลที่ได้จาก SCADA มาวิเคราะห์ถึงปัญหาที่อาจจะเกิดขึ้นกับระบบพร้อมทั้งเสนอแนวทางในการแก้ไขปัญหาได้

1.3 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

1.3.1. สามารถนำความรู้ที่ได้จากการศึกษาไปใช้ในการวิเคราะห์ปัญหาที่เกิดจากกระแสไฟฟ้าขัดข้องและสามารถแก้ไขปัญหาที่เกิดขึ้นได้จริง

1.3.2. มีความรู้ความเข้าใจในเรื่องของระบบ SCADA/DMS และสามารถนำความรู้ที่ได้ไปใช้ประกอบวิชาชีพที่เกี่ยวข้องได้

1.3.3. สามารถนำข้อมูลที่ได้จาก SCADA มาวิเคราะห์ถึงปัญหาที่อาจจะเกิดขึ้นกับระบบ พร้อมทั้งเสนอแนวทางแก้ไขปัญหาให้กับระบบได้

1.4 ขอบเขตและข้อกำหนดของโครงงาน

ในโครงงานนี้ได้ทำการศึกษาถึงโครงสร้างของระบบ SCADA/DMS ซึ่งจะทำการศึกษาถึงรูปแบบของโครงสร้างของระบบ ลักษณะการติดตั้งอุปกรณ์แต่ละตัว เช่น การติดตั้ง RTU เป็นต้น รวมถึงการทำงานของอุปกรณ์แต่ละตัว และทำการศึกษาในส่วนของโปรแกรมของระบบ SCADA/DMS รวมถึงขั้นการทำงาน ความสามารถของโปรแกรมที่สามารถทำได้ การรับส่งข้อมูลต่างๆของโปรแกรมและยังทำการศึกษาถึงระบบการสื่อสารของระบบในการส่งข้อมูลเป็นระยะทางไกล สุดท้ายได้ทำการจำลองระบบการจ่ายไฟจริงในพื้นที่ภาคกลาง เขต 1โดยใช้โปรแกรมสำเร็จรูป พร้อมทั้งทำการเพิ่มขนาดของความต้องการในการใช้ไฟฟ้าปีละ 5% ตามแผนพัฒนาเศรษฐกิจแห่งชาติเพื่อศึกษาถึงปัญหาที่อาจจะเกิดขึ้นเช่น ปัญหาด้านพิกัดของสายส่ง เป็นต้นและทำการวิเคราะห์แก้ไขปัญหานั้นเป็นกรณีๆ ไป

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

1.5 ขั้นตอนและวิธีการดำเนินการ

1.5.1. ศึกษาและวิเคราะห์ถึงโครงสร้างและการออกแบบของระบบ SCADA/DMS ลักษณะของการดิดตั้งของระบบ SCADA/DMS แล้วนำไปประมวลผลให้ทราบถึง วิธีการออกแบบระบบซึ่งรวมถึง Main Processor, ระบบการส่งผ่าน, การเก็บข้อมูล และ Networking

1.5.2. ศึกษาถึงการทำงานของอุปกรณ์ต่างๆที่เกี่ยวข้องกับระบบ SCADA/DMS

1.5.3. ศึกษาถึงตัวโปรแกรมและความสามารถของโปรแกรม SCADA/DMS

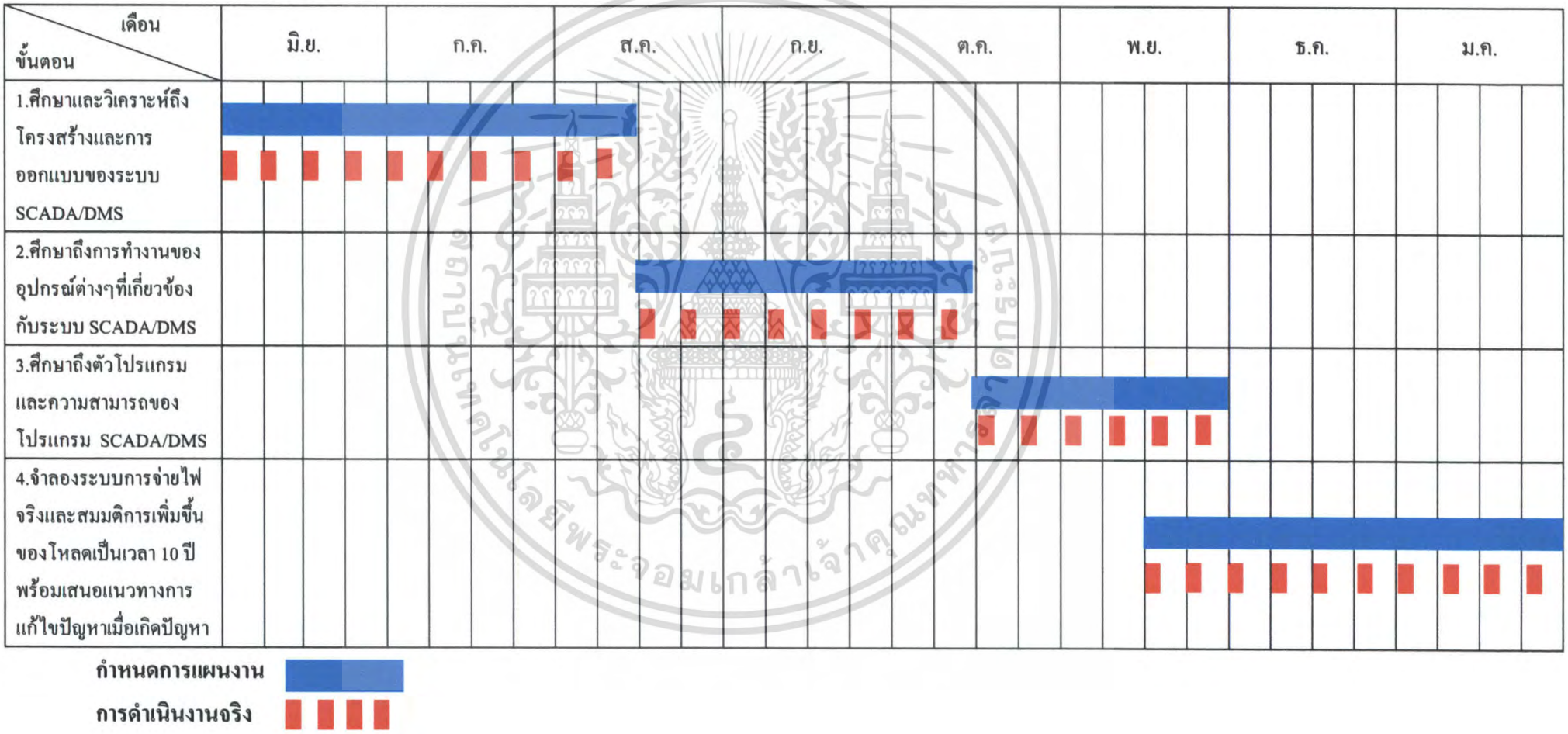
1.5.4. จำลองระบบการจ่ายไฟจริงและทำการเพิ่มขนาดของความต้องการในการใช้ไฟฟ้าปีละ 5% และทำการวิเคราะห์แก้ไขปัญหาเป็นกรณีๆไป

1.6 แผนการดำเนินโครงงาน

การดำเนินงานโครงงานช่วงแรกจะเป็นการศึกษาและวิเคราะห์ถึงโครงสร้าง Network ของ SCADA/DMS รวมถึงการออกแบบระบบที่นำมาถึงวิธีวิเคราะห์เหตุผลของการดิดตั้งอุปกรณ์ต่างๆในระบบและรวมถึงการศึกษาในส่วนอื่นๆที่ถูกเชื่อมโยงไว้ในระบบด้วย ช่วงที่สองเป็นการศึกษาการทำงานของอุปกรณ์ต่างๆที่ถูกติดตั้งในระบบ SCADA/DMS ช่วงที่สามเป็นการศึกษาโปรแกรมที่ควบคุมระบบ SCADA/DMS ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้ใช้งานอยู่ว่ามีความสามารถเพียงใด ช่วงที่สี่เป็นการสร้างแบบจำลองระบบจ่ายไฟขึ้นมาและทำการวิเคราะห์แล้วแก้ปัญหาโดยใช้โปรแกรม Power World เพื่อใช้เป็นแนวทางในพัฒนาระบบให้มีเสถียรภาพยิ่งขึ้น

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

1.7 ผังเวลาการดำเนินโครงงาน



บทที่ 2
ทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง (Related Theories)

2.1 ระบบผลิตพลังไฟฟ้า (Generating System)

การผลิตพลังงานไฟฟ้าในปัจจุบันเป็นหน้าที่ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ซึ่งแหล่งต้นกำลังที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าในปัจจุบันนั้นได้แก่โรงจักรไฟฟ้าพลังงานน้ำ , พลังงานไอน้ำ , พลังงานก๊าซ , พลังงานความร้อนร่วม ,พลังงานดีเซล และพลังงานทดแทนเช่นพลังงานลม พลังงานแสงอาทิตย์ เละพลังงานความร้อนใต้พิภพ เป็นต้น

2.2 ระบบส่งพลังไฟฟ้า (Transmission System)

แม้ว่าจะมีแหล่งผลิตไฟฟ้าที่ให้กำลังผลิตมากมายเพียงใดก็ตาม แต่หากไม่มีสายส่งที่ทำหน้าที่รับกระแสไฟฟ้าจากแหล่งผลิตเหล่านั้น ส่งไปยังสถานีจ่ายไฟ ซึ่งกระจายอยู่ตามจุดต่างๆ ทั่วประเทศเพื่อลดระดับแรงดันลง และจำหน่ายให้แก่ผู้ใช้ไฟต่างๆแล้วกระบวนการผลิตและการส่งกระแสไฟฟ้าก็ไม่อาจดำเนินการได้หรือจะพูดกันอย่างง่ายๆก็คือ ต้องมีระบบผลิตและระบบส่ง จึงจะครบวงจรสมบูรณ์ในการให้บริการไฟฟ้า

สายส่งเป็นส่วนที่ กฟผ. รับผิดชอบดำเนินการเช่นเดียวกับการผลิตเป็นระบบที่มีแรงดันไฟฟ้าสูง เรียกว่า “สายส่งไฟฟ้าแรงสูง” (High Voltage Transmission Line) ใช้ในภารกิจรับกระแสไฟฟ้าที่ผลิตจากโรงไฟฟ้าที่กระจายอยู่ตามจุดต่างๆ เพื่อส่งให้กับการไฟฟ้านครหลวง(กฟน.) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.)นำไปจ่ายให้กับประชาชน และธุรกิจอุตสาหกรรมอีกต่อหนึ่ง

ระบบส่งไฟฟ้าที่ใช้อยู่ในปัจจุบันจะมีลักษณะเป็นเครือข่ายเชื่อมโยงถึงกันทั้งประเทศ (Network) สามารถถ่ายเทพลังงานได้ถึงกันหมดทุกภูมิภาคทั้งนี้ เพื่อให้มีประสิทธิภาพและความมั่นคงในระบบไฟฟ้าของประเทศ ระบบสายส่งไฟฟ้าที่ กฟผ. รับผิดชอบอยู่มีด้วยกัน 5 ระบบ คือ

- 69 กิโลโวลต์
- 115 กิโลโวลต์
- 300 กิโลโวลต์ (ใช้เฉพาะเชื่อมโยงระบบไฟฟ้าระหว่างไทยกับมาเลเซีย)
- 230 กิโลโวลต์
- 500 กิโลโวลต์

เนื่องจากที่ตั้งของแหล่งผลิตไฟฟ้ามีลักษณะกระจายอยู่ตามส่วนต่างๆ ของประเทศ ในการก่อสร้างสายส่งไฟฟ้ามีลักษณะกระจายอยู่ตามส่วนต่างๆของประเทศในการก่อสร้างสายส่งไฟฟ้าไม่ว่าจะเป็นจากภาคเหนือมายังภาคกลาง หรือไปยังภาคตะวันออกเฉียงเหนือ หรือจากภาคกลางไปยังภาคใต้เพื่อส่งไปยังสถานีจ่ายไฟที่ตั้งอยู่จังหวัดต่างๆ ของประเทศล้วนแต่จะต้องทำการก่อสร้างเป็นระยะทางไกลๆทั้งสิ้น

ส่วนเกณฑ์ในการเลือกว่า จะก่อสร้างสายส่งระบบใดนั้นจะขึ้นอยู่ปริมาณพลังไฟฟ้าที่ต้องการส่งระยะทางของการส่งไฟฟ้าจากแหล่งผลิตไปยังแหล่งที่จะใช้

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

2.3 ระบบจำหน่ายพลังไฟฟ้า (Distribution System)

ในการนำไฟฟ้าจากแหล่งผลิตมายังประชาชนตามบ้านเรือน ต้องอาศัยสายส่งแรงดันสูง 69- 500 กิโลโวลต์ ที่ก่อสร้างจากโรงไฟฟ้ามายังสถานีจ่ายไฟ จากนั้นก็ทำการลดระดับแรงดันไฟฟ้า 69- 500 กิโลโวลต์ลงที่สถานีจ่ายไฟซึ่งตั้งอยู่ใกล้กับแหล่งใช้ไฟฟ้า แล้วก็ต้องมีการก่อสร้างระบบจำหน่ายแรงดัน 12, 22(24),33 กิโลโวลต์จากสถานีจ่ายไฟไปบริการแก่ธุรกิจอุตสาหกรรม และชุมชน ต่างๆบางลักษณะของการใช้ไฟ เช่น เพื่อแสงสว่าง พลังงานไฟฟ้าในระดับแรงดัน 12-33 กิโลโวลต์เกินกว่าที่ประชนทั่วไปจะนำไปใช้ประโยชน์ได้จึงต้องมีการติดตั้งหม้อแปลงไฟฟ้าเพื่อลดแรงดันไฟฟ้าลงมาอีกให้เหลือ 230 หรือ 400 โวลต์ ตามปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าในแต่ละพื้นที่ พร้อมกับก่อสร้างสายแรงต่ำ ในระดับแรงดัน 230 หรือ 400 โวลต์ ไปจ่ายให้กับประชาชนตามบ้านเรือนต่อไป

2.3.1 โครงสร้างของระบบจำหน่ายพลังไฟฟ้า

โครงสร้างของระบบไฟฟ้าที่ใช้ในการจำหน่ายพลังได้แก่สถานีจ่ายไฟ (Substation) สายป้อน (Distribution) หม้อแปลงลดระดับแรงดันในสาย และระบบแรงต่ำ

<u>สถานีจ่ายไฟ</u>

สายส่งพลังงานไฟฟ้าแรงดัน 69-500กิโลโวลต์ดังกล่าวข้างต้นจะส่งพลังไฟฟ้าให้แก่สถานีจ่ายไฟต่างๆทั่วประเทศ สถานีจ่ายไฟแต่ละแห่งทำหน้าที่ลดแรงดันไฟฟ้าจากสายส่งฯ และควบคุมการจ่ายพลังไฟฟ้าในพื้นที่รับผิดชอบให้ได้มาตรฐาน ภายในสถานีจ่ายไฟจะมีหม้อแปลงไฟฟ้าขนาดใหญ่ ลดแรงดันไฟฟ้าจาก 69-500กิโลโวลต์ให้เป็น 12 , 22 (24), หรือ 33 กิโลโวลต์ ตามลำดับ และมีอุปกรณ์สถานีจ่ายไฟต่างๆ เช่น สวิทช์เกียร์ (Circuit Breaker) ซึ่งเป็นอุปกรณ์ตัดตอนและจัดระบบไฟฟ้า อุปกรณ์ป้องกัน อุปกรณ์ควบคุม และอุปกรณ์การวัดทางไฟฟ้าต่างๆ ของแต่ละสายป้อน เพื่อควบคุมการรับและการจ่ายพลังไฟฟ้าของสถานีจ่ายไฟ

<u>สายป้อน</u>

พลังไฟฟ้าแรงดัน 12 , 22(24) และ 33 กิโลโวลต์ ที่ได้จะถูกส่งออกจากสถานีจ่ายไฟด้วยสายป้อนประมาณ 5-10 สายป้อนต่อสถานีจ่ายไฟแต่ละแห่งสายป้อนที่รับพลังไฟฟ้าจากสถานีจ่ายไฟจะมีทั้งสายป้อนอากาศและสายป้อนใต้ดิน สายป้อนอากาศ ส่วนใหญ่จะเป็นสายอลูมิเนียมเปลือยติดตั้งบนเสาไฟฟ้า ขนาด 12, 24 เมตร โดยมีลูกถ้วยปอร์ชเลนเป็นฉนวนกั้นระหว่างเสากับสายไฟฟ้าและมีการใช้สายหุ้มฉนวนหรือสายเคเบิลอากาศ (Spaced Aerial Cable) ในบางพื้นที่ เช่น บริเวณที่มีต้นไม้หนาแน่น เพื่อหลีกเลี่ยงปัญหาไฟฟ้าขัดข้องหรือกรณีที่ต้องก่อสร้างระบบไฟฟ้าแรงสูง ใกล้อาคารสิ่งปลูกสร้างมาก เพื่อความปลอดภัยของประชาชนผู้ใช้ไฟ เป็นต้น ใช้สายขนาดพื้นที่หน้าตัด 35, 50, 95, 120 และ 185 ตารางมิลลิเมตร

ในบางพื้นที่โดยเฉพาะในเขตนครหลวง (กรุงเทพฯ ,นนทบุรี และสมุทรปราการ) ซึ่งมีการใช้หนาแน่น การก่อสร้างสายป้อนแบบสายอากาศจะกระทำได้ยากหรือกรณีต้องการความสวยงามด้านภูมิทัศน์ เช่น บริเวณ สวนจิตรลดา ,ถนนสีลม เป็นต้น ก็จะก่อสร้างแบบสายเคเบิลใต้ดินวางในท่อฝังดินโดยตรง(Direct Bury) หรือวางในท่อคอนกรีต (Duct Bank) ขนาด

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สายเคเบิลใต้ดินที่จะใช้สำหรับระบบแรงสูงจะเป็นขนาดพื้นที่หน้าตัด 240 ตารางมิลลิเมตร ส่วนสายแรงต่ำจะเป็นขนาด 35 , 50 , 70 , 95 ,และ 120 ตารางมิลลิเมตร

ในสายป้อนจะติดตั้งอุปกรณ์ปิด-เปิด (Sectionalizer) ไว้เป็นช่วงๆ เพื่อตัดจ่ายไฟฟ้าเมื่อเกิดเหตุขัดข้องป้องกันมิให้ไฟฟ้าดับทั้งสายป้อน

หม้อแปลงไฟฟ้า

หม้อแปลงไฟฟ้าที่ติดตั้งในสายป้อน เป็นทั้งชนิด 1 เฟส และ 3 เฟส ติดตั้งบนนั่งร้านสำหรับหม้อแปลงหรือบนพื้นมีแท่น และรั้วล้อมหม้อแปลงขึ้นกับขนาด และน้ำหนักของหม้อแปลงมีขนาดตั้งแต่ 10 กิโลโวลต์แอมแปร์ ขึ้นไป

ระบบแรงต่ำ

เนื่องจากความต้องการพลังงานไฟฟ้าสำหรับงานไฟฟ้าสำหรับครัวเรือน และธุรกิจขนาดเล็กมีไม่มากนัก ไม่จำเป็นต้องใช้ไฟฟ้าในระดับแรงสูง จึงต้องมีหม้อแปลงไฟฟ้าลดแรงดันจากระบบ 12 , 22(24) , 33 กิโลโวลต์ หรือ 400 โวลต์ และหลังจากลดแรงดันแล้วก็จ่ายพลังไฟฟ้าโดยผ่านระบบแรงต่ำ ซึ่งใช้สายอลูมิเนียมหุ้มฉนวนติดตั้งเสาคอนกรีตขนาด 8 , 9 , เมตร ขนาดพื้นที่หน้าตัดสาย 35 , 50 , 70 , 95 , 120 ตารางมิลลิเมตร

2.3.2 อุปสงค์ไฟฟ้าของประเทศ และในพื้นที่โครงการ

ในปี 2534 มีการใช้ไฟฟ้าสูงสุดทั้งประเทศรวม 8,027 เมกกะวัตต์ และเมื่อสิ้นปี 2545 มีการใช้ไฟฟ้าสูงสุดราม 20,219 เมกกะวัตต์อัตราเพิ่มร้อยละ 8.8 ต่อปี และคาดว่าจะเป็น 40,978 เมกกะวัตต์ในปี 2558 หรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 26 ต่อปี ส่วนการใช้พลังงานไฟฟ้ารวม 49,600 ล้านหน่วย ในปี 2534 และเพิ่มเป็น 129,435 ล้านหน่วย ในปี 2545 หรืออัตราการเพิ่มร้อยละ 9.1 ต่อปี และคาดว่าในปี 2558 จะเพิ่มขึ้นเป็น 256,800 ล้านหน่วย ในปี 2558 หรือเพิ่มขึ้น ร้อยละ 28 ต่อปี

การใช้ไฟฟ้าส่วนภูมิภาคในระยะแรกเกือบร้อยละ 90 เป็นการใช้ประโยชน์ด้านแสงสว่าง มีการใช้ในธุรกิจและอุตสาหกรรมเพียงร้อยละ 10 ทั้งนี้ เพราะจำกัดด้านกำลังการผลิตและจ่ายไฟฟ้าในขณะนั้น อีกประการหนึ่งสภาพสังคมในช่วงนั้นยังเป็นสังคมเกษตรกรรมดั้งเดิม มีสภาพขาดแคลนไปเกือบทุกอย่าง ทั้งถนนหนทาง การสื่อสาร ข่าวสารความรู้สาธารณสุข ฯลฯ มีรายได้น้อย จึงมีการใช้ไฟฟ้าด้านการส่องสว่างในครัวเรือนเป็นส่วนใหญ่ในปริมาณไม่มากนัก

นอกจากนั้น ผลจากการดำเนินนโยบายกระจายอุตสาหกรรมไปสู่ภูมิภาค ตั้งแต่ช่วงแผนพัฒนาฯฉบับ 4 จนถึงปัจจุบัน ด้วยมาตรการต่างๆ ทั้งด้านการส่งเสริม การลงทุนการพัฒนาพื้นที่เขตเศรษฐกิจใหม่เป็นต้นว่าพื้นที่ ชายฝั่งทะเลตะวันออก ตลอดจนการจัดตั้งนิคมอุตสาหกรรมในจังหวัดต่างๆ ทั้งของรัฐและเอกชน ทำให้การใช้ไฟฟ้าภาคธุรกิจ อุสาหกรรมทวีเพิ่มสูงขึ้นมาก โดยเฉพาะในพื้นที่ภาคกลาง ได้แก่ ปทุมธานี พระนครศรีอยุธยา สระบุรี ฉะเชิงเทรา ชลบุรี ระยอง นครปฐม สมุทรสาคร ราชบุรี ซึ่งปัจจุบันมีโรงงานอุตสาหกรรมตั้งอยู่อย่างหนาแน่น และยังมีการจัดตั้งนิคมอุตสาหกรรมอีกนับสิบแห่ง

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

จนถึงสิ้นปี 2534 มีผู้ใช้ไฟฟ้าในส่วนภูมิภาคทั้งสิ้น 7,074,952 ราย ปรากฏว่า เป็นผู้ใช้ไฟฟ้าที่อยู่อาศัย 6,642,847 รายหรือร้อยละ 94 ในขณะเดียวกันเป็นผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทธุรกิจ และอุตสาหกรรมจำนวน 432,105 ราย หรือ ร้อยละ 6 และเมื่อปี 2547 มีผู้ใช้ไฟฟ้าในส่วนภูมิภาคทั้งสิ้น 12.2 ล้านราย

ความต้องการไฟฟ้าสูงสุดในส่วนภูมิภาคจะเพิ่มจาก 4,291 เมกกะวัตต์ ในปี 2534 เป็น 11,639 เมกกะวัตต์ ในปี 2545 ซึ่งเพิ่มขึ้นถึง 7,348 เมกกะวัตต์เฉลี่ยจะมีความต้องการไฟฟ้าสูงสุดเพิ่มขึ้นประมาณปีละ 730 เมกกะวัตต์ ส่วนด้านพลังงานไฟฟ้าจะเพิ่มจาก 22,633 ล้านหน่วย เป็น 66,575 ล้านหน่วย สูงขึ้นถึง 43,942 ล้านหน่วยมีอัตราการเพิ่มเฉลี่ยร้อยละ 10.3 ต่อปี

2.3.3 องค์ประกอบสำคัญในการจ่ายไฟฟ้า

การบริการไฟฟ้าให้มีความมั่นคงเชื่อถือได้ส่วนใหญ่ 95% ขึ้นกับการบริการด้านระบบจำหน่าย ดังนั้นระบบไฟฟ้าที่จะกล่าวถึงต่อไปนี้จะเกี่ยวข้องเฉพาะการจำหน่ายไฟฟ้าเท่านั้น จะไม่กล่าวถึงระบบผลิตและการส่งพลังไฟฟ้า ซึ่งอยู่นอกเหนือการศึกษาในครั้งนี้

องค์ประกอบของระบบไฟฟ้าที่มีบทบาทสำคัญในการจำหน่ายกระแสไฟฟ้าให้มีความสำคัญเชื่อถือได้ ได้แก่ :

1.) สถานีจ่ายไฟ (Substation)

ปัจจุบันมีสถานีจ่ายไฟในเขตภูมิภาคทั้งสิ้นรวม 335 แห่ง ติดตั้งหม้อแปลงไฟฟ้าเพื่อเปลี่ยนแรงดันจากระบบ 115และ 230 กิโลโวลต์ ลงเป็นระบบที่สามารถจ่ายไฟฟ้าให้กับธุรกิจอุตสาหกรรมทั่วไปได้ คือระบบ 22 หรือ 33 กิโลโวลต์

ในการจ่ายพลังไฟฟ้านอกจากจะคำนึงถึงการประหยัดแล้ว ยังจะต้องคำนึงความเชื่อถือได้ของระบบ ความมั่นคง ความยืดหยุ่น และประสิทธิภาพ ดังนั้นสถานีจ่ายไฟหนึ่งๆ จะกำหนดให้จ่ายพลังไฟฟ้าหลายๆ สายป้อนประมาณ 8-10 สายป้อนต่อสถานี ฯ จ่ายไฟให้ในทิศทางต่างๆ และแต่ละสายป้อนก็จะมีระบบป้องกันของสายป้อนนั้นๆ ติดตั้ง อยู่ที่สถานีฯ เรียกว่า Circuit Breaker ทำหน้าที่ป้องกันกระแสไฟฟ้าเกินพิกัดของแต่ละสายป้อน การทำงานของ Circuit Breaker จะถูกควบคุมเปิด-ปิดด้วยมือ (Manual Control) หรือ Remote ก็ได้

2.) ระบบสายป้อน (Main Distribution Line)

สายป้อนเป็นส่วนที่สำคัญอีกส่วนหนึ่งต่อจากสถานีจ่ายไฟ มีหน้าที่นำกระแสไฟฟ้าจากสถานีจ่ายไฟไปจ่ายให้กับธุรกิจ อุตสาหกรรมหรือประชาชนทั่วไปสายป้อนในบางพื้นที่ประมาณ 10-20 กม. ขึ้นอยู่กับสภาพความหนาแน่น ของการใช้ไฟ พื้นที่ใดมีการใช้ไฟมากก็จะมีสถานีจ่ายไฟมาก ความยาวสายป้อนจากสถานีฯ หนึ่งถึงสถานีฯหนึ่งจะไม่ยาวนัก แต่ในบางพื้นที่ที่การใช้ไฟหนาแน่นน้อยเช่นในจังหวัดห่างไกลจำนวนสถานีจ่ายก็จ่ายไฟน้อย สายป้อนที่ให้บริการก็จะยาวกว่า

เพื่อให้การจ่ายไฟมีประสิทธิภาพสามารถตัดตอนระบบส่วนหนึ่งส่วนใดที่มีปัญหากระแสไฟฟ้าขัดข้องออกได้ หรือต้องการดับไฟเพื่อซ่อมแซมสายป้อนส่วนหนึ่งส่วนใด ไม่ให้

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

กระทบกระเทือนต่อส่วนอื่น ๆ ก็จะติดตั้งอุปกรณ์ตัดตอนในสายป้อน (Sectionalizer) จะติดตั้งจำนวนมากหรือน้อยขึ้นอยู่กับสภาพการใช้ไฟในแต่ละพื้นที่

Main Distribution Line หรือสายป้อนมี 2 ลักษณะ คือสายป้อนที่จ่ายแบบทางเดียว คือมาจาก Source เดียว (Radial Line) และสายป้อนที่จ่ายไฟได้หลายทางกล่าวคือมาจาก Source หลายแหล่ง (Interconnected Line) ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับสภาพภูมิศาสตร์ของสถานีจ่ายไฟ สภาพการใช้ไฟ และแนวทางที่จะก่อสร้างสายป้อนว่ามีความเป็นไปได้ที่จะให้เชื่อมโยงกันได้หรือไม่

3.)ศูนย์สั่งการจ่ายไฟ (Dispatching Center)

ปัจจุบันในส่วนภูมิภาคแบ่งการบริการกระแสไฟฟ้าเป็นเขต ๆ รวม 12 เขต แต่ละเขตมีศูนย์สั่งการจ่ายไฟของตัวเอง มีหน้าที่ควบคุมวิเคราะห์สั่งการ ตัดจ่ายกระแสไฟฟ้า เมื่อมีเหตุการณ์กระแสไฟฟ้าขัดข้องในพื้นที่ที่รับผิดชอบ โดยประสานงานกับเจ้าหน้าที่กระจำที่สถานีจ่ายไฟเจ้าหน้าที่ประจำหน่วยบริการหรือรถบริการเคลื่อนที่ที่อยู่ในเขตบริการ นั้นผ่านวิทยุระบบ VHF หรือ UHF เมื่อเกิดกระแสไฟฟ้าขัดข้อง ผู้ใช้ไฟจะแจ้งให้หน่วยบริการไฟฟ้าทราบ หน่วยบริการไฟฟ้าซึ่งอาจจะเป็นการไฟฟ้าจังหวัด หรือหน่วยหน่วยบริการไฟฟ้าขัดข้องจะแจ้งข้อมูลให้พนักงานประจำสถานีจ่ายไฟ (Operator) เป็นผู้ตรวจสอบว่าสายป้อนใดที่เกิดไฟฟ้าขัดข้อง ซึ่ง Operator ประจำสถานีไฟฟ้าย่อยก็จะแจ้งข้อมูลให้ศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟเป็นผู้วิเคราะห์ และสั่งการให้ดำเนินการเช่น ส่งรถบริการไปตรวจสอบในแนวที่คาดว่าจะเป็นต้นเหตุให้เกิดกระแสไฟฟ้าขัดข้อง หรือสั่งการให้รถบริการทดลองเปิด- ปิด ไฟฟ้าบางส่วนเพื่อจ่ายไฟในบางพื้นที่ได้ เมื่อรถบริการแก้ไขกระแสไฟฟ้าขัดข้องตรวจหาสาเหตุแล้ว ก็ดำเนินการแก้ไขจนสามารถจ่ายไฟได้ปกติ

