

การวางแผนโดยคำนึงถึงความเชื่อถือได้ของระบบส่งกำลังไฟฟ้าโดยใช้
ความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟ

TRANSMISSION NETWORK RELIABILITY PLANNING USING CUSTOMER
INTERRUPTION COSTS

วรารุท จิตตพันธ์
WARAWUT JITTAPUN

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า
บัณฑิตวิทยาลัย
สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง

พ.ศ. 2547

ISBN 074-15-1267-8

การวางแผนโดยคำนึงถึงความเชื่อถือได้ของระบบส่งกำลังไฟฟ้าโดยใช้
ความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟ

TRANSMISSION NETWORK RELIABILITY PLANNING USING CUSTOMER
INTERRUPTION COSTS

วรารุท จิตตพันธ์
WARAWUT JITTAPUN

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า
บัณฑิตวิทยาลัย
สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง

พ.ศ.2547

ISBN 974-15-1267-8

TRANSMISSION NETWORK RELIABILITY PLANNING USING CUSTOMER
INTERRUPTION COSTS

WARAWUT JITTAPUN

A THESIS SUBMITTED IN PARTIAL FULFILLMENT
OF THE REQUIREMENT FOR THE DEGREE OF
MASTER OF ENGINEERING IN ELECTRICAL ENGINEERING
SCHOOL OF GRADUATE STUDIES
KING MONGKUT'S INSTITUTE OF TECHNOLOGY LADKRABANG

2004

ISBN 974-15-1267-8

COPYRIGHT 2004

SCHOOL OF GRADUATE STUDIES

KING MONGKUT'S INSTITUTE OF TECHNOLOGY LADKRABANG

หัวข้อวิทยานิพนธ์	การวางแผนโดยคำนึงถึงความเชื่อถือได้ของระบบส่งกำลังไฟฟ้า โดยใช้ความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟ
นักศึกษา	นายวรารุช จิตตพันธ์
รหัสนักศึกษา	45061002
ปริญญา	วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชา	วิศวกรรมไฟฟ้า
พ.ศ.	2547
อาจารย์ผู้ควบคุมวิทยานิพนธ์	รศ.มณฑล ลีลาจินดาไกรฤกษ์

บทคัดย่อ

ระบบส่งกำลังไฟฟ้าถือว่าเป็นส่วนสำคัญที่สุดในด้านความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า จึงต้องมีการวางแผนปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้าเพื่อเพิ่มความเชื่อถือได้ในการจ่ายกระแสไฟฟ้า วิทยานิพนธ์ฉบับนี้นำเสนอการวิเคราะห์ความเหมาะสมในการวางแผนโดยคำนึงถึงความเชื่อถือได้ของระบบส่งกำลังไฟฟ้าแรงดัน 115 กิโลโวลต์ที่มีลักษณะการจ่ายไฟแบบเรเดียลเพื่อปรับปรุงให้มีลักษณะการจ่ายไฟแบบลูปิด โดยใช้การประเมินค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบส่งกำลังไฟฟ้าเพื่อแสดงให้เห็นถึงค่าความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น และใช้การเปรียบเทียบอัตราส่วนระหว่างผลประโยชน์ที่ได้รับจากการเพิ่มความเชื่อถือได้และค่าใช้จ่ายของความเชื่อถือได้นั้นเพื่อแสดงให้เห็นถึงความคุ้มค่าในการลงทุน โดยผลประโยชน์ที่ได้รับจากการเพิ่มความเชื่อถือได้จะแทนด้วยมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟที่ลดลงซึ่งจะสัมพันธ์กับระดับความเชื่อถือได้ที่เปลี่ยนแปลงไป

Thesis Title	Transmission Network Reliability Planning Using Customer Interruption Costs
Student	Mr.Warawut Jittapun
Student ID	45061002
Degree	Master of Engineering
Programme	Electrical Engineering
Year	2004
Thesis Advisor	Assoc.Prof.Monthon Leelachindaileak

ABSTRACT

Transmission system has been considered as the most significant factor of power system reliability, therefore, it is worthwhile to constitute a plan of the transmission system improvement in order to increase the reliability of power supply. This thesis proposes the optimum analysis in 115 kV transmission radial configuration network reliability planning replaced by close-loop configuration. The transmission system reliability index assessment illustrates an incremental of power system reliability. The ratio between the incremental benefit of providing reliability and the incremental cost of that reliability illustrates the proper investment. The benefit of an incremental reliability can be considered to be the decrement of the customer interruption cost related to the change in the reliability level.

สารบัญ

	หน้า
บทคัดย่อภาษาไทย.....	I
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ.....	II
กิตติกรรมประกาศ.....	III
สารบัญ.....	IV
สารบัญตาราง.....	IX
สารบัญรูป.....	XIII
บทที่ 1 บทนำ.....	1
1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา.....	1
1.2 ความมุ่งหมายและวัตถุประสงค์ของการศึกษา.....	3
1.3 สมมติฐานของการศึกษา.....	3
1.4 ทฤษฎีหรือแนวความคิดที่ใช้ในการวิจัย.....	4
1.5 ขอบเขตของการวิจัย.....	4
1.6 ขั้นตอนของการศึกษา.....	4
บทที่ 2 ทฤษฎีการวิเคราะห์ความเหมาะสมทางด้านวิศวกรรม.....	6
2.1 การศึกษาการไหลของกำลังไฟฟ้า.....	6
2.1.1 วิธีการเก๊าซีเซเดิล.....	8
2.1.2 วิธีการนิวตันราฟสัน.....	10
2.2 การศึกษาการลัดวงจร.....	14
2.2.1 องค์ประกอบสมมาตร.....	14
2.2.2 โอเพอร์เรเตอร์.....	16
2.2.3 วงจรข่ายลำดับของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าภาวะไร้อิเหน็ด.....	19
2.2.4 วงจรข่ายลำดับของหม้อแปลงไฟฟ้า.....	21
2.2.5 ฟอลท์แบบ 3 เฟส.....	24
2.2.6 ฟอลท์แบบไลน์เดี่ยววงกราวด์.....	25
บทที่ 3 การวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของระบบส่งกำลังไฟฟ้า.....	28
3.1 อุปกรณ์ในระบบส่งกำลังไฟฟ้า.....	28

สารบัญ (ต่อ)

	หน้า
3.2 สภาวะการทำงานและการล้มเหลวของอุปกรณ์.....	29
3.3 แบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์.....	29
3.4 ความเชื่อถือได้พื้นฐานของระบบส่งกำลังไฟฟ้า.....	32
3.5 ความเชื่อถือได้ของระบบส่งกำลังไฟฟ้าโครงข่ายเรเดียล.....	33
3.6 ความเชื่อถือได้ของระบบส่งกำลังไฟฟ้าโครงข่ายขนาน.....	34
3.7 ดัชนีความเชื่อถือได้ของผู้ใช้ไฟฟ้า.....	35
บทที่ 4 การศึกษาอัตราความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ.....	39
4.1 การพัฒนาแบบสอบถาม.....	39
4.2 การพัฒนาแบบจำลองความเสียหายเฉลี่ย.....	40
4.2.1 การคำนวณมูลค่าความเสียหายสูงสุดรวม.....	41
4.2.2 การคำนวณค่าโหลดสูงสุด.....	41
4.2.3 แบบจำลองความเสียหายเฉลี่ย.....	41
4.3 การพัฒนาแบบจำลองความเสียหายเฉลี่ยรวม.....	42
4.4 แบบจำลองความเสียหายเมื่อเกิดไฟฟ้าดับของ กฟภ.....	43
4.4.1 แบบจำลองความเสียหายเฉลี่ยของบ้านอยู่อาศัย.....	46
4.4.2 แบบจำลองความเสียหายเฉลี่ยของกิจการขนาดเล็ก.....	47
4.4.3 แบบจำลองความเสียหายเฉลี่ยของกิจการขนาดกลาง.....	48
4.4.4 แบบจำลองความเสียหายเฉลี่ยของกิจการขนาดใหญ่.....	49
4.4.5 แบบจำลองความเสียหายเฉลี่ยของกิจการเฉพาะอย่าง.....	50
4.4.6 แบบจำลองความเสียหายเฉลี่ยของส่วนราชการและ องค์กรไม่แสวงผลกำไร.....	51
4.4.7 เปรียบเทียบแบบจำลองความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้า ในเขต กฟภ.....	51
4.5 การประเมินอัตราความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ.....	56
4.5.1 วิธีระบุเหตุขัดข้อง.....	56
4.5.2 วิธีดัชนีพื้นฐาน.....	57
4.5.3 วิธีดัชนีระบบ.....	57

สารบัญ (ต่อ)

	หน้า
บทที่ 5 ทฤษฎีการวิเคราะห์ความเหมาะสมทางด้านเศรษฐศาสตร์.....	59
5.1 งบประมาณของโครงการ.....	59
5.1.1 ค่าใช้จ่ายในการลงทุนเริ่มแรก.....	59
5.1.2 ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการและบำรุงรักษา.....	59
5.1.3 ผลประโยชน์.....	59
5.2 เกณฑ์การตัดสินใจเพื่อการลงทุนแบบปรับค่าเวลา.....	60
5.2.1 การปรับค่าของเวลา.....	60
5.2.2 กรณีค่าใช้จ่ายต่อปีเท่ากัน.....	62
5.2.3 การหามูลค่าปัจจุบัน.....	62
5.2.4 กรณีค่าใช้จ่ายหรือผลประโยชน์เกิดขึ้นเท่ากันทุกปี.....	63
5.3 เกณฑ์การตัดสินใจเพื่อการลงทุนแบบอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อค่าใช้จ่าย.....	63
บทที่ 6 การวางแผนโดยคำนึงถึงความเชื่อถือได้ของระบบส่งกำลังไฟฟ้า.....	64
6.1 การคัดเลือกระบบส่งกำลังไฟฟ้า.....	64
6.2 กำหนดแนวทางการปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้า.....	64
6.3 การวิเคราะห์ความเหมาะสมทางด้านวิศวกรรม.....	66
6.4 การวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า.....	67
6.5 การวิเคราะห์ความเหมาะสมทางด้านเศรษฐศาสตร์.....	67
6.6 สรุปผลการทดลอง.....	68
บทที่ 7 ผลการทดลองการวางแผนระบบส่งกำลังไฟฟ้า.....	69
7.1 ตัวอย่างที่ 1 ระบบส่งกำลังไฟฟ้า สถานีไฟฟ้าคลองใหม่.....	69
7.1.1 สภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน.....	69
7.1.2 แนวทางการปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้า.....	72
7.1.3 การวิเคราะห์ความเหมาะสมทางด้านวิศวกรรม.....	72
7.1.3.1 การวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้า.....	72
7.1.3.2 การวิเคราะห์การลัดวงจร.....	76

สารบัญ (ต่อ)

	หน้า
7.1.4 การวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของระบบส่งกำลังไฟฟ้า.....	77
7.1.4.1 ความเชื่อถือได้ของระบบส่งกำลังไฟฟ้า สภาพ การจ่ายไฟปัจจุบัน.....	78
7.1.4.2 ความเชื่อถือได้ของระบบส่งกำลังไฟฟ้า สภาพ การจ่ายไฟแบบลูปปิด.....	82
7.1.5 การวิเคราะห์ความเหมาะสมทางด้านเศรษฐศาสตร์.....	84
7.1.5.1 ค่าใช้จ่ายในการลงทุน.....	84
7.1.5.2 ผลประโยชน์ที่ได้รับจากการลงทุน.....	86
7.1.5.3 อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อค่าใช้จ่าย.....	89
7.2 ตัวอย่างที่ 2 ระบบส่งกำลังไฟฟ้า สถานีอ่าวไผ่ 2.....	90
7.2.1 สภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน.....	90
7.2.2 แนวทางการปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้า.....	92
7.2.3 การวิเคราะห์ความเหมาะสมทางด้านวิศวกรรม.....	93
7.2.3.1 การวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้า.....	93
7.2.3.2 การวิเคราะห์การลัดวงจร.....	99
7.2.4 การวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของระบบส่งกำลังไฟฟ้า.....	100
7.2.4.1 ความเชื่อถือได้ของระบบส่งกำลังไฟฟ้า สภาพ การจ่ายไฟปัจจุบัน.....	100
7.2.4.2 ความเชื่อถือได้ของระบบส่งกำลังไฟฟ้า สภาพ การจ่ายไฟแบบลูปปิด.....	104
7.2.5 การวิเคราะห์ความเหมาะสมทางด้านเศรษฐศาสตร์.....	107
7.2.5.1 ค่าใช้จ่ายในการลงทุน.....	107
7.2.5.2 ผลประโยชน์ที่ได้รับจากการลงทุน.....	109
7.2.5.3 อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อค่าใช้จ่าย.....	111
บทที่ 8 สรุปผลการวิจัยและข้อเสนอแนะ.....	112
เอกสารอ้างอิง.....	118

สารบัญ (ต่อ)

	หน้า
ภาคผนวก ก. : ตาราง Compounding and Discounting.....	120
ภาคผนวก ข. : การวิเคราะห์โดยใช้โปรแกรม Power World Simulation เวอร์ชัน 8.0.....	122
ภาคผนวก ค. : ค่าใช้จ่ายงานก่อสร้างสายส่งแรงดัน 115 กิโลโวลต์.....	141
ภาคผนวก ง. : ค่าใช้จ่ายงานก่อสร้างสวิตช์เกียร์สถานีไฟฟ้าแรงดัน 115 กิโลโวลต์.....	144
ภาคผนวก จ. : ผลงานวิชาการที่ได้รับการตีพิมพ์.....	156
ประวัติผู้เขียน.....	169

สารบัญตาราง

ตารางที่	หน้า
4.1 ข้อมูลตัวอย่างความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ.....	41
4.2 แบบจำลองความเสียหายของโรงงาน/ธุรกิจบริการตัวอย่าง.....	42
4.3 ผลการสำรวจข้อมูลแยกตามโครงสร้างค่าไฟฟ้าของ กฟภ.....	45
4.4 สถานภาพการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟตัวอย่างของ กฟภ.....	45
4.5 แบบจำลองความเสียหายเฉลี่ยของบ้านอยู่อาศัยในเขต กฟภ.....	46
4.6 แบบจำลองความเสียหายเฉลี่ยของกิจการขนาดเล็กในเขต กฟภ.....	47
4.7 แบบจำลองความเสียหายเฉลี่ยของกิจการขนาดกลางในเขต กฟภ.....	48
4.8 แบบจำลองความเสียหายเฉลี่ยของกิจการขนาดใหญ่ในเขต กฟภ.....	49
4.9 แบบจำลองความเสียหายเฉลี่ยของกิจการเฉพาะอย่างในเขต กฟภ.....	50
4.10 แบบจำลองความเสียหายเฉลี่ยของส่วนราชการในเขต กฟภ.....	51
4.11 เปรียบเทียบแบบจำลองความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภท ในเขต กฟภ.....	53
4.12 สัดส่วนการจ่ายไฟฟ้าของ กฟภ. ปี 2543.....	53
4.13 แบบจำลองความเสียหายเฉลี่ยของ กฟภ.....	55
6.1 ค่ามาตรฐานแรงดันไฟฟ้าของระบบ 115 กิโลโวลต์ที่จุดจ่ายไฟของ กฟภ.....	66
6.2 ค่าพิกัดกระแสลัดวงจรของอุปกรณ์ในสถานีไฟฟ้า.....	66
6.3 ค่าพารามิเตอร์มาตรฐานของสายส่งไฟฟ้า.....	67
7.1 ระยะทางสายส่งของระบบส่งกำลังไฟฟ้า สถานีไฟฟ้าคลองใหม่.....	71
7.2 ข้อมูลโหลดเฉลี่ยที่รับไฟจากสถานีไฟฟ้าคลองใหม่ ปี 2545.....	71
7.3 ค่าพารามิเตอร์ของจุด Driving Point ในระบบส่งกำลังไฟฟ้าสถานีไฟฟ้า คลองใหม่.....	72
7.4 รายงานการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า สถานีไฟฟ้าคลองใหม่.....	73
7.5 แรงดันไฟฟ้าของระบบส่งกำลังไฟฟ้า สถานีไฟฟ้าคลองใหม่ สภาพการ จ่ายไฟปัจจุบัน.....	73
7.6 แรงดันไฟฟ้าของระบบส่งกำลังไฟฟ้า สถานีไฟฟ้าคลองใหม่ สภาพการ จ่ายไฟแบบลูปปิด.....	74

สารบัญตาราง (ต่อ)

ตารางที่	หน้า
7.7 แรงดันไฟฟ้าของระบบส่งกำลังไฟฟ้า สถานีไฟฟ้าคลองใหม่ เมื่อเกิดฟอลท์ ในสายส่ง L_{12}	74
7.8 แรงดันไฟฟ้าของระบบส่งกำลังไฟฟ้า สถานีไฟฟ้าคลองใหม่ เมื่อเกิดฟอลท์ ในสายส่ง L_1	75
7.9 เปรียบเทียบสภาพการจ่ายไฟปัจจุบันและหลังปรับปรุงของระบบส่งกำลังไฟฟ้า สถานีไฟฟ้าคลองใหม่.....	75
7.10 เปรียบเทียบค่ากระแสลัดวงจรสภาพการจ่ายไฟปัจจุบันและหลังปรับปรุงของ ระบบส่งกำลังไฟฟ้า สถานีไฟฟ้าคลองใหม่.....	77
7.11 สถิติกระแสไฟฟ้าขัดข้องของสถานีไฟฟ้าคลองใหม่ ปี 2540-2545.....	78
7.12 ค่าความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าคลองใหม่ โลင်း 3 สภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน.....	79
7.13 ค่าความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าคลองใหม่ โลင်း 4 สภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน.....	79
7.14 ค่าดัชนีความเชื่อถือได้แยกเหตุการณ์ของสถานีไฟฟ้าคลองใหม่ โลင်း 3 สภาพ การจ่ายไฟปัจจุบัน.....	80
7.15 ค่าดัชนีพลังงานที่ไม่ได้รับการจ่ายไฟของสถานีไฟฟ้าคลองใหม่ โลင်း 3 สภาพ การจ่ายไฟปัจจุบัน.....	80
7.16 ค่าดัชนีความเชื่อถือได้แยกเหตุการณ์ของสถานีไฟฟ้าคลองใหม่ โลင်း 4 สภาพ การจ่ายไฟปัจจุบัน.....	81
7.17 ค่าดัชนีพลังงานที่ไม่ได้รับการจ่ายไฟของสถานีไฟฟ้าคลองใหม่ โลင်း 4 สภาพ การจ่ายไฟปัจจุบัน.....	81
7.18 ค่าความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าคลองใหม่ โลင်း 4 หลังปรับปรุง.....	82
7.19 ค่าดัชนีความเชื่อถือได้แยกเหตุการณ์ของสถานีไฟฟ้าคลองใหม่ สภาพการจ่าย ไฟแบบลูปปิด.....	83
7.20 ค่าดัชนีพลังงานที่ไม่ได้รับการจ่ายไฟของสถานีไฟฟ้าคลองใหม่ สภาพการจ่าย ไฟแบบลูปปิด.....	84
7.21 ค่าใช้จ่ายในการปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้า สถานีไฟฟ้าคลองใหม่.....	85
7.22 รายละเอียดความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของระบบส่งกำลังไฟฟ้า สถานีไฟฟ้า คลองใหม่ สภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน.....	87

สารบัญตาราง (ต่อ)

ตารางที่	หน้า
7.23 รายละเอียดความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของระบบส่งกำลังไฟฟ้า สถานีไฟฟ้า คลองใหม่ สภาพการจ่ายไฟแบบลูปิด.....	88
7.24 เปรียบเทียบมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับที่ลดลงของระบบส่งกำลังไฟฟ้า สถานีไฟฟ้าคลองใหม่.....	88
7.25 ระยะทางสายส่งของระบบส่งกำลังไฟฟ้า สถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2.....	91
7.26 ข้อมูลโหลดเฉลี่ยที่รับไฟจากสถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2 ปี 2547.....	92
7.27 ค่าพารามิเตอร์ของจุด Driving Point ในระบบส่งกำลังไฟฟ้าสถานีไฟฟ้า อ่าวไผ่ 2.....	92
7.28 รายงานการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า สถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2.....	93
7.29 แรงดันไฟฟ้าของระบบส่งกำลังไฟฟ้า สถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2 สภาพการ จ่ายไฟปัจจุบัน.....	94
7.30 แรงดันไฟฟ้าของระบบส่งกำลังไฟฟ้า สถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2 สภาพการ จ่ายไฟแบบลูปิด.....	95
7.31 แรงดันไฟฟ้าของระบบส่งกำลังไฟฟ้า สถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2 เมื่อเกิดฟอลท์ ในสายส่ง L_1	96
7.32 แรงดันไฟฟ้าของระบบส่งกำลังไฟฟ้า สถานีไฟฟ้าคลองใหม่ เมื่อเกิดฟอลท์ ในสายส่ง L_2	97
7.33 เปรียบเทียบสภาพการจ่ายไฟปัจจุบันและหลังปรับปรุงของระบบส่งกำลังไฟฟ้า สถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2.....	97
7.34 เปรียบเทียบค่ากระแสลัดวงจรสภาพการจ่ายไฟปัจจุบันและหลังปรับปรุงของ ระบบส่งกำลังไฟฟ้า สถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2.....	99
7.35 สถิติกระแสไฟฟ้าขัดข้องของสถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2 ปี 2545-2546.....	100
7.36 ค่าความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2 ไลน์ 2 สภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน.....	101
7.37 ค่าความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2 ไลน์ 3 สภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน.....	101
7.38 ค่าดัชนีความเชื่อถือได้แยกเหตุการณ์ของสถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2 ไลน์ 2 สภาพ การจ่ายไฟปัจจุบัน.....	102
7.39 ค่าดัชนีพลังงานที่ไม่ได้รับการจ่ายไฟของสถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2 ไลน์ 2 สภาพ การจ่ายไฟปัจจุบัน.....	102

สารบัญตาราง (ต่อ)

ตารางที่	หน้า
7.40 ค่าดัชนีความเชื่อถือได้แยกเหตุการณ์ของสถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2 โลင်း 3 สภาพ การจ่ายไฟปัจจุบัน.....	103
7.41 ค่าดัชนีพลังงานที่ไม่ได้รับการจ่ายไฟของสถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2 โลင်း 3 สภาพ การจ่ายไฟปัจจุบัน.....	103
7.42 ค่าความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2 หลังปรับปรุง.....	105
7.43 ค่าดัชนีความเชื่อถือได้แยกเหตุการณ์ของสถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2 สภาพการจ่าย ไฟแบบลูปปิด.....	106
7.44 ค่าดัชนีพลังงานที่ไม่ได้รับการจ่ายไฟของสถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2 สภาพการจ่าย ไฟแบบลูปปิด.....	107
7.45 ค่าใช้จ่ายในการปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้า สถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2.....	108
7.46 เหตุการณ์กระแสไฟฟ้าขัดข้องของสถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2 ปี 2545-2546.....	109
7.47 รายละเอียดความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของระบบส่งกำลังไฟฟ้า สถานีไฟฟ้า อ่าวไผ่ 2 สภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน.....	110
8.1 ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ในการวางแผนระบบส่งกำลังไฟฟ้า.....	113
8.2 อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อค่าใช้จ่ายในการวางแผนระบบส่งกำลังไฟฟ้า.....	114
8.3 อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อค่าใช้จ่ายเมื่อเปลี่ยนแปลงค่า r	115
8.4 อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อค่าใช้จ่ายเมื่อเปลี่ยนแปลงค่า n	116
ก.1 ตาราง Compounding and Discounting ที่ RATE 12%.....	121
ค.1 ราคาวัสดุและค่าแรงการก่อสร้างสายส่งแรงดัน 115 กิโลโวลต์ ระยะทาง 1 กิโลเมตร.....	142
ค.2 ราคาประมาณการก่อสร้างสายส่งแรงดัน 115 กิโลโวลต์ ระยะทาง 1 กิโลเมตร.....	143
ง.1 ราคามาตรฐานวัสดุ อุปกรณ์ในการก่อสร้างสวิตช์เกียร์สถานีไฟฟ้า.....	145
ง.2 ราคามาตรฐานการขนส่งและติดตั้งสวิตช์เกียร์สถานีไฟฟ้า.....	150
ง.3 ราคามาตรฐานงานก่อสร้างสวิตช์เกียร์สถานีไฟฟ้า.....	155
ง.4 ราคารวมมาตรฐานงานก่อสร้างสวิตช์เกียร์สถานีไฟฟ้า.....	155

สารบัญรูป

รูปที่	หน้า
1.1 ความสัมพันธ์ของค่าใช้จ่ายและประโยชน์ของความเชื่อถือได้.....	2
2.1 กำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้ารีแอกติฟที่บัส i ใดๆ.....	8
2.2 องค์ประกอบสมมาตรของเฟสเซอร์ไม่สมดุล 3 เฟส.....	15
2.3 แผนภาพวงจรไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ต่อกราวด์ผ่านรีแอกแตนซ์.....	19
2.4 ทางเดินกระแสไฟฟ้าของแต่ละลำดับในเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและวงจรจ่าย ลำดับ.....	20
2.5 วงจรข่ายสมมูลลำดับศูนย์ของการเชื่อมต่อหม้อแปลงไฟฟ้าแบบ 3 เฟส.....	22
2.6 แผนภาพจำลองการเชื่อมต่อสำหรับพอลท์แบบ 3 เฟสผ่านอิมพีแดนซ์.....	24
2.7 การเชื่อมต่อวงจรสมมูลเทวินินของวงจรข่ายลำดับเพื่อจำลองการเกิด พอลท์แบบ 3 เฟสที่บัส k ในระบบไฟฟ้า.....	24
2.8 แผนภาพจำลองการเชื่อมต่อสำหรับพอลท์แบบไลน์เดี่ยวลงกราวด์ผ่าน อิมพีแดนซ์.....	25
2.9 การเชื่อมต่อวงจรสมมูลเทวินินของวงจรข่ายลำดับเพื่อจำลองการเกิด พอลท์แบบไลน์เดี่ยวลงกราวด์ที่บัส k ในระบบไฟฟ้า.....	25
3.1 แบบจำลอง 2 สถานะของอุปกรณ์.....	30
3.2 แบบจำลอง 4 สถานะของอุปกรณ์.....	30
3.3 แผนผังการล้มเหลวแบบพาสซีฟและแบบแอกทีฟ.....	31
3.4 ระบบโครงข่ายเรเดียลอย่างง่ายประกอบด้วย 3 จุดจ่ายโหลด.....	33
3.5 ระบบโครงข่ายขนานอย่างง่ายประกอบด้วย 2 วงจร.....	34
4.1 แบบจำลองความเสียหายของโรงงาน/ธุรกิจบริการตัวอย่าง.....	42
4.2 แบบจำลองความเสียหายของบ้านอยู่อาศัยในเขต กฟภ.....	46
4.3 แบบจำลองความเสียหายของกิจการขนาดเล็กในเขต กฟภ.....	47
4.4 แบบจำลองความเสียหายของกิจการขนาดกลางในเขต กฟภ.....	48
4.5 แบบจำลองความเสียหายของกิจการขนาดใหญ่ในเขต กฟภ.....	49
4.6 แบบจำลองความเสียหายของกิจการเฉพาะอย่างในเขต กฟภ.....	50
4.7 แบบจำลองความเสียหายของส่วนราชการในเขต กฟภ.....	51
4.8 เปรียบเทียบความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทในเขต กฟภ.....	52

สารบัญญรูป (ต่อ)

รูปที่	หน้า
4.9 แบบจำลองความเสียหายของ กฟภ. เขต กฟภ.2	55
5.1 เส้นเวลาของหลักการหาค่าเงินรวม	61
6.1 ขั้นตอนการวางแผนโดยคำนึงถึงความเชื่อถือได้ของระบบส่งกำลังไฟฟ้า	65
7.1 สภาพการจ่ายไฟปัจจุบันของระบบส่งกำลังไฟฟ้า สถานีไฟฟ้าคลองใหม่	70
7.2 สภาพการจ่ายไฟแบบลูปปิดของระบบส่งกำลังไฟฟ้า สถานีไฟฟ้าคลองใหม่	72
7.3 ระบบโครงข่ายเรเดียลของระบบส่งกำลังไฟฟ้า สถานีไฟฟ้าคลองใหม่ สภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน	79
7.4 ระบบโครงข่ายขนานของระบบส่งกำลังไฟฟ้า สถานีไฟฟ้าคลองใหม่ สภาพการจ่ายไฟแบบลูปปิด	82
7.5 สภาพการจ่ายไฟปัจจุบันของระบบส่งกำลังไฟฟ้า สถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2	90
7.6 สภาพการจ่ายไฟแบบลูปปิดของระบบส่งกำลังไฟฟ้า สถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2	93
7.7 ระบบโครงข่ายเรเดียลของระบบส่งกำลังไฟฟ้า สถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2 สภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน	101
7.8 ระบบโครงข่ายขนานของระบบส่งกำลังไฟฟ้า สถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2 สภาพการจ่ายไฟแบบลูปปิด	105
8.1 อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อค่าใช้จ่ายเมื่อเปลี่ยนแปลงค่า r	115
8.2 อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อค่าใช้จ่ายเมื่อเปลี่ยนแปลงค่า n	116
ข.1 การวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าสถานีไฟฟ้าคลองใหม่ สภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน	123
ข.2 แรงดันไฟฟ้าในระบบส่งกำลังไฟฟ้าสถานีไฟฟ้าคลองใหม่ สภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน	123
ข.3 ค่ากำลังไฟฟ้าในระบบส่งกำลังไฟฟ้าสถานีไฟฟ้าคลองใหม่ สภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน	124
ข.4 การวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าสถานีไฟฟ้าคลองใหม่ สภาพการจ่ายไฟลูปปิด	124
ข.5 แรงดันไฟฟ้าในระบบส่งกำลังไฟฟ้าสถานีไฟฟ้าคลองใหม่ สภาพการจ่ายไฟลูปปิด	125

สารบัญญรูป (ต่อ)

รูปที่	หน้า
ข.6 ค่ากำลังไฟฟ้าในระบบส่งกำลังไฟฟ้าสถานีไฟฟ้าคลองใหม่ สภาพการจ่าย ไฟลูปปิด.....	125
ข.7 การวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าสถานีไฟฟ้าคลองใหม่ เมื่อเกิดฟอลท์ ในสายส่ง L_{12}	126
ข.8 แรงดันไฟฟ้าในระบบส่งกำลังไฟฟ้าสถานีไฟฟ้าคลองใหม่ เมื่อเกิดฟอลท์ ในสายส่ง L_{12}	126
ข.9 ค่ากำลังไฟฟ้าในระบบส่งกำลังไฟฟ้าสถานีไฟฟ้าคลองใหม่ เมื่อเกิดฟอลท์ ในสายส่ง L_{12}	127
ข.10 การวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าสถานีไฟฟ้าคลองใหม่ เมื่อเกิดฟอลท์ ในสายส่ง L_1	127
ข.11 แรงดันไฟฟ้าในระบบส่งกำลังไฟฟ้าสถานีไฟฟ้าคลองใหม่ เมื่อเกิดฟอลท์ ในสายส่ง L_1	128
ข.12 ค่ากำลังไฟฟ้าในระบบส่งกำลังไฟฟ้าสถานีไฟฟ้าคลองใหม่ เมื่อเกิดฟอลท์ ในสายส่ง L_1	128
ข.13 การวิเคราะห์การลัดวงจรในระบบส่งกำลังไฟฟ้าสถานีไฟฟ้าคลองใหม่ สภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน เมื่อเกิดฟอลท์ที่สถานีไฟฟ้าคลองใหม่.....	129
ข.14 ค่ากระแสลัดวงจรในระบบส่งกำลังไฟฟ้าสถานีไฟฟ้าคลองใหม่ สภาพการ จ่ายไฟปัจจุบัน เมื่อเกิดฟอลท์แบบไลน์เดี่ยววงกราวด์ที่สถานีไฟฟ้าคลองใหม่.....	129
ข.15 ค่ากระแสลัดวงจรในระบบส่งกำลังไฟฟ้าสถานีไฟฟ้าคลองใหม่ สภาพการ จ่ายไฟปัจจุบัน เมื่อเกิดฟอลท์แบบ 3 เฟสที่สถานีไฟฟ้าคลองใหม่.....	130
ข.16 การวิเคราะห์การลัดวงจรในระบบส่งกำลังไฟฟ้าสถานีไฟฟ้าคลองใหม่ สภาพการจ่ายไฟลูปปิด เมื่อเกิดฟอลท์ที่สถานีไฟฟ้าคลองใหม่.....	130
ข.17 ค่ากระแสลัดวงจรในระบบส่งกำลังไฟฟ้าสถานีไฟฟ้าคลองใหม่ สภาพการ จ่ายไฟลูปปิด เมื่อเกิดฟอลท์แบบไลน์เดี่ยววงกราวด์ที่สถานีไฟฟ้าคลองใหม่.....	131
ข.18 ค่ากระแสลัดวงจรในระบบส่งกำลังไฟฟ้าสถานีไฟฟ้าคลองใหม่ สภาพการ จ่ายไฟลูปปิด เมื่อเกิดฟอลท์แบบ 3 เฟสที่สถานีไฟฟ้าคลองใหม่.....	131
ข.19 การวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าสถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2 สภาพการจ่าย ไฟปัจจุบัน.....	132

สารบัญญรูป (ต่อ)

รูปที่	หน้า
ข.20 แรงดันไฟฟ้าในระบบส่งกำลังไฟฟ้าสถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2 สภาพการจ่าย ไฟปัจจุบัน.....	132
ข.21 ค่ากำลังไฟฟ้าในระบบส่งกำลังไฟฟ้าสถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2 สภาพการจ่าย ไฟปัจจุบัน.....	133
ข.22 การวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าสถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2 สภาพการจ่าย ไฟลูปปิด.....	133
ข.23 แรงดันไฟฟ้าในระบบส่งกำลังไฟฟ้าสถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2 สภาพการจ่าย ไฟลูปปิด.....	134
ข.24 ค่ากำลังไฟฟ้าในระบบส่งกำลังไฟฟ้าสถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2 สภาพการจ่าย ไฟลูปปิด.....	134
ข.25 การวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าสถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2 เมื่อเกิดฟอลท์ ในสายส่ง L_1	135
ข.26 แรงดันไฟฟ้าในระบบส่งกำลังไฟฟ้าสถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2 เมื่อเกิดฟอลท์ ในสายส่ง L_1	135
ข.27 ค่ากำลังไฟฟ้าในระบบส่งกำลังไฟฟ้าสถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2 เมื่อเกิดฟอลท์ ในสายส่ง L_1	136
ข.28 การวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าสถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2 เมื่อเกิดฟอลท์ ในสายส่ง L_2	136
ข.29 แรงดันไฟฟ้าในระบบส่งกำลังไฟฟ้าสถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2 เมื่อเกิดฟอลท์ ในสายส่ง L_2	137
ข.30 ค่ากำลังไฟฟ้าในระบบส่งกำลังไฟฟ้าสถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2 เมื่อเกิดฟอลท์ ในสายส่ง L_2	137
ข.31 การวิเคราะห์การลัดวงจรในระบบส่งกำลังไฟฟ้าสถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2 สภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน เมื่อเกิดฟอลท์ที่สถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2.....	138
ข.32 ค่ากระแสลัดวงจรในระบบส่งกำลังไฟฟ้าสถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2 สภาพการ จ่ายไฟปัจจุบัน เมื่อเกิดฟอลท์แบบไลน์เดี่ยวลงกราวด์ที่สถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2.....	138

สารบัญญรูป (ต่อ)

รูปที่	หน้า
ข.33 ค่ากระแสลัดวงจรในระบบส่งกำลังไฟฟ้าสถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2 สภาพการ จ่ายไฟปัจจุบัน เมื่อเกิดฟอลต์แบบ 3 เฟสที่สถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2.....	139
ข.34 การวิเคราะห์การลัดวงจรในระบบส่งกำลังไฟฟ้าสถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2 สภาพการจ่ายไฟลูปปิด เมื่อเกิดฟอลต์ที่สถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2.....	139
ข.35 ค่ากระแสลัดวงจรในระบบส่งกำลังไฟฟ้าสถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2 สภาพการ จ่ายไฟลูปปิด เมื่อเกิดฟอลต์แบบไลน์เดี่ยวลงกราวด์ที่สถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2.....	140
ข.36 ค่ากระแสลัดวงจรในระบบส่งกำลังไฟฟ้าสถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2 สภาพการ จ่ายไฟลูปปิด เมื่อเกิดฟอลต์แบบ 3 เฟสที่สถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2.....	140
ค.1 แผนผังประมาณการก่อสร้างสายส่งแรงดัน 115 กิโลโวลต์ ระยะทาง 1 กิโลเมตร.....	142

บทที่ 1

บทนำ

1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา

ระบบส่งกำลังไฟฟ้าแรงดัน 115 กิโลโวลต์ ถือว่าเป็นส่วนที่สำคัญที่สุดในด้านความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เนื่องจากเป็นระบบที่ทำหน้าที่ส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าให้กับผู้ใช้ไฟอุตสาหกรรมแรงดัน 115 กิโลโวลต์และสถานีไฟฟ้าย่อยแรงดัน 115/22 กิโลโวลต์ ซึ่งเป็นส่วนที่ส่งผ่านพลังงานไฟฟ้าให้กับระบบจำหน่ายแรงดัน 22 กิโลโวลต์อีกด้วย ปัจจุบันระบบส่งกำลังไฟฟ้าแรงดัน 115 กิโลโวลต์ มีลักษณะการจ่ายไฟแบบเรเดียล ซึ่งเป็นลักษณะการจ่ายไฟที่สามารถรับไฟจากแหล่งจ่ายไฟได้เพียงทิศทางเดียว มีความเชื่อถือได้ต่ำ เมื่อเกิดเหตุขัดข้องจะส่งผลกระทบต่อให้เกิดไฟดับเป็นบริเวณกว้าง

ในปัจจุบันการพัฒนาของวงการภาคธุรกิจ อุตสาหกรรมและการท่องเที่ยวในประเทศ กำลังเจริญก้าวหน้าอย่างมาก มีความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าเพิ่มมากขึ้น การเกิดความขัดข้องในการจ่ายกระแสไฟฟ้าจะส่งผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้า ทำให้เกิดความเสียหายทั้งทางตรงและทางอ้อมเป็นมูลค่ามหาศาล ด้วยเหตุผลข้างต้นทำให้ผู้ใช้ไฟฟ้าคาดหวังในเรื่องคุณภาพและความต่อเนื่องของการบริการสูง นอกเหนือไปจากความต้องการปริมาณการใช้ไฟฟ้าที่เพียงพอ ซึ่งการป้องกันการเกิดความขัดข้องในการจ่ายกระแสไฟฟ้าทำได้โดยการวางแผนเพื่อเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะนำเสนอการเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าโดยใช้แนวทางการปรับปรุงลักษณะการจ่ายไฟของระบบส่งกำลังไฟฟ้าแรงดัน 115 กิโลโวลต์ให้เป็นแบบลููปปิด ซึ่งเป็นลักษณะการจ่ายไฟที่สามารถรับไฟจากแหล่งจ่ายไฟได้ 2 ทิศทาง