2.4 ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า

โดยที่พลังงานไฟฟ้าเป็นปัจจัยพื้นฐานที่สำคัญในการพัฒนา เศรษฐกิจหน่วยงานที่มีหน้าที่รับผิดชอบในการจัดการหาจำหน่ายพลังไฟฟ้าต้องดำเนินให้เพียงพอ และมีความมั่นคงเชื่อถือได้ พลังงานไฟฟ้าขาดแคลนหรือมีปัญหากระแสไฟฟ้าขัดข้องบ่อยครั้ง จะทำให้กระทบกระเทือนต่อการพัฒนาเศรษฐกิจเป็นอย่างยิ่ง

การจัดหาพลังงานไฟฟ้าให้เพียงพอต่อความต้องการของผู้ใช้ไฟนั้น จะเริ่มจากการคาดคะเนความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าในพื้นที่ต่าง ๆ หลังจากนั้น ก็พิจารณาหาวิธีการต่าง ๆ เพื่อดำเนินการจัดเตรียมระบบไฟฟ้าให้เพียงพอกับความต้องการที่เพิ่มขึ้นในอนาคต โดยมากจะพิจารณาวางแผนให้รองรับความต้องการใช้ไฟได้ประมาณ 10 ปีขึ้นไปแผนที่ดีได้แก่ แผนที่สามารถสนองความต้องการการใช้ไฟฟ้าได้อย่างเพียงพอ และมีค่าใช้จ่ายต่ำสุด อยู่ในวิสัยที่หน่วยงานไฟฟ้านั้นจะรับภาระได้

การจัดหาพลังงานไฟฟ้าให้มีความมั่นคงเชื่อถือได้ค่อนข้างจะยุ่งยากกว่าการจัดหาพลังงานไฟฟ้าให้เพียงพอเนื่องจากระบบไฟฟ้าตั้งแต่แหล่งผลิตจนมาถึงผู้บริโภคจะประ กอบด้วยอุปกรณ์ต่าง ๆเป็นจำนวนมากส่งผ่านมาจากแหล่งผลิตถึงผู้บริการเป็นระยะทางไกล โอกาส

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ที่จะเกิดกระแสไฟฟ้าขัดข้องทำให้ความมั่นคงเชื่อถือลดลงมีมาก การป้องกันไม่ให้เกิดปัญหาไฟฟ้าดับต้องใช้เงินลงทุนเป็นจำนวนมาก ผลประโยชน์ที่ได้อาจไม่คุ้มค่ากับทุนที่ลงไป เมื่อมองในแง่การเงินของหน่วยงานไฟฟ้าเพียงอย่างเดียว อย่างไรก็ดีเป็นหน้าที่ที่ต้องรับผิดชอบของหน่วยงานการไฟฟ้าที่จะต้องปรับปรุง ดำเนินการ ที่ผ่านมาก็ได้แก้ปัญหาในการจ่ายไฟให้มีความมั่นคงในระดับหนึ่ง ซึ่งสรุปได้ดังนี้

2.4.1 สาเหตุของไฟฟ้าขัดข้อง

(1) ไฟฟ้าดับโดยมีแผนงานล่วงหน้า

เนื่องจาก กฟผ. หรือ กฟภ. ขอดับไฟเพื่อปฏิบัติงานบำรุงรักษาอุปกรณ์ หรือดิดตั้งเพื่อขยายกำลังการจ่ายไฟ เพื่อให้สามารถจ่ายไฟได้มาขึ้นเพียงพอกับความต้องการที่เพิ่มขึ้น การดับไฟดังกล่าวจะแจ้งให้ผู้ใช้ไฟทราบล่วงหน้าถึง วัน เวลา ที่จะดับไฟปฏิบัติงาน

(2) ไฟฟ้าดับฉุกเฉิน

- ไฟฟ้าดับฉุกเฉินเกิดจากผู้ใช้ไฟ เช่น เกิดการลัดวงจรในระบบสายแรงสูง หรือหม้อแปลงของผู้ใช้ไฟ หรือเกิดจากอุปกรณ์ป้องกันของโรงงานทำงานไม่สัมพันธ์กับอุปกรณ์ป้องกันของ กฟภ.

- ไฟฟ้าดับฉุกเฉินจากระบบของ กฟผ. เช่น ระบบผลิตของ กฟผ. ขัดข้องหรือโรงจักรหลุดจากระบบขนาน หรือระบบสายส่งแรงสูง และระบบป้องกันของ กฟผ. ขัดข้อง

- ไฟฟ้าดับฉุกเฉินจากระบบของ กฟภ. เอง เช่น ลมพัดกิ่งไม้ไปแตะโดนสายแรงสูงทำให้เกิดการลัดวงจร หรือเนื่องจากคนและสัตว์ เช่น คนขับรถชนเสาไฟฟ้าหักเอนหรือเกี่ยวกับสายไฟฟ้าขาด นกหรือสัตว์เลื้อยคลาน เช่น งู กิ้งก่า ตุ๊กแก ขึ้นไปบนเสาไฟฟ้า ทำให้ไฟฟ้าลัดวงจร และเนื่องจากภัยธรรมชาติเช่น ฟ้าผ่าลงระบบจำหน่าย พายุพัดเสาไฟฟ้าล้ม เป็นต้น

2.4.2 การแก้ไขปัญหาไฟฟ้าขัดข้อง

1. กรณีเกิดจาก กฟผ.ดับไฟทำงาน

- ได้ประสานงานกับ กฟผ.ให้พยายามลดจำนวนการดับไฟทำงานลง

2. กรณีเกิดจาก กฟภ. ดับไฟทำงาน

- จัดให้มีชุดปฏิบัติงานโดยไม่ต้องดับไฟ (Hotline) ประจำตามสำนักงานการไฟฟ้าเขตทั้ง 12 เขต และจังหวัดหรืออำเภอที่สำคัญๆ

- ติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันในระบบจำหน่ายเพิ่มขึ้นให้สามารถเลือกดับเฉพาะบริเวณที่จำเป็นเท่านั้น

3. กรณีเกิดจากการขัดข้องในระบบของผู้ใช้ไฟ

- จัดส่งวิศวกรไปตรวจสอบ และแก้ไขปัญหาที่เกิดจากการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกัน ไม่สอดคล้องกับระบบของ กฟภ.

- จัดให้มีการประชุมสัมมนาผู้ใช้ไฟภาคธุรกิจและอุตสาหกรรมขึ้นในทุกภูมิภาคของประเทศ เพื่อแลกเปลี่ยนความเข้าใจและรับทราบปัญหาซึ่งกันและกัน

4. กรณีเกิดจากระบบ กฟภ.เอง

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

- ให้มีการตัดต้นไม้หรือลิดรานกิ่งไม้อย่างจริงจังและต่อเนื่อง

- ถ้าบริเวณใดไม่สามารถตัดต้นไม้ใกล้แนวสายแรงสูงได้ จะพิจารณาเปลี่ยนสายไฟจากสายเปลือยเป็นสายหุ้มฉนวนแทน เพราะสามารถป้องกันการลัดวงจรชั่วคราว เนื่องจากกิ่งไม้แกว่งหรือปลิวแตะโดนสายไฟได้ แม้จะเป็นการลงทุนที่สูงก็ตาม

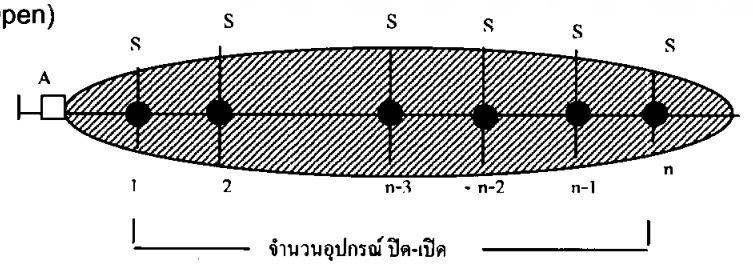
- ทาสีสะท้อนแสงที่โคนเสาไฟฟ้าเพื่อป้องกันคนขับรถชนเสาไฟฟ้า ทำให้เสาไฟหักหรือเอน และติด Snake guard ป้องกันงูหรือสัตว์เลื้อยคลานขึ้นไปบนเสาไฟฟ้า

- ติดตั้งสายล่อฟ้าแบบ Overhead Ground Wire ในบางพื้นที่แทนล่อฟ้า (Lightning Arrester) แบบเดิมที่ติดตั้งเฉพาะต้นเสาบางต้น ซึ่งมีประสิทธิภาพการป้องกันฟ้าผ่าในระยะจำกัด อย่างไรก็ดี แม้จะมีการแก้ไขดังกล่าวข้างต้นแล้ว ก็ไม่สามารถขจัดกระแสไฟฟ้าขัดข้องให้หมดไปได้ คำถามก็คือจะลดกระแสไฟฟ้าขัดข้องลงเท่าใดจึงจะเหมาะสม และลดลงได้ด้วยวิธีใดนอกเหนือจากที่ดำเนินการไปแล้ว ซึ่งวิธีการลดกระแสไฟฟ้าขัดข้อง จะได้กล่าวในหัวข้อนี้

ความมั่นคงเชื่อถือได้ของระบบมีความสัมพันธ์โดยตรงกับอัตราไฟฟ้าขัดข้องมากหรือน้อย ในรอบเวลาหนึ่ง ถ้าไฟฟ้าดับมาก บ่อยครั้ง ความมั่นคงเชื่อถือได้ก็น้อย ถ้าไฟฟ้าไม่ดับเลยหรือดับน้อยมาก ความเชื่อถือได้ก็มีสูง อย่างไรก็ดี การที่จะวัดความมั่นคงเชื่อถือได้มิได้ขึ้นกับจำนวนครั้งที่ไฟดับเพียงอย่างเดียว บางครั้งก็ขึ้นอยู่กับพลังไฟฟ้าที่ขาดหายไป หรือจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าในพื้นที่บริการว่ามีความสำคัญมากน้อยเพียงใดด้วย

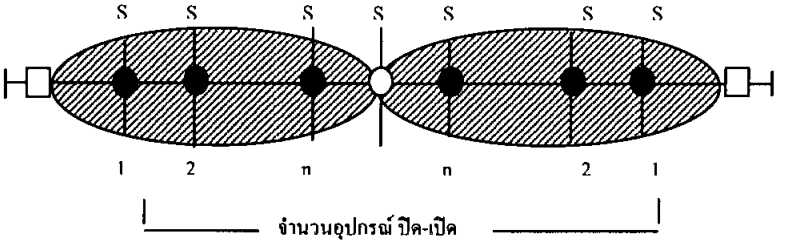
ความมั่นคงเชื่อถือได้ในการจ่ายไฟในระบบจำหน่ายจะขึ้นอยู่กับรูปแบบระบบการจ่ายไฟในระบบจำหน่าย และการติดตั้งอุปกรณ์ปิด-เปิดในระบบจำหน่าย ระบบการจ่ายไฟที่สายป้อนเป็นแบบทางเดียวหรือเชื่อมโยงกับสายป้อนอื่นไม่ได้ (Radial Feeder) จะมีความมั่นคงเชื่อถือได้น้อยกว่าระบบการส่งไฟที่สายป้อนเป็นแบบหลายทาง (Interconnected Feeder) หรือสายป้อนที่เชื่อมโยงกับสายป้อนอื่นได้ สายป้อนที่ติดตั้งอุปกรณ์ปิด-เปิดน้อยกว่าจะมีความมั่นคงเชื่อถือได้น้อยกว่าสายป้อนที่ติดตั้งอุปกรณ์ปิด-เปิดมากกว่า

ภาพข้างล่างนี้แสดงการจ่ายไฟแบบทางเดียว และ2ทาง โดยมี A เป็นCircuit Breaker ทำหน้าที่ป้องกันกระแสเกินติดตั้งที่สถานีจ่ายไฟ มี S เป็นอุปกรณ์ ปิด-เปิด (Sectionalizer) ติดตั้งในสายป้อนสำหรับสายป้อนที่จ่ายทางเดียว S แต่ละชุดจะอยู่ในตำแหน่งปิดวงจร (Normally Close) และสายป้อนที่จ่ายออกมาจากหลายทางจะมี S จำนวน 1 ชุด ที่ทำหน้าที่ปิด-เปิด สำหรับการถ่ายเทพลังงานไฟฟ้าระหว่างสถานีไฟฟ้า ปกติอยู่ในตำแหน่งเปิดวงจร (Normally Open)



รูปที่ 2-1 การจ่ายไฟแบบทางเดียว

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 2-2 การจ่ายไฟแบบหลายทาง

สัญลักษณ์

□ อุปกรณ์ป้องกันที่สถานีจ่ายไฟ

● อุปกรณ์ในสายป้อน (Normally Close)

○ อุปกรณ์ในสายป้อน (Normally Open)

▨ พื้นที่จ่ายไฟ

กำหนดให้ n คือ จำนวนอุปกรณ์ปิด-เปิด ของแต่ละสายป้อนซึ่งปกติอยู่ในตำแหน่งปิดวงจร(Normally Close) (ไม่รวมอุปกรณ์ที่ปกติอยู่ในตำแหน่งเปิด) มีการใช้ไฟกระจายสม่ำเสมอตลอดแนวของสายป้อน (Load Uniformly Distributed) ให้ Dr คือ Interruption Reduction Ratio ของสายป้อนที่จ่ายไฟแบบทางเดียว (Radial Feeder) และให้ Di คือ Interruption Reduction Ratio ของสายป้อนที่จ่ายไฟได้หลายทาง(Interconnected Feeder) ดังนั้น อัตราส่วนของไฟฟ้าดับลดลงหรือสัดส่วนของพลังงานไฟฟ้าที่จำหน่ายได้เพิ่มขึ้น (Dr หรือ Di) เมื่อดิดตั้งอุปกรณ์ปิด-เปิด n ชุด จะเป็นดังนี้

2.4.3 กรณีสายป้อนจ่ายไฟทางเดียว

เมื่อ n คือ จำนวนอุปกรณ์ปิด-เปิด (ปกติปิด) ในสายป้อนและติดตั้งระยะห่างเท่ากันทุกชุด ดังนั้นสายป้อนจะถูกแบ่งออกเป็น n+1 ส่วน เช่น ถ้า n = 1 สายป้อนก็จะถูกแบ่งออกเป็น 2 ส่วน โอกาสที่จะเกกระแสไฟฟ้าขัดข้องในแต่ละส่วนเท่ากับ $\frac{1}{n+1}$ จากข้อสมมุติข้างต้นว่า ให้การจ่ายพลังงานไฟฟ้ากระจายสม่ำเสมอตลอดสายป้อน ไม่หนาแน่นที่ส่วนใดส่วนหนึ่งของสายป้อน ดังนั้น พลังงานไฟฟ้าในแต่ละส่วนของสายป้อน ก็จะเป็น $\frac{1}{n+1}$ ของพลังงานไฟฟ้ารวมของสายป้อนนั้นๆ ดังนั้น เมื่อเกิดกระแสไฟฟ้าขัดข้องที่ส่วนที่ 1 (ต้นทางของสายป้อน) พลังงานไฟฟ้าที่ยังคงจ่ายได้ (X_1) = 0 (ไฟดับทั้งสายป้อน) ถ้าเกิดกระแสไฟฟ้าขัดข้องในส่วนที่ 2 (ถัดจากส่วนที่ 1) พลังงานไฟฟ้าที่ยังคงจ่ายได้ (X_2) = $\frac{1}{n+1}$ และในทำนองเดียวกัน ถ้าเกิดกระแสไฟฟ้าขัดข้องในส่วนที่ n+1 (ส่วนสุดท้ายของสายป้อน) พลังงานไฟฟ้าที่ยังคงจ่ายได้ (X_{n+1}) = $\frac{1}{n+1}$ ดังนั้น ค่าเฉลี่ยของพลังงานไฟฟ้าที่ยังคงจ่ายได้ เมื่อเกิดกระแสไฟฟ้าขัดข้องที่ส่วนใดส่วนหนึ่งของสายป้อน เมื่อโอกาสที่จะเกิดกระแสไฟฟ้าขัดข้องในแต่ละส่วน คือ $\frac{1}{n+1}$ จะคำนวณได้จาก

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

$$X= 0.\ \frac{1}{n+1}+\frac{1}{n+1}+\frac{1}{n+1}+\frac{2}{n+1}.\frac{1}{n+1}+.....+\frac{n}{n+1}.\frac{1}{n+1}$$

$$X= 0+\frac{1}{(n+1)}2\ +\frac{2}{(n+1)}2+.....+\frac{n}{(n+1)}2.$$

$$X= \frac{n}{2}\ (n+1)/\ (n+1)^2 =\frac{n}{2(n+1)} \qquad \text{.....2-1}$$

X = พลังงานไฟฟ้าที่ยังคงจ่ายได้, n คือ จำนวนอุปกรณ์ปิด-เปิด (ปกติปิด)

ดังนั้น เมื่อติดตั้งอุปกรณ์ปิด-เปิด n ชุด ก็จะลดพลังงานไฟฟ้าขัดข้องได้ n/2 (n+1) ของพลังงานไฟฟ้าก่อนติดตั้งอุปกรณ์ปิด-เปิด ซึ่งก็คือ Interruption Reduction Ratio ของสายป้อนทางเดียว (Dr)

2.4.4 กรณีสายป้อนจ่ายไฟมาจากหลายทาง

การคำนวณหา Interruption Reduction Ratio (Di) ของสายป้อนที่จ่ายไฟมาจากหลายทางก็ใช้หลักการเดียวกับการคำนวณ Dr อย่างไรก็ดี เนื่องจากสายป้อนแบบนี้เชื่อมโยงกับ Source อื่นด้วย ดังนั้น แม้ว่าต้นทางของสายป้อนจะเกิดกระแสไฟฟ้าขัดข้อง แต่ส่วนของสายป้อนปลายทาง (ช่วงที่ถัดจากช่วงที่เกิดกระแสไฟฟ้าขัดข้อง) สามารถรับไฟมาจาก Source อื่นๆได้ เช่น กรณีที่ส่วนที่ 1 (ต้นทาง) เกิดกระแสไฟฟ้าขัดข้อง พลังงานไฟฟ้าจะหายไปเฉพาะส่วนที่1เท่านั้น แต่ส่วนอื่นของสายป้อนสามารถรับไฟจาก Source อื่น โดยปิดกลับอุปกรณ์ที่ทำหน้าที่ถ่ายเทพลังงานซึ่งปกติอยู่ในตำแหน่งเปิดให้ปิด เช่น ถ้าเกิดกระแสไฟฟ้าขัดข้องในส่วนที่ 1 พลังงานไฟฟ้าที่ยังคงจ่ายได้ (X_1) = $\frac{1}{n+1}$ (ส่วนที่1 ไม่มีไฟ แต่ส่วนที่เหลืออื่น สามารถรับไฟมาจาก Source อื่นได้) ถ้าเกิดกระแสไฟฟ้าขัดข้องในส่วนที่2 สายป้อนส่วนที่1, ส่วนที่3 ,ส่วนที่ 4 และถึงส่วนที่ n+1 ยังจ่ายไฟได้ (X_2) = $\frac{1}{n+1}$ ดังนั้น ค่าเฉลี่ยของพลังงานไฟฟ้าที่ยังคงจ่ายไฟได้เมื่อเกิดเหตุการณ์ขัดข้องในสายป้อนส่วนใดส่วนหนึ่ง รวม (n+1) จะเป็น $n(n+1)/(n+1)^2$ หรือ = $\frac{1}{n+1}$

จาก Interruption Reduction Ratio ข้างต้นนำมาเขียนสรุปเป็นสูตรคำนวณ และเป็นตารางเปรียบเทียบจะได้ดังนี้

Dr = n/2(n+1) (2-2)

Di = n/(n+1) (2-3)

ตารางที่ 2-1 การเปรียบเทียบสูตรการคำนวณแบบ Dr และ Di

D / n	1	2	3	4	5	6	7
Dr	0.25	0.333	0.375	0.400	0.417	0.428	0.437
Di	0.50	0.667	0.750	0.800	0.833	0.856	0.875

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

จะเห็นว่า จำนวนอุปกรณ์ปิด-เปิด (n) ที่ติดตั้งในวงจรที่เป็น Radial และ Interconnected ให้เป็นผลที่แตกต่างกันดังกล่าวคือ การติดตั้งอุปกรณ์ปิด-เปิดในวงจรที่เป็น Redial Feeder และเมื่อ n มีตั้งแต่ 3 ชุด ขึ้นไป อัตราไฟฟ้าดับลดลงมีผลน้อยมาก เมื่อเทียบกับ 1 หรือ 2 ชุดแรก ดังนั้นในการติดตั้งสวิตช์ตัดตอนนิยมติดตั้งไม่เกินสายป้อนละ 2 ชุด ไม่ว่าจะเป็นแบบ Radial Feeder หรือ Interconnected Feeder

วงจรที่เป็น Radial Feeder หากไม่ติดตั้งอุปกรณ์ตัดตอนเลยเมื่อเกิดกระแสไฟฟ้าขัดข้องในวงจรนี้ระบบจำหน่ายงวงจรนี้จะดับ 100% (ดับทั้งวงจร; n = 0; Dr = 0) เช่น สายป้อนนี้จ่ายพลังงานไฟฟ้าอยู่ 1,000 กิโลวัตต์- ชั่วโมง หากไม่ติดตั้งอุปกรณ์ปิด-เปิดเลย เมื่อเกิดกระแสไฟฟ้าขัดข้องพลังงานไฟฟ้าจะหายไปทั้งหมด แต่หากติดตั้งอุปกรณ์ตัดตอนหนึ่งชุด ระบบจำหน่ายนี้ไฟจะดับเพียง 75% คือหายไปเพียง 750 กิโลวัตต์- ชั่วโมง (สามารถลดพลังงานไฟฟ้าขัดข้องลงได้ 25% โดยคำนวณจากสูตร 2-2 แทนค่า n = 1, ได้ Dr = 0.25) กรณีของวงจรที่เป็น Interconnected Feeder ก็สามารถหาได้ในทำนองเดียวกันในสูตร 2-3 [1]

2.5 การวางแผนระบบสายส่ง

ในการวางแผนระบบสายส่ง จะเกิดขึ้นเมื่อ มีแหล่งจ่ายกระแสไฟฟ้าแห่งใหม่ ความต้องการใช้ไฟฟ้าราย ใหญ่เกิดขึ้น ทำให้ขีดความสามารถของระบบไม่เพียงพอ ระดับแรงดันไม่อยู่ในเกณฑ์, ขาดความมั่นคง และ เสถียรภาพ ในการจ่ายไฟ ดังนั้น ผู้ที่ทำหน้าที่ในการวางแผนระบบสายส่งต้องวางแผน ออกแบบให้ครอบคลุมความต้องการ ดังนี้

-สามารถส่งพลังงานไฟฟ้าไปได้ทุกแห่ง ที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าอย่างเพียงพอ และตอบสนองความต้องการของผู้ใช้ไฟ

- การส่งพลังงานไฟฟ้าต้องเป็นไปตามมาตรฐานของระบบไฟฟ้าที่ดี คือ ความถี่, แรงดันไฟฟ้าอยู่ในเกณฑ์ที่กำหนด และมีความมั่นคงในการจ่ายไฟสูง มีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมน้อยที่สุด

- การวางแผนระบบสายส่งต้องสามารถรองรับโหลดได้ในระยะเวลา 10 ปี

2.5.1. ข้อกำหนดทางเทคนิคของสายส่ง

1. สายอลูมิเนียมเปลือยขนาด 400 ตร.ม.(ทนได้สูงสุด 320.3 MVA)

2. กรณีจ่ายโหลดปกติ โหลดสูงสุดไม่เกิน 80 % ของพิกัดสาย ดังนั้นสำหรับวงจรสายเดี่ยว (Single Conductor) จ่ายโหลดไม่เกิน 128 MV และสำหรับวงจรสายคู่ (Double Conductor) โหลดไม่เกิน 256 MVA โดยวงจรสายเดี่ยวจะใช้กับพื้นที่โหลดไม่สูงมาก เช่นพื้นที่จ่ายไฟให้สถานีไฟฟ้าที่จัดโครงสร้างเป็นแบบ Tail End ส่วนวงจรสายคู่ใช้กับพื้นที่โหลดสูง หรือหากโหลดไม่สูงมาก แต่เป็นสถานีต้นทางหรือเป็นสถานีที่สามารถเชื่อมโยงไปยังสถานีอื่นๆ ได้ในอนาคต

3. ที่โหลดสูงสุด แรงดันตกไม่เกิน 5 %

4. ในกรณีที่สายส่งเป็นแบบ Loop lines ซึ่งจุดถ่ายเทโหลด (Tie point) อยู่ในตำแหน่งเปิด แรงดันตกต้องไม่เกิน 5 % ในกรณีจ่ายโหลดปกติ (Normal operating conditions) ในกรณี

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

จ่ายไฟฉุกเฉิน (Emergency) ซึ่งจ่ายโหลดทั้งหมดจากด้านใดด้านหนึ่ง แรงดันดกต้องไม่เกิน 10 % และโหลดต้องไม่เกิน 100 % ของพิกัดสาย (Thermal rating)

2.5.2. ทางเลือกในการวางแผนขยายระบบสายส่ง

เมื่อต้องการขยายความสามารถในการส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าไปยังสถานีไฟฟ้าเพิ่มเติม ถ้าสถานีไฟฟ้าดังกล่าวเดิมถูกส่งจ่ายด้วยสายส่งระบบขนาด 1x400 ตร.มม. จำนวน 1 วงจร มีทาง เลือกที่เป็นไปได้ 3 วิธี

1. ก่อสร้างสายส่งระบบ 115 เควี เพิ่มอีก 1 วงจร บนเสาต้นใหม่
2. ก่อสร้างสายส่งระบบ115 เควี เพิ่มอีก 1 วงจร บนเสาต้นเดิม
3. ทำการเปลี่ยนแปลงสายส่งแบบสายเดี่ยว (SINGLE) ระบบ 115 เควี เป็นแบบสายคู่(BUNDLE)

ซึ่งแต่ละทางเลือกมีรายละเอียดแตกต่างกันออกไปดังนี้

2.5.2.1. การก่อสร้างสายส่งระบบ 115 เควี เพิ่มอีก 1 วงจร บนเสาต้นใหม่

ผลกระทบด้านการออกแบบ : การออกแบบและการก่อสร้างเป็นไปได้ตามมาตรฐานการออกแบบสายส่งของกฟภ. ไม่มีปัญหาในการออกแบบ ถ้าสามารถหาเส้นทางวิ่งไปยังสถานีไฟฟ้าได้ และมีกำลังส่งพลังงานไฟฟ้าที่เพียงพอ และสามารถรองรับการขยายระบบสายส่ง และก่อสร้างสถานีไฟฟ้าเพิ่มเติมเพื่อเชื่อมต่อจากสถานีไฟฟ้าเดิมได้ในอนาคต

ผลกระทบด้านการวางแผน : เพิ่มความมั่นคงในการจ่ายไฟ เป็นแหล่งจ่ายไฟฟ้าแหล่งที่สองแก่สถานีไฟฟ้าทำให้ระบบสายส่งสามารถส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าให้แก่สถานีไฟฟ้าโดยมี Firm N-1 Capacity เท่ากับ ความสามารถในการส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าของสายส่ง 1 วงจร และโอกาสในการเกิดขัดข้องเนื่องจากCommon Mode Failure จะมีผลน้อยมากหรือไม่มีผลกระทบเลย ถ้าโครงสร้างเสาของสายส่งทั้งสอง แยกจากกันโดยอิสระ

2.5.2.2. การก่อสร้างสายส่งระบบ 115 เควี เพิ่มอีก 1 วงจร บนเสาต้นเดิม

ผลกระทบด้านการออกแบบ : โครงสร้างเสา 22 เควี มีความแข็งแรงที่จะรองรับการเพิ่มอีกวงจรได้ ถ้าระยะห่างระหว่างเสาไม่เกิน 80 เมตร ซึ่งตามมาตรฐานการก่อสร้างสายส่ง 115 เควี วงจรคู่ สามารถนำมาใช้ในการติดตั้งวงจรที่สองบนเสาต้นเดิมได้ แต่จะมีปัญหาเรื่อง Right of Way 0.6 เมตร ตามการคำนวณเพื่อหาระยะความปลอดภัยตามมาตรฐาน NESC ของอเมริกา ถ้าต้องการเพิ่มวงจรที่สอง บนเสาต้นเดิม ความกว้างของ Right of Way 3 เมตร

ผลกระทบด้านการวางแผน : วิธีการนี้สามารถเพิ่มวงจรที่สองให้แก่สถานีไฟฟ้าและขยายความสามารถในการส่งจ่ายไฟฟ้าเป็น 2 เท่าแต่ Firm N-1 Capacity ของสายส่งไม่ได้รับการปรับปรุง เพราะมีCommon Mode Failure เนื่องจากอุบัติเหตุรถชนเสาไฟฟ้าทำให้วงจรทั้งสองเกิดขัดข้องพร้อมกันการเกิดFlashover เนื่องจากฟ้าผ่าในระบบสายส่ง 115 เควี ซึ่งใช้มาตรฐานการฉนวนของ กฟภ. จะทำให้เกิดการกระทบกระเทือนทั้งสองวงจรซึ่งอยู่บนเสาต้นเดียวกัน ความเชื่อถือได้ในการจ่ายไฟไม่ปรับปรุงอย่างเด่นชัด ระหว่างการก่อสร้างจะต้องมีการดับไฟ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