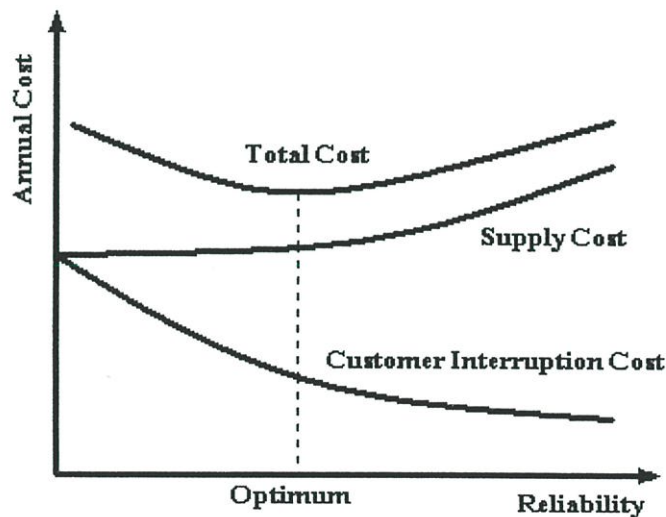
โดยทั่วไปในการวิเคราะห์ความเหมาะสมของการวางแผนระบบส่งกำลังไฟฟ้าเพื่อเพิ่มความเชื่อถือได้ในการจ่ายกระแสไฟฟ้าจะอาศัยวิธีการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าเพื่อแสดงให้เห็นความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าที่ดีขึ้น โดยคำนวณออกมาเป็นค่าดัชนีความเชื่อถือได้ต่างๆ เช่น อัตราการล้มเหลวเฉลี่ย (Average Failure Rate : λ), ระยะเวลาที่เกิดไฟฟ้าดับเฉลี่ย (Average Outage Time : r), ระยะเวลาเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับในหนึ่งปี (Average Annual Outage Time : U) และจำนวนพลังงานที่ไม่ได้รับการจ่าย (Energy Not Supplied : ENS) เป็นต้น ซึ่งผลลัพธ์ที่ได้อาจไม่สะท้อนให้เห็นถึงประสิทธิภาพของการปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้าที่แท้จริงได้

ในการปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้าให้มีความเชื่อถือได้สูงขึ้นนั้นจะต้องใช้ค่าใช้จ่ายในการปฏิบัติงาน การบำรุงรักษาและการก่อสร้างระบบไฟฟ้าสูง ดังนั้นการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าเพียงอย่างเดียว อาจทำให้การตัดสินใจที่จะลงทุนเพื่อเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบส่ง

กำลังไฟฟ้ามีมูลค่าสูงเกินความจำเป็นได้ ในการวางแผนระบบส่งกำลังไฟฟ้าจึงต้องอาศัยการเปรียบเทียบระหว่างค่าใช้จ่ายในการเพิ่มความเชื่อถือได้และประโยชน์ที่ได้รับจากการเพิ่มความเชื่อถือได้ เพื่อพิจารณาว่าการเพิ่มความเชื่อถือได้คุ้มค่ากับการลงทุนมากน้อยเพียงใด

จะเห็นได้ว่าระบบไฟฟ้าที่มีความเชื่อถือได้ต่ำจะส่งผลกระทบต่อให้เกิดความเสียหายโดยตรงกับผู้ใช้ไฟ ซึ่งมีมูลค่ามหาศาลกว่าปริมาณการขายไฟของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคที่ลดลงจากเหตุผลดังกล่าว เพื่อเป็นการสร้างทัศนคติที่ดีของผู้ใช้ไฟต่อการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและสะท้อนให้เห็นถึงผลประโยชน์แท้จริงที่ได้รับจากการปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้า ดังนั้นจึงแทนประโยชน์ที่ได้รับจากการเพิ่มความเชื่อถือได้ด้วยมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟที่ลดลงเมื่อปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้านั่นเอง

ในการวางแผนระบบส่งกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมจำเป็นที่จะต้องพิจารณาให้การลงทุนเพื่อเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบส่งกำลังไฟฟ้ามีความเหมาะสมกับค่าใช้จ่ายรวมของผู้ใช้ไฟฟ้า (Total Cost) ดังแสดงไว้ตามรูปที่ 1.1 จากกราฟจะเห็นได้ว่าจุดที่มีความเหมาะสมจะเกิดความสัมพันธ์ระหว่างค่าใช้จ่ายในการลงทุนปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้า (Supply Cost) และความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟ (Customer Interruption Cost) ซึ่งจะมีค่าใช้จ่ายรวมของผู้ใช้ไฟฟ้า (Total Cost) ต่ำที่สุด [10]



รูปที่ 1.1 แสดงความสัมพันธ์ของค่าใช้จ่ายและประโยชน์ของความเชื่อถือได้

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงได้นำเสนอการวางแผนโดยคำนึงถึงความเชื่อถือได้ของระบบส่งกำลังไฟฟ้าแรงดัน 115 กิโลโวลต์ ที่มีลักษณะการจ่ายไฟแบบเรเดียล โดยการปรับปรุงให้มีลักษณะการจ่ายไฟแบบลูปปิด ในการวิเคราะห์ความเหมาะสมของการวางแผนจะใช้วิธีการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าและเปรียบเทียบอัตราส่วนระหว่างผลประโยชน์และ

ค่าใช้จ่ายของความเชื่อถือได้นั้น โดยประยุกต์ใช้ความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับที่ลดลงแทนผลประโยชน์จากการเพิ่มความเชื่อถือได้และวิเคราะห์จากระบบส่งกำลังไฟฟ้าแรงดัน 115 กิโลโวลต์ ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค นอกจากนี้แนวทางในการปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้ายังสามารถนำไปประยุกต์ใช้งานได้จริงในทางปฏิบัติ

1.2 ความมุ่งหมายและวัตถุประสงค์ของการศึกษา

ความมุ่งหมายและวัตถุประสงค์ของการศึกษา มีดังนี้

1. เพื่อศึกษาทฤษฎีและหลักการที่นำมาใช้ในการวิเคราะห์ระบบส่งกำลังไฟฟ้า
2. เพื่อศึกษาทฤษฎีและหลักการที่นำมาใช้ในการวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของระบบส่งกำลังไฟฟ้า
3. เพื่อศึกษาวิธีการประเมินอัตราความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟ
4. เพื่อศึกษาผลของการประยุกต์ใช้อัตราความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟแทนประโยชน์ที่ได้รับจากการเพิ่มความเชื่อถือได้
5. เพื่อเปรียบเทียบค่าดัชนีความเชื่อถือได้จากการคำนวณระหว่างสภาพการจ่ายไฟปัจจุบันและหลังปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้า สำหรับใช้วิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าจากการวางแผนปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้า
6. เพื่อนำค่าอัตราส่วนระหว่างผลประโยชน์และค่าใช้จ่ายของความเชื่อถือได้จากการคำนวณไปใช้สำหรับประกอบการตัดสินใจการวางแผนปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้า

1.3 สมมติฐานของการศึกษา

การวางแผนโดยคำนึงถึงความเชื่อถือได้ของระบบส่งกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสม จะมีผลให้ค่าความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าเพิ่มขึ้นโดยพิจารณาจากค่าดัชนีความเชื่อถือได้ที่ดีขึ้น เช่น การลดลงของอัตราการล้มเหลวเฉลี่ย (Average Failure Rate : λ), ระยะเวลาที่เกิดไฟฟ้าดับเฉลี่ย (Average Outage Time : r), ระยะเวลาเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับในหนึ่งปี (Average Annual Outage Time : U) และจำนวนพลังงานที่ไม่ได้รับการจ่าย (Energy Not Supplied : ENS) เป็นต้น และอัตราส่วนระหว่างผลประโยชน์ต่อค่าใช้จ่ายของความเชื่อถือได้จะต้องมีค่ามากกว่า 1 ซึ่งหมายความว่าผลประโยชน์ที่ได้รับจากการเพิ่มความเชื่อถือได้จะมากกว่าค่าใช้จ่ายของความเชื่อถือได้นั้น

1.4 ทฤษฎีหรือแนวความคิดที่ใช้ในการวิจัย

ทฤษฎีหรือแนวความคิดที่ใช้ในการวิจัย ประกอบด้วยส่วนต่างๆ ดังต่อไปนี้

1. การศึกษาการไหลของกำลังไฟฟ้าและการศึกษาการลัดวงจรในระบบส่งกำลังไฟฟ้า เพื่อวิเคราะห์ประสิทธิภาพของระบบส่งกำลังไฟฟ้า
2. การประเมินค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า เพื่อวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของระบบส่งกำลังไฟฟ้า
3. การวิเคราะห์ความเหมาะสมทางด้านเศรษฐศาสตร์จะอาศัยเกณฑ์การตัดสินใจแบบปรับค่าเวลาในรูปแบบอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อค่าใช้จ่าย (Benefit Cost Ratio : BCR)
4. การประยุกต์ใช้อัตราความเสียหายเนื่องจากไฟฟาดับของผู้ใช้ไฟที่ลดลงแทนมูลค่าผลประโยชน์จากการเพิ่มความเชื่อถือได้

1.5 ขอบเขตของการวิจัย

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะกำหนดขอบเขตการดำเนินการ ดังต่อไปนี้

1. ทำการวางแผนระบบส่งกำลังไฟฟ้าแรงดัน 115 กิโลโวลต์ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคที่มีลักษณะการจ่ายไฟแบบเรเดียล ซึ่งมีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าต่ำ
2. กำหนดแนวทางการปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้าให้มีลักษณะการจ่ายไฟแบบลูปิดสอดคล้องกับสภาพแวดล้อมปัจจุบันและสามารถนำไปประยุกต์ใช้งานได้จริง
3. อัตราการล้มเหลว (Failure Rate) ของระบบส่งกำลังไฟฟ้าจะไม่พิจารณาผลที่เกิดจากฟ้าผ่า
4. ใช้อัตราความเสียหายเนื่องจากไฟฟาดับของผู้ใช้ไฟของพื้นที่ที่ทำการศึกษ
5. การแสดงผลการวิเคราะห์จะอยู่ในรูปของค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าและอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อค่าใช้จ่าย (Benefit Cost Ratio : BCR)

1.6 ขั้นตอนของการศึกษา

ขั้นตอนการศึกษาสามารถแบ่งเป็นหัวข้อดังต่อไปนี้

1. เลือกระบบส่งกำลังไฟฟ้าแรงดัน 115 กิโลโวลต์ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคที่มีลักษณะการจ่ายไฟแบบเรเดียล ซึ่งมีความเชื่อถือได้ต่ำ
2. รวบรวมข้อมูลและสถิติการเกิดกระแสไฟฟ้าขัดข้องของระบบส่งกำลังไฟฟ้าที่จะนำมาพิจารณา
3. กำหนดแนวทางการปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้าเพื่อเพิ่มความเชื่อถือได้

4. เปรียบเทียบผลที่ได้จากการวิเคราะห์ความเหมาะสมทางด้านวิศวกรรมกับค่ามาตรฐาน (Planning Criteria)
5. เปรียบเทียบผลที่ได้จากการคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า สภาพการจ่ายไฟปัจจุบันและหลังปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้า
6. คำนวณค่าใช้จ่ายในการลงทุนและผลประโยชน์ที่ได้รับจากการเพิ่มความเชื่อถือได้ของการปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้า
7. วิเคราะห์ความเหมาะสมทางด้านเศรษฐศาสตร์โดยเปรียบเทียบอัตราส่วนระหว่างผลประโยชน์ต่อค่าใช้จ่าย (Benefit Cost Ratio : BCR)
8. สรุปผลจากการทดลอง
9. เขียนวิทยานิพนธ์

บทที่ 2

ทฤษฎีการวิเคราะห์ความเหมาะสมทางด้านวิศวกรรม

ในบทนี้จะนำเสนอทฤษฎีการศึกษาการไหลของกำลังไฟฟ้าและทฤษฎีการศึกษาการลัดวงจรเพื่อนำมาใช้ในการวิเคราะห์ความเหมาะสมทางด้านวิศวกรรม

2.1 การศึกษาการไหลของกำลังไฟฟ้า (Power-flow Studies) [1]

การศึกษาการไหลของกำลังไฟฟ้า (power-flow studies) เป็นสิ่งสำคัญในการวางแผนและออกแบบขยายระบบส่งกำลังไฟฟ้าเพิ่มเติมในอนาคต รวมถึงการใช้งานระบบส่งกำลังไฟฟ้าในสภาพปัจจุบันให้เกิดประสิทธิภาพสูงสุด ซึ่งผลลัพธ์ที่ได้จากการศึกษาการไหลของกำลังไฟฟ้าจะแสดงขนาดและมุมเฟสของแรงดันไฟฟ้าที่แต่ละบัส และกำลังไฟฟ้าจริงและรีแอกทีฟที่ไหลในสายส่ง วิธีการศึกษาการไหลของกำลังไฟฟ้าสามารถทำได้หลายวิธี แต่ละวิธีจะให้ผลลัพธ์ในการวิเคราะห์เหมือนกันขึ้นอยู่กับการใช้

ทั้งเซลฟ์และมิวชวลแอตมิตแตนซ์บัส ซึ่งประกอบด้วยเมตริกซ์แอตมิตแตนซ์บัส Y_{bus} หรือจุดขับเคลื่อน (Driving point) และอิมพีแดนซ์ถ่ายโอนซึ่งประกอบด้วย Z_{bus} จะถูกนำมาใช้ในการแก้ปัญหาการไหลของกำลังไฟฟ้า แต่ในการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าจะพิจารณาระบบส่งกำลังไฟฟ้าอยู่ในรูปของเมตริกซ์แอตมิตแตนซ์ Y_{bus} ซึ่งประกอบด้วยองค์ประกอบ (element) Y_{ij} เขียนแทนด้วยสมการ

$$Y_{ij} = |Y_{ij}| \angle \theta_{ij} = |Y_{ij}| \cos \theta_{ij} + j |Y_{ij}| \sin \theta_{ij} = G_{ij} + jB_{ij} \quad (2.1)$$

นอกจากนั้นจะต้องทราบค่าอิมพีแดนซ์และพิกัดของหม้อแปลง, พิกัดของชั้นหุ้มฉนวนคาปาซิเตอร์ รวมถึงการตั้งแทปของหม้อแปลงอีกด้วย โดยในการศึกษาการไหลของกำลังไฟฟ้าจะแสดงขนาดของแรงดันที่บัสหรือกำลังไฟฟ้าที่ไหลผ่านบัสต่างๆ ออกมา

สมมติให้ค่าแรงดันไฟฟ้าที่บัส i ใดๆ ในระบบส่งกำลังไฟฟ้า สามารถเขียนแทนด้วยสมการในรูปโพลาร์ ดังนี้

$$V_i = |V_i| \angle \delta_i = |V_i| (\cos \delta_i + j \sin \delta_i) \quad (2.2)$$

และแรงดันไฟฟ้าที่บัส j โดๆ จะแทนตัวอักษร i ด้วย j นอกจากนั้นสามารถแทนค่ากระแสที่ไหลเข้าบัส i โดๆ ให้อยู่ในรูปของผลรวมในเทอมขององค์ประกอบ Y_{ij} ของเมตริกซ์ Y_{bus} ได้ดังสมการ

$$I_i = Y_{i1}V_1 + Y_{i2}V_2 + \dots + Y_{iN}V_N = \sum_{n=1}^N Y_{in}V_n \quad (2.3)$$

เมื่อกำหนดให้ P_i และ Q_i แทนกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่บัส i โดๆ ดังนั้นค่ากำลังไฟฟ้าที่บัส i โดๆ สามารถเขียนในรูปการคอนจูเกต (conjugate) ได้ดังสมการ

$$P_i - jQ_i = V_i^* \sum_{n=1}^N Y_{in}V_n \quad (2.4)$$

แทนสมการที่ (2.1) และ (2.2) ลงในสมการที่ (2.4) จะได้

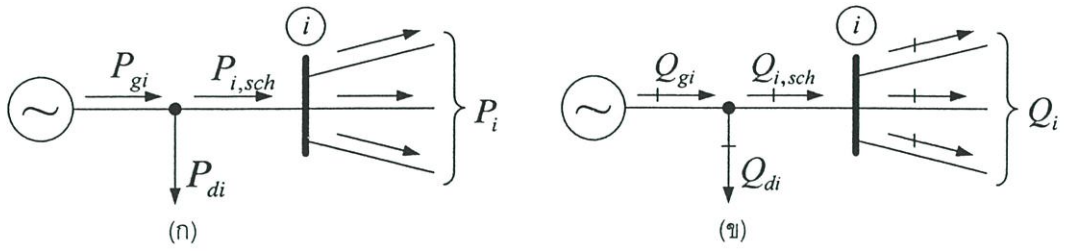
$$P_i - jQ_i = \sum_{n=1}^N |Y_{in}V_iV_n| \angle \theta_{in} + \delta_n - \delta_i \quad (2.5)$$

เมื่อแยกกำลังไฟฟ้าออกเป็นส่วนจริงและส่วนจินตภาพ จะเรียกว่า สมการการไหลของกำลังไฟฟ้า (power-flow equation) สามารถเขียนแทนด้วยสมการ

$$P_i = \sum_{n=1}^N |Y_{in}V_iV_n| \cos(\theta_{in} + \delta_n - \delta_i) \quad (2.6)$$

$$Q_i = \sum_{n=1}^N |Y_{in}V_iV_n| \sin(\theta_{in} + \delta_n - \delta_i) \quad (2.7)$$

เมื่อพิจารณาที่บัส i โดๆ ให้ P_{gi} แทนกำลังไฟฟ้าจริงที่จ่ายเข้าบัส i โดๆ และ P_{di} แทนกำลังไฟฟ้าจริงที่โหลดซึ่งต่อกับบัส i โดๆ ดึงไปใช้ ดังนั้นจะได้ว่า $P_{i,sch} = P_{gi} - P_{di}$ แทนกำลังไฟฟ้าจริงที่บัส i โดๆ ตามรูปที่ 2.1(ก) ส่วนกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่บัส i โดๆ จะแทนด้วย $Q_{i,sch} = Q_{gi} - Q_{di}$ ตามรูปที่ 2.1(ข)



รูปที่ 2.1 แสดงกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟที่บัส i โดย

(ก) กำลังไฟฟ้าจริงที่บัส i โดย

(ข) กำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟที่บัส i โดย

ชนิดของบัสสามารถแบ่งออกเป็น 3 ชนิด โดยในแต่ละบัสจะประกอบด้วยค่าพารามิเตอร์ $P_i, Q_i, |V|, \angle \delta_i$ และแต่ละบัสจะทราบค่าพารามิเตอร์อย่างน้อย 2 ค่า ส่วนค่าพารามิเตอร์ที่เหลือจะได้มาจากการคำนวณ บัสทั้ง 3 ชนิด ประกอบด้วย

1. Slack Bus หรือเรียกอีกอย่างว่า Reference Bus หรือ Infinite Bus หรือ Floating Bus โดยบัสชนิดนี้จะกำหนดขนาดและมุมของแรงดันไฟฟ้าให้มีค่าคงที่ ส่วนค่ากำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟที่จ่ายออกมาจะขึ้นอยู่กับความต้องการ โดยขนาดและมุมของแรงดันไฟฟ้าจะไม่มีการเปลี่ยนแปลง เนื่องจากถือว่าเป็นแหล่งกำเนิดขนาดใหญ่ที่สามารถให้กำลังไฟฟ้าได้มาก โดยกำหนดให้ $|V| = 1, \angle \delta_i = 0^\circ$
2. Generator Bus โดยทั่วไปบัสชนิดนี้จะกำหนดค่าขนาดของแรงดันและกำลังไฟฟ้า $|V|, P_i$ และบางครั้งเรียกบัสชนิดนี้ว่า Voltage-Controlled Bus หรือ P-V Bus บัสชนิดนี้เป็นบัสที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าต่ออยู่โดยควบคุมค่ากำลังไฟฟ้าจริงและแรงดันไฟฟ้าให้มีค่าคงที่ ส่วนค่ากำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟและมุมของแรงดันไฟฟ้าสามารถหาได้จากการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า
3. Load Bus บัสชนิดนี้จะกำหนดค่าเป็นจำนวนเชิงซ้อนของกำลังไฟฟ้าไว้คือจะกำหนดในรูป $S = P + jQ$ และบางครั้งเรียกบัสนี้ว่า P-Q Bus เนื่องจากจะมีโหลดต่ออยู่ที่บัสชนิดนี้ โดยจะทราบค่า P_i, Q_i ส่วนขนาดและมุมของแรงดันไฟฟ้าที่บัสนี้สามารถหาได้จากการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า

หัวข้อต่อไปจะแสดงวิธีการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าแต่ละแบบที่ใช้กันอยู่ เพื่อศึกษาทฤษฎีที่นำมาใช้ในการวางแผนระบบส่งกำลังไฟฟ้า

2.1.1 วิธีการเกาส์ไซเดล (Gauss-Seidel Method)

วิธีการนี้จะใช้การสมมติค่าเริ่มต้นให้กับแรงดันที่บัสใดๆที่ไม่ทราบค่าและคำนวณค่าแรงดันที่แต่ละบัสใหม่ หากค่าเข้าไปเรื่อยๆจนกว่าค่าผิดพลาด (error) จะอยู่ในพิกัดที่ยอมรับได้ โดย

สามารถนำค่าตัวแปรที่ได้จากการคำนวณไปใช้แทนค่าได้เลยโดยไม่ต้องรอให้ครบรอบการคำนวณ สมมติว่าพิจารณาระบบส่งกำลังไฟฟ้าที่มี 4 บัส โดยกำหนดให้บัสที่ 1 เป็น Slack Bus เมื่อเริ่มทำการคำนวณที่บัสที่ 2 จากสมการที่ (2.4) จะได้ว่า

$$\frac{P_{2,sch} - jQ_{2,sch}}{V_2^*} = Y_{21}V_1 + Y_{22}V_2 + Y_{23}V_3 + Y_{24}V_4 \quad (2.8)$$

เพราะฉะนั้น จะสามารถหาค่า V_2 โดยย้ายข้างสมการได้ดังนี้

$$V_2 = \frac{1}{Y_{22}} \left[\frac{P_{2,sch} - jQ_{2,sch}}{V_2^*} - (Y_{21}V_1 + Y_{23}V_3 + Y_{24}V_4) \right] \quad (2.9)$$

เมื่อกำหนดให้บัสที่ 3, 4 เป็น Load Bus ซึ่งจะทราบค่า P และ Q ที่บัสนั้นๆ จากนั้นจะสามารถหาแรงดันที่บัสได้จาก

$$V_3 = \frac{1}{Y_{33}} \left[\frac{P_{3,sch} - jQ_{3,sch}}{V_3^*} - (Y_{31}V_1 + Y_{32}V_2 + Y_{34}V_4) \right] \quad (2.10)$$

เพื่อให้เห็นวิธีการคำนวณที่ชัดเจนยิ่งขึ้น จะยกตัวอย่างเช่นเมื่อกำหนดให้บัสที่ 1 เป็น Slack Bus จะทราบค่า $V_1 = |V_1| \angle \delta_1$ หลังจากนั้นก็จะสมมติค่าเริ่มต้นของแรงดันบัสอื่นๆที่ไม่ทราบค่า $V_2^{(0)}, V_3^{(0)}, V_4^{(0)}$ แล้วเริ่มทำการคำนวณหาค่าแรงดันแต่ละบัสรอบที่ 1 ใหม่ จะได้ว่า

$$V_2^{(1)} = \frac{1}{Y_{22}} \left[\frac{P_{2,sch} - jQ_{2,sch}}{V_2^{(0)*}} - (Y_{21}V_1 + Y_{23}V_3^{(0)} + Y_{24}V_4^{(0)}) \right] \quad (2.11)$$

นำค่าแรงดันบัสที่ 2 ใหม่ที่คำนวณได้ไปใช้หา $V_3^{(1)}$ ได้เลย โดยหาได้จากสมการ

$$V_3^{(1)} = \frac{1}{Y_{33}} \left[\frac{P_{3,sch} - jQ_{3,sch}}{V_3^{(0)*}} - (Y_{31}V_1 + Y_{32}V_2^{(1)} + Y_{34}V_4^{(0)}) \right] \quad (2.12)$$

ทำซ้ำไปเรื่อยๆ จนค่าผิดพลาดอยู่ในพิกัดที่ยอมรับได้ เรียกวิธีการนี้ว่า Gauss-Seidel iterative method ซึ่งสามารถเขียนแทนสมการที่ใช้ในการคำนวณแรงดันไฟฟ้าที่บัส i ได้ด้วย

$$V_i^{(k)} = \frac{1}{Y_{ii}} \left[\frac{P_{i,sch} - jQ_{i,sch}}{V_i^{(k-1)*}} - \sum_{j=1}^{i-1} Y_{ij} V_j^{(k)} - \sum_{j=i+1}^N Y_{ij} V_j^{(k-1)} \right] \quad (2.13)$$

ในการที่จะทำให้การคำนวณลู่เข้าหาคำตอบเร็วขึ้นสามารถปรับปรุงโดยการคูณ acceleration factor (α) ซึ่งจะได้สมการแรงดันที่บัส i โดย ใหม่ ดังนี้

$$V_{i,acc}^{(k)} = (1 - \alpha)V_{i,acc}^{(k-1)} + \alpha V_i^{(k)} = V_{i,acc}^{(k-1)} + \alpha(V_i^{(k)} - V_{i,acc}^{(k-1)}) \quad (2.14)$$

โดยทั่วไปจะกำหนดให้ค่า acceleration factor มีค่า $\alpha \cong 1.3 - 1.6$

2.1.2 วิธีการนิวตันราฟสัน (Newton-Raphson Method)

วิธีการนิวตันราฟสันจะใช้ทฤษฎีการขยายอนุกรมของ Taylor มาใช้ในการแก้ปัญหาสมการที่มีตัวแปรตั้งแต่ 2 ตัวขึ้นไป เริ่มต้นด้วยการอธิบายการแก้ปัญหาสมการทางคณิตศาสตร์ก่อนแล้วจึงวิเคราะห์ไปยังการแก้ปัญหาของสมการการไหลของกำลังไฟฟ้า จากทฤษฎีการขยายอนุกรมของ Taylor จะได้ว่า

$$y = f(x) = f(x_0) + \frac{df(x_0)}{dx} \cdot \Delta x' + \frac{d^2 f(x_0)}{d^2 x} \cdot (\Delta x)^2 + \dots \quad (2.15)$$

ตัดทิ้ง

$$y = f(x) = f(x_0) + \frac{df(x_0)}{dx} \cdot \Delta x' \quad (2.16)$$

จากสมการที่ (2.16) ให้ y เป็นฟังก์ชันของตัวแปร x โดยที่ $\Delta x'$ แทนค่า error แต่ในกรณีที่ฟังก์ชัน y มีตัวแปรมากกว่า 1 โดยแทนฟังก์ชัน y ด้วย $f(x_1, x_2, \dots, x_n)$ จะได้

$$y = f(x_1, x_2, \dots, x_n) = f(x_1^{(0)}, x_2^{(0)}, \dots, x_n^{(0)}) + \frac{\partial f(x_1, x_2, \dots, x_n)}{\partial x_1} \Big|_{(0)} \cdot \Delta x_1^{(0)} + \frac{\partial f(x_1, x_2, \dots, x_n)}{\partial x_2} \Big|_{(0)} \cdot \Delta x_2^{(0)} + \dots + \frac{\partial f(x_1, x_2, \dots, x_n)}{\partial x_n} \Big|_{(0)} \cdot \Delta x_n^{(0)} \quad (2.17)$$

$$\Delta y = y - f(x_1^{(0)}, x_2^{(0)}, \dots, x_n^{(0)}) = \left. \frac{\partial f(x_1, x_2, \dots, x_n)}{\partial x_1} \right|_{(0)} \cdot \Delta x_1^{(0)} + \left. \frac{\partial f(x_1, x_2, \dots, x_n)}{\partial x_2} \right|_{(0)} \cdot \Delta x_2^{(0)} + \dots + \left. \frac{\partial f(x_1, x_2, \dots, x_n)}{\partial x_n} \right|_{(0)} \cdot \Delta x_n^{(0)} \quad (2.18)$$

เมื่อ $x_1^{(0)}, x_2^{(0)}, \dots, x_n^{(0)}$ เป็นค่าประมาณเริ่มต้นและ $\left. \frac{\partial f(x_1, x_2, \dots, x_n)}{\partial x} \right|_{(0)}$ แทนค่าการ

อนุพันธ์บางส่วน (Partial Differentiate) แล้วแทนค่าด้วย $x_1^{(0)}, x_2^{(0)}, \dots, x_n^{(0)}$

ดังนั้นสามารถเขียนให้อยู่ในรูปของเมตริกซ์ได้ ดังนี้

$$\begin{bmatrix} \Delta y_1 \\ \Delta y_2 \\ \vdots \\ \Delta y_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \frac{\partial f_1}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \\ \frac{\partial f_2}{\partial x_1} & \frac{\partial f_2}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_2}{\partial x_n} \\ \vdots & \vdots & & \vdots \\ \frac{\partial f_n}{\partial x_1} & \frac{\partial f_n}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_n}{\partial x_n} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x_1 \\ \Delta x_2 \\ \vdots \\ \Delta x_n \end{bmatrix} \quad (2.19)$$

$$[\Delta y] = [J][\Delta x] \quad (2.20)$$

โดยที่ $[J]$ แทน Jacobian Matrix ซึ่งประกอบด้วยอนุพันธ์บางส่วน

การนำวิธีการ Newton-Raphson ไปใช้ในการศึกษาการไหลของกำลังไฟฟ้า สามารถทำได้โดยหาค่า mismatch ของกำลังไฟฟ้าที่บัส i ใดๆ เมื่อกำหนดให้

$$Y_{ii} = G_{ii} + jB_{ii} \quad (2.21)$$

$$V_i = a_i + jb_i \quad (2.22)$$

จากสมการที่ (2.4) การคำนวณหาค่ากำลังไฟฟ้าที่บัส i ใดๆ จะได้ว่า

$$P_i - jQ_i = V_i^* \sum_{n=1}^N Y_{in} V_n = (a_i + jb_i) \sum_{n=1}^N (G_{in} - jB_{in})(a_n + jb_n) \quad (2.23)$$

$$\begin{aligned}
P_{i,calc} &= \text{Re} \left[(a_i + jb_i) \sum_{n=1}^N (G_{in} - jB_{in})(a_n + jb_n) \right] \\
&= \sum_{n=1}^N [a_i(a_n G_{in} + b_n B_{in}) + b_i(b_n G_{in} - a_n B_{in})]
\end{aligned} \tag{2.24}$$

$$\begin{aligned}
Q_{i,calc} &= \text{Im} \left[(a_i + jb_i) \sum_{n=1}^N (G_{in} - jB_{in})(a_n + jb_n) \right] \\
&= \sum_{n=1}^N [b_i(a_n G_{in} + b_n B_{in}) - a_i(b_n G_{in} - a_n B_{in})]
\end{aligned} \tag{2.25}$$

และสามารถหาค่า mismatch ของกำลังไฟฟ้าที่บัส i ใดๆ ได้ดังสมการต่อไปนี้

$$\Delta P_i = P_{i,sch} - P_{i,calc} \tag{2.26}$$

$$\Delta Q_i = Q_{i,sch} - Q_{i,calc} \tag{2.27}$$

$$\Delta |V_i|^2 = |V_{i,sch}|^2 - |V_{i,calc}|^2 \tag{2.28}$$

เริ่มต้นต้องหา [J] เพื่อหาค่า mismatch ของแรงดันไฟฟ้าที่บัสใดๆ โดยจะทราบค่าพารามิเตอร์ต่างๆของบัสแต่ละชนิดและนำค่าพารามิเตอร์นี้มาสร้างเป็นฟังก์ชัน เพื่อให้เข้าใจง่ายขึ้นจะเขียนสมการเมตริกซ์ในระบบที่มีบัสเพียง 3 บัส โดยสมมติให้บัสที่ 1 เป็น Slack Bus บัสที่ 2 เป็น Generator Bus และบัสที่ 3 เป็น Load Bus สามารถเขียนเป็นเมตริกซ์ได้ดังนี้

$$\begin{bmatrix} \Delta P_2 \\ \Delta |V_2|^2 \\ \Delta P_3 \\ \Delta Q_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_2}{\partial a_2} & \frac{\partial P_2}{\partial b_2} & \frac{\partial P_2}{\partial a_3} & \frac{\partial P_2}{\partial b_3} \\ \frac{\partial |V_2|^2}{\partial a_2} & \frac{\partial |V_2|^2}{\partial b_2} & \frac{\partial |V_2|^2}{\partial a_3} & \frac{\partial |V_2|^2}{\partial b_3} \\ \frac{\partial P_3}{\partial a_2} & \frac{\partial P_3}{\partial b_2} & \frac{\partial P_3}{\partial a_3} & \frac{\partial P_3}{\partial b_3} \\ \frac{\partial Q_3}{\partial a_2} & \frac{\partial Q_3}{\partial b_2} & \frac{\partial Q_3}{\partial a_3} & \frac{\partial Q_3}{\partial b_3} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta a_2 \\ \Delta b_2 \\ \Delta a_3 \\ \Delta b_3 \end{bmatrix} \tag{2.29}$$

โดยที่

$$[J] = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_2}{\partial a_2} & \frac{\partial P_2}{\partial b_2} & \frac{\partial P_2}{\partial a_3} & \frac{\partial P_2}{\partial b_3} \\ \frac{\partial |V_2|^2}{\partial a_2} & \frac{\partial |V_2|^2}{\partial b_2} & \frac{\partial |V_2|^2}{\partial a_3} & \frac{\partial |V_2|^2}{\partial b_3} \\ \frac{\partial P_3}{\partial a_2} & \frac{\partial P_3}{\partial b_2} & \frac{\partial P_3}{\partial a_3} & \frac{\partial P_3}{\partial b_3} \\ \frac{\partial Q_3}{\partial a_2} & \frac{\partial Q_3}{\partial b_2} & \frac{\partial Q_3}{\partial a_3} & \frac{\partial Q_3}{\partial b_3} \end{bmatrix} \quad (2.30)$$

จากสมการที่ (2.24) และ (2.25) แต่ละองค์ประกอบใน [J] หาได้จาก

$$\frac{\partial P_i}{\partial a_n} = a_i G_{in} - b_i B_{in} \quad \text{เมื่อ } n \neq i \quad (2.31)$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial a_i} = 2a_i G_{ii} + \sum_{\substack{n=1 \\ n \neq i}}^N (a_n G_{in} + b_n B_{in}) \quad (2.32)$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial b_n} = a_i B_{in} + b_i G_{in} \quad \text{เมื่อ } n \neq i \quad (2.33)$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial b_i} = 2b_i G_{ii} + \sum_{\substack{n=1 \\ n \neq i}}^N (b_n B_{in} - a_n G_{in}) \quad (2.34)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial a_i} = 2a_i B_{ii} - \sum_{\substack{n=1 \\ n \neq i}}^N (b_n G_{in} - a_n B_{in}) \quad (2.35)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial a_n} = a_i B_{in} + b_i G_{in} \quad \text{เมื่อ } n \neq i \quad (2.36)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial b_i} = 2b_i B_{ii} + \sum_{\substack{n=1 \\ n \neq i}}^N (a_i G_{in} + b_i G_{in}) \quad (2.37)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial b_n} = -a_i G_{in} + b_i B_{in} \quad \text{เมื่อ } n \neq i \quad (2.38)$$

$$\frac{\partial |V_i|^2}{\partial a_i} = 2a_i \quad (2.39)$$

$$\frac{\partial |V_i|^2}{\partial a_n} = 0 \quad \text{เมื่อ } n \neq i \quad (2.40)$$

$$\frac{\partial |V_i|^2}{\partial b_i} = 2b_i \quad (2.41)$$

$$\frac{\partial |V_i|^2}{\partial b_n} = 0 \quad \text{เมื่อ } n \neq i \quad (2.42)$$

จากนั้นจะต้องสมมติค่าเริ่มต้นของแรงดันที่บัสต่างๆ เพื่อคำนวณหาค่า mismatch ของกำลังไฟฟ้าที่บัสและแทนค่า mismatch ของกำลังไฟฟ้าที่บัสที่ได้ เพื่อหาค่า $\Delta a_i, \Delta b_i$ หลังจากได้ค่า $\Delta a_i, \Delta b_i$ ก็สามารถหาค่าแรงดันไฟฟ้าในรอบการคำนวณ k ใดๆ ได้จากสมการ

$$V_i^{(k)} = V_i^{(k-1)} + \Delta a_i^{(k)} + j\Delta b_i^{(k)} \quad (2.43)$$

ทำการคำนวณตามขั้นตอนหลายๆรอบการคำนวณจนกระทั่ง $\Delta P_i, \Delta Q_i, \Delta |V_i|^2$ มีค่าใกล้ศูนย์ ก็จะได้ค่าแรงดันไฟฟ้าของแต่ละบัสที่หาได้จากการคำนวณรอบสุดท้าย

2.2 การศึกษาการลัดวงจร (Short Circuit Studies) [1]

2.2.1 องค์ประกอบสมมาตร (Symmetrical Component)

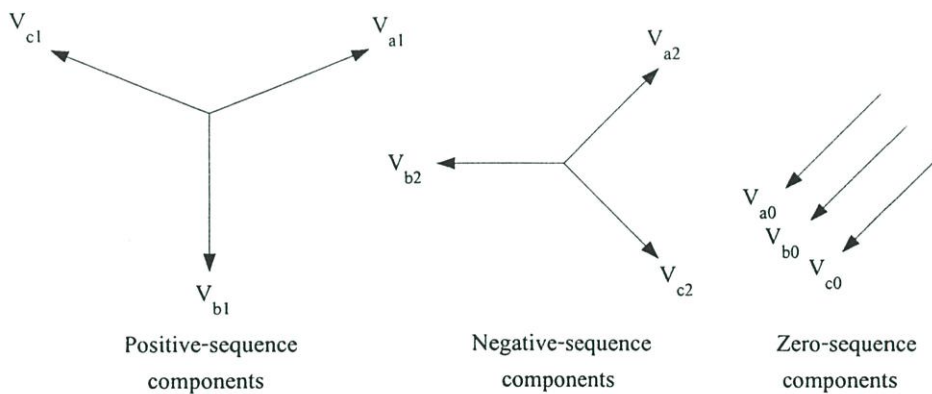
ในการแก้ปัญหาระบบไม่สมดุล n เฟส สามารถที่จะแทนด้วยระบบที่สมดุล n ระบบซึ่งในแต่ละระบบมีเฟสเซอร์ที่สมดุลอยู่และเรียกวิธีนี้ว่า วิธีองค์ประกอบสมมาตร (Symmetrical Component) โดยในแต่ละชุดของเฟสเซอร์จะมีขนาดเท่ากันและมุมในระหว่างเฟสเซอร์ที่อยู่ใกล้กันจะมีค่าเท่ากัน วิธีการนี้สามารถใช้ได้กับระบบไม่สมดุลที่มี n เฟส แต่ในที่นี้จะพิจารณาในระบบ