เนื่องจากการก่อสร้างวงจรที่สองจะเป็นไปไม่ได้ถ้าวงจรเดิมเป็นเพียงวงจรเดียวที่จ่ายไฟให้แก่สถานีไฟฟ้าดังกล่าว

2.5.2.3. การเปลี่ยนแปลงสายส่งระบบ 115 เควีแบบสายเดี่ยว(Single) เป็นสายสายคู่ (Bundle)

ทางเลือกนี้คล้ายกับทางเลือกในการเพิ่มวงจรที่สองบนเสาต้นเดิม

ผลกระทบด้านการออกแบบ : ไม่มีเรื่องปัญหาเรื่องโครงสร้างในการรองรับสายคู่และเรื่องของความปลอดภัยสำหรับทางเลือกนี้ แต่มีปัญหาการติดตั้งสายใหม่เข้ากับสายเก่า เนื่องจากสายเก่าที่ผ่านการใช้งานมาจะยืดและตกท้องช้าง (Sag) มากกว่าสายใหม่ที่นำไปประกอบเข้า แต่ก็มีทางเลือกในการแก้ปัญหาดังกล่าวคือวิธีที่หนึ่งทำการยืดสายใหม่ด้วยแรงดึงสูงสุด ตามการออกแบบไว้ 1 ชม.ก่อนนำไปประกอบรวมกับสายเก่า วิธีนี้ต้องการทีมงานที่มีทักษะและได้รับการฝึกฝนมาอย่างดี วิธีที่สองนำสายในเฟสกลางไปประกอบกับสายเฟสบนสุด แล้วทำเป็นสายคู่ในเฟสบนสุด นำสายใหม่ 2 เส้นมาเป็นสายคู่ในเฟสล่างสุด และนำสายใหม่อีก 2 เส้นมาเป็นสายคู่ในเฟสกลาง แต่ถ้าสายเดิมในเฟสล่างสุดอยู่ในสภาพดีก็สามารถนำไปประกอบรวมกับสายเดิมในเฟสล่างสุดของอีกช่วงหนึ่งได้โดยไม่ต้องทิ้ง แต่วิธีการนี้ซับซ้อนและประสบความสำเร็จเพียงเล็กน้อยเมื่อนำไปใช้งาน

ผลกระทบด้านการวางแผน : วิธีการนี้เพิ่มความสามารถในการจ่ายไฟให้แก่สถานีไฟฟ้าเป็นสองเท่า แต่ Firm N-1 Capacity ของสายส่งไม่เปลี่ยนแปลง เพราะไม่ได้เพิ่มวงจรใหม่ และยังมีโอกาสเกิดการขัดข้องเนื่องจากรถชนเสาไฟฟ้าเหมือนเดิม ทำให้ความเชื่อถือได้ในการจ่ายไฟฟ้าไม่ได้รับการปรับปรุงอย่างชัดเจนในระหว่างการก่อสร้างก็ต้องดับไฟวงจรเดิมซึ่งจะเป็นไปไม่ได้ในกรณีที่มีสายส่งเพียง 1 วงจรเท่านั้น [3]

2.6 ระบบศูนย์สั่งการจ่ายไฟระยะไกล

2.6.1 ปัญหาของการควบคุมระบบไฟฟ้าในปัจจุบันมีดังนี้

- การค้นหาสาเหตุและตำแหน่งการเกิดกระแสไฟฟ้าขัดข้องต้องใช้เวลานาน เนื่องจากการไฟฟ้าท้องถิ่นหรือหน่วยบริการไฟฟ้าต้องติดต่อกับสถานีจ่ายไฟบริเวณนั้นๆก่อน นอกจากนี้การแจ้งเหตุหรือตำแหน่งกระแสไฟฟ้าขัดข้องจากผู้ใช้ไฟที่อยู่ห่างไกลไม่มีระบบสื่อสารติดต่อกันได้ก็ใช้เวลานาน

- การปรับเปลี่ยนการจ่ายไฟจากสายป้อนที่มีปัญหาเกิดกระแสไฟฟ้าขัดข้องไปยังสายป้อนอื่นหรือสถานีฟ้าย่อยอื่นต้องใช้เวลาวิเคราะห์ระบบนานเนื่องจากเป็นการวิเคราะห์แบบ Manually การวิเคราะห์ผิดพลาดจะนำไปสู่ปัญหาเกิดกระแสไฟฟ้าขัดข้องในสายป้อนอื่นอีกก็ได้ หากเมื่อสับเปลี่ยนการจ่ายไฟแล้ว ทำให้สายป้อนอื่นจ่ายไฟเกินพิกัด เนื่องจากวิเคราะห์ผิดพลาด

- ระบบการจ่ายไฟมีความสลับซับซ้อน การติดต่อสั่งการโดยใช้คำพูดนั้นจะไม่มีประสิทธิภาพ ขาดความรวดเร็ว ทันต่อเหตุการณ์ โดยเฉพาะอย่างยิ่งเมื่อเกิดเหตุขัดข้องใน

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

หลายท้องที่ที่รับผิดชอบ และเกิดขึ้นในเวลาเดียวกันอาจจะทำให้สับสนทั้งที่ผู้สั่งการและผู้รับคำสั่งได้

แม้ว่าจะดำเนินการติดตั้งอุปกรณ์ปิด-เปิดในสายป้อนเพื่อลดที่กระแสไฟฟ้าขัดข้องลง แต่หากการตรวจสอบสถานที่เกิดเหตุ, การสื่อสาร, การวิเคราะห์ระบบล่าช้า ก็ไม่มีประโยชน์อันใดที่จะติดตั้งระบบอุปกรณ์ปิด-เปิดสายป้อนเหล่านั้น

เพื่อแก้ปัญหาดังกล่าวข้างต้น จึงได้มีการนำระบบสั่งการจ่ายไฟระยะไกล (Supervisory Control and Data Acquisition - SCADA) มาใช้ซึ่งจะช่วยให้การค้นหาวิเคราะห์สั่งการได้รวดเร็ว

2.6.2 โครงสร้างของระบบสั่งการจ่ายไฟระยะไกล

ในระบบสั่งการจ่ายไฟระยะไกล(SCADA) นั้นจะสามารถแบ่งออกได้เป็น 3 ส่วนใหญ่ๆคือ

- อุปกรณ์ในระบบสั่งการจ่ายไฟระยะไกล(Hardware)
- การติดต่อสื่อสารระหว่างอุปกรณ์รับส่งข้อมูล(Communication)
- ฟังก์ชันการทำงานของระบบสั่งการจ่ายไฟระยะไกล(Application)

ซึ่งมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

2.6.2.1.อุปกรณ์ในระบบสั่งการจ่ายไฟระยะไกล (Hardware)

ในปัจจุบันศูนย์สั่งการและควบคุมการจ่ายไฟ(SCADA) ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคมีจำนวน 6 ศูนย์ ตั้งอยู่ ณ สำนักงานใหญ่ กทม. การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 1 ภาคกลาง (จ. อยุธยา) เขต 2 ภาคกลาง (จ. ชลบุรี) เขต 3 ภาคกลาง (จ. นครปฐม) เขต 3 ภาคเหนือ (จ. ลพบุรี) และ เขต 1 ภาคใต้ (จ. เพชรบุรี) โดยศูนย์ฯ ที่ตั้งอยู่ ณ สำนักงานใหญ่ กทม. จะเป็นศูนย์สั่งการระบบไฟฟ้า (System Management Center, SMC) มีหน้าที่ในการกำกับดูแล และประสานงานการสั่งการ และควบคุมการจ่ายไฟของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขตที่มีศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟในระบบ 69,115 kV ส่วนศูนย์ฯในภูมิภาคอีก 5 ศูนย์ฯ เป็นศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟฟ้า (Area Distribution Dispatching Center, ADDC) รับผิดชอบสั่งการและควบคุมจ่ายไฟภายในพื้นที่รับผิดชอบในระบบไฟฟ้าทั้ง 22, 33, 69 และ 115 kV

<u>อุปกรณ์ภายในศูนย์ฯ</u>

ศูนย์สั่งการระบบไฟฟ้า (SMC) และ ศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟฟ้า (ADDC)จะมีการติดตั้งอุปกรณ์ภายในที่เหมือนกันโดยจะแบ่งเป็นห้องต่างๆได้แก่

Computer Room: จะประกอบไปด้วยคอมพิวเตอร์ ที่ทำหน้าที่ในการเก็บข้อมูลต่างๆที่ส่งเข้ามายังศูนย์ฯ

Control Room: จะมี monitor เพื่อแสดงการเปลี่ยนแปลงของ network ซึ่งได้จากข้อมูลที่ส่งเข้ามายังศูนย์ฯ เพื่อให้ผู้ควบคุม (User) ได้ทำการวิเคราะห์และสั่งการ

Auditorium: จะมี monitor แสดงผลเช่นเดียวกับ Control Room เป็นห้องที่ใช้ในการประชุมร่วมกัน เพื่อแก้ปัญหาต่างๆแต่ไม่สามารถ ที่จะควบคุมสั่งการได้โดยตรง

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

82950

ในส่วนอุปกรณ์ที่แตกต่างกันของ ศูนย์สั่งการระบบไฟฟ้า (SMC) และ ศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟฟ้า (ADDC) ก็คือจะเป็นอุปกรณ์ที่รับข้อมูลเข้ามายังศูนย์ฯ เนื่องจากว่า SMC จะรับข้อมูลจาก ADDC ส่วน ADDC นั้นจะรับข้อมูลจาก Remote Terminal Units (RTU) ซึ่งติดตั้งอยู่ที่ระบบจำหน่ายและสถานีไฟฟ้า

อุปกรณ์นอกศูนย์ฯ

อุปกรณ์ที่อยู่นอกศูนย์ฯนั้นจะมีหน้าที่เกี่ยวกับการวัดค่าพารามิเตอร์ต่างๆในระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่เราต้องการแล้วส่งข้อมูลเหล่านั้นกลับมายังศูนย์ฯ(ADDC) ได้แก่ CSCS Interface และ Remote Terminal Units (RTU)

Remote Terminal Units(RTU)

Remote Terminal Units(RTU) คืออุปกรณ์ที่ติดตั้งไว้ตามจุดต่างๆ ที่เราต้องการทราบค่าพารามิเตอร์ซึ่งจะได้ค่าดังต่อไปนี้

ค่า Analog

-ค่าแรงดัน (V)

-กระแส (A)

-MWและMVAR

-ตำแหน่ง TAP ของ AVR

-อุณหภูมิหม้อแปลง

ค่า Digital

-สถานะอุปกรณ์ ปลด-สับ, On-Off

-Alarm ต่างๆ ของอุปกรณ์

Remote Terminal Units (RTU) สามารถเรียกตามตำแหน่งของการติดตั้งได้ดังนี้

- Substation Remote Terminal Unit(SRTU) คือ RTU ที่ติดตั้งในสถานีไฟฟ้าย่อย
- Feeder Remote Terminal Unit(FRTU) คือ RTU ที่ติดตั้งอยู่ที่อุปกรณ์ป้องกันปิด-เปิดวงจรในสายป้อน
- Local Remote Terminal Unit(LRTU) คือ RTU ที่ติดตั้งไว้เฉพาะจุดที่สำคัญๆเท่านั้น เช่นย่านอุตสาหกรรม แหล่งชุมชนเมือง แหล่งที่มักเกิดปัญหาไฟฟ้าขัดข้องบ่อยๆ

จะเห็นได้ว่า RTU จะทำให้เราสามารถรู้ค่าพารามิเตอร์และสถานะต่างๆของระบบได้ ดังนั้นเมื่อมีเหตุขัดข้องไฟดับในส่วนใดส่วนหนึ่งของระบบก็จะสามารถตรวจสอบได้คร่าวๆได้ว่ามีปัญหาเกิดขึ้นที่ส่วนใดของระบบทำให้สามารถแก้ไขได้รวดเร็ว และสามารถนำไปวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าได้ว่าควรจะตัดส่วนใดออกจากระบบเพื่อให้เกิดผลกระทบกับผู้ใช้ไฟน้อยที่สุด หรืออาจจะถ่ายโอนการจ่ายไฟไปรับจากสถานีไฟฟ้าย่อยอื่นๆ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

CSCS Interface

เนื่องจากในปัจจุบันสถานีไฟฟ้าที่มีอยู่นั้น มีทั้งแบบที่สามารถวัดค่าและบันทึกข้อมูลภายในสถานีฯได้(Computer-base Substation Control System, CSCS) กับสถานีฯแบบที่ไม่สามารถบันทึกข้อมูลภายในสถานีฯได้ ดังนั้นการเชื่อมโยงข้อมูลกับศูนย์ ก็จะแตกต่างกันดังนี้

สถานีไฟฟ้าที่มี CSCS

- ติดตั้งชุด CSCS Interface อ่าน ข้อมูลจาก CSCS ส่งให้ศูนย์ฯสถานีไฟฟ้าที่ไม่มี CSCS
- ติดตั้ง RTU เพิ่ม (SRTU)

2.6.2.2.การติดต่อสื่อสารระหว่างอุปกรณ์รับส่งข้อมูล (Communication)

ระบบสื่อสารเป็นส่วนประกอบที่สำคัญสำหรับระบบศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟเพื่อทำหน้าที่รับ-ส่งข้อมูลระหว่างอุปกรณ์ในระบบจำหน่ายกับศูนย์สั่งการจ่ายไฟซึ่ง แยกประเภทของการสื่อสารที่มีใช้อยู่ได้ดังต่อไปนี้

-Fiber Optic

-Microwave

-ระบบวิทยุสื่อสาร UHF

-Lease Line

Fiber Optic

หลักการทั่วไปของการสื่อสารในสายไฟเบอร์ออปติกคือการเปลี่ยนสัญญาณ (ข้อมูล) ไฟฟ้าให้เป็นคลื่นแสงก่อน จากนั้นจึงส่งออกไปเป็นพัลส์ของแสง ผ่านสายไฟเบอร์ออปติก สายไฟเบอร์ออป ติกทำจากแก้วหรือพลาสติกสามารถส่งลำแสง ผ่านสายได้ทีละหลาย ๆ ลำแสงด้วยมุมที่ต่างกัน ลำแสงที่ส่งออกไปเป็นพัลส์นั้นจะสะท้อนกลับไปมาที่ผิวของสายชั้นในจนถึงปลายทางซึ่งความผิดพลาดในการส่งข้อมูลผ่านสายไฟเบอร์ออปติกนั้นมีน้อยมาก คือประมาณ 1 ใน 10 ล้านบิตต่อการส่ง 1,000 ครั้ง เท่านั้น ทั้งยังป้องกันการรบกวนจากสัญญาณภายนอกได้โดยสิ้นเชิง แม้ว่าการส่งข้อมูลผ่านทางสายไฟเบอร์ออปติก จะทำได้อย่างมีประสิทธิภาพยอดเยี่ยม และจำนวนมหาศาลดังกล่าวมาแล้วก็ตาม ซึ่งจะใช้เป็นระบบสื่อสารหลัก (Backbone) โดยติดตั้งอยู่บนเสาไฟฟ้าเพื่อเชื่อมต่อการสื่อสารระหว่างเขต กับสถานีฯ แต่เราต้องคำนึงถึงปัญหาและความเหมาะสม บางประการอีกด้วย เช่น ราคาในการติดตั้งและการบำรุงรักษา เป็นต้น

ระบบ Microwave

การส่งสัญญาณข้อมูลไปกลับคลื่นไมโครเวฟเป็นการส่งสัญญาณข้อมูลแบบรับช่วงต่อๆ กันจากจุดส่ง-รับสัญญาณหนึ่งไปยังอีกจุดหนึ่งซึ่งปกติจะใช้ระบบ Microwave ในข่ายสื่อสารหลัก (Backbone) และมักใช้กันในกรณีที่ไม่สะดวกที่จะใช้สายไฟเบอร์ออปติก เช่น ในเขตเมืองใหญ่ ๆ หรือในเขตที่ป่าเขา แต่ละสถานีไมโครเวฟจะติดตั้งจานส่ง-รับสัญญาณข้อมูล ซึ่งมีเส้นผ่าศูนย์กลางประมาณ 10 ฟุต สัญญาณไมโครเวฟเป็นคลื่นย่านความถี่สูง (2-10 จิกะเฮิรตซ์) เพื่อป้องกันการแทรกหรือรบกวนจากสัญญาณอื่น ๆ แต่สัญญาณอาจจะอ่อนลง หรือหัก

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

เหได้ในที่มีอากาศร้อนจัด พายุหรือฝน ดังนั้นการติดตั้งจาน ส่ง-รับสัญญาณจึงต้องให้หันหน้าของจานตรงกัน และจุดติดตั้งยิ่งสูงยิ่งส่งสัญญาณได้ไกล สำหรับการสื่อสารข้อมูลในระยะทางไกล ๆ ที่เป็นระบบสื่อสารที่เชื่อมระหว่างเขต กับ สถานีฯ อีกทั้งไมโครเวฟยังมีราคาถูกกว่าและติดตั้งได้ง่ายกว่า สามารถส่งข้อมูลได้ทั้ง Voice และ Data อีกทั้งยังสามารถ แยกสัญญาณไปใช้งานกับ UHF Master Station เพื่อกระจายสัญญาณให้ FRTU ที่อยู่ในระบบจำหน่ายได้อีกด้วย

ระบบสื่อสาร UHF (Ultra high frequency)

เป็นการสื่อสารด้วยสัญญาณคลื่นวิทยุความถี่สูงย่าน ความถี่ 300-3,000 MHz ใช้เป็นข่ายสื่อสารหลักสำหรับควบคุมอุปกรณ์ในระบบจำหน่าย ระหว่างวิทยุตัวลูกข่ายที่ติดอยู่ภายในตู้ FRTU ของอุปกรณ์ระบบจำหน่ายชนิดต่างๆกับศูนย์ฯ โดยมีระยะทางในการสื่อสารระหว่างตัวลูกข่ายกับ Master ประมาณ 20 km. ถ้าต้องการระยะทางไกลกว่าก็สามารถเพิ่มตัว Repeater ได้

Leased Line

Leased Line คือการบริการเช่าวงจรสื่อสัญญาณความเร็วสูง คือบริการรับ-ส่งข้อมูล ภาพ และภาพวีดีโอในระบบดิจิตอล ด้วยการ เชื่อมสัญญาณในลักษณะ จุดต่อจุด การรับ-ส่งสัญญาณดังกล่าวสามารถทำได้โดยไม่จำกัดเวลา และปริมาณการใช้งาน ด้วยความเร็ว เต็มพิกัด การรับรู้ข้อมูลข่าสารต่างๆระหว่างองค์กรมีความเร็วมากขึ้น ระดับของความเร็วที่ให้บริการมีตั้งแต่ 64 Kbps ถึง 155 Mbps จะเป็นการเชื่อมต่อระหว่างสถานีต่างๆอย่างถาวร จึงทำให้ระบบสามารถ On line ได้ตลอดเวลา ไม่จำเป็นต้องมีการเชื่อมต่อ ซึ่งจะใช้เป็นการติดต่อรับส่งข้อมูล ระหว่างสถานีไฟฟ้าและศูนย์ฯ

2.6.2.3.ฟังก์ชันการทำงานของระบบสั่งการจ่ายไฟระยะไกล (Application)

ฟังก์ชันควบคุมระยะไกล (SCADA Function)

ฟังก์ชันควบคุมระยะไกลเป็นฟังก์ชันที่ใช้งานในระบบ SCADA ทั่วไป มีหน้าที่หลักในการเก็บรวบรวมข้อมูล ประมวลผลข้อมูล บันทึกข้อมูลสิ่งผิดปกติในระบบไฟฟ้า สั่งการควบคุมระยะไกล และจัดการสารสนเทศย้อนหลัง

- <u>การเก็บรวบรวมข้อมูล (Data Acquisition Process)</u>

กระบวนการเก็บรวบรวมของศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟฟ้าของแต่ละการไฟฟ้าเขตจะทำการปรับปรุงข้อมูลของศูนย์ฯให้ทันสมัยอยู่ตลอดเวลา โดยข้อมูลดังกล่าวจะถูกรายงานมาจากอุปกรณ์อิเลคทรอนิคส์ที่เรียกว่า RTU (Remote Terminal Unit) ที่ติดตั้งอยู่ในสถานีไฟฟ้า และบนเสาไฟในระบบจำหน่ายผ่านโครงข่ายสื่อสารเข้ามาที่ศูนย์ฯ ข้อมูลที่ถูกรายงานเข้ามาจะเป็นข้อมูลแบบ Real time ที่แสดงค่าสัญญาณทางไฟฟ้า และค่าสถานะของอุปกรณ์ เช่น ค่าแรงดันไฟฟ้า ค่ากระแสไฟฟ้า ค่ากำลังงานไฟฟ้า ค่าสถานะของเซอร์กิตเบรกเกอร์ รีเลย์ภายในสถานีไฟฟ้า รวมถึงสวิตช์ดัดตอนในระบบจำหน่าย เป็นต้น

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

- การประมวลผลข้อมูล (Data Processing)

ภายหลังจากข้อมูลถูกรายงานมาที่ศูนย์ฯ ข้อมูลดังกล่าวจะถูกประมวลผล เช่น มีการตรวจสอบการเกินเกณฑ์ปกติ (Limit Checking) และมีการส่งสัญญาณเตือนเมื่อพบปัญหา (Alarming) มีการคำนวณค่าต่างๆตามรอบระยะเวลา นอกจากนี้ยังมีการจัดทำรายงาน (Report) เพื่อแสดงค่าสถานะของอุปกรณ์และระบบตามที่กำหนดไว้

- การบันทึกข้อมูลสิ่งผิดปกติในระบบไฟฟ้า (Disturbance Data Collection)

ในกรณีที่มีเหตุการณ์ผิดปกติ เช่น เกิดลัดวงจรขึ้นในระบบ แรงดันหรือกระแสไฟฟ้าอาจตกหรือเกินชั่วขณะ (Sag and Swell) ข้อมูลลักษณะรูปคลื่นของแรงดันและกระแสในขณะนั้นจะถูกจัดเก็บไว้ใน RTU ภายในสถานีไฟฟ้าที่เกิดลัดวงจรขึ้น ข้อมูลดังกล่าวสามารถดาวน์โหลดจากศูนย์ฯเพื่อใช้ประโยชน์สำหรับการวิเคราะห์ต่อไป

- การสั่งการควบคุมระยะไกล (Supervisory Control)

ฟังก์ชันที่สำคัญฟังก์ชันหนึ่งของฟังก์ชันควบคุมระยะไกลคือ การสั่งการควบคุมระยะไกล พนักงานศูนย์ฯ สามารถสั่งการควบคุมอุปกรณ์ต่างๆทั้งภายในสถานีไฟฟ้าและในระบบจำหน่ายได้โดยตรงจากศูนย์ เช่น สับหรือปลด เซอร์กิดเบรคเกอร์ในสถานีไฟฟ้า สับหรือปลดสวิตช์ตัดตอนในระบบจำหน่าย สั่งเพิ่มหรือลดแท็ปของหม้อแปลง เริ่มการทำงานหรือหยุดการทำงานของรีเลย์ ส่งค่าแรงดันที่กำหนดให้กับเอวีอาร์ เป็นต้น

- การจัดการสารสนเทศย้อนหลัง (Historical Information System)

ข้อมูลของเหตุการณ์ต่างๆที่เกิดขึ้นในการสั่งการควบคุมอุปกรณ์ต่างๆ รวมถึงข้อมูลจากระบบสัญญาณเตือน (Alarm) จะถูกจัดเก็บอยู่ในระบบของศูนย์ฯ ตามระยะเวลาที่กำหนด จากนั้นข้อมูลดังกล่าวจะถูกนำไปจัดเก็บไว้ใน Optical Disk หรือ Magnetic Tape เพื่อใช้ประโยชน์ในการสอบทวนกลับเหตุการณ์ต่างๆในอดีต ในกรณีที่มีปัญหา หรือสิ่งผิดปรกติขึ้นในระบบ ต่อไป

ฟังก์ชันประยุกต์ (Power System Application Function)

นอกเหนือจากฟังก์ชันควบคุมระยะไกลซึ่งเป็นฟังก์ชันที่ใช้งานในระบบ SCADA ทั่วไปแล้ว กฟภ. ยังได้นำเอาฟังก์ชันประยุกต์ทางด้านการสั่งการควบคุมการจ่ายไฟเข้ามาใช้เพื่อให้เกิดประสิทธิภาพสูงสุดของการสั่งการควบคุมการจ่ายไฟด้วย โดยฟังก์ชันดังกล่าวประกอบด้วย 2 ระบบ คือ ระบบ EMS (Energy Management System) และระบบ DMS (Distribution Management System)

1. ระบบ EMS (Energy Management System)

ระบบ EMS เป็นระบบที่ช่วยจัดการในการสั่งการควบคุมการจ่ายไฟภายในสถานีไฟฟ้าและระบบสายส่งในระดับแรงดัน 69 และ 115 เควีของ กฟภ. ระบบดังกล่าวจะช่วยพนักงานประจำศูนย์ฯในการวิเคราะห์ความมั่นคงของระบบ (Power System Security) และยังช่วยให้วิศวกรที่ทำหน้าที่ในการวางแผนระบบไฟฟ้าสามารถใช้ข้อมูลจากระบบจริงในการวิเคราะห์และ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

วางแผนการจ่ายไฟในอนาคต รวมถึงการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าเพิ่มเติมหรือขยายเขตสายส่งต่อไปอีกด้วย

ฟังก์ชันของระบบ EMS เป็นฟังก์ชันที่ทำงานทั้งในโหมด Real Time และในโหมด Study โดยบางฟังก์ชันสามารถทำงานได้เฉพาะในโหมดใดโหมดหนึ่ง ส่วนบางฟังก์ชันสามารถทำงานได้ทั้ง 2 โหมด รายละเอียดฟังก์ชันต่างๆของระบบ EMS ที่ กฟภ. นำมาใช้มีดังนี้

- State Estimation (SE)

เนื่องจากอุปกรณ์วัดแต่ละตัวมีความแม่นยำในการวัดที่แตกต่างกัน และในบางครั้งอุปกรณ์ดังกล่าว รวมทั้ง RTU หรือระบบสื่อสารอาจมีการขัดข้อง ทำให้ค่าที่อ่านได้จากที่ศูนย์ฯ มีความคลาดเคลื่อนจากความเป็นจริง หรือไม่สามารถอ่านค่าได้ รวมทั้งบางส่วนของระบบไฟฟ้าไม่ได้มีการติดตั้งอุปกรณ์วัดและ RTU เพื่อส่งค่าวัดมายังศูนย์ฯ ทำให้พนักงานศูนย์ฯไม่สามารถทราบค่าสถานะต่างๆของระบบในบริเวณเหล่านั้นได้ ฟังก์ชัน State Estimation เป็นฟังก์ชันที่ช่วยในการประมาณค่าต่างๆในระบบไฟฟ้าทั่วทั้งระบบ โดยค่าดังกล่าวได้แก่ ค่าแรงดันไฟฟ้าที่บัส ค่ากระแสไฟฟ้าและค่ากำลังงานไฟฟ้าที่ไหลในสายส่ง เป็นต้น โดยฟังก์ชัน State Estimation จะใช้ค่าวัด และค่าพารามิเตอร์ของระบบไฟฟ้าเป็นข้อมูลในการประมาณค่าดังกล่าว ฟังก์ชัน State Estimation เป็นฟังก์ชันที่ใช้งานได้ในโหมด Real Time เท่านั้น เนื่องจากเป็นฟังก์ชันที่ต้องใช้ค่าวัดซึ่งอ่านได้ใน Real Time

- Contingency Analysis (CA)

โดยทั่วไปพนักงานศูนย์ฯจะต้อง ควบคุม และดูแลระบบไฟฟ้าให้อยู่ในภาวะปกติ (Normal State) เสมอแต่ในบางครั้งอาจมีเหตุการณ์ที่ไม่ปกติ (Contingency) เกิดขึ้นกับระบบ เช่น มีฟอลต์เกิดขึ้นในสายส่ง หรือหม้อแปลงกำลังในสถานีไฟฟ้า หรือมีปัญหาเกิดขึ้นจากแหล่งจ่ายของ กฟผ. ทำให้ไม่มีไฟจ่ายให้กับสถานีไฟฟ้าของ กฟภ. เป็นต้น เหตุการณ์ที่ไม่ปกติเหล่านี้อาจทำให้ระบบเปลี่ยนแปลงภาวะจากภาวะปกติไปยังภาวะฉุกเฉิน (Emergency State) หรือภาวะฟื้นฟู (Restorative State) ซึ่งเป็นภาวะที่ระบบบางส่วนอาจมีแรงดันต่ำกว่าปกติ หรืออุปกรณ์บางตัวอาจจะถูกโหลดเกินพิกัด หรืออาจมีไฟดับเกิดขึ้นในระบบบางส่วน หรือในระบบทั้งหมด (Blackout) ได้ ดังนั้นจึงมีความจำเป็นอย่างยิ่งที่พนักงานศูนย์ฯจะต้องศึกษาเหตุการณ์ไม่ปกติกรณีต่างๆ (Contingency Cases) เพื่อวางแผนป้องกันไม่ให้เหตุการณ์เหล่านี้เกิดขึ้นได้ ฟังก์ชัน Contingency Analysis จะเป็นฟังก์ชันที่ช่วยในการวิเคราะห์เหตุการณ์ที่ไม่ปกติดังกล่าว โดยผลที่ได้จากการวิเคราะห์จะทำให้พนักงานศูนย์ฯทราบถึงระดับความรุนแรงและผลกระทบต่อระบบของเหตุการณ์ที่ไม่ปกติในกรณีต่างๆ ทำให้พนักงานศูนย์ฯสามารถเรียงลำดับความสำคัญในการที่จะวางแผนป้องกัน (Preventive Action) ต่อเหตุการณ์ไม่ปกติที่อาจจะเกิดขึ้นในระบบต่อไปได้ ฟังก์ชัน Contingency Analysis เป็นฟังก์ชันสามารถใช้งานได้ทั้งในโหมด Real Time และโหมด Study

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

- Dispatcher Power Flow (DPF)