ไม่สมดุลที่มี 3 เฟสเท่านั้น ซึ่งวิธีองค์ประกอบสมมาตรนี้จะใช้ในการแก้ปัญหาการเกิดการลัดวงจรแบบไม่สมมาตร

ในระบบไฟฟ้า 3 เฟส จะมีประกอบด้วย 3 องค์ประกอบ ได้แก่

1. องค์ประกอบลำดับบวก (Positive Sequence Components) ประกอบด้วย เฟสเซอร์ 3 ตัวที่มีขนาดเท่ากันและมีมุมห่างกัน 120° โดยมีลำดับเฟส A, B และ C ตามเข็มนาฬิกา สัญลักษณ์แทนด้วย V_{a1} , V_{b1} และ V_{c1}
2. องค์ประกอบลำดับลบ (Negative Sequence Components) ประกอบด้วย เฟสเซอร์ 3 ตัวที่มีขนาดเท่ากันและมีมุมห่างกัน 120° โดยมีลำดับเฟส A, B และ C ทวนเข็มนาฬิกา สัญลักษณ์แทนด้วย V_{a2} , V_{b2} และ V_{c2}
3. องค์ประกอบลำดับศูนย์ (Zero Sequence Components) ประกอบด้วย เฟสเซอร์ 3 ตัวที่มีขนาดเท่ากันและมีทิศทางเดียวกัน สัญลักษณ์แทนด้วย V_{a0} , V_{b0} และ V_{c0}

โดยทั่วไปแล้ว การแก้ปัญหาขององค์ประกอบสมมาตรจะแสดงเฟสทั้ง 3 เฟสของระบบไฟฟ้าด้วยตัวอักษร a b และ c ตามลักษณะลำดับเฟสของแรงดันและกระแสไฟฟ้า รูปที่ 2.2 แสดงชุดองค์ประกอบสมมาตรทั้ง 3 ชุด



รูปที่ 2.2 แสดงองค์ประกอบสมมาตรของเฟสเซอร์ไม่สมดุล 3 เฟส

เมื่อเฟสเซอร์ไม่สมดุลแต่ละเฟสเป็นผลรวมขององค์ประกอบสมมาตรนั้น แล้วเฟสเซอร์เริ่มต้นจะแสดงตามเทอมขององค์ประกอบสมมาตรนั้น ได้ดังนี้

$$V_a = V_{a1} + V_{a2} + V_{a0} \quad (2.44)$$

$$V_b = V_{b1} + V_{b2} + V_{b0} \quad (2.45)$$

$$V_c = V_{c1} + V_{c2} + V_{c0} \quad (2.46)$$

2.2.2 โอเปอเรเตอร์ (Operator)

เนื่องจากในวิธีองค์ประกอบสมมาตร ค่ามุมที่ห่างกันของเฟสเซอร์ทั้งแรงดันและกระแส เป็น 120° เพื่อให้ง่ายต่อการเขียนและเข้าใจ จะใช้โอเปอเรเตอร์ a แทนค่ามุมเหล่านี้ โดยนิยามว่า

$$a = 1\angle 120^\circ = -0.5 + j0.866 \quad (2.47)$$

จากสมการที่ (2.47) จะสามารถลดจำนวนปริมาณที่ไม่ทราบโดยการแทนองค์ประกอบ V_b และ V_c แต่ละตัวตามผลคูณของฟังก์ชันโอเปอเรเตอร์ a ดังนั้นจะหาความสัมพันธ์ได้จาก

$$V_{b1} = a^2 V_{a1} \quad (2.48)$$

$$V_{c1} = a V_{a1} \quad (2.49)$$

$$V_{b2} = a V_{a2} \quad (2.50)$$

$$V_{c2} = a^2 V_{a2} \quad (2.51)$$

$$V_{b0} = V_{a0} \quad (2.52)$$

$$V_{c0} = V_{a0} \quad (2.53)$$

แทนสมการที่ (2.48)-(2.53) ลงในสมการที่ (2.44)-(2.46) จะได้

$$V_a = V_{a1} + V_{a2} + V_{a0} \quad (2.54)$$

$$V_b = a^2 V_{a1} + a V_{a2} + V_{a0} \quad (2.55)$$

$$V_c = a V_{a1} + a^2 V_{a2} + V_{a0} \quad (2.56)$$

หรือเขียนให้อยู่ในรูปเมตริกซ์

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix} \quad (2.57)$$

เพื่อความสะดวกแก่การใช้งาน จะกำหนดให้

$$A = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \quad (2.58)$$

ดังนั้น จะพิสูจน์อย่างง่าย ๆ เป็น

$$A^{-1} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \quad (2.59)$$

จากนั้น คุณทั้งสองด้านของสมการที่ (2.57) ด้วย A^{-1} จะได้

$$\begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \quad (2.60)$$

ซึ่งวิธีการแก้ปัญหาเฟสเซอร์ไม่สมมาตร 3 ตัวในองค์ประกอบสมมาตร โดยที่ความสัมพันธ์นี้สำคัญต่อการเขียนสมการให้แยกออกจากกัน จะเขียนได้ว่า

$$V_{a0} = \frac{1}{3}(V_a + V_b + V_c) \quad (2.61)$$

$$V_{a1} = \frac{1}{3}(V_a + aV_b + a^2V_c) \quad (2.62)$$

$$V_{a2} = \frac{1}{3}(V_a + a^2V_b + aV_c) \quad (2.63)$$

โดยที่องค์ประกอบ V_{b0} , V_{b1} , V_{b2} , V_{c0} , V_{c1} และ V_{c2} หาได้จากสมการที่ (2.48)-(2.53) และสมการดังกล่าวสามารถเขียนให้กระแสไฟฟ้าแทนแรงดันไฟฟ้าตามสมการดังนี้ เป็น

$$I_a = I_{a1} + I_{a2} + I_{a0} \quad (2.64)$$

$$I_b = a^2 I_{a1} + a I_{a2} + I_{a0} \quad (2.65)$$

$$I_c = a I_{a1} + a^2 I_{a2} + I_{a0} \quad (2.66)$$

$$I_{a0} = \frac{1}{3}(I_a + I_b + I_c) \quad (2.67)$$

$$I_{a1} = \frac{1}{3}(I_a + a I_b + a^2 I_c) \quad (2.68)$$

$$I_{a2} = \frac{1}{3}(I_a + a^2 I_b + a I_c) \quad (2.69)$$

ในระบบไฟฟ้า 3 เฟส นั้น ผลรวมทางเวกเตอร์ของกระแสในสายจะเท่ากับกระแสไฟฟ้าที่ไหลผ่านสายนิวทรัล ดังนั้น

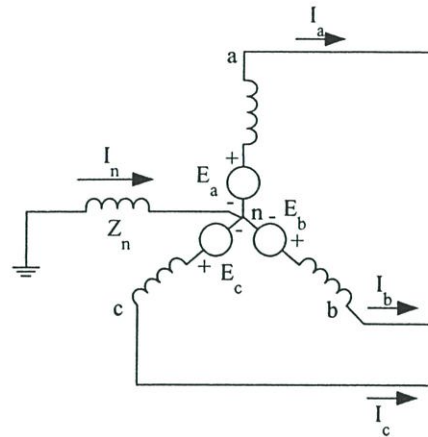
$$I_a + I_b + I_c = I_n \quad (2.70)$$

เมื่อแทนสมการที่ (2.70) ลงในสมการที่ (2.67) จะได้

$$I_n = 3I_{a0} \quad (2.71)$$

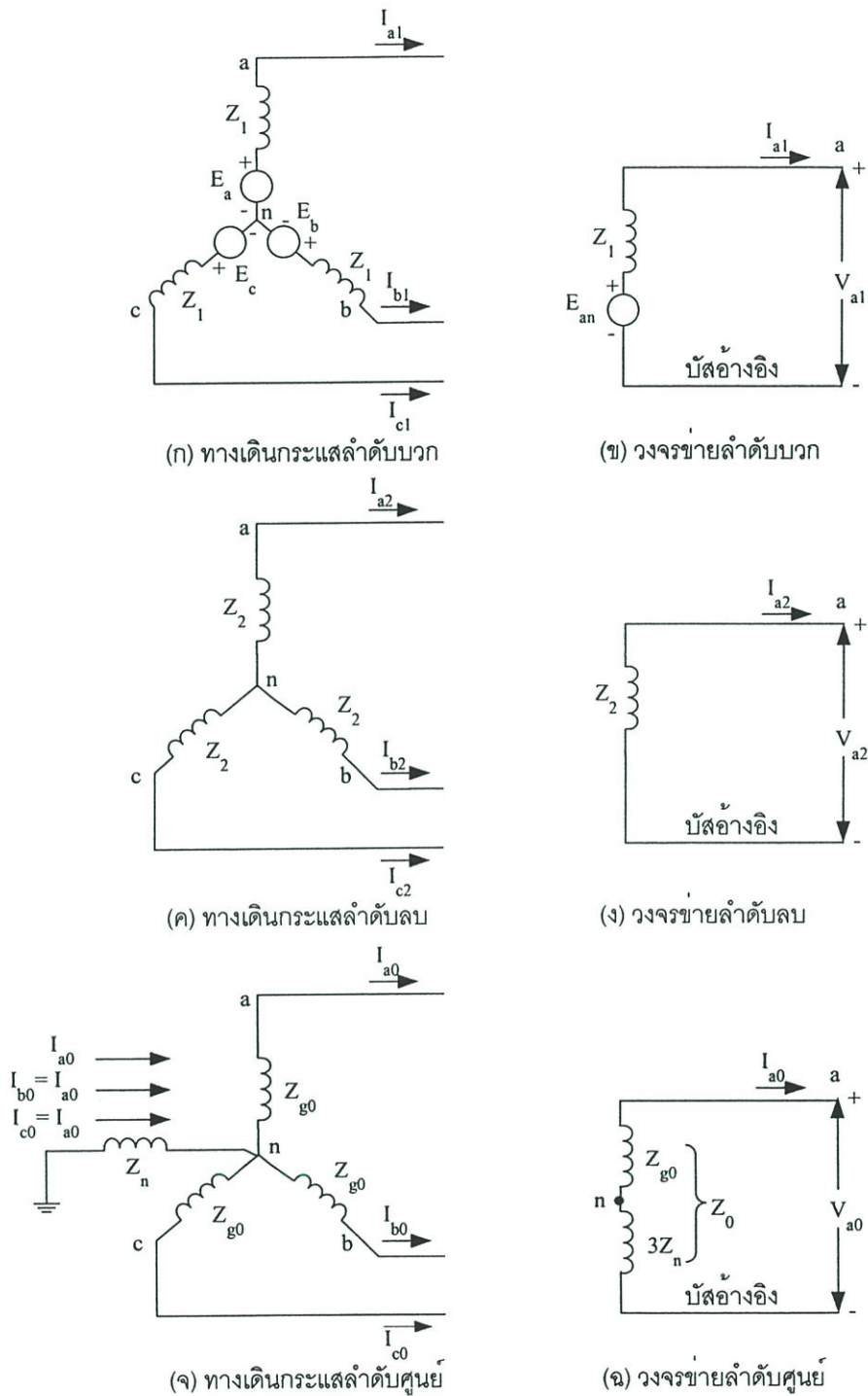
ดังนั้นหากรบบไฟฟ้า 3 เฟส ไม่มีการต่อสายนิวทรัลแล้ว กระแส I_n จะเป็นศูนย์ แสดงว่ากระแสในสายจะไม่มีองค์ประกอบลำดับศูนย์ ดังนั้นโหลดแบบเดลต้าซึ่งไม่มีการเชื่อมต่อกับนิวทรัล กระแสที่ไหลเข้าโหลดจะไม่มียุคประกอบลำดับศูนย์ด้วย

2.2.3 วงจรข่ายลำดับของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าภาวะไร้โหลด



รูปที่ 2.3 แสดงแผนภาพวงจรไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ต่อกราวด์ผ่านรีแอกแตนซ์

รูปที่ 2.3 แสดงเครื่องกำเนิดไฟฟ้าภาวะไร้โหลดจะมีการต่อกราวด์ผ่านรีแอกแตนซ์ โดยที่ emf ของแต่ละเฟสเป็น E_a , E_b และ E_c การเขียนวงจรข่ายลำดับนั้นจะมีแรงดันแหล่งกำเนิดเป็นลำดับบวกเท่านั้นเมื่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจ่ายแรงดันไฟฟ้า 3 เฟสได้สมดุล ดังนั้นวงจรข่ายลำดับบวกจึงประกอบด้วย emf ต่ออนุกรมกับอิมพีแดนซ์ลำดับบวก ส่วนวงจรข่ายลำดับลบและศูนย์จะไม่มี emf ประกอบอยู่แต่จะรวมอิมพีแดนซ์ของกระแสลำดับลบและศูนย์ไว้ด้วยกันตามรูปที่ 2.4



รูปที่ 2.4 แสดงทางเดินกระแสไฟฟ้าของแต่ละลำดับในเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและวงจรข่ายลำดับ

จากรูปที่ 2.4 (จ) กระแสไฟฟ้าที่ไหลในอิมพีแดนซ์ Z_n ซึ่งต่อระหว่างจุดนิวทรัลและกราวด์ จะเท่ากับ $3I_{a0}$ จะเห็นได้ว่าแรงดันตกคร่อมลำดับศูนย์จากจุด a ไปยังกราวด์เท่ากับ $-3I_{a0}Z_n - I_{a0}Z_{g0}$ โดยที่ Z_{g0} เป็นอิมพีแดนซ์ลำดับศูนย์ต่อเฟส ดังนั้นวงจรข่ายลำดับศูนย์

จะต้องมีอิมพีแดนซ์เท่ากับ $3Z_n + Z_{g0}$ ตามรูปที่ 2.4 (จ) โดยที่อิมพีแดนซ์ลำดับศูนย์ในวงจรจ่ายลำดับศูนย์จะเท่ากับ

$$Z_0 = 3Z_n + Z_{g0} \quad (2.72)$$

โดยทั่วไปแล้วจะพิจารณาเฉพาะสมการองค์ประกอบของกระแสและแรงดันไฟฟ้าสำหรับเฟส a ซึ่งหาได้จากวงจรจ่ายลำดับต่างๆ ดังนั้นสมการองค์ประกอบแรงดันตกคร่อมจากจุด a ไปยังบัสอ้างอิง (Reference) จะได้ว่า

$$V_{a1} = E_a - I_{a1}Z_1 \quad (2.73)$$

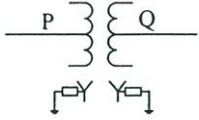
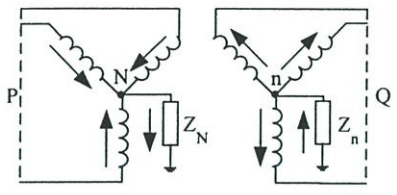
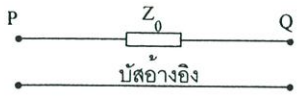
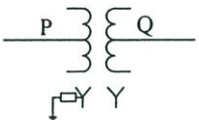
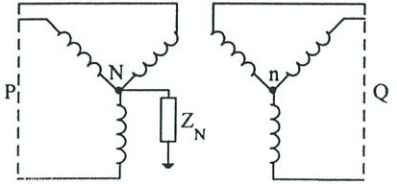
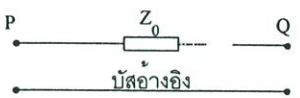
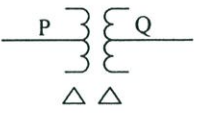
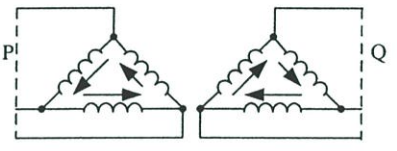
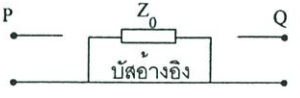
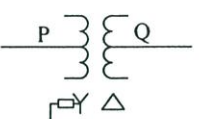
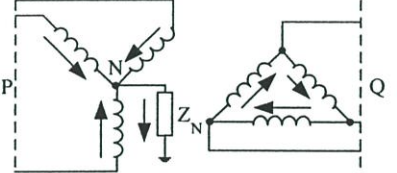
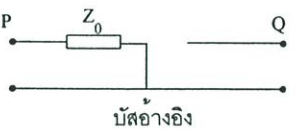
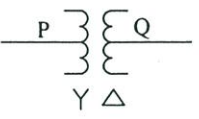
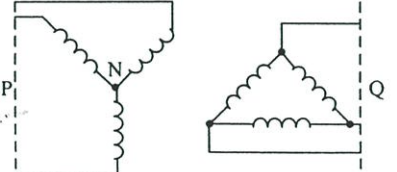
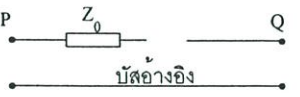
$$V_{a2} = -I_{a2}Z_2 \quad (2.74)$$

$$V_{a0} = -I_{a0}Z_0 \quad (2.75)$$

เมื่อ E_a เป็นแรงดันไฟฟ้าภาวะไร้โหลดลำดับบวกเทียบกับนิวทรัล และ Z_1 , Z_2 และ Z_0 แทนอิมพีแดนซ์ลำดับบวก ลบ และศูนย์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ตามลำดับ

2.2.4 วงจรจ่ายลำดับของหม้อแปลงไฟฟ้า

วงจรจ่ายลำดับสมมูลของหม้อแปลงไฟฟ้า 3 เฟสจะขึ้นอยู่กับลักษณะการต่อขดลวดทางด้านปฐมภูมิและด้านทุติยภูมิ ลักษณะการต่อขดลวดแบบวายและเดลต้าแบบต่างกันจะเป็นตัวกำหนดคุณลักษณะของวงจรจ่ายลำดับศูนย์และการเลื่อนเฟสในวงจรจ่ายลำดับบวกและลำดับลบอีกด้วย

แบบที่	สัญลักษณ์	แผนภาพการต่อวงจร	วงจรข่ายสมมูลลำดับศูนย์
1			
2			
3			
4			
5			

รูปที่ 2.5 แสดงวงจรข่ายสมมูลลำดับศูนย์ของการเชื่อมต่อหม้อแปลงไฟฟ้า 3 เฟส

ในการวิเคราะห์การเชื่อมต่อหม้อแปลง 2 ขดลวด จะสามารถแบ่งออกได้ 5 แบบตามรูปที่ 2.5 โดยที่ลูกศรบนแผนภาพแสดงทิศทางกระแสลำดับศูนย์ที่เกิดขึ้นได้ ส่วนที่ไม่มีลูกศรชี้แสดงว่าไม่มีกระแสลำดับศูนย์ไหลอยู่ในการเชื่อมต่อหม้อแปลงแบบนั้น ซึ่งสามารถเขียนแทนด้วยวงจรข่ายสมมูลลำดับศูนย์โดยตัดส่วนของกระแสที่ไหลผ่านความต้านทานขดลวดและกระแสแมกเนโตซึ่งออก ให้ P และ Q แทนจุดเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้า วงจรสมมูลของการเชื่อมต่อหม้อแปลงทั้ง 5 แบบ ได้แก่