Dispatcher Power Flow เป็นฟังก์ชันที่คำนวณสภาวะต่างๆของระบบ เช่น ค่าแรงดันที่บัส ค่าโหลดในหม้อแปลง ค่ากำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่ง เป็นต้น ฟังก์ชัน Dispatcher Power Flow เป็นฟังก์ชันที่ใช้งานได้ในโหมด Study เท่านั้น

- Short Circuit Analysis (SCA)

ฟังก์ชัน Short Circuit Analysis เป็นฟังก์ชันที่ใช้งานในโหมด Study เพื่อวิเคราะห์ค่ากระแสลัดวงจรแบบต่างๆที่เกิดขึ้นได้ในระบบสายส่ง เช่น ฟอลต์แบบ 3 เฟส ฟอลต์แบบเฟสเดียวลงดิน เป็นต้น การวิเคราะห์การเกิดฟอลต์ทำให้สามารถวางแผนเพื่อที่จะกำหนดค่าพิกัดของกระแสขณะเกิดลัดวงจร (Interrupting Capacity) ของอุปกรณ์ในระบบ เพื่อป้องกันความเสียหายที่อาจเกิดขึ้นได้ นอกจากนี้ฟังก์ชัน Short Circuit Analysis จะคำนวณและแสดงแรงดันของทั้งระบบในขณะที่เกิดฟอลต์ด้วย

- Operation Planning and Scheduling – Load Forecast (OPSLF)

ฟังก์ชัน OPSLF เป็นฟังก์ชันที่ใช้พยากรณ์ค่าของโหลด เพื่อใช้ในการวางแผนการจ่ายไฟในอนาคต การพยากรณ์ค่าของโหลดใช้หลักการ Similar Day Load Forecast (SDLF) ซึ่งสามารถที่จะพยากรณ์ค่าของโหลดได้ล่วงหน้า 14 วัน โดย SDLF จะทำงานในโหมด Study นอกจากนี้ค่าพยากรณ์ของโหลดดังกล่าวสามารถที่จะปรับให้ถูกต้องมากยิ่งขึ้น เมื่อเปรียบเทียบกับค่าของโหลดจริงใน Real time โดยใช้หลักการของ Short Term Load Forecast (STLF)

2. ระบบ DMS (Distribution Management System)

ระบบ DMS เป็นระบบที่ช่วยจัดการในการสั่งการควบคุมการจ่ายไฟภายในสถานีไฟฟ้าและระบบจำหน่าย ในระดับแรงดัน 22 และ 33 เควี ลงมา เนื่องจากในระบบจำหน่ายประกอบไปด้วยโหลดหลายประเภท เช่น โหลดประเภท 3 เฟส แบบสมดุลและ 3 เฟส แบบไม่สมดุล รวมทั้งยังมีโหลดประเภทเฟส-เฟส และโหลดแบบเฟสเดียว จึงทำให้ระบบโดยรวมมีความไม่สมดุลโดยธรรมชาติ ดังนั้นการสร้างแบบจำลองของระบบ (Model) จึงมีความแตกต่างกับระบบ EMS ซึ่งสามารถสมมุติได้ว่าเป็นระบบที่สมดุล

ฟังก์ชันของระบบ DMS เป็นฟังก์ชันที่ทำงานทั้งในโหมด Real Time และในโหมด Study เช่นเดียวกับระบบ EMS โดยบางฟังก์ชันสามารถทำงานได้เฉพาะในโหมดใดโหมดหนึ่ง ส่วนบางฟังก์ชันสามารถทำงานได้ทั้ง 2 โหมดรายละเอียดฟังก์ชันต่างๆของระบบ DMS ที่ กฟภ. นำมาใช้มีดังนี้

- Connectivity Analysis

โดยทั่วไปแล้ว ระบบจำหน่ายของ กฟภ. จะมีจ่ายไฟแบบเรเดียล โดยจะมีการจ่ายเป็นลูปบ้างชั่วคราว เช่น ในขณะที่มีการย้ายโหลดจากฟีดเดอร์หนึ่งไปฝากอีกฟีดเดอร์หนึ่งหรือ อีกสถานีไฟฟ้าหนึ่ง ฟังก์ชัน Connectivity Analysis จะเป็นฟังก์ชันที่ตรวจสอบสภาพการเชื่อมต่อของระบบ โดยสามารถที่จะแยกแยะการจ่ายไฟที่แตกต่างไปจากสภาวะปกติ เช่น มีการจ่ายไฟแบบลูป มีการดับไฟบางส่วน มีการต่อลงดินในระบบเพื่อทำการซ่อมบำรุงหรือแก้ไขฟังก์ชัน

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

Connectivity Analysis จะแยกแยะส่วนที่ผิดปกติดังกล่าวโดยการกำหนดสีให้แตกต่างไปจากระบบในภาวะปกติ (Network Coloring) หรือให้มีการกระพริบในบริเวณดังกล่าว นอกจากนี้ฟังก์ชัน Connectivity Analysis ยังสามารถที่จะค้นหา (Trace) อุปกรณ์ทั้งหมดที่เชื่อมต่ออยู่กับอุปกรณ์ที่เราสนใจ หรือค้นหาอุปกรณ์โดยเฉพาะสวิตช์ที่อยู่ต้นทางเพื่อความรวดเร็วในการดับไฟ นอกจากนี้ยังช่วยตรวจสอบสถานะของสวิตช์ที่มีการเปลี่ยนแปลงไปจากสถานะปกติ (Normal State) ที่กำหนดไว้ด้วย

- Power Flow

เนื่องจากระบบจำหน่ายโดยทั่วไปจะมีการจ่ายไฟเป็นแบบเรเดียล รวมทั้งอัตราส่วนของความต้านทานต่อรีแอคแตนซ์ (R/X Ratio) ในระบบจำหน่ายมีค่าสูงเมื่อเทียบกับระบบสายส่ง จากเหตุผลดังกล่าวการใช้อัลกอริทึมของ Power Flow แบบเดิมที่ใช้กับระบบสายส่ง เช่น Newton Raphson, Fast Decouple มีจุดอ่อนคือการแก้สมการของระบบทำได้ยากขึ้น นอกจากนี้ในระบบจำหน่ายยังมีโหลดทั้งที่เป็นแบบ 3 เฟสสมดุล และไม่สมดุล รวมทั้งยังมีโหลดที่เป็นเฟส-เฟส และโหลดเฟสเดียว ทำให้อัลกอริทึมของ Power Flow ที่ใช้กับระบบสายส่งไม่เหมาะที่จะนำมาใช้กับระบบจำหน่าย ดังนั้น Power Flow ที่ใช้ในระบบ DMS ของ กฟภ. จึงเป็น Distribution Power Flow ที่ใช้อัลกอริทึมแบบ Ladder แทน ฟังก์ชัน Power Flow เป็นฟังก์ชันที่ใช้งานได้ทั้งในโหมด Real Time และโหมด Study

- Demand Estimation (DME)

เนื่องจากระบบจำหน่ายโดยปกติ ในแต่ละแต่ละฟีดเดอร์จะมีการจ่ายไฟออกไปเป็นบริเวณกว้าง ดังนั้นในการที่จะทำให้ทราบสภาวะของระบบทั้งหมดจะต้องมีการติดตั้งอุปกรณ์วัด เช่น พีที ซีที รวมทั้ง RTU ในทุกๆจุดที่ต้องการทราบข้อมูล ซึ่งจะต้องใช้เงินลงทุนสูงมาก แนวทางหนึ่งที่พอจะช่วยได้คือการใช้ State Estimator เพื่อประมาณค่าต่างๆที่ต้องการในระบบโดยติดอุปกรณ์วัดและ RTU แค่จำนวนหนึ่ง อย่างไรก็ตามโดยธรรมชาติของระบบจำหน่ายที่จ่ายโหลดแบบเรเดียลไปในบริเวณกว้าง ยังจำเป็นต้องใช้เงินลงทุนที่สูงเพื่อติดตั้งอุปกรณ์วัดรวมทั้ง RTU ให้ State Estimator สามารถทำงานได้ดี ด้วยเหตุผลดังกล่าว กฟภ. จึงเลือกที่จะนำเอาฟังก์ชัน Demand Estimation มาใช้กับระบบ DMS แทน โดยฟังก์ชัน Demand Estimation เป็นฟังก์ชันที่ใช้ปรับค่าดีมานด์ของโหลดให้มีค่าใกล้เคียงกับค่ากำลังไฟฟ้า หรือกระแสไฟฟ้าที่อ่านได้จาก RTU ที่มีอยู่ในแต่ละฟีดเดอร์ รวมทั้งค่าที่อ่านได้จาก RTU ที่ติดตั้งอยู่ในสถานีไฟฟ้าด้วย จากนั้นใช้ค่าดีมานด์ดังกล่าวที่ปรับแล้วไปใช้ในการรัน Power Flow เพื่อคำนวณค่าสภาวะของระบบต่อไป ฟังก์ชัน Demand Estimation เป็นฟังก์ชันที่ใช้งานได้ในโหมด Real Time เท่านั้น

- Fault Level Analysis (FLA)

ฟังก์ชัน Fault Level Analysis เป็นฟังก์ชันที่ใช้งานในโหมด Study เพื่อวิเคราะห์ค่ากระแสลัดวงจรแบบต่างๆที่เกิดขึ้นได้ในระบบจำหน่าย เช่น ฟอลต์แบบ 3 เฟส ฟอลต์แบบเฟสเดียวลงดิน เป็นต้น การวิเคราะห์การเกิดฟอลต์ทำให้สามารถวางแผนเพื่อที่จะกำหนดค่า

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

พิกัดของกระแสขณะเกิดลัดวงจร (Interrupting Capacity) ของอุปกรณ์ในระบบ เพื่อป้องกันความเสียหายที่อาจเกิดขึ้นได้ นอกจากนี้ฟังก์ชัน Fault Level Analysis จะคำนวณและแสดงแรงดันของทั้งระบบในขณะที่เกิดฟอลต์ด้วย

- Fault Isolation and System Restoration (FISR)

ฟังก์ชัน FISR เป็นฟังก์ชันที่ช่วยในการวิเคราะห์ว่าฟอลต์เกิดขึ้นในบริเวณใดของระบบ โดยใช้ข้อมูลที่ได้รับมาจาก RTU และฐานข้อมูลของระบบไฟฟ้า จึงทำให้ช่วยลดระยะเวลาในการหาตำแหน่งการเกิดฟอลต์ของพนักงานแก้ไฟได้เป็นอย่างมาก นอกจากนี้ฟังก์ชัน FISR ยังช่วยแนะนำในการแยกฟอลต์ออกจากระบบและยังช่วยแนะนำในการจ่ายโหลดบางส่วนกลับคืนก่อนที่จะเคลียร์ฟอลต์เสร็จ ทำให้ช่วยลดระยะเวลาที่ไฟดับของผู้ใช้ไฟบางรายให้ลดลง ฟังก์ชัน FISR จึงเป็นฟังก์ชันหนึ่งของระบบ DMS ที่ช่วยปรับปรุงดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าของ กฟภ.ได้เป็นอย่างมาก ฟังก์ชัน FISR เป็นฟังก์ชันที่ใช้งานได้ในโหมด Real Time เท่านั้น

- Voltage and VAR Control (VVC)

การควบคุมการจ่ายไฟในภาวะปกติ กฟภ. จะต้องรักษาระดับของรีแอคทีฟเพาเวอร์ให้เพียงพออยู่ตลอดเวลา เพื่อควบคุมแรงดันไฟฟ้าให้อยู่ในเกณฑ์มาตรฐาน ฟังก์ชัน VAR Control เป็นฟังก์ชันที่ช่วยวิเคราะห์หาจุดที่เหมาะสมที่สุดของตำแหน่งแท็ปของหม้อแปลงในสถานีไฟฟ้า รวมทั้งคาปาซิเตอร์ที่ติดตั้งในสถานีไฟฟ้าและในฟีดเตอร์ว่าควรสับเข้าหรือปลดออกจากระบบ โดยรักษาค่าของเพาเวอร์แฟคเตอร์ และแรงดันไฟฟ้าทุกจุดในระบบให้อยู่ในเกณฑ์ที่กำหนด ส่วนฟังก์ชัน Voltage Control ก็เป็นฟังก์ชันที่ช่วยวิเคราะห์หาจุดที่เหมาะสมที่สุดของตำแหน่งแท็ปของหม้อแปลง และคาปาซิเตอร์ว่าควรสับเข้าหรือปลดออกจากระบบ เช่นเดียวกับฟังก์ชัน VAR Control แต่มีวัตถุประสงค์เพื่อช่วยลดค่าดีมานด์ในช่วงโหลดสูงสุด (Peak Demand) เนื่องจากดีมานด์ของโหลดแต่ละตัวจะเปลี่ยนแปลงไปตามระดับแรงดันที่เปลี่ยนแปลง ดังนั้นเมื่อมีการปรับแท็ปของหม้อแปลง และสับเข้าหรือปลดออกคาปาซิเตอร์ แรงดันที่โหลดจะมีการเปลี่ยนแปลง จึงทำให้สามารถลดค่าดีมานด์รวมทั้งระบบได้ แต่ในขณะเดียวกันก็ยังคงรักษาระดับแรงดันไฟฟ้าทุกจุดในระบบให้อยู่ในเกณฑ์ที่กำหนดด้วย ฟังก์ชัน Voltage and VAR Control เป็นฟังก์ชันที่ใช้งานได้ในโหมด Real Time เท่านั้น

- Trouble Call and Outage Management (TCOM)

เนื่องจากถ้ามีกระแสไฟฟ้าขัดข้องขึ้นในระบบไฟฟ้าแรงต่ำ หรือในระบบจำหน่ายที่ไม่มี RTU ติดตั้ง เช่น อุปกรณ์ประเภทฟิวส์แรงสูง พนักงานศูนย์ฯจะไม่ทราบว่ามีไฟดับเกิดขึ้นในระบบ หรือไม่สามารถจะวิเคราะห์ได้ว่าสาเหตุที่ไฟดับน่าจะเกิดจากอุปกรณ์ป้องกันตัวใดในระบบที่ทำงาน ฟังก์ชัน TCOM เป็นฟังก์ชันที่ใช้วิเคราะห์กระแสขัดข้องในระบบ โดยใช้ข้อมูลการแจ้งกระแสไฟฟ้าขัดข้องของผู้ใช้ไฟ ผลจากการวิเคราะห์จะทำให้ทราบว่าไฟดับน่าจะมีสาเหตุมาจากอุปกรณ์ป้องกันตัวไหน ทำให้ช่วยลดระยะเวลาในการแก้ไขกระแสไฟฟ้าขัดข้องได้ ทั้งนี้ TCOM จะใช้ฐานข้อมูลผู้ใช้ไฟที่เชื่อมโยงกับหม้อแปลงจำหน่าย (CIS) ร่วมกับฐานข้อมูล

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ภูมิศาสตร์ของระบบไฟฟ้า (GIS) ในการวิเคราะห์หาสาเหตุของไฟตับ ฟังก์ชัน TCOM เป็นฟังก์ชันที่ใช้งานได้ในโหมด Real Time เท่านั้น

นอกเหนือจากระบบดังกล่าวทั้ง 2 ระบบแล้ว กฟภ. ยังได้นำเอาฟังก์ชันที่ช่วยจัดการในการทำสวิตช์ซิ่ง และฟังก์ชันที่ช่วยจัดการในการปลดโหลด มาใช้เพื่อเพิ่มความรวดเร็วในการสั่งการควบคุมการจ่ายไฟอีกด้วย รายละเอียดของฟังก์ชันดังกล่าวมีดังนี้

- Switching Management System (SMS)

ตามปกติในการทำสวิตช์ซิ่งโดยใช้ระบบ SCADA พนักงานศูนย์สามารถสั่งการควบคุมอุปกรณ์ใดๆในระบบได้โดยการ Click บน Display ของอุปกรณ์นั้นๆและเลือกคำสั่งที่ปรากฏอยู่ในเมนู BOA (Basic Operator Action) เพื่อสั่งการได้โดยตรง ในกรณีที่ต้องการทำสวิตช์ซิ่งหลายขั้นตอนในคราวเดียวกัน การสั่งการด้วยวิธีการดังกล่าวอาจไม่สะดวกและอาจทำให้เกิดข้อผิดพลาดขึ้นได้ ดังนั้นเพื่อเพิ่มความรวดเร็ว และความสะดวกรวมทั้งลดข้อผิดพลาดดังกล่าว กฟภ. จึงได้นำเอาฟังก์ชัน SMS มาใช้งาน โดยฟังก์ชัน SMS จะให้พนักงานศูนย์ฯสามารถกำหนดขั้นตอนการสวิตช์ซิ่งทุกขั้นตอนไว้ในใบสั่งสวิตช์ซิ่ง (Switching Order) เดียวกัน และสามารถที่จะสั่งการผ่านใบสั่งสวิตช์ซิ่งได้โดยตรง โดยไม่ต้องสั่งการผ่าน Display ของระบบ SCADA ใบสั่งสวิตช์ซิ่งดังกล่าวจะถูกจัดเก็บ (Archive) อัตโนมัติภายหลังจากการสวิตช์ซิ่งในใบสั่งสวิตช์ซิ่งดังกล่าวเสร็จสิ้นแล้ว ทั้งนี้เมื่อต้องการที่จะสอบกลับเหตุการณ์ที่เกิดจากการสวิตช์ซิ่งในอดีตที่ผ่านมาก็สามารถที่จะนำกลับมาดูได้ใหม่ นอกจากจะสามารถสั่งสวิตช์ซิ่งจริงในโหมด Real Time แล้ว ฟังก์ชัน SMS ยังสามารถใช้ได้ในโหมด Study เพื่อให้พนักงานศูนย์หรือที่ทำหน้าที่ในการวิเคราะห์การจ่ายไฟ ศึกษาถึงผลกระทบต่างๆในระบบก่อนการสวิตช์ซิ่งจริงได้ นอกจากนี้ SMS ยังมีฟังก์ชันพิเศษที่ช่วยสร้างใบสั่งสวิตช์ซิ่งให้อัตโนมัติในกรณีที่ต้องการทำสวิตช์ซิ่งเร่งด่วน หรือเป็นการทำสวิตช์ซิ่งที่มีขั้นตอนไม่ซับซ้อนมากนักเพื่อลดขั้นตอนการสร้างใบสั่งสวิตช์ซิ่งให้รวดเร็วยิ่งขึ้น

- Load Shedding and Restoration (LSR)

ในภาวะปกติ การไฟฟ้าฝ่ายผลิต (กฟผ.) จะทำการควบคุมความถี่ของระบบให้อยู่ในเกณฑ์ที่กำหนดตลอดเวลา เนื่องจากระบบไฟฟ้าเป็นระบบที่มีการเปลี่ยนแปลงตลอดเวลา ในบางครั้งโหลดในระบบอาจมีการเพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็ว หรือหน่วยผลิตไฟฟ้าของ กฟผ. บางหน่วยอาจขัดข้อง ทำให้ระบบของ กฟผ. ไม่สามารถตอบสนองได้ทันตามการเปลี่ยนแปลงของโหลด ซึ่งจะทำให้ความถี่ของระบบต่ำกว่าเกณฑ์ที่กำหนดได้ และจะส่งผลต่อเสถียรภาพของระบบต่อไปหากไม่มีการดำเนินการแก้ไข ดังนั้นเมื่อความถี่ของระบบลดลงกว่าเกณฑ์ที่ กฟผ. กำหนดไว้ กฟผ. จะร้องขอให้ กฟภ. ช่วยปลดโหลดบางส่วนออกไป เพื่อเป็นการรักษาเสถียรภาพของระบบ กฟภ. จึงนำเอาฟังก์ชัน Load Shedding and Restoration เข้ามาใช้เพื่อช่วยจัดการในการปลดโหลดให้สามารถทำได้รวดเร็ว และสะดวกยิ่งขึ้น นอกจากนี้ยังทำให้การนำโหลดกลับคืนมาเมื่อระบบเข้าสู่ภาวะปกติแล้ว สามารถทำได้ง่ายและรวดเร็วขึ้น ฟังก์ชัน Load Shedding and Restoration เป็นฟังก์ชันที่ใช้งานในโหมด Real Time โดยการปลดโหลด

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

และนำโหลดกลับคืนสามารถทำได้ 2 แบบ คือ แบบคงที่ (Fixed) และแบบหมุนเวียน (Rotation) โดยการปลดโหลดและนำโหลดกลับคืนแบบคงที่จะปลดโหลดตามปริมาณที่กำหนด จนกว่าระบบกลับเข้าสู่ภาวะปกติแล้ว จึงจ่ายไฟให้โหลดกลับคืน แต่การปลดโหลดและนำโหลดกลับคืนแบบหมุนเวียน จะแบ่งโหลดออกเป็นกลุ่มโดยแต่ละกลุ่มจะมีโหลดตามปริมาณที่กำหนด ฟังก์ชัน Load Shedding and Restoration จะสั่งปลดโหลดในกลุ่มแรกก่อน จากนั้นเมื่อครบระยะเวลาที่กำหนด จะสั่งปลดโหลดในกลุ่มที่สอง และจ่ายไฟกลับคืนแก่โหลดกลุ่มแรก จากนั้นจะทำในลักษณะเดียวกันกับโหลดในกลุ่มถัดไปจนกระทั่งระบบเข้าสู่ภาวะปกติ

ระบบจำลองเพื่อการฝึกอบรม (Dispatcher Training Simulator)

ระบบจำลองเพื่อการฝึกอบรมเป็นระบบที่ใช้ในการฝึกอบรมและพัฒนาบุคลากรด้านการสั่งการควบคุมการจ่ายไฟของ กฟภ. ตั้งอยู่ ณ ศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟ การไฟฟ้าเขตภาคกลาง เขต 3 (นครปฐม) มีวัตถุประสงค์เพื่อเพิ่มความสามารถและพัฒนาศักยภาพในการสั่งการควบคุมการจ่ายไฟด้วยระบบ SCADA/DMS ของพนักงานที่จะเข้าปฏิบัติงานในศูนย์ฯ ระบบดังกล่าว ผู้ฝึกสอนสามารถจำลองเหตุการณ์ต่างที่สามารถเกิดขึ้นได้จริงทั้งบนระบบ SCADA/DMS เองและในระบบไฟฟ้าของ กฟภ. เช่น ระบบสื่อสารของระบบ SCADA ล้มเหลว มีสัญญาณรบกวนเกิดขึ้นในระบบสื่อสาร พนักงานศูนย์ฯสั่งควบคุมอุปกรณ์ผ่านระบบ SCADA แล้วอุปกรณ์ไม่ทำงานตามที่สั่ง อุปกรณ์ป้องกันภายในสถานีไฟฟ้าทริป(trip)และรีโคลส (reclose) โหลดภายในสถานีไฟฟ้าเพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็ว เป็นต้น [2]

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

บทที่ 3
การออกแบบการทดลอง

ขั้นตอนการออกแบบการทดลอง

เนื่องจากระบบศูนย์สั่งการจ่ายไฟระยะไกลสามารถที่จะแสดงข้อมูลและสถานะต่างๆของอุปกรณ์ที่อยู่ในระบบจำหน่ายในลักษณะของการเปลี่ยนแปลงข้อมูลตามเวลาจริงในขณะนั้น (Real Time) ซึ่งทำให้เราสามารถนำข้อมูลที่ได้มาใช้ในการวิเคราะห์ถึงปัญหา ที่อาจจะสร้างความเสียหายขึ้นแก่ระบบได้ในอนาคต

สำหรับระบบการสั่งการจ่ายไฟระยะไกล(SCADA) ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค มีการแบ่งพื้นที่การควบคุมออกเป็นเขตการรับผิดชอบ (Island) ซึ่งแต่ละเขตจะรับผิดชอบภายในพื้นที่ของตัวเอง และประสานงานโดยตรงกับศูนย์สั่งการจ่ายไฟที่สำนักงานใหญ่

จากการพิจารณาในช่วงที่มีปริมาณความต้องการพลังงานไฟฟ้าสูงสุดที่ทราบได้จากศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟระยะไกล(ADDC) ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 1 (ภาคกลาง) จังหวัดพระนครศรีอยุธยา พบว่าเป็นพื้นที่ที่มีความเสี่ยงด้านเสถียรภาพและความปลอดภัยของระบบ เนื่องจากในพื้นที่นี้มีความต้องการพลังงานไฟฟ้าในอัตราที่สูงขึ้นเรื่อยๆ แต่ความสามารถของอุปกรณ์และสายส่งที่ใช้อยู่ยังคงเดิม ดังนั้นจึงเลือกเขตพื้นที่นี้ มาทำการวิเคราะห์เสถียรภาพของระบบ

ในการออกแบบการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าในที่นี้ จะเป็นการใช้ข้อมูลที่ได้จากระบบ SCADA มาทำการวิเคราะห์โดยใช้โปรแกรม Power World เนื่องจากเป็นโปรแกรมที่สามารถใช้วิเคราะห์ในระดับ Transmission Lineได้ และสามารถแสดงกราฟิกให้เห็นการเปลี่ยนแปลงได้ชัดเจนและสวยงาม ดังนั้นจึงเลือกใช้ เป็นโปรแกรมหลัก ซึ่งจะมีขั้นตอนการวิเคราะห์ระบบดังนี้

1.ตั้งสมมติฐานที่ใช้ในการทดลอง

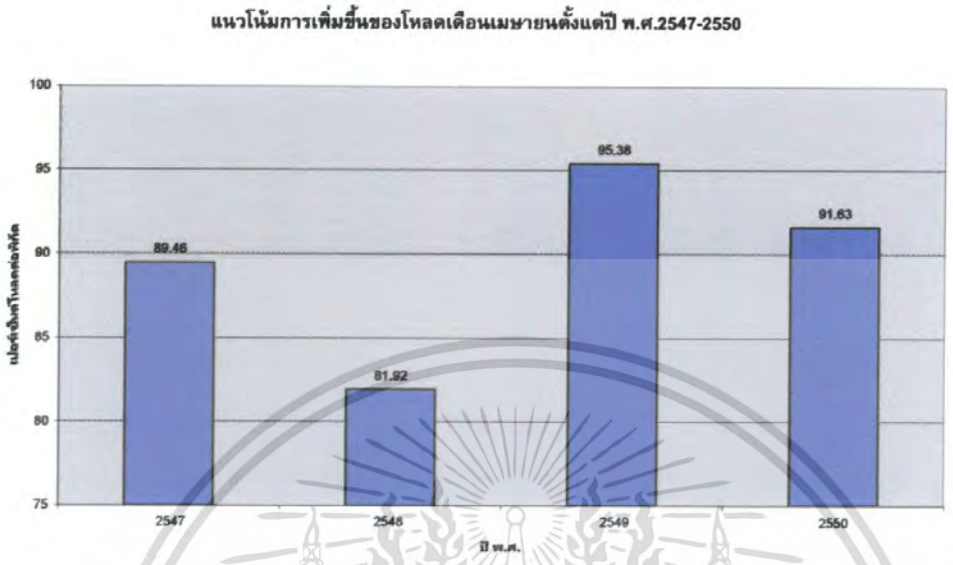
-ในกรณีที่ระบบยังไม่มีการปรับปรุง แต่อัตราการใช้พลังงานของผู้ใช้ไฟยังคงมีแนวโน้มเพิ่มขึ้นเรื่อยๆ อาจทำให้เกิดปัญหาเรื่องความจุของสายส่งเกินพิกัด ได้ในอนาคต

-ถ้าเราสามารถหาแนวทางแก้ไขต่อปัญหาที่อาจจะเกิดขึ้นในอนาคต ย่อมทำให้ระบบมีความมั่นคง (Security) และ มีเสถียรภาพ (Stability) ที่สูงขึ้น

2.เลือกพื้นที่ที่จะทำการวิเคราะห์เนื่องจากระบบการจัดการสารสนเทศย้อนหลัง (Historical Information System) ของ SCADA สามารถเก็บรวบรวมข้อมูลของเหตุการณ์ต่างๆ ที่เกิดขึ้นในการสั่งการควบคุมอุปกรณ์ต่างๆรวมถึงข้อมูลจากระบบสัญญาณเตือน(Alarm) จะถูกจัดเก็บอยู่ในระบบของศูนย์ฯ ตามระยะเวลาที่กำหนด และยังเก็บรวบรวมข้อมูลการใช้โหลดภายในระบบได้อีกด้วย ซึ่งเมื่อเรานำข้อมูลทั้งหมดมาทำการวิเคราะห์ พบว่า พฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าในเขตภาคกลาง (ก.1) ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคมีแนวโน้มที่สูงขึ้น อีกทั้งสายส่งบางเส้นยังมีการใช้งานที่เกินกว่ามาตรฐานของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคที่ได้กำหนดไว้อีกด้วย โดยเฉพาะในช่วงเดือนเมษายนของทุกปีซึ่งจะเห็นได้จากกราฟรูปที่3-1ดังนั้นเพื่อเสถียรภาพและ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

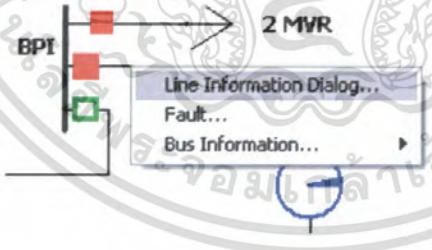
ความมั่นคงของระบบจึงต้องมีการเตรียมการเพื่อหาวิธีที่จะแก้ไขปัญหาที่อาจจะเกิดขึ้นเป็นการเร่งด่วน



ที่มา การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค [6]

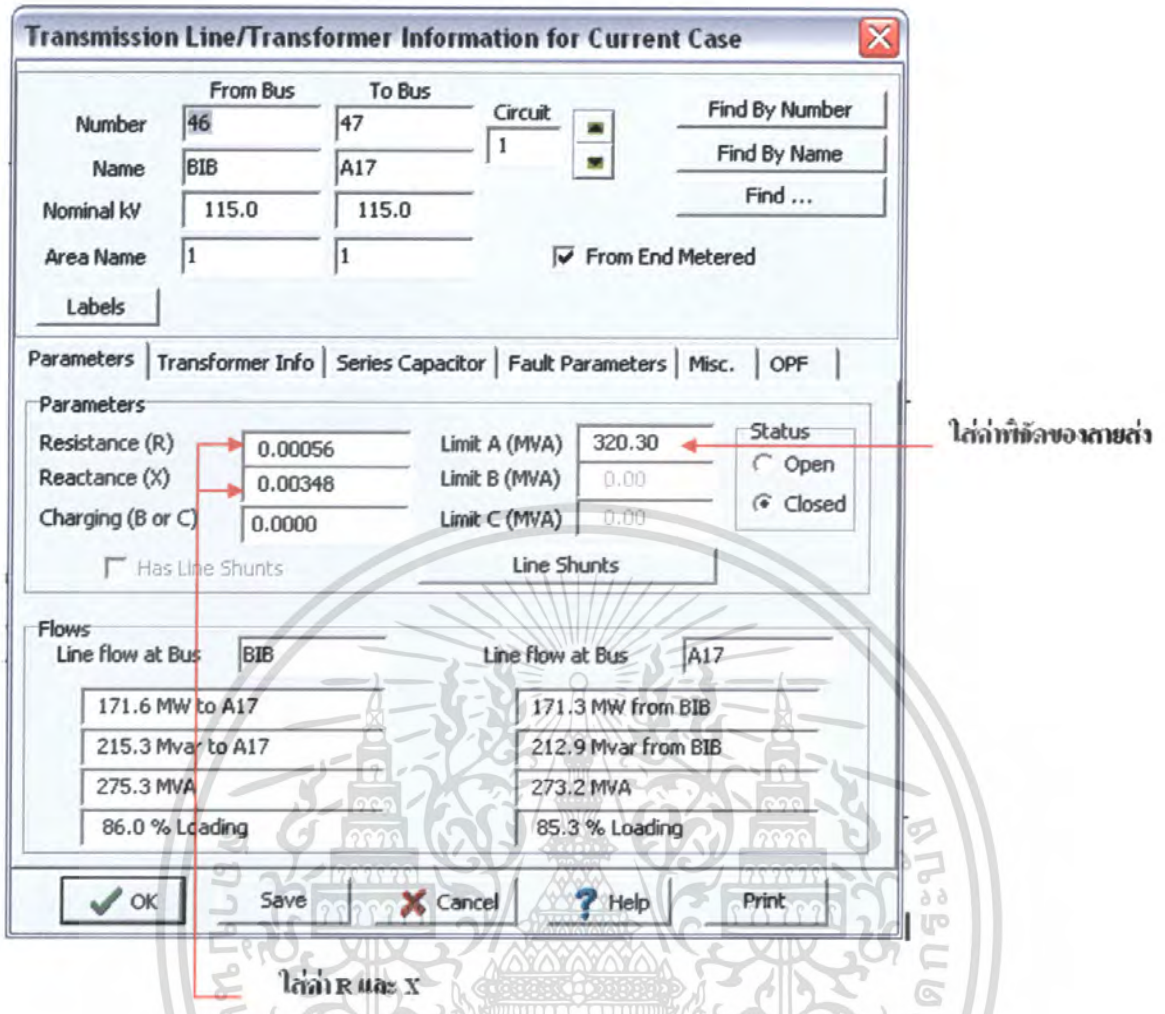
รูปที่ 3-1 แนวโน้มการเพิ่มขึ้นของโหลดเดือนเมษายนตั้งแต่ปี พ.ศ.2547-2550

3.ทำการจำลองแผนผังการจ่ายไฟระดับแรงดัน 115 kV ในเขตภาคกลาง (ก.1) ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ด้วยโปรแกรม Power World Simulator โดยใช้ข้อมูลจากแผนผังการจ่ายไฟจริงดังข้อมูลที่ภาคผนวก พร้อมใส่รายละเอียดของสายส่งแต่ละเส้น ตามขั้นตอนดังรูปที่ 3-3



รูปที่ 3-2 คลิกขวาที่สายส่งแล้วเลือก Line Information Dialog

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 3-3 ใส่รายละเอียดของสายส่ง

4. นำข้อมูลโหลดสูงสุดของแต่ละสถานีไฟฟ้าในเขตภาคกลาง (ก 1) ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคช่วงเดือน เมษายน..2550 ดังข้อมูลที่ภาคผนวกใส่ลงใน แบบจำลองที่ได้สร้างไว้

5.เริ่มวิเคราะห์เสถียรภาพและความมั่นคงของระบบจากแบบจำลองที่สร้างขึ้นโดยพิจารณาตามเงื่อนไขดังต่อไปนี้

o การวิเคราะห์ประสิทธิภาพของระบบสายส่ง

o การวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้า (Power flow analysis)

o การวิเคราะห์เสถียรภาพในระบบ (Stability analysis)

6. เมื่อพบปัญหาที่มีการใช้งานสายส่งที่เกินกว่ามาตรฐานของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้ในระบบตามสมมติฐานที่ได้ตั้งไว้ แล้วทำการวิเคราะห์หาแนวทางในการแก้ปัญหาของแต่ละกรณีโดยสมมติให้ในแต่ละปีโหลดเพิ่มขึ้นปีละ 5 เปอร์เซ็นต์ โดยใช้แนวทางในการแก้ไขปัญหาด้วยวิธีดังต่อไปนี้

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

6.1 Reconfiguration

เป็นการแก้ไขปัญหาโดยการปลด-สับอุปกรณ์ป้องกันที่ถูกติดตั้งอยู่แล้วในระบบ เช่น เซอร์กิตเบรกเกอร์ รีโมทคอนโทรลสวิตช์ รีโคลสเซอร์ เป็นต้น เพื่อเป็นการถ่ายเทโหลดไปยังพื้นที่จ่ายไฟข้างเคียง

6.2 Upgrade infrastructure

6.2.1 ก่อสร้างสายส่งระบบ 115 เควี เพิ่มอีก 1 วงจร บนเสาต้นใหม่

6.2.2 ก่อสร้างสายส่งระบบ115 เควี เพิ่มอีก 1 วงจร บนเสาต้นเดิม

6.2.3 ทำการเปลี่ยนแปลงสายส่งแบบสายเดี่ยว (SINGLE) ระบบ 115 เควี เป็นแบบสายคู่(BUNDLE)แต่เนื่องจากระบบไฟฟ้าในปัจจุบันได้เปลี่ยนไปใช้แบบสายคู่ (BUNDLE) หมดแล้ววิธีที่ใช้จึงมีเพียงวิธีที่ 1 และ 2 เท่านั้น

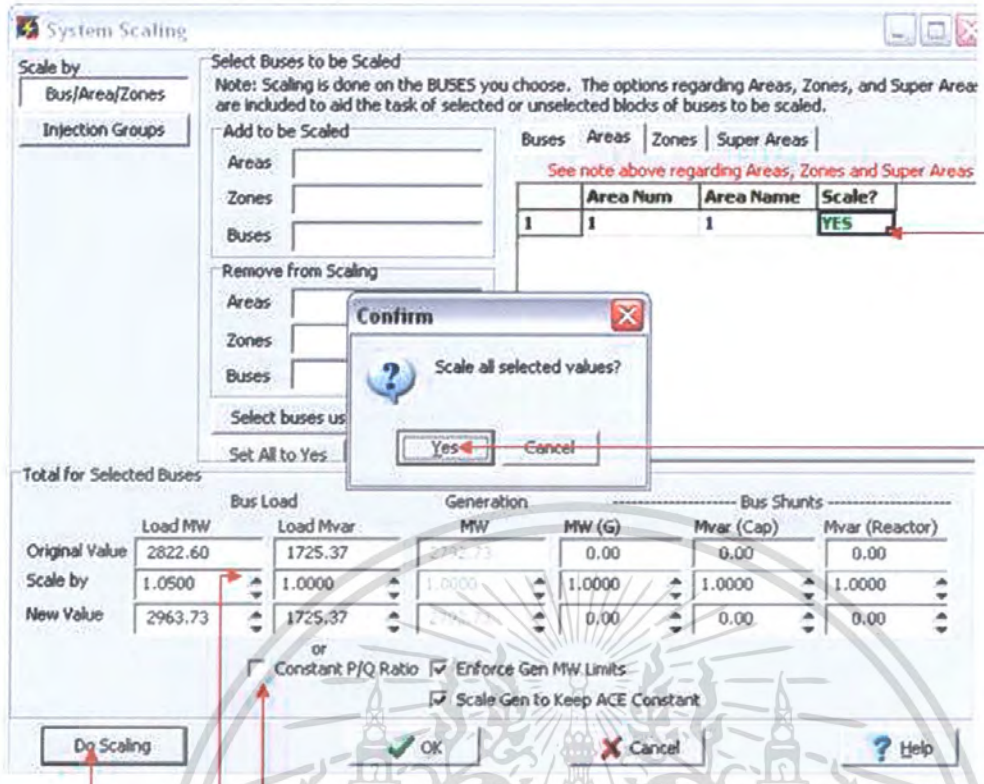
ซึ่งหลังจากได้ทำการแก้ไขปัญหาด้วยวิธีดังกล่าว ก็จะทำการเปรียบเทียบกันระหว่าง 2 วิธี โดยคำนึงถึงผลของระบบดังหัวข้อต่อไปนี้

- ด้านความปลอดภัยของระบบ(Security)
- ค่าความสูญเสียรวมของระบบ(Loss)
- ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการและบำรุงรักษา(Operate & Maintenance)

7. ทำการวิเคราะห์ระบบล่วงหน้าเป็นระยะเวลา 10 ปี โดยสมมติให้แต่ละปีมีโหลดเพิ่มขึ้นปีละ5%ทุกปี ซึ่งมี ขั้นตอนการทำดังนี้

รูปที่ 3-4 คลิก Option/Tools เลือก Scale Case

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



1.เปลี่ยนจาก NO เป็น YES

5.เลือก YES

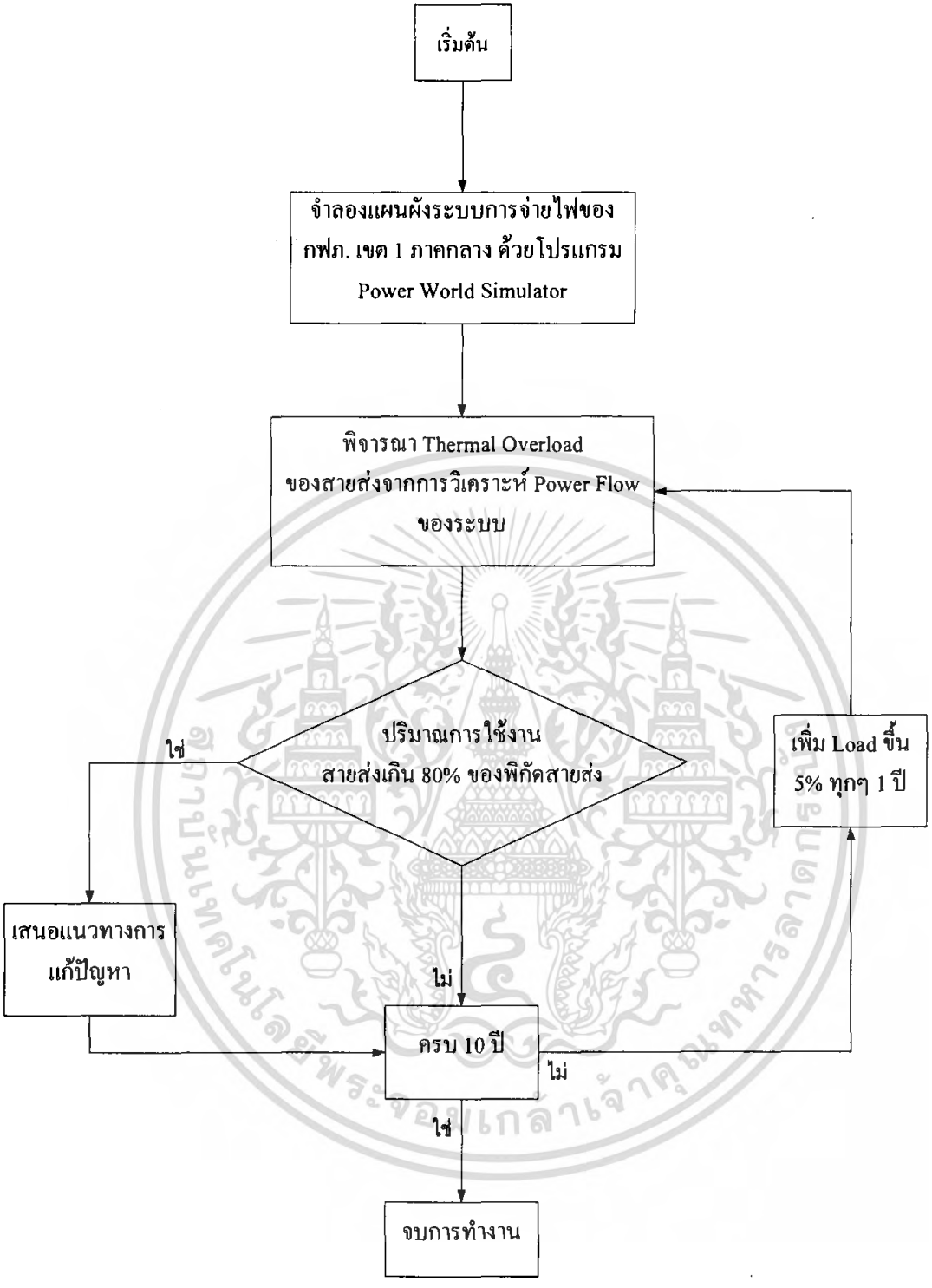
2.ทำเครื่องหมายถูกออก

3.ใส่ค่า Load ขึ้น

4.เลือกDo scaling เพื่อ Confirm ไปข้อ 5

รูปที่ 3-5 ใส่รายละเอียด System Scaling

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 3-6 Flow chart แสดงขั้นตอนการทดลอง

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

บทที่ 4

ผลการทดลองและแนวทางการแก้ไขปัญหา

หลังจากที่ได้ทำการจำลองการจ่ายไฟของระบบโดยใช้โปรแกรมPower World สามารถสรุปข้อมูลของระบบได้ดังต่อไปนี้

4.1. ข้อมูลของระบบส่งจ่ายภายในระบบ

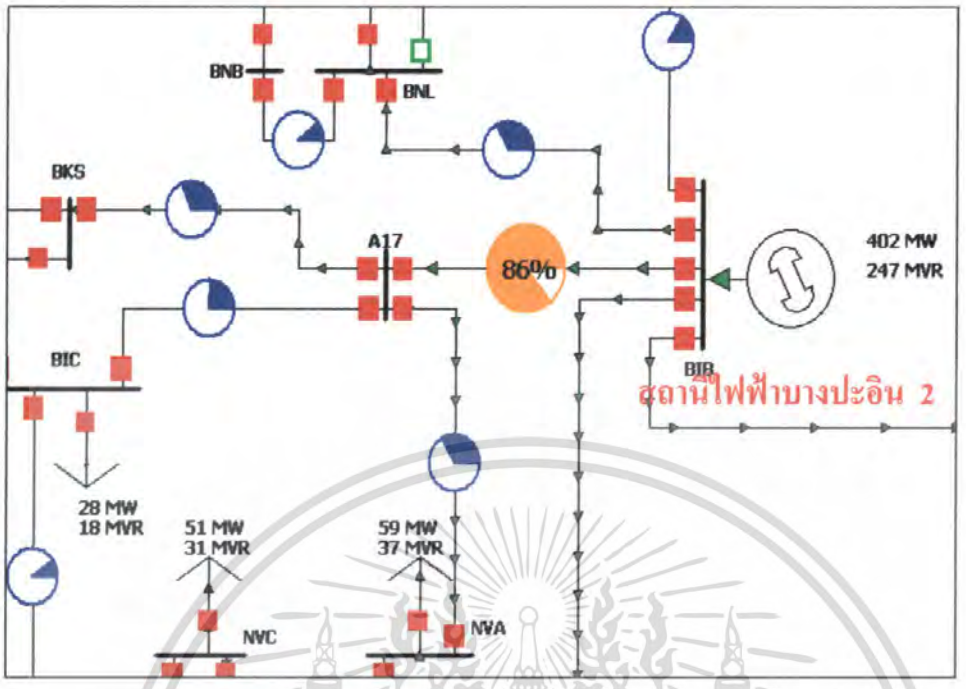
จำนวนสถานีไฟฟ้า	:	71	สถานี
พิกัดแรงดัน	:	69-115	kV
พิกัดสูงสุดของสายส่ง	:	320.30	MVA
Generation ทั้งหมด	:	15	incoming
-Generation จาก SPP	:	4	incoming
-Generation จาก EGAT	:	11	incoming
Power Factor ของ Generator	:	0.90	
Power Factor ของระบบ	:	0.85	

ตารางที่ 4-1ข้อมูลของระบบส่งจ่าย

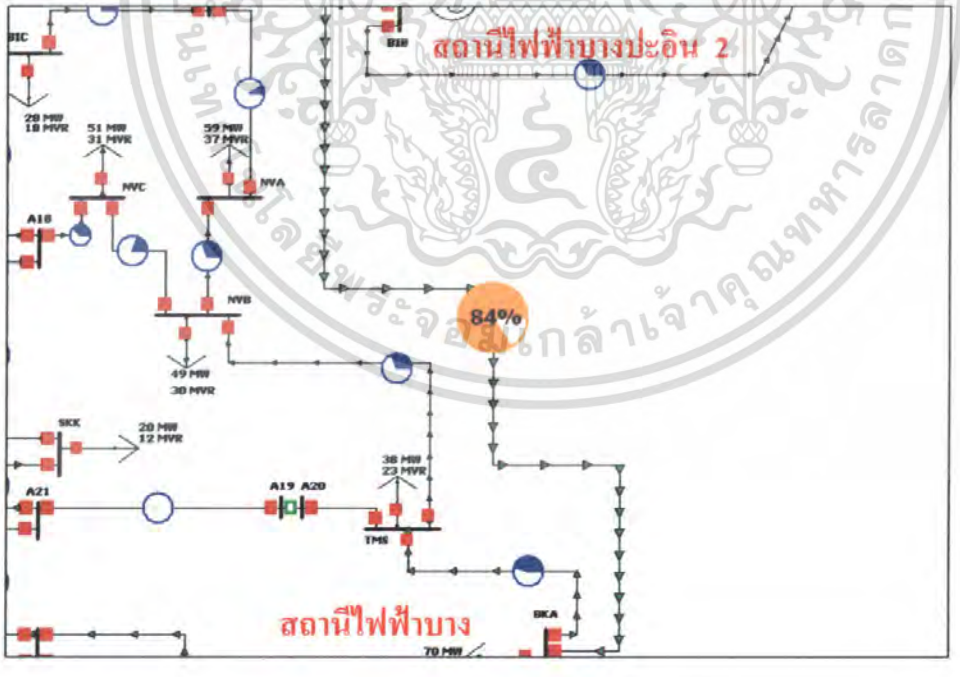
ข้อมูลของระบบส่งจ่าย	กำลังไฟฟ้า	
	MW	Mvar
Generation ของทั้งระบบ	2792.8	1383.1
Generation จาก SPP	360	39.6
Generation จาก EGAT	2432.8	1343.54
Load	2768.4	1691.8
Capacitor	-	461.9
Loss (ความสูญเสียในระบบ)	24.4	153.26

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

4.2. ผลการทดลอง



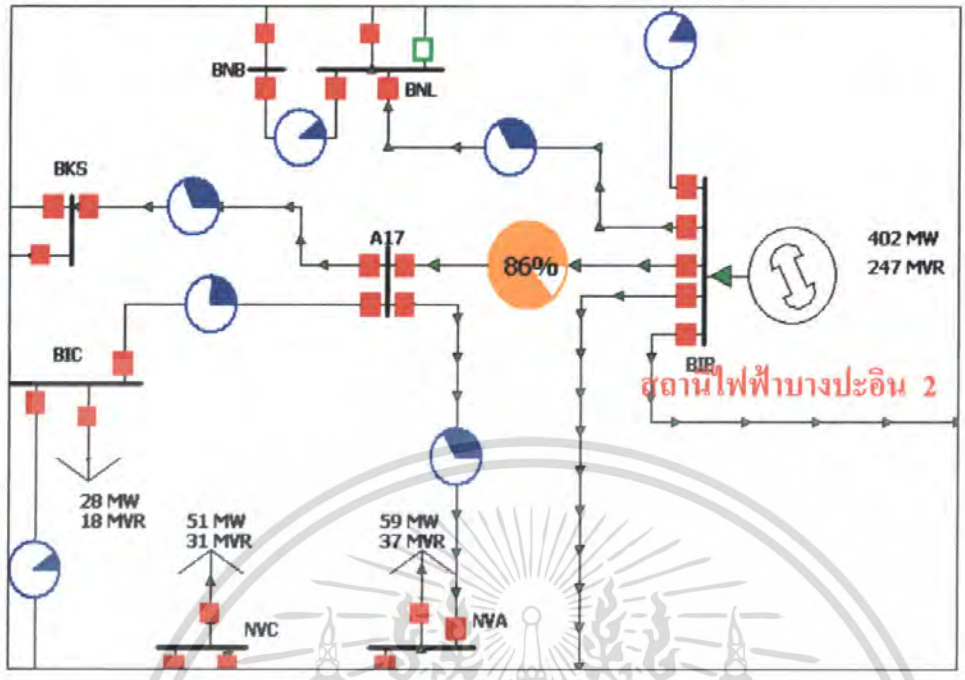
รูปที่ 4-1 การเกิด Thermal Overload ที่เกินกว่ามาตรฐานของ กฟภ.



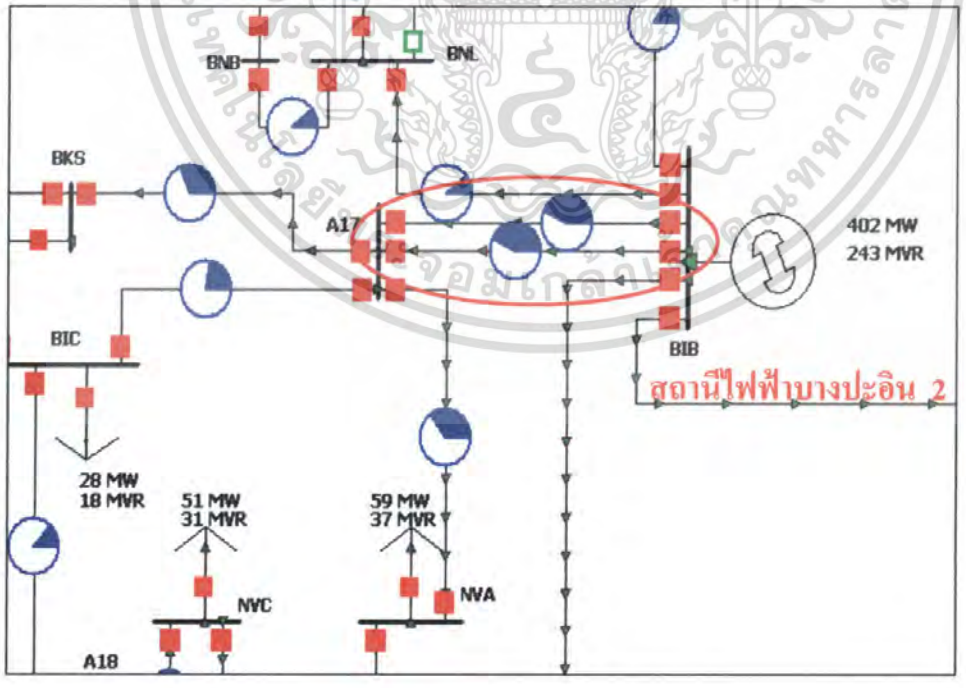
รูปที่ 4-2 ผลของการการเกิด Line outage ของสายที่เกิด Thermal overload จากรูปที่ 4-1

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ปัญหาและแนวทางในการแก้ไข ด้วยวิธี Upgrade infrastructure ปีที่ 1



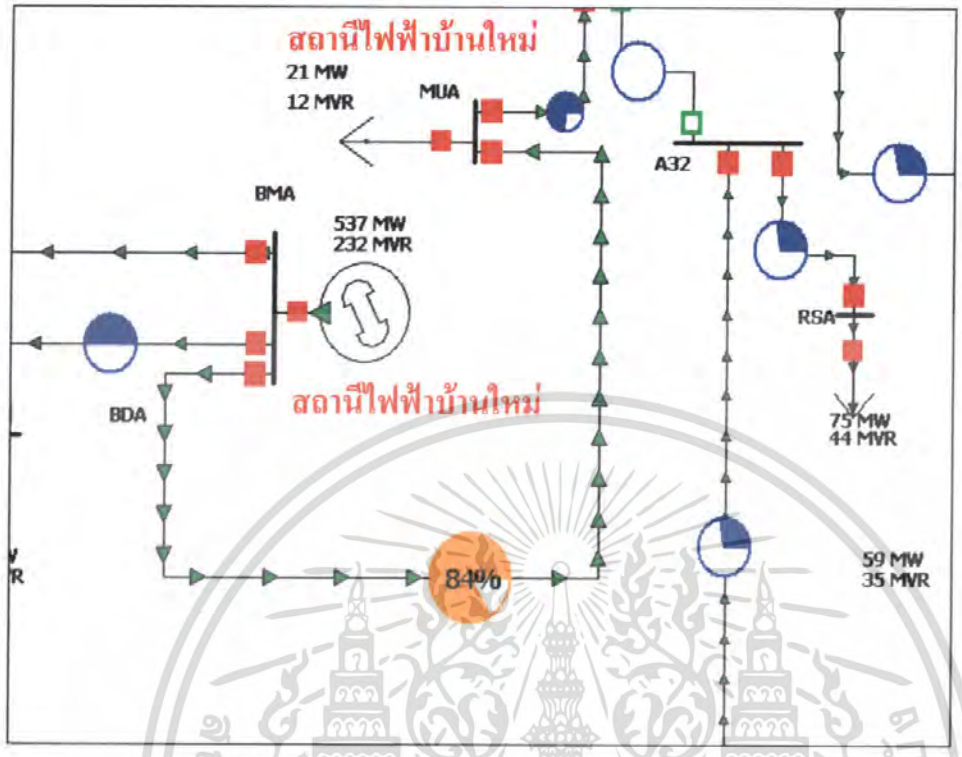
รูปที่ 4-3 การเกิด Thermal Overload ที่เกินกว่ามาตรฐานของ กฟภ.



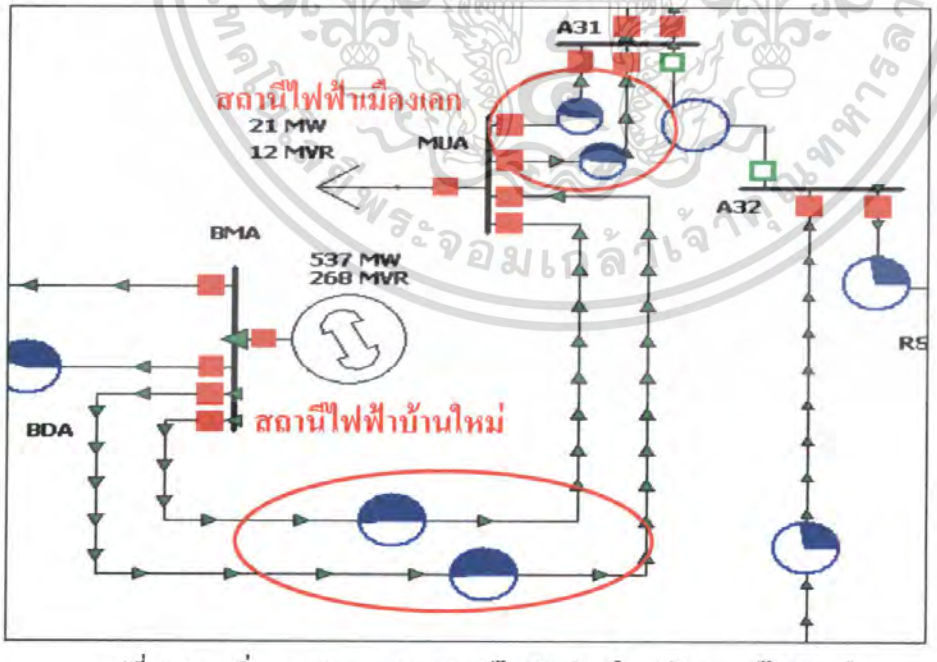
รูปที่ 4-4 เพิ่มสายส่งระหว่างสถานีไฟฟ้าบางปะอิน 2 กับจุดแยก A17

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ปัญหาและแนวทางในการแก้ไข ด้วยวิธี Upgrade infrastructure ปีที่ 2



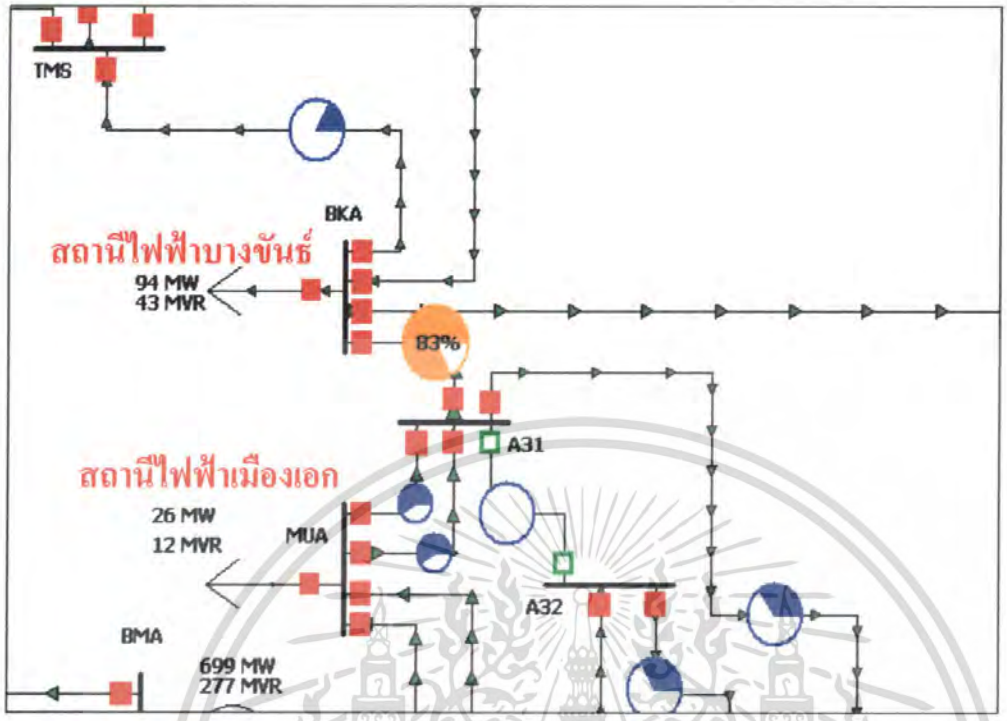
รูปที่ 4-5 การเกิด Thermal Overload ที่เกินกว่ามาตรฐานของ กฟภ.