แบบที่ 1 : แบบค Y-Y ต่อนิวทรัลลงกราวด์ทั้งสองด้าน (Y-Y Bank, Both Neutrals Grounded) หม้อแปลงไฟฟ้า 3 เฟสที่เชื่อมต่อแบบ Y-Y และต่อนิวทรัลลงกราวด์ กระแสลำดับศูนย์สามารถไหลครบวงจรตามวงจรสมมูลในรูปที่ 2.5 ในวงจรข่ายลำดับศูนย์นั้นจุด P และ Q จะเชื่อมต่อกันโดยผ่านอิมพีแดนซ์ลำดับศูนย์ในลักษณะเดียวกันกับวงจรข่ายลำดับบวกและลบ

แบบที่ 2 : แบบค Y-Y ต่อนิวทรัลลงกราวด์ด้านเดียว (Y-Y Bank, One Neutral Grounded) ถ้านิวทรัลด้านใดด้านหนึ่งของหม้อแปลงไฟฟ้า 3 เฟสที่เชื่อมต่อแบบ Y-Y ไม่ต่อลงกราวด์แล้วกระแสลำดับศูนย์จะไม่สามารถไหลในขดลวดทั้งสองด้านได้ เปรียบเสมือนขดลวดด้านหนึ่งป้องกันกระแสจากอีกด้านหนึ่งไม่ให้ไหลผ่าน จะมีลักษณะเป็นการเปิดวงจรที่เชื่อมต่อนระหว่างหม้อแปลงทั้งสองด้านสำหรับกระแสลำดับศูนย์

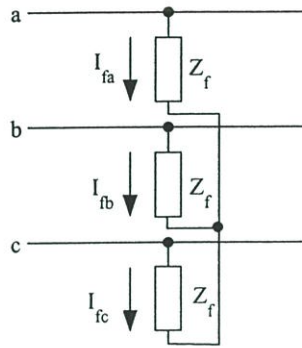
แบบที่ 3 : แบบค $\Delta - \Delta$ ($\Delta - \Delta$ Bank) ผลรวมทางเฟสเซอร์ของแรงดันระหว่างเฟสจะเท่ากับศูนย์ทั้งสองด้านของหม้อแปลง $\Delta - \Delta$ ดังนั้น $V_{A0} = V_{a0} = 0$ วงจรข่ายสมมูลลำดับบวกและลบสำหรับหม้อแปลง $\Delta - \Delta$ จะเหมือนกับหม้อแปลง Y-Y แต่เนื่องจากวงจร Δ จะไม่มีทางไหลย้อนกลับสำหรับกระแสลำดับศูนย์ จึงไม่มีกระแสลำดับศูนย์ไหลในอีกด้านหนึ่งของ $\Delta - \Delta$ ด้วย แม้ว่ากระแสนี้จะสามารถไหลวนภายในขดลวด Δ ได้ ดังนั้น $I_{A0} = I_{a0} = 0$

แบบที่ 4 : แบบค Y- Δ ต่อนิวทรัลลงกราวด์ด้าน Y (Y- Δ Bank, Grounded Y) เมื่อมีการต่อนิวทรัลของหม้อแปลง Y- Δ ลงกราวด์ด้าน Y กระแสลำดับศูนย์จะไหลผ่านขดลวดด้าน Y ลงกราวด์ได้เพราะกระแสเหนี่ยวนำที่ตรงกันสามารถไหลวนใน Δ ได้ วงจรสมมูลทางด้าน Y จะต่อผ่านอิมพีแดนซ์สมมูลลงสู่สอ้างอิง โดยที่ทางด้าน Δ เปิดวงจรไว้

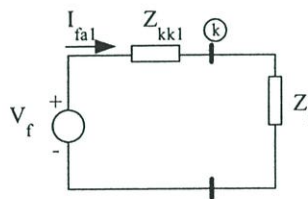
แบบที่ 5 : แบบค Y- Δ ไม่ต่อนิวทรัลลงกราวด์ด้าน Y (Y- Δ Bank, Ungrounded Y) จะเปรียบเสมือนมีอิมพีแดนซ์ Z_n ที่ต่อระหว่างนิวทรัลและกราวด์เป็นค่าอนันต์ ซึ่งทำให้อิมพีแดนซ์ $3Z_n$ ในวงจรสมมูลลำดับศูนย์ของการเชื่อมต่อหม้อแปลงแบบที่ 4 เป็นค่าอนันต์ด้วย ทั้งนี้กระแสลำดับศูนย์จึงไม่สามารถไหลในขดลวดหม้อแปลงไฟฟ้าได้

2.2.5 ฟอลต์แบบ 3 เฟส (Three Phase Faults)

ฟอลต์แบบ 3 เฟสจะเป็นลักษณะการเกิดฟอลต์แบบสมมาตร (Symmetrical Faults) อาจเกิดจากสายตัวนำสามเฟสแตะกันซึ่งจะลงกราวด์หรือไม่ก็ได้ การเกิดฟอลต์แบบ 3 เฟสในระบบส่งกำลังไฟฟ้าจะมีค่ากระแสฟอลต์สูงสุด จึงต้องนำมาพิจารณาในการวิจัยนี้



รูปที่ 2.6 แสดงแผนภาพจำลองการเชื่อมต่อสำหรับฟอลต์แบบ 3 เฟสผ่านอิมพีแดนซ์



รูปที่ 2.7 แสดงการเชื่อมต่อวงจรสมมูลเทวินินของวงจรขั้วลำดับเพื่อจำลองการเกิดฟอลต์แบบ 3 เฟสที่บัส k ในระบบไฟฟ้า

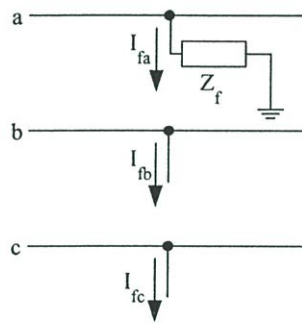
รูปที่ 2.6 แสดงแผนภาพจำลองการเชื่อมต่อสำหรับฟอลต์ชนิดสมมาตรแบบ 3 เฟส จะเห็นได้ว่าระบบไฟฟ้า 3 เฟสสมดุลจะยังคงรักษาสymmetry เมื่อเกิดฟอลต์แบบ 3 เฟสที่บัส k เนื่องจากค่าอิมพีแดนซ์ระหว่างไลน์กับจุดต่อร่วมของแต่ละเฟสมีค่าเท่ากัน และจะมีเฉพาะกระแสลำดับบวกไหลเท่านั้น จากรูปที่ 2.6 ค่าฟอลต์อิมพีแดนซ์ Z_f จะมีค่าเท่ากันทุกเฟส ในการวิเคราะห์การลัดวงจรจะจำลองการเกิดฟอลต์แบบ 3 เฟสด้วยวงจรสมมูลเทวินินลำดับบวก โดยจะเพิ่มอิมพีแดนซ์ Z_f เข้าไปในวงจรสมมูลเทวินินลำดับบวกของระบบที่บัส k ตามรูปที่ 2.7 และสามารถคำนวณค่ากระแสฟอลต์ได้จากสมการ

$$I_{fa1} = \frac{V_f}{Z_{kk1} + Z_f} \quad (2.76)$$

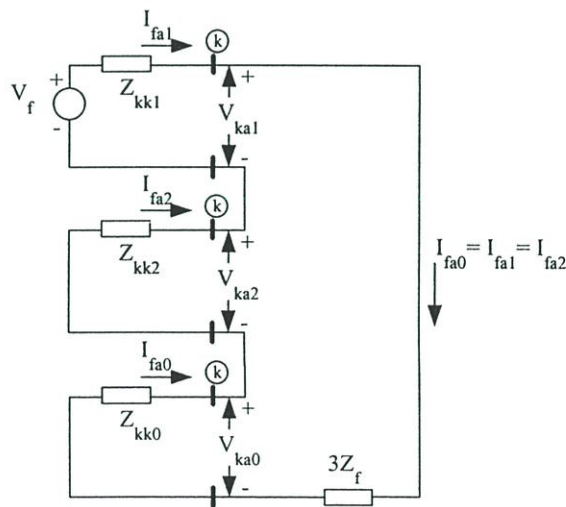
เมื่อ V_f แทนแรงดันที่บัส k ก่อนเกิดฟอลต์ และ Z_{kk1} แทนค่าอิมพีแดนซ์เทวินินของวงจรข่ายลำดับบวกที่วัดระหว่างบัส k และบัสอ้างอิง

2.2.6 ฟอลต์แบบไลน์เดี่ยวลงกราวด์ (Single Line-to-Ground Faults)

ฟอลต์แบบไลน์เดี่ยวลงกราวด์จะเป็นลักษณะการเกิดฟอลต์แบบไม่สมมาตร (Unsymmetrical Faults) เป็นชนิดที่พบบ่อยมากที่สุด จากสถิติการเกิดกระแสไฟฟ้าขัดข้องของ กฟภ. พบว่า 80% ของฟอลต์ที่เกิดในระบบส่งกำลังไฟฟ้าของ กฟภ. เป็นฟอลต์แบบไลน์เดี่ยวลงกราวด์ ซึ่งอาจเกิดจากสาเหตุฟ้าผ่าหรือสายตัวนำแตะกับโครงสร้างที่เป็นกราวด์ จึงต้องนำมาพิจารณาในการวิจัยนี้เช่นเดียวกัน



รูปที่ 2.8 แสดงแผนภาพจำลองการเชื่อมต่อสำหรับฟอลต์แบบไลน์เดี่ยวลงกราวด์ผ่านอิมพีแดนซ์



รูปที่ 2.9 แสดงการเชื่อมต่อวงจรสมมูลเทวินินของวงจรข่ายลำดับบวกเพื่อจำลองการเกิดฟอลต์แบบไลน์เดี่ยวลงกราวด์ที่บัส k ในระบบไฟฟ้า

แผนภาพจำลองการเชื่อมต่อสำหรับฟอลต์แบบไลน์เดี่ยวลงกราวด์ผ่านอิมพีแดนซ์ Z_f แสดงในรูปที่ 2.8 โดยสมมติให้เกิดฟอลต์เฟส a ลงกราวด์ ชั้นที่บัส k จะมีเงื่อนไขประกอบด้วย

$$I_{fb} = 0 \quad I_{fc} = 0 \quad V_{ka} = Z_f I_{fa} \quad (2.77)$$

จากเงื่อนไข $I_{fb} = I_{fc} = 0$ สามารถเขียนองค์ประกอบสมมาตรของกระแสได้ดังนี้

$$\begin{bmatrix} I_{fa0} \\ I_{fa1} \\ I_{fa2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{fa} \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (2.78)$$

จากเมตริกซ์ข้างต้น สามารถเขียนแยกสมการได้ว่า

$$I_{fa0} = I_{fa1} = I_{fa2} = \frac{I_{fa}}{3} \quad (2.79)$$

ย้ายข้างสมการที่ (2.79) จะได้ว่า

$$I_{fa} = 3I_{fa0} \quad (2.80)$$

จากรูปที่ 2.9 จะได้สมการขององค์ประกอบสมมาตรของแรงดันไฟฟ้า ดังนี้

$$V_{ka0} = -Z_{kk0} I_{fa0}$$

$$V_{ka1} = V_f - Z_{kk1} I_{fa0} \quad (2.81)$$

$$V_{ka2} = -Z_{kk2} I_{fa0}$$

แทนค่าสมการที่ (2.80) ลงในสมการที่ (2.77) จะได้ $V_{ka} = 3Z_f I_{fa0}$ จากนั้น

$$V_{ka} = V_{ka0} + V_{ka1} + V_{ka2} = V_f - (Z_{kk0} + Z_{kk1} + Z_{kk2}) I_{fa0} = 3Z_f I_{fa0} \quad (2.82)$$

ย้ายข้างสมการที่ (2.82) สามารถหาค่ากระแสฟอลที่ได้เท่ากับ

$$I_{fa0} = I_{fa1} = I_{fa2} = \frac{V_f}{Z_{kk0} + Z_{kk1} + Z_{kk2} + 3Z_f} \quad (2.83)$$

ในการวิจัยนี้จะใช้โปรแกรมช่วยในการวิเคราะห์ความเหมาะสมทางด้านวิศวกรรม โดยการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าจะเลือกใช้วิธีการนิวตันราฟสัน ซึ่งจะช่วยให้การหาคำตอบสำหรับระบบส่งกำลังไฟฟ้าที่มีความซับซ้อนเร็วขึ้น

บทที่ 3

การวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของระบบส่งกำลังไฟฟ้า

ในบทนี้จะนำเสนอทฤษฎีและวิธีการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบส่งกำลังไฟฟ้า เพื่อเป็นการวัดสมรรถนะของการให้บริการไฟฟ้าอย่างต่อเนื่องและมีคุณภาพ ในระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคมีการวัดประสิทธิภาพของระบบไฟฟ้าที่สื่อในรูปของงานบริการ ได้แก่ ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า เช่น SAIFI และ SAIDI เป็นต้น ซึ่งค่าดัชนีความเชื่อถือได้ที่ใช้ในการประเมินจะมีความถูกต้องก็ต่อเมื่อมีการเก็บข้อมูลที่ถูกต้องด้วย การเก็บข้อมูลจึงถือว่าเป็นเรื่องสำคัญมากในเรื่องความเชื่อถือได้และการวางแผนของระบบไฟฟ้า ถ้าข้อมูลที่เก็บไม่ถูกต้อง การวางแผนในการปรับปรุงความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าและการลงทุนเพื่อปรับปรุงระบบก็จะผิดพลาดทำให้เกิดความเสียหายกับองค์กรได้ [2, 3, 4, 5]

3.1 อุปกรณ์ในระบบส่งกำลังไฟฟ้า [5]

ตามมาตรฐานการก่อสร้าง วัสดุ อุปกรณ์ ในระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ระบบส่งกำลังไฟฟ้าจะทำหน้าที่จ่ายพลังงานไฟฟ้าได้จะต้องประกอบด้วยอุปกรณ์หลักต่างๆ ดังนี้

1. สายไฟฟ้า (Conductor) เป็นส่วนประกอบที่สำคัญในระบบส่งกำลังไฟฟ้า ซึ่งโดยส่วนใหญ่จะเป็นสายเปลือย โดยลักษณะการพาดสายเป็นแบบเหนือพื้นดิน (Overhead)
2. หม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง (Power Transformer) เป็นอุปกรณ์ที่ทำหน้าที่แปลงแรงดันไฟฟ้ากระแสสลับให้ต่ำลงเพื่อส่งผ่านพลังงานไฟฟ้าให้กับระบบจำหน่ายไฟฟ้าต่อไป
3. เซอร์กิตเบรกเกอร์ (Circuit Breaker) โดยทั่วไปจะติดตั้งในชุดสวิตช์เกียร์ในลานไก (Switch yard) สำหรับสถานีไฟฟ้าแบบดั้งเดิม (Conventional Type Substation) หรือติดตั้งในชุดสวิตช์เกียร์ในกระบอกบรรจุแก๊ส SF₆ สำหรับสถานีไฟฟ้าแบบ GIS (Gas Insulation Substation) โดยทำงานควบคุมกับรีเลย์เป็นอุปกรณ์ป้องกัน ซึ่งมีคุณสมบัติสามารถทำงานปิดกลับอัตโนมัติได้
4. สวิตช์ตัดตอนแบบไม่มีไหลด (Air Break Switch)
 - 4.1 ติดตั้งเป็นสวิตช์ตัดตอนในสวิตช์เกียร์ร่วมกับเซอร์กิตเบรกเกอร์ในสถานีไฟฟ้า
 - 4.2 ติดตั้งในระบบส่งกำลังไฟฟ้าตำแหน่งที่มีการเชื่อมโยงระหว่างไลน์
 - 4.3 ติดตั้งเป็นสวิตช์ตัดตอนในระบบส่งกำลังไฟฟ้าตามความเหมาะสม
5. เสาไฟฟ้า คอนสายและลูกถ้วย (Pole, Crossarm and Insulator)

3.2 สภาวะการทำงานและการล้มเหลวของอุปกรณ์ [5]

โดยทั่วไปสามารถแบ่งสถานะการทำงานที่สำคัญของอุปกรณ์ต่างๆ ในระบบส่งกำลังไฟฟ้า เช่น เซอร์คิตเบรกเกอร์ สายไฟฟ้าและหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง ได้เป็น 3 ประเภท คือ การทำงานตามปกติ การล้มเหลวแบบเปิดวงจร (Open Circuit) และการล้มเหลวแบบลัดวงจร (Closed Circuit)

สำหรับการทำงานของเซอร์คิตเบรกเกอร์ทั้งแบบปกติปิดและปกติเปิดซึ่งมีลักษณะการทำงานที่ซับซ้อนกว่าอุปกรณ์อื่นๆ นั้น พอที่จะกล่าวถึงตัวอย่างการทำงานได้ดังรายละเอียดต่อไปนี้

ในกรณีของเซอร์คิตเบรกเกอร์แบบปกติปิด (Normally Closed) ประกอบด้วยการทำงานในลักษณะต่างๆ ดังนี้

- ทำงานตามปกติในภาวะปิดวงจร
- เปิดวงจรด้วยความสำเร็จเมื่อควรจะเป็น
- ล้มเหลวที่จะเปิดวงจรเมื่อควรจะเป็น
- เปิดวงจรอย่างไม่ตั้งใจเมื่อไม่ควรจะเป็น
- ล้มเหลวแล้วทำให้เกิดการเปิดวงจรที่ตัวมันเอง
- ล้มเหลวแล้วทำให้เกิดการลัดวงจรทางด้านแหล่งจ่ายต้นทาง

ในกรณีของเซอร์คิตเบรกเกอร์แบบปกติเปิด (Normally Open) ประกอบด้วยการทำงานในลักษณะต่างๆ ดังนี้

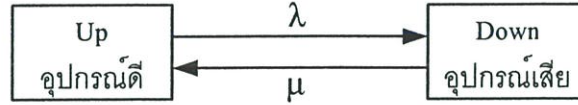
- ปิดวงจรสำเร็จเมื่อควรจะเป็น
- ล้มเหลวที่จะปิดวงจรเมื่อควรจะเป็น
- ล้มเหลวแล้วทำให้เกิดการลัดวงจรทางด้านแหล่งจ่ายต้นทาง

การทำงานในลักษณะต่างๆ ดังกล่าวเป็นเพียงสภาวะการทำงานของอุปกรณ์ชนิดหนึ่ง ซึ่งในความเป็นจริงแล้วการที่ระบบทั้งระบบล้มเหลวนั้นสาเหตุดังกล่าวอาจเป็นเพียงสาเหตุทางอ้อมเท่านั้น

3.3 แบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์ [2, 4, 5]

ในทางปฏิบัติอุปกรณ์แต่ละชนิดทำหน้าที่ต่างกันแต่เมื่อต้องการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบส่งกำลังไฟฟ้าจำเป็นต้องสร้างแบบจำลองสถานะ (State Model) เพื่อจำลองพฤติกรรมการทำงานของอุปกรณ์แต่ละชนิด สำหรับใช้พิจารณาถึงโอกาสที่จะเกิดขัดข้องของอุปกรณ์ชนิดนั้นๆ ขึ้นในระหว่างปฏิบัติงาน