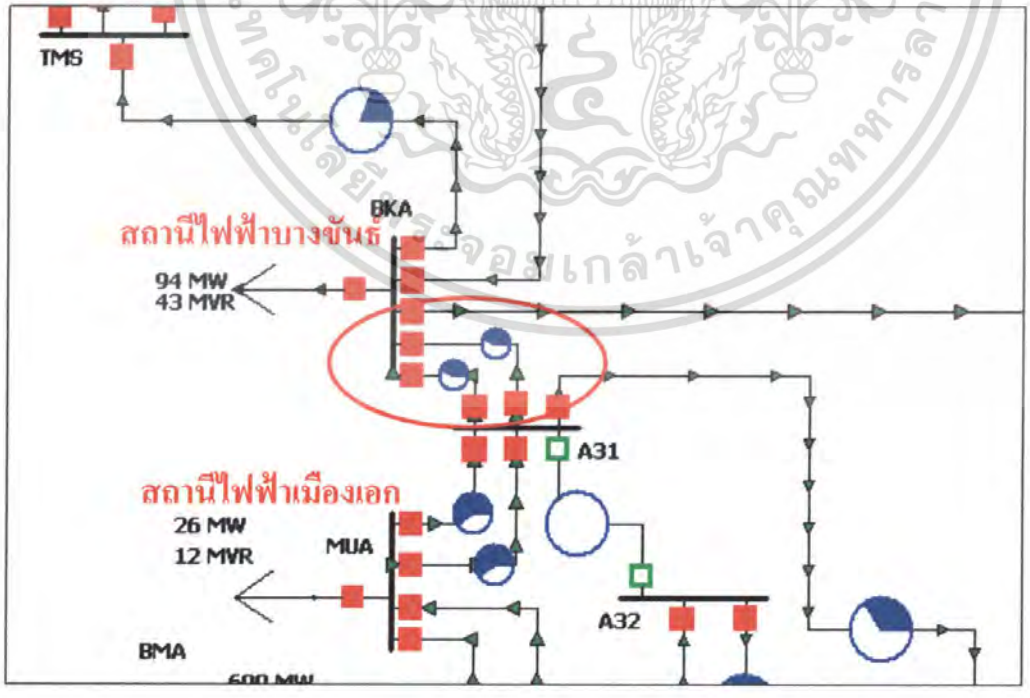
รูปที่ 4-6 - เพิ่มสายส่งระหว่างสถานีไฟฟ้าบ้านใหม่กับสถานีไฟฟ้าเมืองเอก
- เพิ่มสายส่งระหว่างสถานีไฟฟ้าเมืองเอกกับจุดแยก A31

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ปัญหาและแนวทางในการแก้ไข ด้วยวิธี Upgrade infrastructure ปีที่ 7



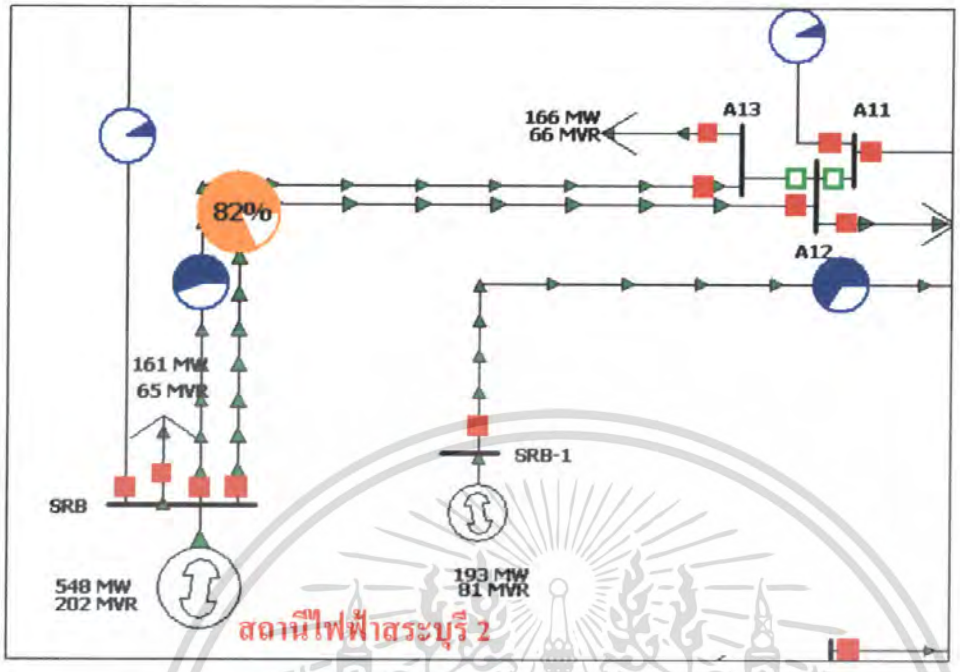
รูปที่ 4-7 การเกิด Thermal Overload ที่เกินกว่ามาตรฐานของ กฟภ.



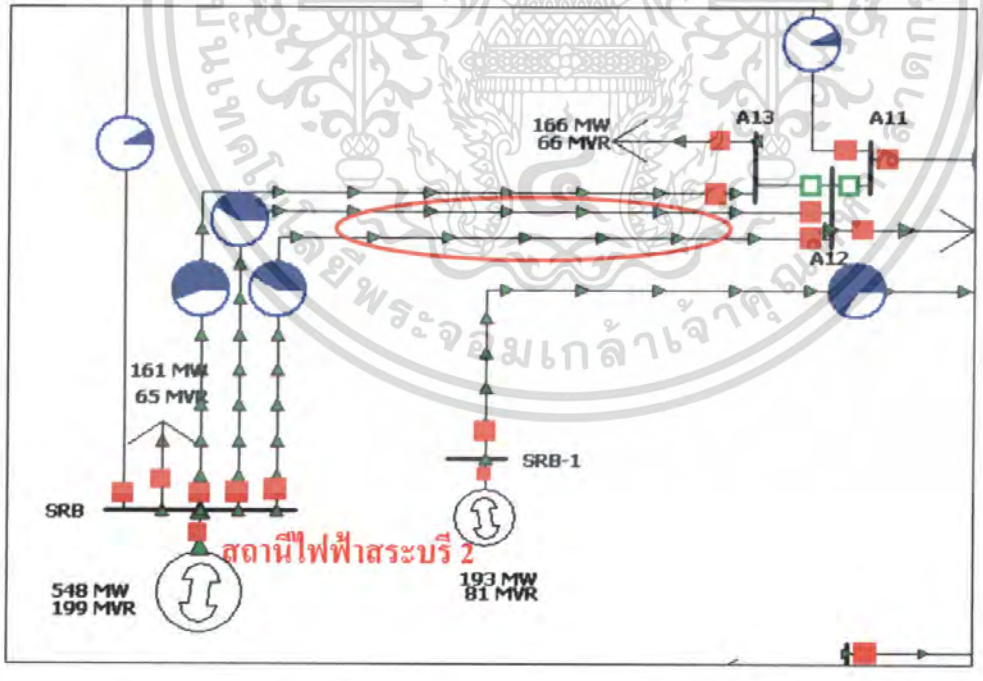
รูปที่ 4-8 เพิ่มสายส่งระหว่างสถานีไฟฟ้าบางขันธ์ กับ จุดแยก A31

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ปัญหาและแนวทางในการแก้ไข ด้วยวิธี Upgrade infrastructure ปีที่ 10



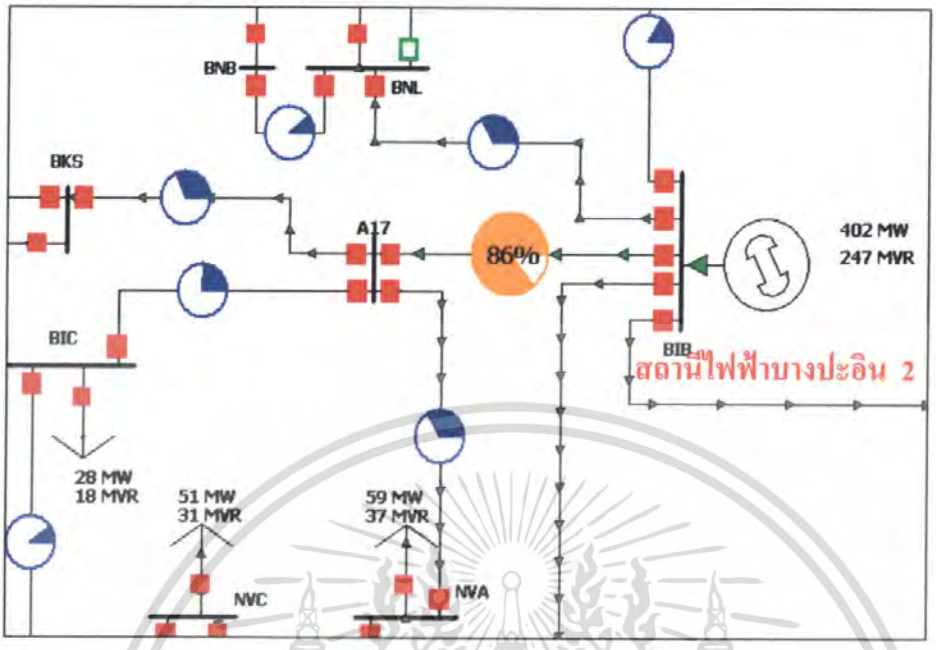
รูปที่ 4-9 การเกิด Thermal Overload ที่เกินกว่ามาตรฐานของ กฟภ.



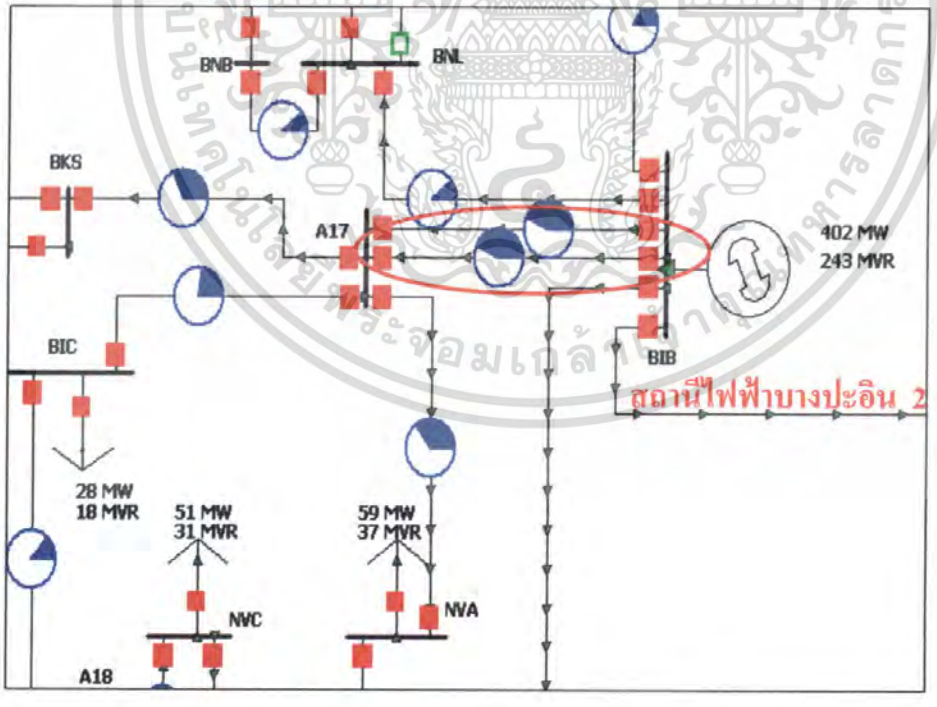
รูปที่ 4-10 เพิ่มสายส่งระหว่างสถานีไฟฟ้าสระบุรี2 กับ จุดแยก A12

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ปัญหาและแนวทางในการแก้ไข ด้วยวิธี Reconfiguration ปีที่ 1



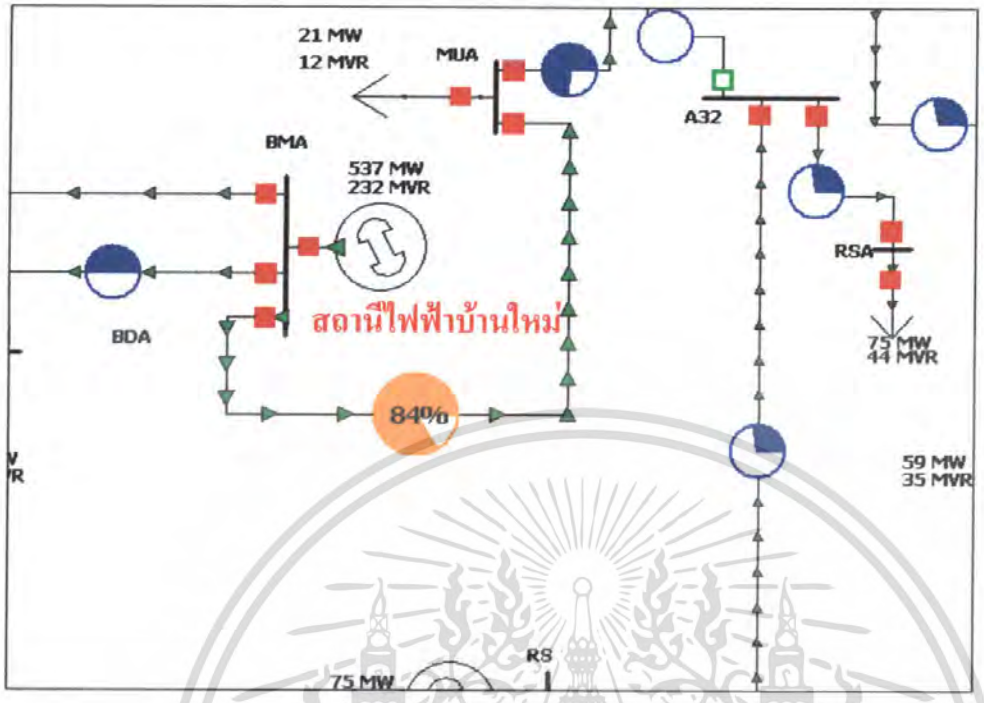
รูปที่ 4-11 การเกิด Thermal Overload ที่เกินกว่ามาตรฐานของ กฟภ.



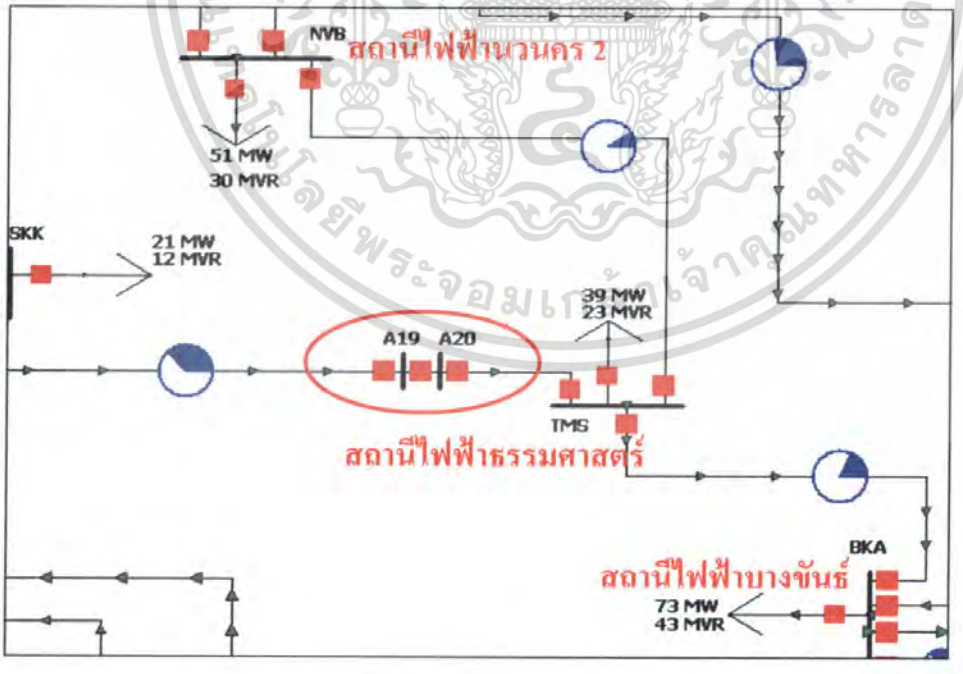
รูปที่ 4-12 เพิ่มสายส่งระหว่างสถานีไฟฟ้า บางปะอิน 2 กับจุดแยก A17

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ปัญหาและแนวทางในการแก้ไข ด้วยวิธี Reconfiguration ปีที่ 2



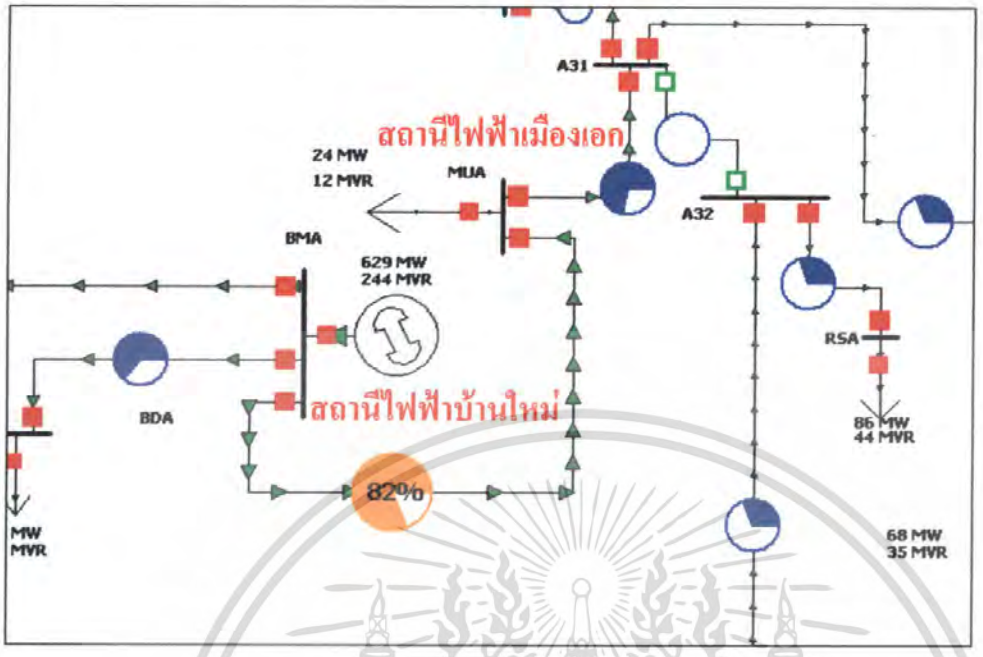
รูปที่ 4-13 การเกิด Thermal Overload ที่เกินกว่ามาตรฐานของ กฟภ.



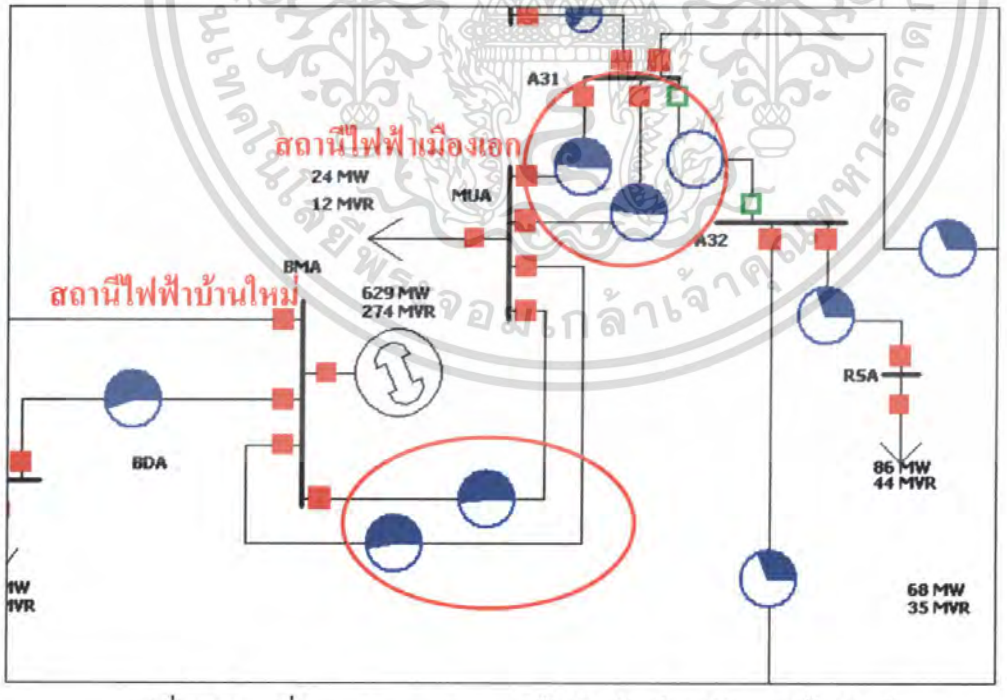
รูปที่ 4-14 สับสวิตซ์ Circuit Breaker ที่จุดแยกระหว่าง A19 กับ A20

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ปัญหาและแนวทางในการแก้ไข ด้วยวิธี Reconfiguration ปีที่ 5



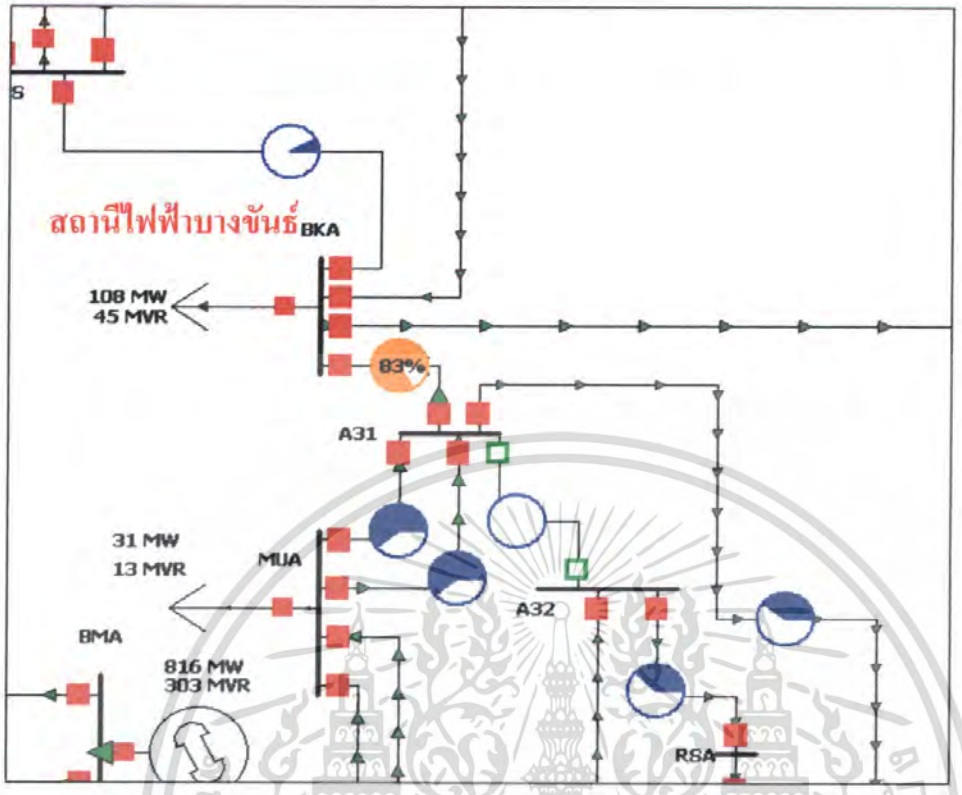
รูปที่ 4-15 การเกิด Thermal Overload ที่เกินกว่ามาตรฐานของ กฟภ.



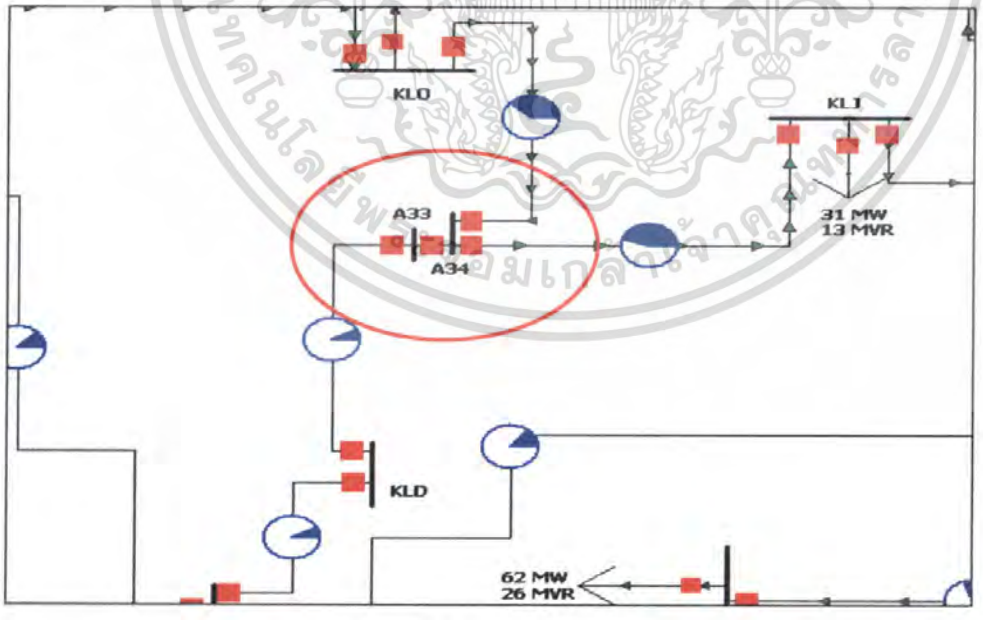
รูปที่ 4-16 - เพิ่มสายส่งระหว่างสถานีไฟฟ้าบ้านใหม่กับสถานีไฟฟ้าเมืองเอก
- เพิ่มสายส่งระหว่างสถานีไฟฟ้าเมืองเอกกับจุดแยก A31

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ปัญหาและแนวทางในการแก้ไข ด้วยวิธี Reconfiguration ปีที่ 10



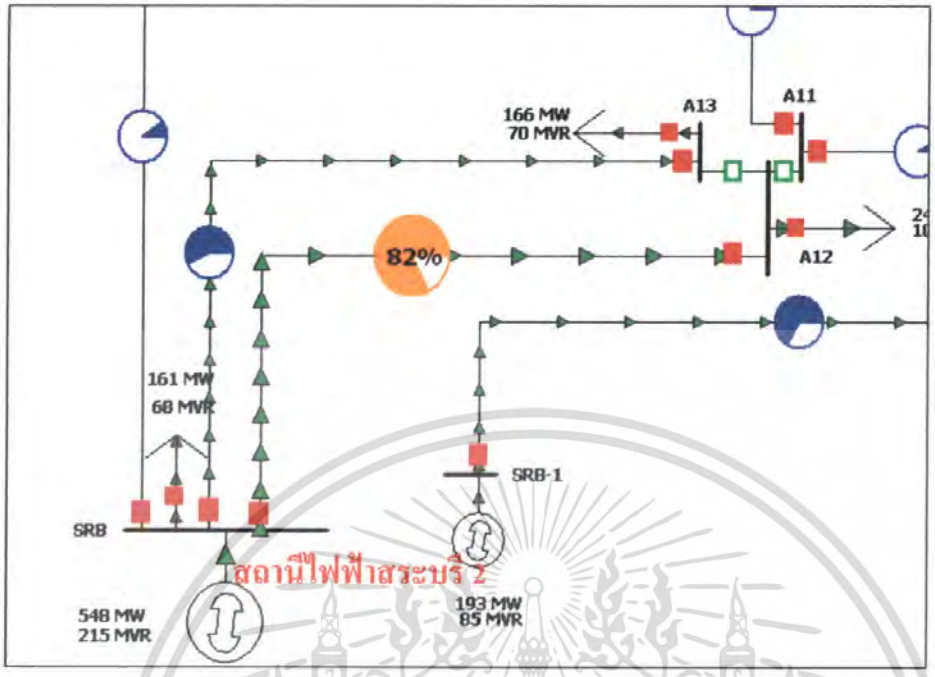
รูปที่ 4-17 การเกิด Thermal Overload ที่เกินกว่ามาตรฐานของ กฟภ.



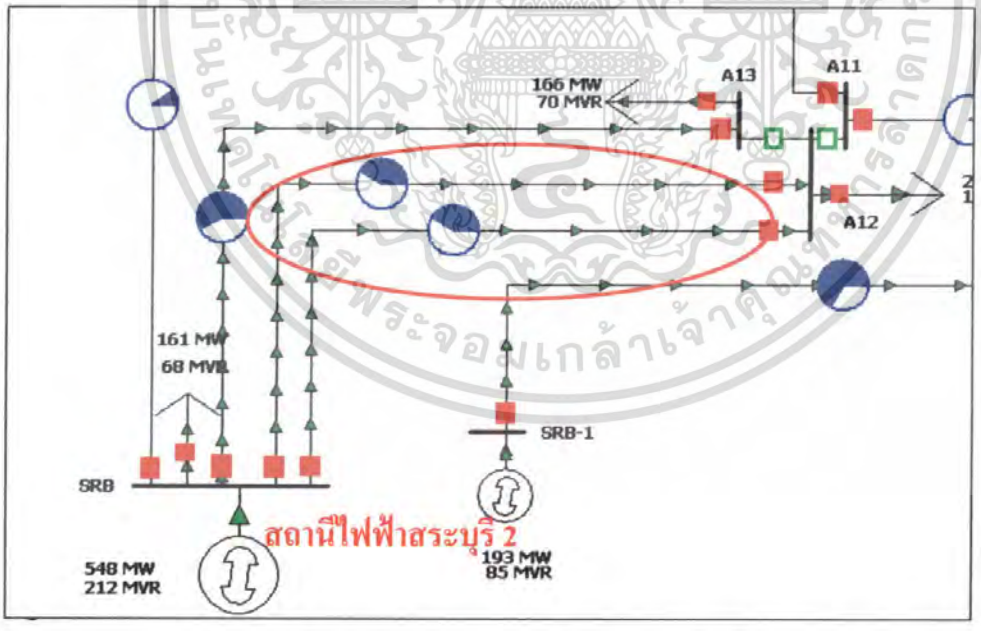
รูปที่ 4-18 สับสวิตซ์ Circuit Breaker ที่จุดแยกระหว่าง A19 กับ A20

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ปัญหาและแนวทางในการแก้ไข ด้วยวิธี Reconfiguration ปีที่ 10



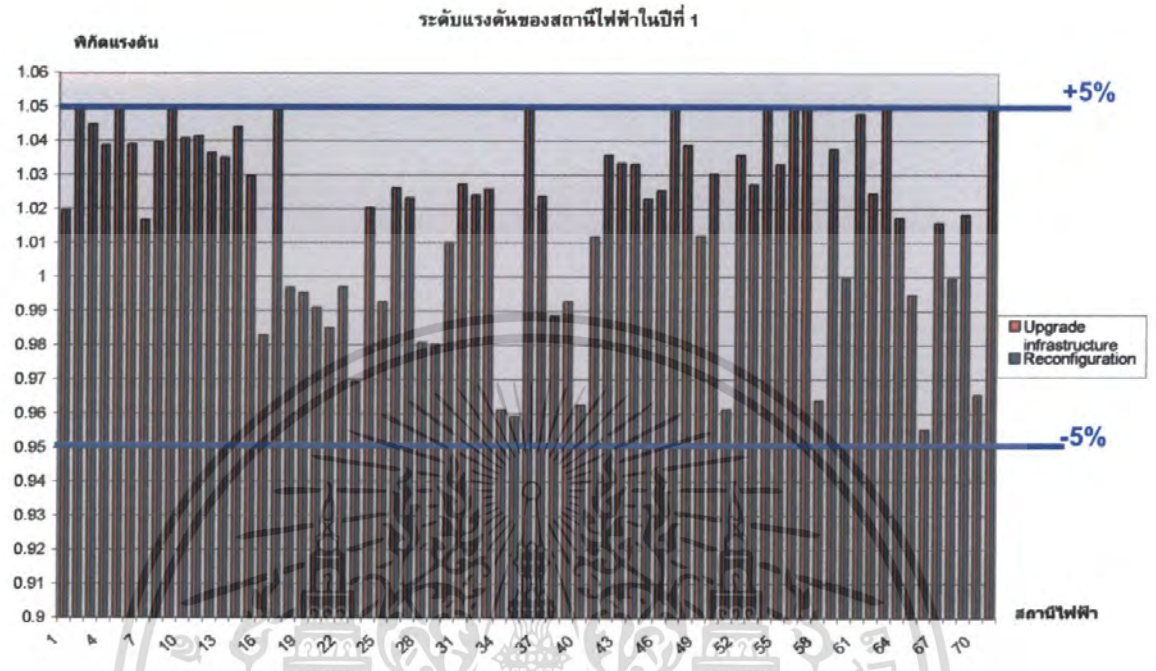
รูปที่ 4-19 การเกิด Thermal Overload ที่เกินกว่ามาตรฐานของ กฟภ.



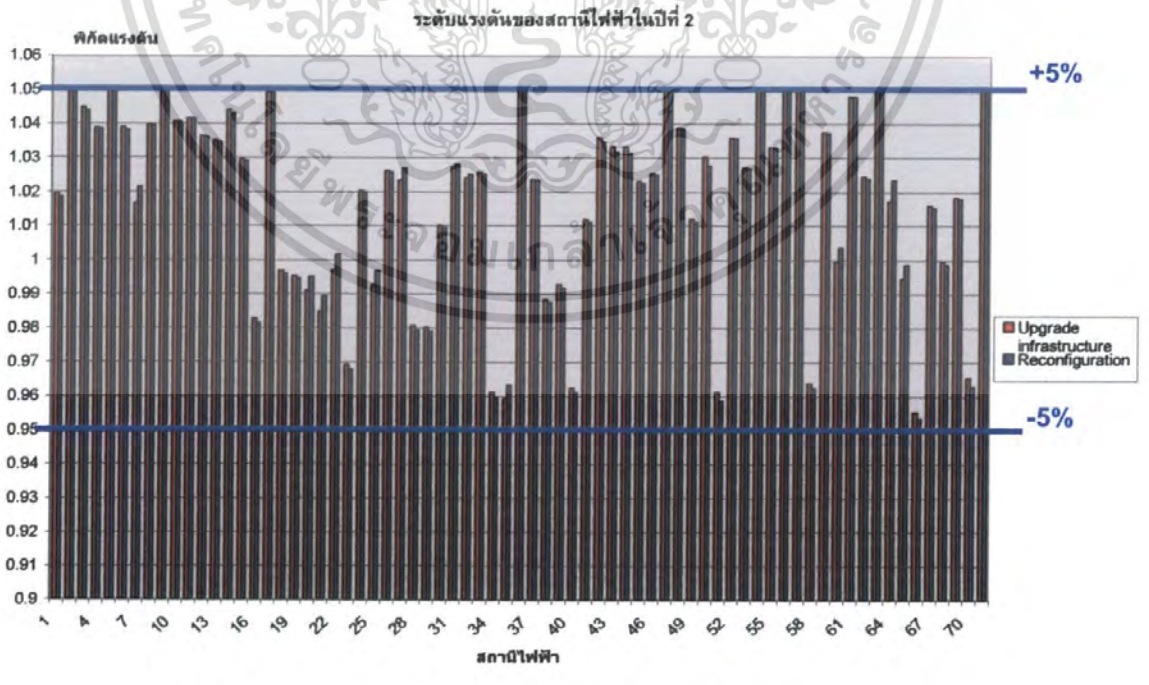
รูปที่ 4-20 เพิ่มสายส่งระหว่างสถานีไฟฟ้าสระบุรี2 กับจุดแยก A12

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

4.3. การเปรียบเทียบการแก้ปัญหาระหว่างวิธี Upgrade infrastructure และวิธี Reconfiguration โดยพิจารณา ด้านความปลอดภัยของระบบ (Security) โดยแรงดันไฟฟ้าจะต้องไม่เกิน ±5% ของแรงดันที่พิกัด

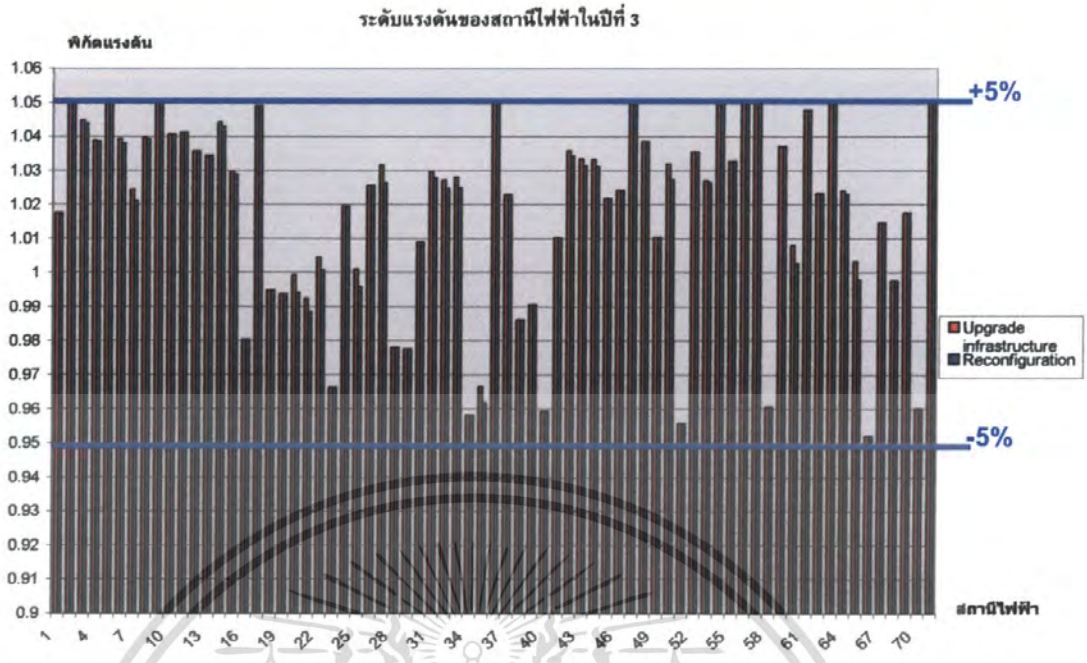


รูปที่ 4-21 กราฟเปรียบเทียบแรงดันที่สถานีไฟฟ้าในปีที่ 1

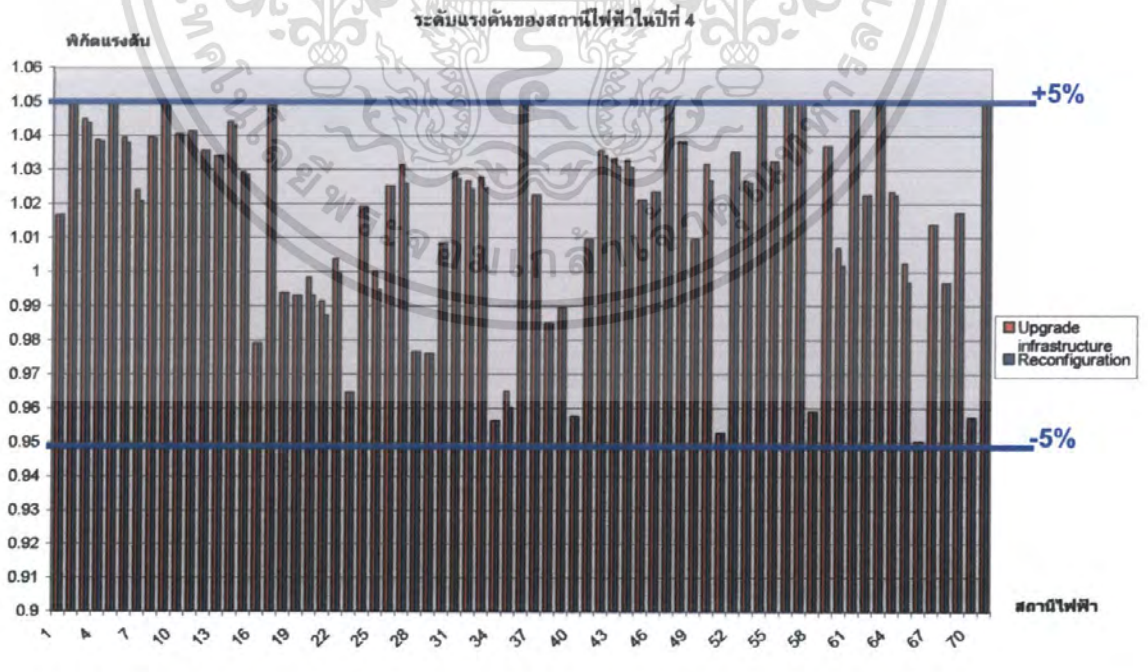


รูปที่ 4-22 กราฟเปรียบเทียบแรงดันที่สถานีไฟฟ้าในปีที่ 2

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

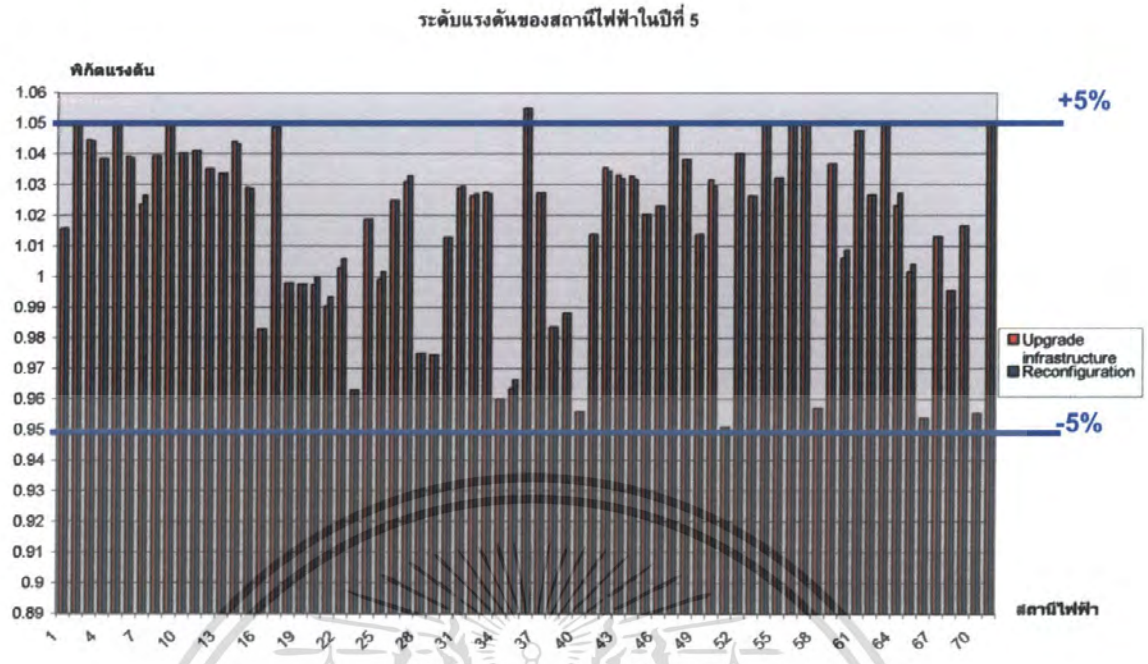


รูปที่ 4-23 กราฟเปรียบเทียบแรงดันที่สถานีไฟฟ้าในปีที่ 3

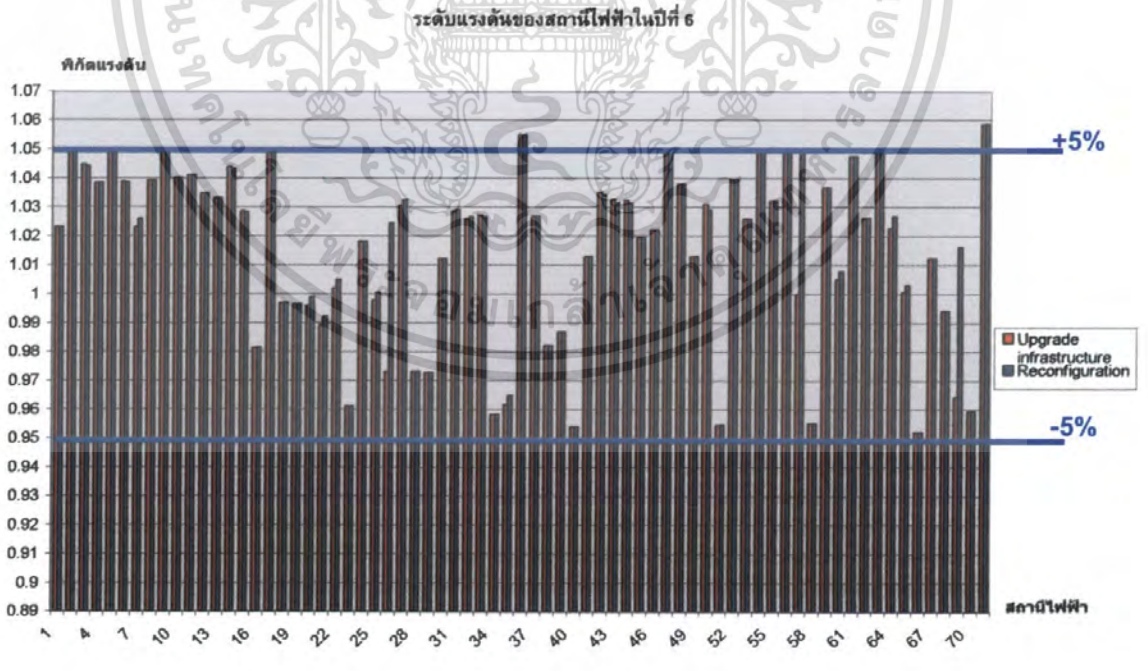


รูปที่ 4-24 กราฟเปรียบเทียบแรงดันที่สถานีไฟฟ้าในปีที่ 4

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

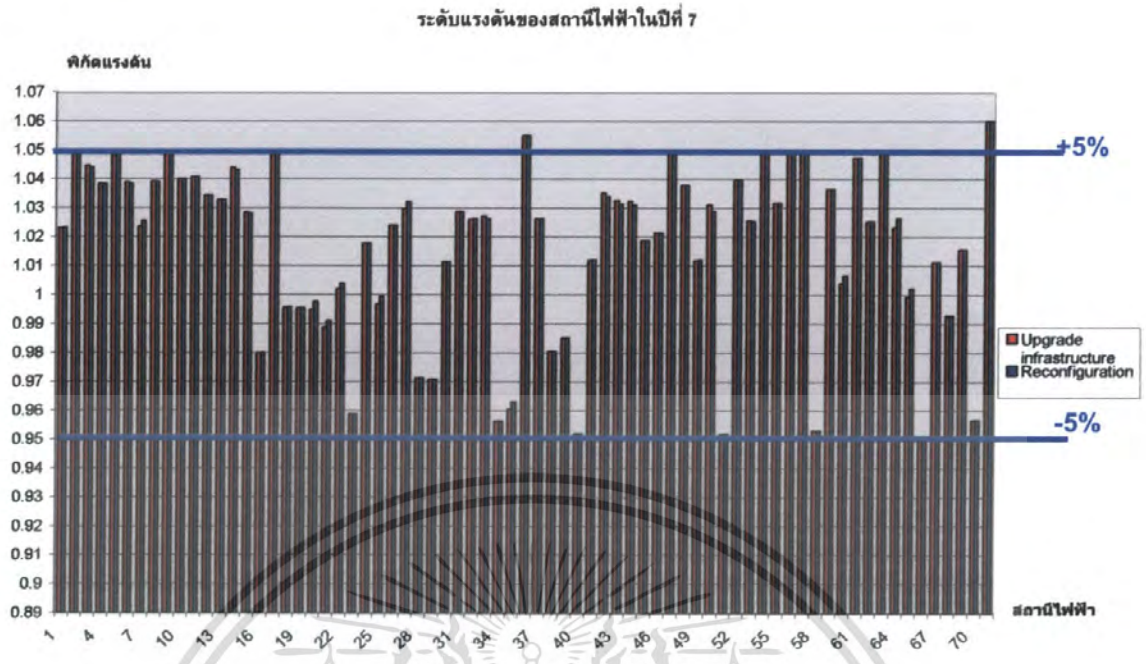


รูปที่ 4-25 กราฟเปรียบเทียบแรงดันที่สถานีไฟฟ้าในปีที่ 5

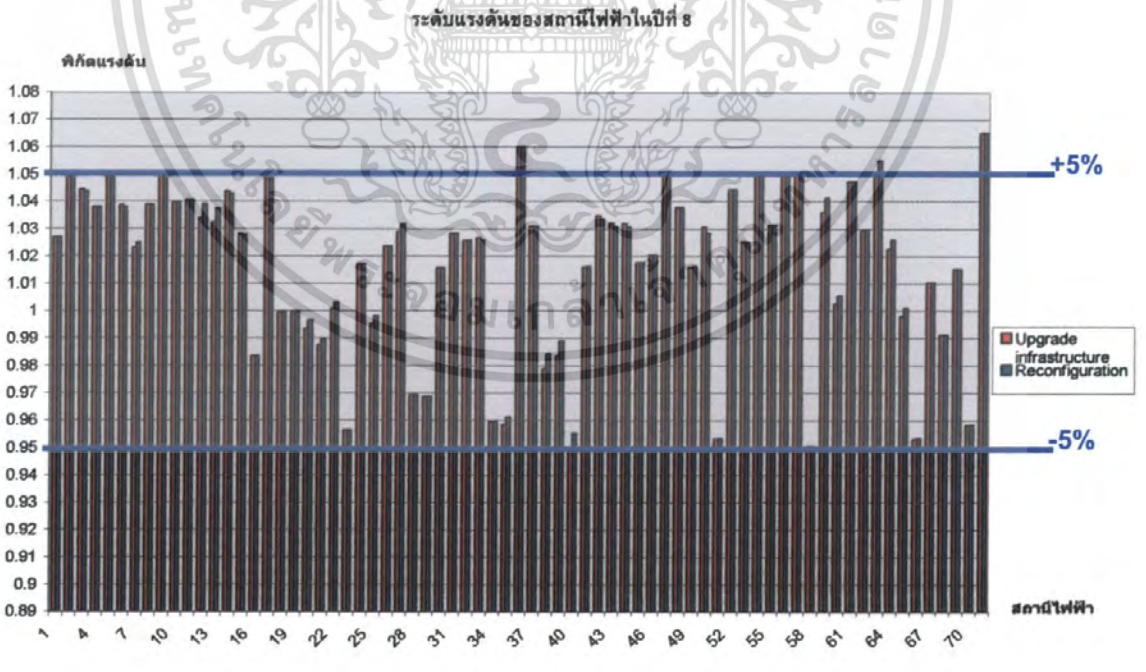


รูปที่ 4-26 กราฟเปรียบเทียบแรงดันที่สถานีไฟฟ้าในปีที่ 6

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

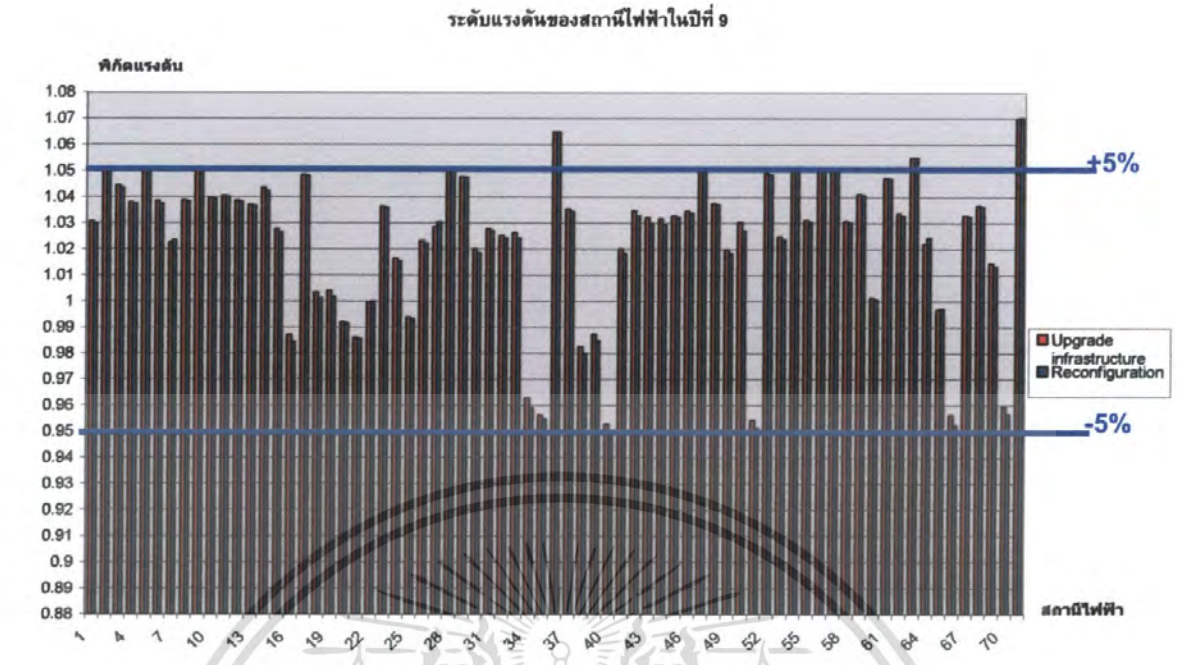


รูปที่ 4-27 กราฟเปรียบเทียบแรงดันที่สถานีไฟฟ้าในปีที่ 7

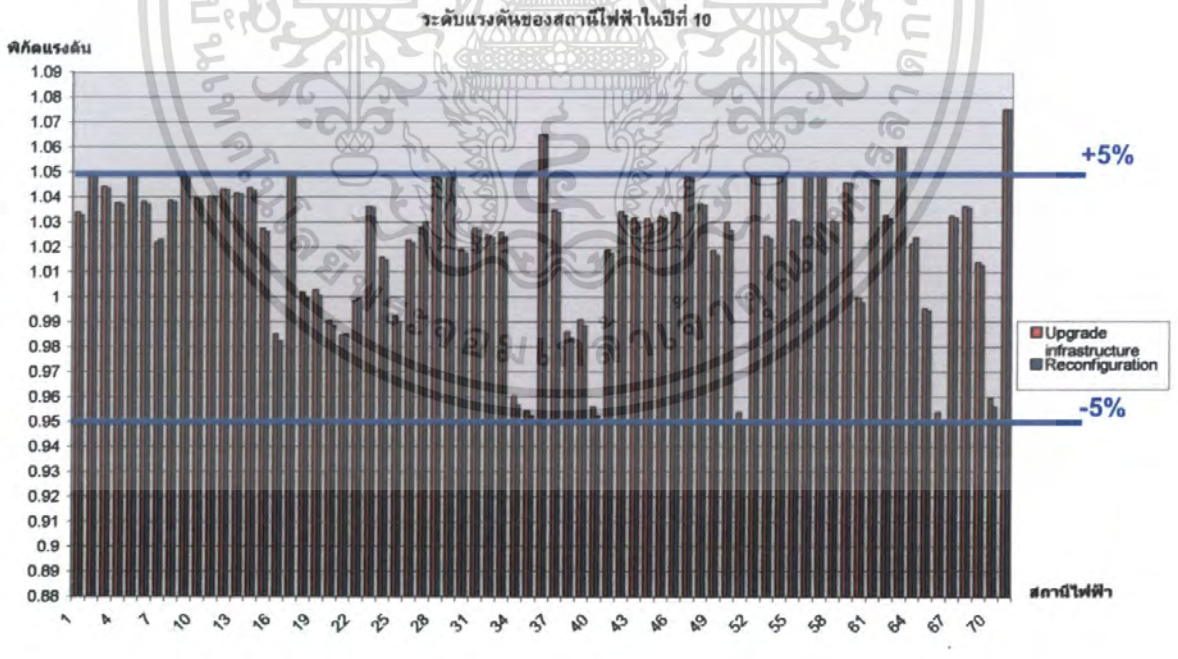


รูปที่ 4-28 กราฟเปรียบเทียบแรงดันที่สถานีไฟฟ้าในปีที่ 8

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 4-29 กราฟเปรียบเทียบแรงดันที่สถานีไฟฟ้าในปีที่ 9



รูปที่ 4-30 กราฟเปรียบเทียบแรงดันที่สถานีไฟฟ้าในปีที่ 10

หมายเหตุ ในบางสถานีไฟฟ้าที่มีค่าแรงดันเกิน 1.05 pu. นั้นเป็นการเพิ่ม set point voltage ที่สถานีต้นทางเพื่อรักษาระดับแรงดันที่สถานีปลายทางไม่ให้ต่ำกว่า 0.95 pu.