โดยทั่วไปแบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์จะเป็นแบบ 2 สถานะ คือ สถานะใช้งานได้ ตามปกติ (Up) และสถานะที่อุปกรณ์ใช้งานไม่ได้ (Down) ดังนั้นแบบจำลองพื้นฐานก็คือ แบบจำลอง 2 สถานะ ดังรูปที่ 3.1

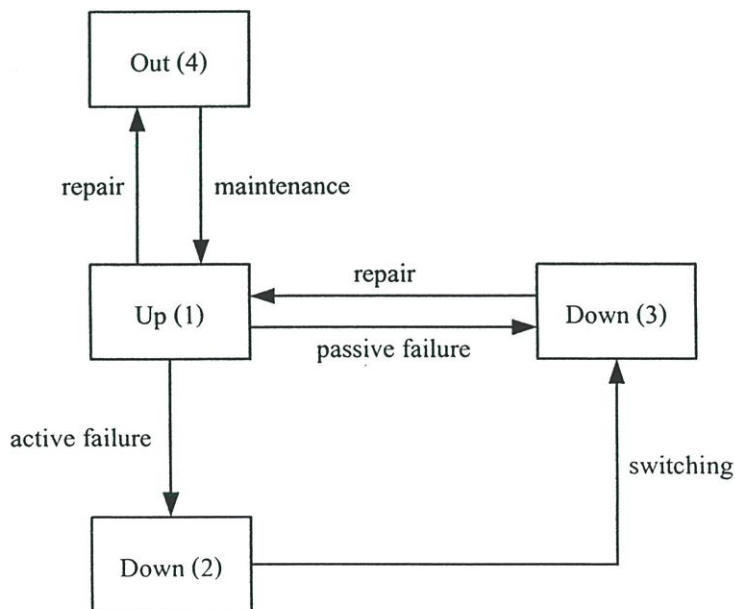


รูปที่ 3.1 แสดงแบบจำลอง 2 สถานะของอุปกรณ์

โดยที่ λ คือ อัตราการเสีย (Failure Rate)

μ คือ อัตราการซ่อม (Repair Rate)

แบบจำลอง 2 สถานะซึ่งเชื่อมโยงด้วยอัตราการล้มเหลว (λ) และอัตราการซ่อมแซม (μ) กล่าวคือ ในการเปลี่ยนสถานะจากการทำงานปกติไปเป็นสถานะล้มเหลวจะเป็นไปตามอัตราการล้มเหลวและเปลี่ยนสถานะในทางกลับกันจะเป็นไปตามอัตราการซ่อมแซม แบบจำลองนี้มีข้อดีคือ ง่ายแก่การเข้าใจและการวิเคราะห์ แต่ไม่สามารถจำลองการทำงานที่ซับซ้อนได้ตามความจริงของบางอุปกรณ์ เช่น การตัดวงจรของเซอร์กิตเบรกเกอร์แบบแอกตีฟและแบบพาสซีฟ เพื่อแสดงพฤติกรรมการทำงานของอุปกรณ์ได้ดียิ่งขึ้นดังนั้นจึงได้มีการพัฒนาแบบจำลอง 4 สถานะ ดังรูปที่ 3.2

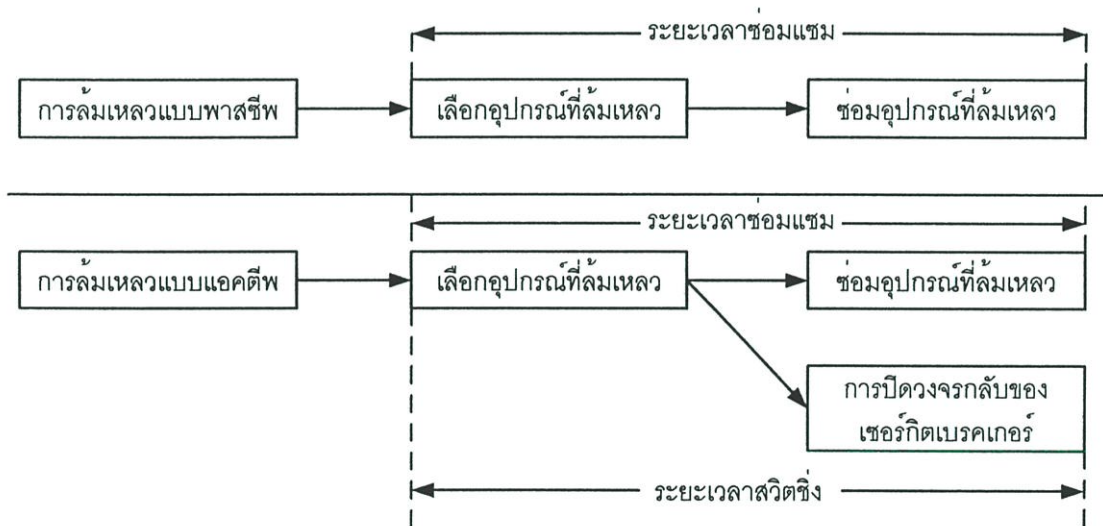


รูปที่ 3.2 แสดงแบบจำลอง 4 สถานะของอุปกรณ์

ความล้มเหลวแบบพาสซีฟ (Passive Failure) เป็นความล้มเหลวของอุปกรณ์แต่ไม่ส่งผลกระทบต่ออุปกรณ์ที่เหลือ ซึ่งยังคงทำงานได้ตามปกติ อุปกรณ์ที่เกิดการล้มเหลวดังกล่าวสามารถทำให้ทำงานได้อีกโดยการซ่อมหรือเปลี่ยนอุปกรณ์ตัวที่เกิดความล้มเหลว

ความล้มเหลวแบบแอคทีฟ (Active Failure) เป็นความล้มเหลวของอุปกรณ์ที่เป็นเหตุให้เกิดการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันต่างๆในเขตการป้องกันแบบปฐมภูมิ (Primary Protection Zone) ที่อยู่รอบๆอุปกรณ์ที่ล้มเหลวนั้น ในทางปฏิบัติหลังจากที่อุปกรณ์ป้องกันทำงานเพื่อจัดการกับเหตุการณ์ดังกล่าวได้เรียบร้อยแล้วก็จะทำการเคลื่อนย้ายอุปกรณ์และส่วนที่ผิดปกติออกไป ซึ่งโดยทั่วไปแล้วอุปกรณ์ที่ล้มเหลวแบบแอคทีฟจะถูกออกไปและเซอร์กิตเบรกเกอร์จะปิดวงจรกลับมาอีกครั้ง ทำให้การทำงานทั้งหมดหรือบางส่วนกลับคืนมา จะสังเกตได้ว่าอุปกรณ์ที่ล้มเหลวนั้นจะกลับมาใช้งานได้อีกครั้งจะต้องมีการซ่อมแซมหรือเปลี่ยนแปลงทดแทนด้วยเช่นกัน

ตามหลักการข้างต้นสามารถอธิบายความแตกต่างระหว่างการล้มเหลวแบบแอคทีฟและการล้มเหลวแบบพาสซีฟได้ด้วยแผนภาพรูปที่ 3.3



รูปที่ 3.3 แสดงแผนผังการล้มเหลวแบบพาสซีฟและแบบแอคทีฟ

เมื่อระยะเวลาซ่อม (Repair Time) เป็นระยะเวลาซ่อมอุปกรณ์ที่ล้มเหลวหรือระยะเวลาที่เกิดการล้มเหลว คือ เป็นช่วงเวลานับตั้งแต่เกิดการล้มเหลวจนถึงเวลาที่อุปกรณ์กลับมาใช้งานได้อีกครั้งโดยการซ่อมหรือเปลี่ยนอุปกรณ์ใหม่ สำหรับระยะเวลาสวิตชิง (Switching Time) เป็นระยะเวลาที่นับจากเริ่มเปิดวงจรของอุปกรณ์ป้องกันหรือสวิตช์ตัดตอนเนื่องจากการขัดข้องจนกระทั่งทำการปิดวงจรกลับคืนได้สำเร็จ

จากแบบจำลอง 4 สถานะดังกล่าวแสดงให้เห็นว่าอุปกรณ์อาจมีการล้มเหลวและการกลับคืนสู่การทำงานแบบต่างๆกัน หากพิจารณาถึงความสัมพันธ์ระหว่างแบบจำลองดังกล่าวกับ

การทำงานจริงของอุปกรณ์นั้นจะพบว่าโดยทั่วไปอุปกรณ์จะทำงานในสถานะปกติ คือ สถานะที่ 1 แล้วต่อมาอาจล้มเหลวแบบแอคติฟ เช่น เกิดการลัดวงจร อุปกรณ์ทำงานเข้าสู่สถานะที่ 2 จากนั้นพนักงานจะทำการสวิตชิงเพื่อนำอุปกรณ์ออกจากระบบ ซึ่งเปรียบเสมือนการเข้าสู่สถานะที่ 3 แล้วจึงทำการซ่อมแซมให้กลับมาใช้งานได้ตามปกติในสถานะที่ 1 หรือบางกรณีจากการทำงานปกติในสถานะที่ 1 อุปกรณ์อาจเกิดความล้มเหลวแบบพาสซีฟ เช่น การเปิดวงจรทำให้อุปกรณ์เข้าสู่สถานะที่ 3 หลังจากนั้นจึงซ่อมแซมทำให้เข้าสู่สถานะที่ 4 หลังจากซ่อมแซมเรียบร้อยแล้วจึงเข้าสู่สถานะที่ 1 ตามเดิม

อุปกรณ์ต่างๆ ในระบบส่งกำลังไฟฟ้าอาจไม่จำเป็นต้องมีสถานะการทำงานครบทั้ง 4 สถานะตามแบบจำลองข้างต้น หากแต่ขึ้นกับลักษณะการทำงานของแต่ละอุปกรณ์นั้น

3.4 ความเชื่อถือได้พื้นฐานของระบบส่งกำลังไฟฟ้า [2, 3, 4]

ดัชนีพื้นฐานที่ใช้ในการคำนวณความเชื่อถือได้ของระบบส่งกำลังไฟฟ้า ได้แก่

ความพร้อมใช้งาน (Availability : A) หมายถึง ความน่าจะเป็นที่ระบบสามารถจ่ายไฟได้

ความไม่พร้อมใช้งาน (Unavailability : U) หมายถึง ความน่าจะเป็นที่ระบบไม่สามารถจ่ายไฟได้

การคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้พื้นฐานของระบบส่งกำลังไฟฟ้ามีดังนี้

$$A = \frac{\mu}{\lambda + \mu} = \frac{m}{m + r} = \frac{m}{T} = \frac{f}{\lambda} \quad (3.1)$$

$$U = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} = \frac{r}{m + r} = \frac{r}{T} = \frac{f}{\mu} \quad (3.2)$$

เมื่อ

$$m = \frac{1}{\lambda}$$

$$r = \frac{1}{\mu}$$

$$m + r = \frac{1}{f}$$

$$f = \frac{1}{T}$$

โดยที่ λ คือ อัตราความเสียหายเฉลี่ย (Failure Rate)

μ คือ อัตราการซ่อมแซม (Repair Rate)

m คือ ช่วงเวลาทำงานโดยเฉลี่ย (Mean Time to Fail : MTTF)

r คือ ช่วงเวลาในการซ่อมแซม (Mean Time to Repair : MTTR)

$m+r$ คือ ช่วงเวลาระหว่างเกิดความเสียหาย

f คือ ความถี่ในการเกิดความเสียหาย

T คือ คาบเวลาในการเกิดความเสียหาย

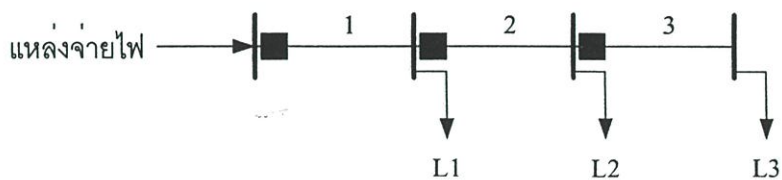
3.5 ความเชื่อถือได้ของระบบส่งกำลังไฟฟ้าโครงข่ายเรเดียล [4]

ระบบโครงข่ายเรเดียล คือ ระบบที่ประกอบด้วยการต่อกันแบบอนุกรมของอุปกรณ์ในระบบ เมื่ออุปกรณ์ใดในระบบเสียหาย ระบบจะไม่สามารถทำงานได้ ดังแสดงไว้ในรูปที่ 3.4 ในการคำนวณจะใช้หลักการของระบบอนุกรม ดัชนีความเชื่อถือได้พื้นฐานของจุดโหลดที่นิยมใช้ได้แก่

อัตราการล้มเหลวเฉลี่ย (Average Failure Rate : λ) หมายถึง ความถี่ของการล้มเหลวหรือการไม่สามารถจ่ายไฟฟ้าได้ ณ จุดโหลดตามที่กำหนดไว้โดยเฉลี่ย ความถี่ดังกล่าวมักมีหน่วยเป็นจำนวนครั้งต่อหนึ่งปี

ระยะเวลาที่เกิดไฟฟ้าดับเฉลี่ย (Average Outage Time : r) หมายถึง ช่วงระยะเวลาเฉลี่ยที่เกิดเหตุขัดข้องหรือเกิดไฟฟ้าดับ ณ จุดโหลดนั้นในแต่ละครั้งจนระบบกลับเข้าสู่สภาวะปกติ

ระยะเวลาเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับในหนึ่งปี (Average Annual Outage Time : U) หมายถึง ช่วงระยะเวลาที่เกิดเหตุขัดข้องรวมกันทั้งหมดในหนึ่งปี



รูปที่ 3.4 ระบบโครงข่ายเรเดียลอย่างง่ายประกอบด้วย 3 จุดจ่ายโหลด

ในการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบส่งกำลังไฟฟ้า ณ จุดโหลดของระบบส่งกำลังไฟฟ้าโครงข่ายเรเดียล มีรายละเอียดดังนี้

$$\lambda_s = \sum_i \lambda_i \quad (3.3)$$

$$U_s = \sum_i \lambda_i r_i \quad (3.4)$$

$$r_s = \frac{U_s}{\lambda_s} = \frac{\sum_i \lambda_i r_i}{\sum_i \lambda_i} \quad (3.5)$$

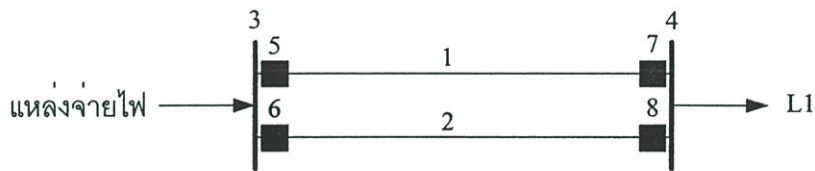
โดยที่ i คือ จำนวนอุปกรณ์ที่ต่ออนุกรม

λ คือ อัตราการล้มเหลวของอุปกรณ์

r คือ ระยะเวลาที่เกิดเหตุขัดข้องของอุปกรณ์

3.6 ความเชื่อถือได้ของระบบส่งกำลังไฟฟ้าโครงข่ายขนาน [4]

ระบบโครงข่ายขนาน คือ ระบบที่ประกอบด้วยการต่อขนานกันของอุปกรณ์ในระบบ ถ้าอุปกรณ์ใดอุปกรณ์หนึ่งเสียหาย ระบบยังสามารถทำงานต่อไปได้ ดังแสดงในรูปที่ 3.5



รูปที่ 3.5 ระบบโครงข่ายขนานอย่างง่ายประกอบด้วย 2 วงจร

จากรูปที่ 3.5 เพื่อให้การพิจารณาจะสมมติให้ความเชื่อถือได้ของบัสบาร์และเซอร์กิตเบรกเกอร์เท่ากับ 100% ดังนั้นอุปกรณ์ที่พิจารณาคือ สายส่ง ซึ่งได้แก่อุปกรณ์ที่ 1 และ 2 ในการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบส่งกำลังไฟฟ้า ณ จุดโหลดของระบบส่งกำลังไฟฟ้าโครงข่ายขนาน มีรายละเอียดดังนี้

$$\lambda_{pp} = \frac{\lambda_1 \lambda_2 (r_1 + r_2)}{1 + \lambda_1 r_1 + \lambda_2 r_2}$$

$$\lambda_{pp} \approx \lambda_1 \lambda_2 (r_1 + r_2) \quad \text{เมื่อ} \quad \lambda_i r_i \ll 1 \quad (3.6)$$

$$r_{pp} = \frac{r_1 r_2}{r_1 + r_2} \quad (3.7)$$

$$U_{pp} = \lambda_{pp} r_{pp} = \lambda_1 \lambda_2 r_1 r_2 \quad (3.8)$$

โดยที่ λ คือ อัตราการล้มเหลวของอุปกรณ์

r คือ ระยะเวลาที่เกิดเหตุขัดข้องของอุปกรณ์

3.7 ดัชนีความเชื่อถือได้ของผู้ใช้ไฟฟ้า [4, 5]

จากค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบส่งกำลังไฟฟ้า ณ จุดโหลด จะนำไปคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ที่อ้างอิงผู้ใช้ไฟ (Customer-oriented Index) ซึ่งเป็นดัชนีความเชื่อถือได้ที่บอกถึงค่าเฉลี่ยของจำนวนครั้งที่ไฟดับและจำนวนเวลาที่ไฟดับต่อผู้ใช้ไฟ 1 ราย ซึ่งทำให้สามารถนำไปใช้เปรียบเทียบกันระหว่างระบบต่างๆได้และยังทำให้สามารถตั้งเป้าหมายจำนวนครั้งหรือระยะเวลาที่จะปรับปรุงให้ดีขึ้น และดำเนินการให้เป็นไปตามเป้าหมายได้ ดัชนีดังกล่าวได้แก่

SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) หมายถึง ดัชนีความถี่ของการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของระบบโดยเฉลี่ย มีหน่วยเป็นครั้งต่อปีต่อราย

$$\begin{aligned} SAIFI &= \frac{\text{ผลรวมของจำนวนครั้งไฟดับที่ผู้ใช้ไฟแต่ละรายตลอดปี}}{\text{จำนวนผู้ใช้ไฟทั้งหมด}} \\ &= \frac{\sum \lambda_i N_i}{\sum N_i} \end{aligned} \quad (3.9)$$

เมื่อ N คือ จำนวนผู้ใช้ไฟที่ต่อ ณ จุดโหลด

i คือ จุดโหลดลำดับที่ i

SAIDI (System Average Interruption Duration Index) หมายถึง ดัชนีบอกจำนวนเวลาที่ดับเฉลี่ยของทั้งระบบ มีหน่วยเป็นนาทีต่อปีต่อราย

$$SAIDI = \frac{\text{ผลรวมของระยะเวลาที่ผู้ใช้ไฟแต่ละรายเกิดไฟดับตลอดปี}}{\text{จำนวนผู้ใช้ไฟทั้งหมด}}$$

$$= \frac{\sum U_i N_i}{\sum N_i} \quad (3.10)$$

เมื่อ N คือ จำนวนผู้ใช้ไฟที่ต่อ ณ จุดโหลด
i คือ จุดโหลดลำดับที่ i

CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index) หมายถึง ดัชนีแสดงจำนวนเวลาที่มีไฟดับที่ผู้ใช้ไฟเฉลี่ยต่อครั้ง

$$CAIDI = \frac{\text{จำนวนเวลาที่ผู้ใช้ไฟเกิดไฟดับรวมกันตลอดปี}}{\text{จำนวนผู้ใช้ไฟที่เกิดไฟดับ}}$$

$$= \frac{\sum U_i N_i}{\sum \lambda_i N_i} \quad (3.11)$$

เมื่อ N คือ จำนวนผู้ใช้ไฟที่ต่อ ณ จุดโหลด
i คือ จุดโหลดลำดับที่ i

ASAI (Average Service Availability Index) หมายถึง ดัชนีที่บอกการมีไฟฟ้าให้บริการแก่ผู้ใช้ไฟเฉลี่ย

$$ASAI = \frac{\text{จำนวนชั่วโมงเฉลี่ยที่มีไฟฟ้าให้ผู้ใช้ไฟแต่ละรายใช้}}{\text{จำนวนชั่วโมงที่ผู้ใช้ไฟแต่ละรายต้องการไฟฟ้าใช้}}$$

$$= \frac{\sum N_i \times 8760 - \sum U_i N_i}{\sum N_i \times 8760} \quad (3.12)$$