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

4.5. การเปรียบเทียบการแก้ปัญหาระหว่างวิธี Upgrade Infrastructureและวิธี Reconfiguration โดยพิจารณา ด้านค่าใช้จ่ายในการดำเนินการและบำรุงรักษา (Operate & Maintenance)

ตารางที่ 4-3 ตารางแสดงการเปรียบเทียบการแก้ปัญหาระหว่างวิธี Upgrade Infrastructureและวิธี Reconfiguration โดยพิจารณา ด้านค่าใช้จ่ายในการดำเนินการและบำรุงรักษา(Operate & Maintenance)

ปีที่	การแก้ไขปัญหา	
	Reconfiguration	Upgrade Infrastructure
1	- เพิ่มสายส่งระหว่างสถานีไฟฟ้า บางปะอิน2 กับจุดแยก A17	- เพิ่มสายส่งระหว่างสถานีไฟฟ้าบางปะอิน2 กับจุดแยก A17
2	- สับสวิตซ์ Circuit Breaker ที่จุดแยก ระหว่าง A19 กับ A20	- เพิ่มสายส่งระหว่างสถานีไฟฟ้าบ้านใหม่กับ สถานีไฟฟ้าเมืองเอก - เพิ่มสายส่งระหว่างสถานีไฟฟ้าเมืองเอก กับจุดแยก A31
3	-	-
4	-	-
5	- เพิ่มสายส่งระหว่างสถานีไฟฟ้าบ้านใหม่กับ สถานีไฟฟ้าเมืองเอก - เพิ่มสายส่งระหว่างสถานีไฟฟ้าเมืองเอก กับจุดแยก A31	-
6	-	-
7	-	- เพิ่มสายส่งระหว่างสถานีไฟฟ้าบางขันธ์ กับ จุดแยก A31
8	-	-
9	-	-
10	- สับสวิตซ์ Circuit Breaker ที่จุดแยก ระหว่าง A19 กับ A20 - เพิ่มสายส่งระหว่างสถานีไฟฟ้า สระบุรี2 กับจุดแยก A12	- เพิ่มสายส่งระหว่างสถานีไฟฟ้าสระบุรี2 กับ จุดแยก A12

หมายเหตุ

- หมายถึง ไม่เกิด Overload Line

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

4.4. การเปรียบเทียบการแก้ปัญหาระหว่างวิธี Upgrade Infrastructure และวิธี Reconfiguration โดยพิจารณา ด้านค่าความสูญเสียรวมของระบบ(Loss)

ตารางที่ 4-2 แสดงการเปรียบเทียบการแก้ปัญหาระหว่างวิธี Upgrade Infrastructure และวิธี Reconfiguration โดยพิจารณา ด้านค่าความสูญเสียรวมของระบบ(Loss)

ปีที่	ค่าความสูญเสียทางไฟฟ้า (loss)			
	Reconfiguration		Upgrade infrastructure	
	kW	kvar	kW	kvar
1	23.29	146.35	23.29	146.35
2	24.48	154.03	23.47	147.63
3	26.49	166.76	25.39	159.81
4	28.74	181.04	27.53	173.41
5	29.52	186.12	29.87	188.27
6	32.11	202.36	32.63	205.55
7	35.03	220.85	35.21	221.89
8	38.13	240.38	38.89	241.96
9	41.23	260.71	40.66	257.08
10	44.50	281.33	43.99	278.04

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

บทที่ 5
บทสรุปและข้อเสนอแนะ

หลังจากที่ได้ทำการเพิ่มโหลดให้กับระบบเป็นเวลา 10 ปี พร้อมทั้งเสนอแนวทางการแก้ปัญหาทั้งวิธี Reconfiguration และวิธี Upgrade Infrastructure เมื่อนำผลที่ได้มาเปรียบเทียบกันเพื่อหาวิธีที่ดีที่สุด โดยพิจารณาตามหัวข้อดังต่อไปนี้

- ด้านความปลอดภัยของระบบ (Security)
- ค่าความสูญเสียรวมของระบบ (Loss)
- ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการและบำรุงรักษา (Operate & Maintenance)

สามารถสรุปผลแยกตามหัวข้อได้ดังนี้

5.1 พิจารณาด้านความปลอดภัยของระบบ (Security)

นอกจากการพิจารณาในเรื่องพิกัดการใช้งานของสายส่งยังต้องระมัดระวังในเรื่องระดับแรงดันไฟฟ้าที่อาจต่ำกว่ามาตรฐานที่กำหนดไว้ จากผลการทดลองในบทที่ 4 แสดงให้เห็นว่าทั้งวิธี Reconfiguration และวิธี Upgrade Infrastructure เมื่อนำแรงดันไฟฟ้า (pu.)ที่สถานีของแต่ละสถานีมาเปรียบเทียบกันแล้ว พบว่าทั้งสองวิธีมีความแตกต่างกันทางด้านแรงดันไฟฟ้า (pu.)น้อยมาก และเมื่อเปรียบเทียบตามมาตรฐานของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคที่ได้กำหนดไว้ว่าสามารถยอมรับแรงดันไฟฟ้าตกหรือเกินพิกัดได้ไม่เกิน ±5% พบว่าทั้งสองวิธีอยู่ในมาตรฐานที่กำหนดไว้แต่มีบางสถานีไฟฟ้าที่มีแรงดันไฟฟ้าเกิน 5% ซึ่งเป็นผลมาจากการรักษาระดับแรงดันไฟฟ้าของสถานีปลายทางไม่ให้เกิดแรงดันตกเกินกว่ามาตรฐานกำหนดไว้ ซึ่งวิธีการนี้จะถูกใช้กับระบบที่ได้จำลองขึ้นเท่านั้น

5.2 พิจารณาด้านค่าความสูญเสียรวมของระบบ (Loss)

จากตารางที่ 4-2 โดยภาพรวมทั้ง 10 ปีแล้วจะเห็นได้ว่าค่าความสูญเสียของระบบ (Loss) ของการแก้ปัญหาทั้งสองวิธีไม่แตกต่างกันมากนัก ดังนั้นจึงสรุปได้ทั้งว่าแนวทางการแก้ปัญหาของทั้ง 2 วิธีสามารถนำไปใช้ในการแก้ปัญหาให้กับระบบได้จึงต้องมีการพิจารณาในหัวข้ออื่นเพิ่มด้วย

5.3 พิจารณาด้านค่าใช้จ่ายในการดำเนินการและบำรุงรักษา (Operate & Maintenance)

จากตารางที่ 4-3 โดยภาพรวมทั้ง 10 ปีทำให้เห็นได้ว่าการแก้ปัญหาด้วยวิธี Reconfiguration มีการก่อสร้างสายส่งที่น้อยกว่าวิธี Upgrade Infrastructure ทำให้ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการและบำรุงรักษาน้อยกว่าด้วย เหตุนี้เองวิธี Reconfiguration จึงเป็นทางเลือกที่ดีกว่าวิธี Upgrade Infrastructure

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

บรรณานุกรม

[1] นริศ ศรีนวล "การศึกษาความเป็นไปได้ในการติดตั้งศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าระยะไกล (SCADA) ในพื้นที่ภาคกลางเขต 1 พระนครศรีอยุธยา" วิทยานิพนธ์วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต, สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า, มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์, หน้า 1-27

[2] วารสารแนะนำ"ศูนย์สั่งการและควบคุมการจ่ายไฟของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค"

[3] คู่มือการวางแผนระบบไฟฟ้า (Power System Planning Manual), "การวางแผนระบบสายส่งของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค"

[4] Witchaya Pimjaipong,Tormit Junrussameevilai,Natthakorn Maneerat ,"Blackout Prevention Plan – The Stability,Reliability and Security Enhancement in Thailand Power Grid" ,IEEE/PES Transmission and DistributionConference & Exhibition: Asia and Pacific Dalian, China 2005

[5] ชุมพล วรอาจ, "แบบชิงเกิลส์ 69,115 เควี", แบบเลขที่ RG3-A2/49/0001-115 kV

[6] รายงานโหลดสูงสุด-ต่ำสุด ประจำเดือน ปี 2547,2548,2549,2550 ศูนย์สั่งการและควบคุมการจ่ายไฟของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ภาคผนวก

ชื่อสถานีและโหลดสูงสุดของสถานีไฟฟ้าในเขต กฟก.1เดือน เม.ย.50

สถานีไฟฟ้าระบบ 115kV

1	อ่างทอง 2 ATB	115kV-Incoming1	39 MW
		115kV-Incoming2	38 MW
		115kV-outgoing-Line No.3	44.6 MW
		115kV-outgoing-Line No.6	32.4 MW
		22kV-KT4A	21 MW
2	บางปะอิน2 BIB	115kV-Incoming1	271 MW
		115kV-Incoming2	255 MW
		115kV-outgoing-Line No.2	27.3 MW
		115kV-outgoing-Line No.3	114 MW
		115kV-outgoing-Line No.4	250 MW
		115kV-outgoing-Line No.5	115 MW
		115kV-outgoing-Line No.6	50.1 MW
3	บ้านใหม่ BMA	115kV-Incoming1	257 MW
		115kV-Incoming2	252 MW
		115kV-outgoing-Line No.1	182 MW
		115kV-outgoing-Line No.2	74 MW
		115kV-outgoing-Line No.3	190 MW
		115/22kV TP1+TP2	57 MW
		69kV รับไฟตรงจาก กฟผ.	85 MW

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สถานีไฟฟ้าระบบ 115kV

4	ปราจีนบุรี2 PAB	115kV-Incoming1	113	MW
		115kV-Incoming2	132	MW
		115kV-outgoing-Line No.3	0	MW
		115kV-outgoing-Line No.4	90.6	MW
		115kV-outgoing-Line No.5	122	MW
		115kV-outgoing-Line No.6	33.7	MW
		22kV-Bus1	12.9	MW
5	ไทรน้อย SNO	115kV-Incoming1	103.1	MW
		115kV-Incoming2	105.2	MW
		115kV-outgoing-Line No.3	97.7	MW
		115kV-outgoing-Line No.4	13.5	MW
		115kV-outgoing-Line No.5	65.6	MW
		115kV-outgoing-Line No.6	40.3	MW
6	สระบุรี2 SRB	115kV-Incoming1	258	MW
		115kV-Incoming2	40	MW
		115kV-outgoing-Line No.1	157	MW
		115kV-outgoing-Line No.2	107	MW
		115kV-outgoing-Line No.3	104	MW
		115kV-outgoing-Line No.4	-63	MW
		115kVไลน์มวกเหล็กรับตรงกฟผ.	52.7	MW
		22kV-Bus1	7.8	MW
7	สระบุรี2-1 SRB-1	115kV-Incoming	124.3	MW
		115kV-outgoing	124.3	MW

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สถานีไฟฟ้าระบบ 115kV

8	ท่าลาน3 TLC	115kV-Incoming1	175.3 MW
		115kV-Incoming2	170.1 MW
		115kV-outgoing-Line No.1	152.5 MW
		115kV-outgoing-Line No.2	126.4 MW
		115kV-outgoing-Line No.3	26.3 MW
		115kV-outgoing-Line No.4	83 MW
		115kV-outgoing-Line No.5	3.5 MW
		115kV-outgoing-Line No.6	59.8 MW
9	สระบุรี4 SR-4	115kV รับไฟตรงจาก กฟผ.	57.8 MW
10	สุวินทวงศ์ SWT	115kV-Incoming	100 MW
		115kV-outgoing	98.1 MW

สถานีไฟฟ้าระบบ 115/22kV

11	อรัญประเทศ ARA	โหลดหม้อแปลงรวม	34	MW
12	บางกะดี BDA	โหลดหม้อแปลงรวม	43	MW
13	บางปะอิน3 BIC	โหลดหม้อแปลงรวม	28.3	MW
14	บางขันธ์ BKA	โหลดหม้อแปลงรวม	69.8	MW
15	บางกระสั้น BKS	โหลดหม้อแปลงรวม	46.4	MW
16	บ้านเลน BNL	โหลดหม้อแปลงรวม	60	MW

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สถานีไฟฟ้าระบบ 115/22kV

17	บ้านเลน 2 BNB	โหลดหม้อแปลงรวม	29 MW
18	บางพระครู BPH	โหลดหม้อแปลงรวม	42 MW
19	บางปะหัน BPI	โหลดหม้อแปลงรวม	25 MW
20	บางพูน BPU	โหลดหม้อแปลงรวม	7.4 MW
21	บางไทร BSA	โหลดหม้อแปลงรวม	36 MW
22	บ้านสร้าง BSG	โหลดหม้อแปลงรวม	15 MW
23	ดอนพุด DOP	โหลดหม้อแปลงรวม	7.1 MW
24	หัวสำโรง HSR	โหลดหม้อแปลงรวม	100 MW
25	กบินทร์บุรี KBI	โหลดหม้อแปลงรวม	44 MW
26	คลองสี่ KLD	โหลดหม้อแปลงรวม	0 MW
27	คลองเจ็ด KLJ	โหลดหม้อแปลงรวม	20 MW
28	คลองหลวง KLO	โหลดหม้อแปลงรวม	42 MW
29	โคกแย้ KYE	โหลดหม้อแปลงรวม	34.5 MW
30	ลาดบัวหลวง LBL	โหลดหม้อแปลงรวม	9 MW

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สถานีไฟฟ้าระบบ 115/22kV

31	ลำลูกกา LLK	โหลดหม้อแปลงรวม	40 MW
32	มวกเหล็ก MLK	โหลดหม้อแปลงรวม	8 MW
33	เมืองเอก MUA	โหลดหม้อแปลงรวม	19.7 MW
34	หนองปลิง NPL	โหลดหม้อแปลงรวม	23.3 MW
35	นนทรี NSI	โหลดหม้อแปลงรวม	48.3 MW
36	นวนคร 1 NVA	โหลดหม้อแปลงรวม	59 MW
37	นวนคร 2 NVB	โหลดหม้อแปลงรวม	49 MW
38	นวนคร 3 NVC	โหลดหม้อแปลงรวม	50.7 MW
39	นครนายก2 NYB	โหลดหม้อแปลงรวม	24.5 MW
40	องค์รักษ์ OKA	โหลดหม้อแปลงรวม	29.4 MW
41	ประจันตคาม PCK	โหลดหม้อแปลงรวม	9.8 MW
42	พระพุทธบาท 2 PJB	โหลดหม้อแปลงรวม	21 MW
43	พุแค PKE	โหลดหม้อแปลงรวม	13.5 MW

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สถานีไฟฟ้าระบบ 115/22kV

44	ปทุมธานี 1 PQA	โหลดหม้อแปลงรวม	64 MW
45	ปทุมธานี 2 PQB	โหลดหม้อแปลงรวม	30 MW
46	ปทุมธานี 3 PQC	โหลดหม้อแปลงรวม	39 MW
47	โรจนะ RCN	โหลดหม้อแปลงรวม	60.5 MW
48	สนามชัยเขต SCK	โหลดหม้อแปลงรวม	0 MW
49	สามโคก SKK	โหลดหม้อแปลงรวม	20 MW
50	สระแก้ว SKW	โหลดหม้อแปลงรวม	24.1 MW
51	ศรีมหาโพธิ์ SMP	โหลดหม้อแปลงรวม	24.1 MW
52	เสนา SNA	โหลดหม้อแปลงรวม	43.8 MW
53	ศรีประจันต์ SPJ	โหลดหม้อแปลงรวม	44.6 MW
54	สระบุรี5 SRB	โหลดหม้อแปลงรวม	40.6 MW
55	ดาลเดี่ยว TDA	โหลดหม้อแปลงรวม	42.5 MW
56	ธรรมศาสตร์ TMS	โหลดหม้อแปลงรวม	37.5 MW
57	ธัญบุรี TYA	โหลดหม้อแปลงรวม	56 MW
58	วิหารแดง VHD	โหลดหม้อแปลงรวม	20 MW

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สถานีไฟฟ้าระบบ 115/22kV

59	วังน้อย WAA	โหลดหม้อแปลงรวม	75 MW
60	วังน้อย 2 WAB	โหลดหม้อแปลงรวม	18 MW
61	วังม่วง WAM	โหลดหม้อแปลงรวม	15.5 MW
62	วังน้ำเย็น WAY	โหลดหม้อแปลงรวม	13.2 MW

สถานีไฟฟ้าระบบ 69/115 kV

63	รังสิตใต้ RSA	โหลดหม้อแปลงรวม	71 MW

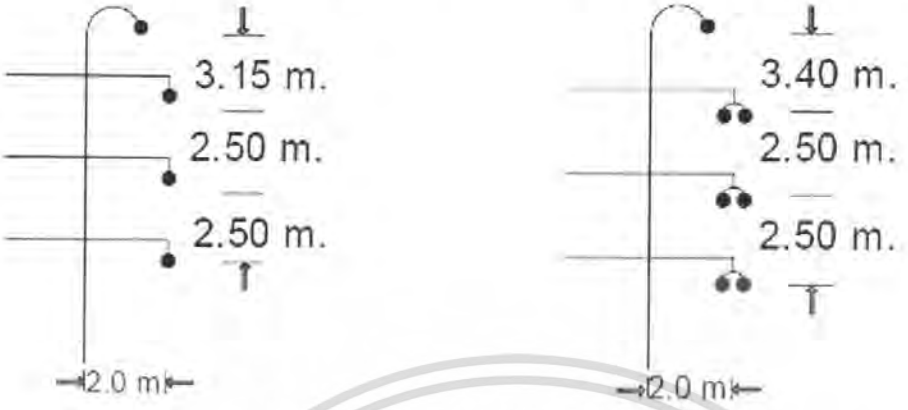
สถานีไฟฟ้าระบบ 22kV

64	บางปะอิน 1 BIA	โหลดรวมทั้งสถานี	39 MW
65	สระบุรี 4 SRD	โหลดรวมทั้งสถานี	42.3 MW
66	ท่าลาน 1 TLA	โหลดรวมทั้งสถานี	20.1 MW
67	วัฒนานคร WNA	โหลดรวมทั้งสถานี	12 MW

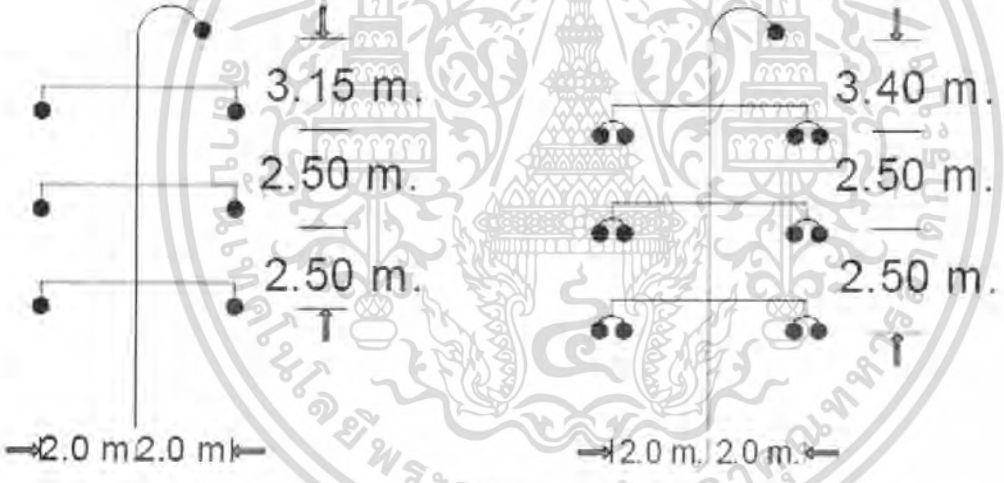
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

โครงสร้างเสาสำหรับสายจำหน่ายระบบ 115 kV

โครงสร้างเสาและรูปแบบการติดตั้งสำหรับสายส่ง 115kV แสดงดังรูปที่ 1, และ รูปที่ 2



รูปที่ 1 โครงสร้างเสาสำหรับสายจำหน่ายระบบ 115 kV วงจรเดี่ยว



รูปที่ 2 โครงสร้างเสาสำหรับสายจำหน่ายระบบ 115 kV วงจรคู่

- รูปแบบ-โครงสร้างสาย สำหรับสายอลูมิเนียมเปลือยขนาด 1x400, 2x400 วงจรเดี่ยวและวงจรคู่.แสดงดังรูปที่ 1 และ 2 ตามลำดับ
- ค่าความต้านทานสาย (โอห์ม) และขนาดกระแสพิกัด (แอมแปร์) แสดงดังตารางที่ 1 และ ตารางที่ 2

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 1 แสดงค่าก่อสร้าง กระแสใช้งาน และค่าความต้านทานของสายเปลือย วงจรเดี่ยว

ขนาดสาย (ตร.มม.)	กระแสใช้งาน (แอมแปร์)	ความต้านทาน (โอห์ม/กิโลเมตร)
1x400	804	0.085811
2x400	1608	0.042936

ตารางที่ 2 แสดงค่าก่อสร้าง กระแสใช้งาน และค่าความต้านทานของสายเปลือย วงจรคู่

ขนาดสาย (ตร.มม.)	กระแสใช้งาน (แอมแปร์)	ความต้านทาน (โอห์ม/กิโลเมตร)
1x400	1608	0.042906
2x400	1608	0.021468

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

วิธีการคำนวณหาค่า per unit

จากสมการ $S = \frac{V^2}{Z}$

ดังนั้น $Z_{base} = \frac{V^2}{S}$

เมื่อ V คือ ค่าแรงดันไฟฟ้าที่สถานีไฟฟ้า (V)

S คือ ค่ากำลังไฟฟ้าที่สถานีไฟฟ้า (MVA)

Z_{base} คือ ค่าอิมพีแดนซ์ (W)

แทนค่า ข้อมูลของระบบไฟฟ้าในสมการ

กำหนด V = 115 kV

S = 100 MVA

จะได้ $Z_{base} = \frac{(115kV)^2}{100MVA}$

Z_{base} = 132.25 W

จากสมการ $Z_{p.u} = \frac{Z_{actual}}{Z_{base}}$

Z_{actual} = (ค่าอิมพีแดนซ์ของสายส่ง) * (ความยาวของสายส่ง)

<u>หมายเหตุ</u>

- ค่าอิมพีแดนซ์ของสายส่ง หน่วยเป็น **Ohm / km** (กำหนดโดยบริษัทผู้ผลิต)
- ความยาวของสายส่ง หน่วยเป็น **km**

ได้สมการที่ใช้คำนวณ

$$Z_{p.u} = \frac{(R+JX)*km}{132.25}$$

คำนวณค่าพลังไฟฟ้าสูงสุดที่สายรองรับได้(MVA)

- ระบบ 3 เฟส

$S = \sqrt{3}\, V_{l-l}\, I$

$S = \sqrt{3}\,(115kV)(1608A)$

S = 320.3 MVA

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางแสดงค่า Line Parameter

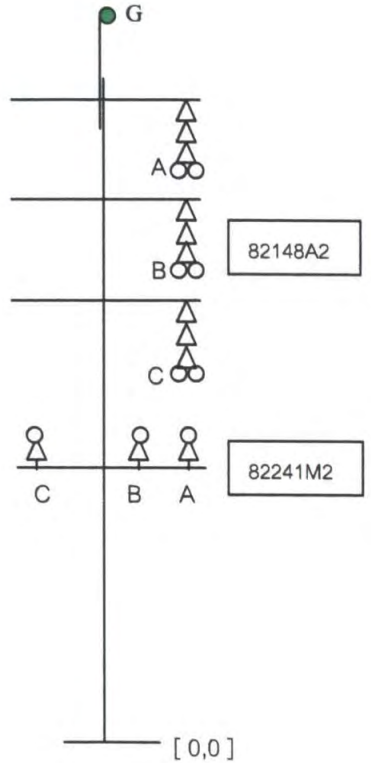
Parameter

No.	Cond Type	Code Cond	SAG	R1	X1	R0	X0	B1	B0
			m	Ohm / km	Ohm / km	Ohm / km	Ohm / km	uS / km	uS / km
1	400A	8G4400A__0	0.78	0.042975	0.305014	0.238502	1.351331	4.355000	2.051000
2	185A	8M3185A__0	0.56	0.176349	0.421868	0.361154	1.587805	3.380000	1.671000
1	400A	8G4400A__0	0.78	0.042975	0.305014	0.238502	1.351331	4.362000	2.084000
2	185AA	8M3185AA_0	0.35	0.212023	0.421868	0.397290	1.587677	3.376000	1.690000
1	400A	8G4400A__0	0.78	0.042975	0.305014	0.238502	1.351331	4.362000	2.082000
2	185/30ACSR	8M3185ACR0	0.12	0.177271	0.435198	0.362481	1.601023	3.431000	1.701000
1	400A	8G4400A__0	0.78	0.042975	0.305014	0.238502	1.351331	4.358000	2.064000
2	120A	8M3120A__0	0.95	0.266852	0.436111	0.451922	1.601975	3.245000	1.648000
1	400A	8G4400A__0	0.78	0.042975	0.305014	0.238502	1.351331	4.361000	2.077000
2	120/20ACSR	8M3120ACR0	0.50	0.266949	0.445444	0.452159	1.611269	3.317000	1.673000

X - Y Coordinate

No.	XA	YA	XB	YB	XC	YC	XG	YG	Sep	Ang	Cond
	mm	mm	mm	mm	mm	mm	mm	mm	cm	deg	
1	2000	18300	2000	15800	2000	13300	-125.5	21900	20	0	2
2	1400	10342	450	10342	-1400	10342	-125.5	21900	0	0	1

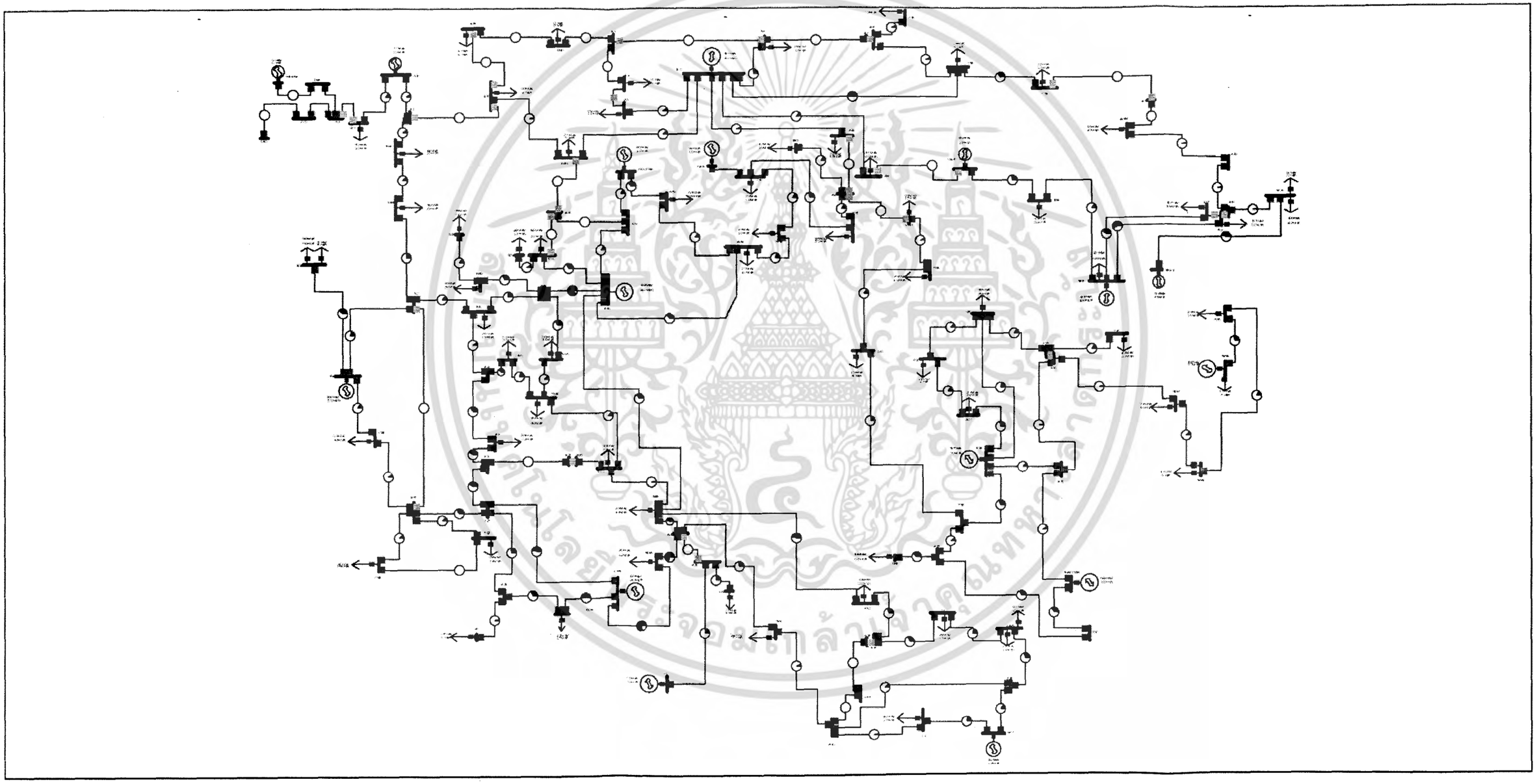
Structure Name : 828R1C000000



Reference : Assembly No. 5270

แผนผังการจำลองระบบจ่ายไฟจริงด้วยโปรแกรม

Power World Simulator



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

RELAY

- Distance Relay
- Line Differential Relay
- Over Current Relay – Back Up
- Directional Relay – Back Up

PHASE

EGAT : A–B–C

MEA : R–Y–B

PEA : A–B–C

ภาค 3 เขต 1	การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	ใช้งานแรงดัน
ผู้เขียน รุ่งทิวา วรวาส	อฝ.ปค.ก.1	ดูแลรักษาแรงดัน
ผู้ตรวจแบบ		เริ่มแรงดันครั้งที่
วันที่	ชิงเกิลไลน์ 69, 115 เควี	ผลิตขึ้น
ชื่อหัวหน้าแผนก		มาตราส่วน
ผู้ช่วยผู้จำนวยการฝ่าย	69–115 KV SINGLE LINE DIAGRAM IN CENTRAL 1	แบบแผนที่ RS3–A2/48/2021–115 kV
ผู้จำนวยการฝ่าย		แผ่นที่ 1 จากจำนวน 1 แผ่น

ผฟ. เปลี่ยนแปลงจ่ายไฟ
สฟ. ปราจีนบุรี 2
สำหรับการใช้งานร่วมกันไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ประวัติผู้จัดทำ

ชื่อ-สกุล นายเชิดพงศ์ ทองพุ **ชื่อเล่น** โต้ง
รหัสนักศึกษา 47010193 ห้อง 4B
เกิดวันที่ 2 ตุลาคม พ.ศ. 2527
ที่อยู่ปัจจุบัน บ้านเลขที่ 183 ม.12 ต.ระเว อ.พิบูลมังสาหาร จ.อุบลราชธานี 34110
จบการศึกษาระดับมัธยมศึกษา จากโรงเรียนช่างการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
ปริญญาตรี คณะวิศวกรรมศาสตร์ สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง
E-mail panoraman@hotmail.com
โทรศัพท์ 089-1576663

ชื่อ-สกุล นายฐิตินันท์ เคนศิริ **ชื่อเล่น** โอ๊ต
รหัสนักศึกษา 47010203 ห้อง 4B
เกิดวันที่ 24 ตุลาคม พ.ศ. 2528
ที่อยู่ปัจจุบัน บ้านเลขที่ 50 ม.6 ต.ศรีธาตุ อ.ศรีธาตุ จ.อุดรธานี 41230
จบการศึกษาระดับมัธยมศึกษา จากโรงเรียนศรีธาตุพิทยาคม
ปริญญาตรี คณะวิศวกรรมศาสตร์ สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง
E-mail titinan_ken@hotmail.com
โทรศัพท์ 089-1311571

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ประวัติผู้จัดทำ(ต่อ)

ชื่อ-สกุล นายพลตรี ขุนฤทธิ์มนตรี **ชื่อเล่น** เอ็ม
รหัสนักศึกษา 47010492 ห้อง 4B
เกิดวันที่ 5 กุมภาพันธ์ พ.ศ. 2528
ที่อยู่ปัจจุบัน บ้านเลขที่ 148 ม.1 ต.ป่าพะยอม อ.ป่าพะยอม จ.พัทลุง 93110
จบการศึกษาระดับมัธยมศึกษา จากโรงเรียนช่างการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
ปริญญาตรี คณะวิศวกรรมศาสตร์ สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง
E-mail pontree_pea@hotmail.com
โทรศัพท์ 089-1535358

ชื่อ-สกุล นายภาคภูมิ แก้วแกมทอง **ชื่อเล่น** ปิ๊ก
รหัสนักศึกษา 47010558 ห้อง 4B
เกิดวันที่ 28 พฤศจิกายน พ.ศ. 2527
ที่อยู่ปัจจุบัน บ้านเลขที่ 59 ม.15 ต.หนองจอก อ.บ้านไร่ จ.อุทัยธานี 61180
จบการศึกษาระดับมัธยมศึกษา จากโรงเรียนช่างการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
ปริญญาตรี คณะวิศวกรรมศาสตร์ สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง
E-mail bhakbhum_pea@hotmail.com
โทรศัพท์ 085-2265686

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้