เมื่อ N คือ จำนวนผู้ใช้ไฟที่ต่อ ณ จุดโหลด
i คือ จุดโหลดลำดับที่ i

ASUI (Average Service Unavailability Index) หมายถึง ดัชนีแสดงการไม่มีไฟฟ้าใช้ของผู้ใช้ไฟเฉลี่ย

$$ASUI = \frac{\text{จำนวนชั่วโมงเฉลี่ยที่ผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละรายไม่มีไฟฟ้าใช้}}{\text{จำนวนชั่วโมงที่ผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละรายต้องการไฟฟ้าใช้}}$$

$$= 1 - ASAI \quad (3.13)$$

ENS (Energy Not Supplied Index) หมายถึง ดัชนีแสดงจำนวนพลังงานไฟฟ้าที่ไม่ได้รับการจ่ายของผู้ใช้ไฟ

$$ENS = \text{จำนวนพลังงานที่ไม่ได้รับการจ่าย}$$

$$= \sum L_{a(i)} U_i \quad (3.14)$$

เมื่อ i คือ จุดโหลดลำดับที่ i
 $L_{a(i)}$ คือ โหลดเฉลี่ยที่ต่อจุดโหลด i

ASCI (Average System Curtailment Index) หรือ AENS (Average Energy Not Supplied) หมายถึง ค่าเฉลี่ยดัชนีแสดงจำนวนพลังงานไฟฟ้าที่ขาดหายไปเนื่องมาจากสาเหตุไฟฟ้าขัดข้องในรอบหนึ่งปีต่อผู้ใช้ไฟ 1 ราย คำนวณได้จากพลังงานที่จ่ายให้ผู้ใช้ไฟไม่ได้ (Energy Not Supplied or ENS) หรือพลังงานที่ขาดหายไปด้วยเหตุไฟฟ้าขัดข้องหารด้วยจำนวนผู้ใช้ไฟทั้งหมด

$$AENS = \frac{\text{จำนวนพลังงานที่ขาดหายไปด้วยเหตุไฟฟ้าขัดข้อง}}{\text{จำนวนผู้ใช้ไฟทั้งหมด}}$$

$$= \frac{\sum L_{a(i)} U_i}{\sum N_i} \quad (3.15)$$

- เมื่อ N คือ จำนวนผู้ใช้ไฟที่ต่อ ณ จุดโหลด
 i คือ จุดโหลดลำดับที่ i
 $L_{a(i)}$ คือ โหลดเฉลี่ยที่ต่อจุดโหลด i

ACCI (Average Customer Curtailment Index) หมายถึง ค่าเฉลี่ยดัชนีแสดงจำนวนพลังงานไฟฟ้าที่ลูกค้าต้องการจริงแต่ขาดหายไปในช่วงเวลาที่ไฟดับต่อผู้ใช้ไฟ 1 ราย

$$ACCI = \frac{\text{จำนวนพลังงานที่ขาดหายไปด้วยเหตุ ไฟฟ้าขัดข้อง}}{\text{จำนวนผู้ใช้ไฟที่ไฟดับ}} \quad (3.16)$$

ดัชนีบางตัวไม่นิยมใช้เนื่องจากต้องทราบจำนวนผู้ใช้ไฟที่ได้รับผลกระทบเมื่อเกิดไฟฟ้างดับ ซึ่งเป็นค่าที่หาได้ยาก ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะใช้ค่าดัชนี ENS เพื่อเปรียบเทียบระหว่างความเชื่อถือได้ของระบบส่งกำลังไฟฟ้าก่อนปรับปรุงและหลังปรับปรุง

บทที่ 4

การศึกษาอัตราความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ

ในบทนี้จะศึกษาวิธีการประเมินอัตราความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (Outage Cost) โดยในการประเมินค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ จำเป็นต้องเข้าใจถึงผลกระทบหรือความเสียหายที่เกิดขึ้นต่อผู้ใช้ไฟฟ้าเมื่อเกิดเหตุไฟฟ้าดับ ผลจากการประเมินมูลค่าความเสียหายที่เกิดจากเหตุไฟฟ้าดับจึงจะสามารถใช้เป็นดัชนีวัดถึงความไม่น่าเชื่อถือของระบบไฟฟ้าที่มีต่อสังคม และสามารถนำไปใช้ในการวิเคราะห์และเปรียบเทียบผลสำหรับใช้ในการวางแผนและปฏิบัติงานต่อไป

โดยทั่วไปอาจจำแนกความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับได้เป็นสองส่วน คือความเสียหายโดยตรงและความเสียหายโดยอ้อม ความเสียหายโดยตรงจะเป็นความเสียหายที่ได้รับผลโดยตรงจากการเกิดเหตุไฟฟ้าดับ เช่น การสูญเสียในผลผลิตอุตสาหกรรม วัตถุดิบเสียหาย ผลกระทบต่อความสะดวกสบาย ผลกระทบต่อชีวิตและทรัพย์สิน เป็นต้น สำหรับความเสียหายโดยอ้อมนั้นจะเป็นผลต่อเนื่องมาจากการเกิดไฟฟ้าดับ เช่น การโจรกรรมในระหว่างไฟฟ้าดับ การโยกย้ายโรงงานหรือสำนักงานในระยะยาวและการเลิกส่งสินค้าจากโรงงานที่ไม่สามารถส่งสินค้าได้ตรงตามกำหนด เป็นต้น

การประเมินความเสียหายดังกล่าวจำเป็นต้องระบุผลกระทบที่เกิดขึ้นและประเมินค่าต่างๆออกมาเป็นมูลค่าของเงิน ซึ่งในทางปฏิบัติอาจจะระบุถึงความเสียหายที่เกิดขึ้นบางรายการเมื่อไฟฟ้าดับได้ง่าย หากแต่อาจประเมินค่าเป็นตัวเลขได้ค่อนข้างยาก เช่น ผลเสียหายที่มีต่อวัตถุดิบในระหว่างไฟฟ้าดับนั้นพอที่จะระบุผลและทำการประเมินออกมาเป็นมูลค่าความเสียหายได้ง่าย แต่สำหรับผลกระทบต่อชีวิตซึ่งระบุผลได้ง่าย หากแต่ประเมินเป็นมูลค่าความเสียหายออกมาในรูปของตัวเงินนั้นทำได้ยาก ทั้งนี้ผลกระทบที่เกิดจากไฟฟ้าดับจากมุมมองของผู้ใช้ไฟแต่ละรายอาจแตกต่างกันตามลักษณะหรือวัตถุประสงค์ของการนำไฟฟ้าไปใช้เพื่อประกอบกิจกรรม ความเสียหายดังกล่าวอาจพอสรุปได้ว่าขึ้นอยู่กับประเภทและขนาดการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้า, กิจกรรมที่หยุดชะงัก, ระยะเวลาและช่วงเวลาในการเกิดไฟฟ้าดับ เป็นต้น [6, 7]

4.1 การพัฒนาแบบสอบถาม

การศึกษาอัตราความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับจะอาศัยการสำรวจข้อมูลจากผู้ใช้ไฟฟ้า โดยทำการสัมภาษณ์และสอบถามความเห็นของผู้รับผิดชอบในแต่ละหน่วยงานหรือบ้านพักอาศัย ถึงผลเสียหายที่เกิดขึ้นเนื่องจากไฟฟ้าดับเป็นหลัก โดยสามารถแบ่งผู้ใช้ไฟฟ้าออกเป็น 3 กลุ่ม

ใหญ่ๆ คือ ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทอุตสาหกรรม ผู้ใช้ประเภทธุรกิจและการบริการ และผู้ใช้ประเภทบ้านอยู่อาศัย ซึ่งต้องมีการพัฒนาแบบสอบถามให้เหมาะสมแก่สภาพปัญหาของผู้ใช้แต่ละกลุ่ม

แบบสอบถามชุดที่ 1 เป็นแบบสอบถามสำหรับกลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทกลุ่มอุตสาหกรรม จะมุ่งเน้นถึงการประเมินความเสียหายใน 7 ประการหลัก อันประกอบด้วย

1. ผลตอบแทนหรือผลกำไรที่เสียไปจากกรณีที่ไม่สามารถทำการผลิตได้ในช่วงเวลาที่ไฟฟ้าดับ
2. ค่าจ้างแรงงานที่ต้องจ่ายไปโดยไม่ได้รับผลตอบแทนจากการทำงาน
3. ค่าจ้างล่วงเวลา
4. ความเสียหายต่อวัตถุดิบหรือผลิตภัณฑ์
5. ค่าใช้จ่ายในการเริ่มกระบวนการดำเนินการผลิตใหม่
6. ความเสียหายต่อเครื่องจักรและอุปกรณ์
7. ความเสียหายอื่นๆ

แบบสอบถามชุดที่ 2 เป็นแบบสอบถามสำหรับกลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทกลุ่มธุรกิจบริการและหน่วยงานราชการ แบบสอบถามนี้จะเกี่ยวข้องกับการประเมินความเสียหายเนื่องจากการหยุดชะงักของธุรกิจ เช่น ค่าจ้างแรงงาน ค่าสูญเสียโอกาสหรือผลประโยชน์ที่เกิดจากยอดขายที่ลดลงและความเสียหายของสินค้า ค่าใช้จ่ายในการเริ่มดำเนินการธุรกิจใหม่ เป็นต้น

ส่วนแบบสอบถามชุดที่ 3 เป็นแบบสอบถามสำหรับกลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทครัวเรือน โดยมุ่งประเมินความเสียหายทางอ้อม เช่น เวลาที่จำเป็นต้องใช้เพิ่มขึ้นเพื่อชดเชยกิจกรรมต่างๆที่ไม่สามารถดำเนินการได้ในช่วงไฟฟ้าดับ และความเสียหายที่เกิดจากความไม่สะดวกสบายและความไม่พึงพอใจ เป็นต้น

หลังจากทำการพัฒนาแบบสอบถามแล้ว จะดำเนินการสำรวจเพื่อเก็บข้อมูลต่อไป

4.2 การพัฒนาแบบจำลองความเสียหายเฉลี่ย

จากผลการสำรวจข้อมูลที่ได้กล่าวมาแล้ว ต่อไปจะทำการจัดแบ่งแบบสอบถามที่ได้รับจากการสำรวจออกตามประเภทของผู้ใช้ไฟฟ้าตามต้องการ จากนั้นจะนำข้อมูลเหล่านั้นมาพัฒนาเป็นแบบจำลองความเสียหายเฉลี่ยเนื่องจากไฟฟ้าดับแยกตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าตามลักษณะที่ต้องการได้ ทั้งนี้ลักษณะของแบบจำลองนี้จะแสดงถึงความสัมพันธ์ระหว่างมูลค่าความเสียหายที่เกิดขึ้นเปรียบเทียบกับระยะเวลาการเกิดไฟฟ้าดับต่อเนื่องที่แตกต่างกัน ซึ่งอาจอยู่ในรูปของความสัมพันธ์ บาท/kW-peak หรือบาทต่อหน่วยพลังงานไฟฟ้าที่หายไป (บาท/kWh) เทียบกับระยะเวลาไฟดับ

4.2.1 การคำนวณมูลค่าความเสียหายสูงสุดรวม

การคำนวณมูลค่าความเสียหายสูงสุดรวม เป็นการรวมของมูลค่าความเสียหายสูงสุดที่คาดว่าจะเกิดขึ้นเมื่อเกิดไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟทุกรายที่ตอบแบบสอบถามได้ดีและผ่านการพิจารณา ทั้งนี้ค่าดังกล่าวจะเป็นการรวมผลของความเสียหายสูงสุดที่เกิดขึ้นเมื่อไฟฟ้าดับเป็นระยะเวลาแตกต่างกัน ซึ่งสามารถแสดงตัวอย่างการคำนวณสำหรับโรงงาน ธุรกิจบริการ หรือบ้านอยู่อาศัย ได้ดังต่อไปนี้

สมมติว่าทำการคัดเลือกแบบสอบถามซึ่งเป็นโรงงานตัวอย่าง 5 แห่ง ซึ่งมีข้อมูลดังแสดงไว้ในตารางที่ 4.1

ตารางที่ 4.1 แสดงข้อมูลตัวอย่างความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ

โรงงาน ที่	โหลดสูงสุด (kW)	มูลค่าความเสียหายสูงสุดเมื่อเกิดไฟฟ้าดับ (บาท)						
		ไฟกระพริบ	1 นาที	30 นาที	1 ชม.	2 ชม.	4 ชม.	8 ชม.
1	60	0	0	0	6,600	13,200	26,400	52,800
2	100	0	0	0	0	0	43,000	43,000
3	120	400	400	400	800	1,200	2,000	23,600
4	140	0	0	100	625	1,250	2,500	5,000
5	600	1,500	1,500	1,500	4,500	10,000	14,000	18,000
รวม	1,020	1,900	1,900	2,000	12,525	25,650	87,900	142,400

จากตารางที่ 4.1 จะสามารถคำนวณความเสียหายรวมสูงสุดของผู้ใช้ไฟประเภทนี้ดังแสดงในบรรทัดสุดท้าย ยกตัวอย่างเช่น ความเสียหายรวมสูงสุดเมื่อไฟฟ้าดับเป็นเวลา 30 นาที หาได้จากผลรวมของมูลค่าความเสียหายสูงสุดเมื่อไฟฟ้าดับเป็นเวลา 30 นาที ของโรงงานที่ 1-5 ซึ่งมาจาก $0+0+400+100+1,500$ เท่ากับ 2,000 บาท ส่วนมูลค่าความเสียหายรวมสูงสุดเมื่อไฟฟ้าดับระยะเวลาอื่นๆ หาได้จากวิธีการเดียวกัน

4.2.2 การคำนวณค่าโหลดสูงสุด

จากตารางที่ 4.1 จะสามารถคำนวณค่าโหลดสูงสุดโดยการรวมโหลดสูงสุดของผู้ใช้ไฟทุกราย ซึ่งจากตารางที่ 4.1 ค่าโหลดสูงสุด คือ 1,020 kW ค่าโหลดสูงสุดดังกล่าวจะนำไปใช้ประกอบการพิจารณากับผลความเสียหายสูงสุดรวมเพื่อใช้พัฒนาแบบจำลองความเสียหายเฉลี่ยต่อไป

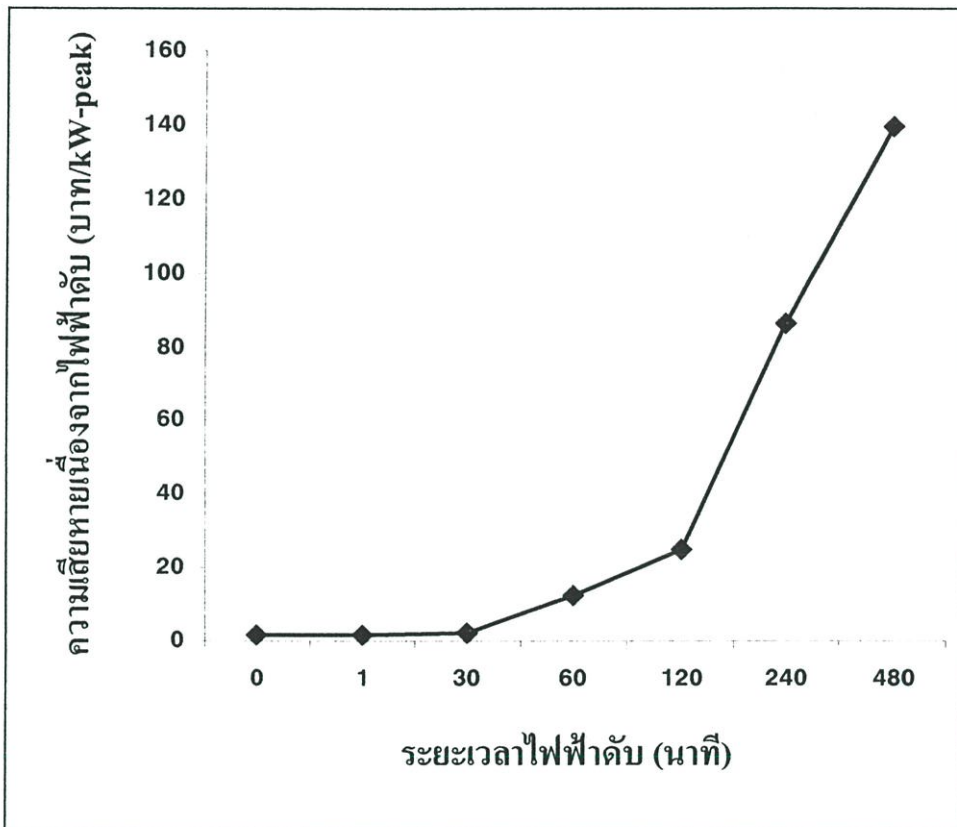
4.2.3 แบบจำลองความเสียหายเฉลี่ย (บาท/kW-peak)

จากผลการคำนวณความเสียหายสูงสุดรวมและค่าโหลดสูงสุด ดังแสดงในตารางที่ 4.1 สามารถสร้างแบบจำลองความเสียหายเฉลี่ย (บาท/kW-peak) ของผู้ใช้ไฟประเภทที่สนใจได้โดย

เพียงนำค่าไหลสูงสุด ซึ่งในที่นี้คือ 1,020 kW ไปหารความเสียหาย ณ เวลาต่างๆ ซึ่งผลดังกล่าว จะได้แบบจำลองความเสียหายดังแสดงในตารางที่ 4.2 และรูปที่ 4.1 ตามลำดับ

ตารางที่ 4.2 แสดงแบบจำลองความเสียหายของโรงงาน/ธุรกิจบริการตัวอย่าง

ระยะเวลาไฟฟ้าดับ	ไฟกระพริบ	1 นาที	30 นาที	1 ชม.	2 ชม.	4 ชม.	8 ชม.
มูลค่าความเสียหาย (บาท/kW-peak)	1.86	1.86	1.96	12.28	25.15	86.18	139.61



รูปที่ 4.1 แสดงแบบจำลองความเสียหายเฉลี่ยของโรงงาน/ธุรกิจบริการตัวอย่าง

4.3 การพัฒนาแบบจำลองความเสียหายเฉลี่ยรวม

เนื่องจากผู้ใช้ไฟในแต่ละพื้นที่มีจำนวน ประเภทและปริมาณการใช้ไฟฟ้าที่แตกต่างกัน ประกอบกับในการประเมินอัตราความเสียหายนี้จะอาศัยสมมติฐานที่ว่าผู้ใช้ไฟในประเภทเดียวกัน จะมีพฤติกรรมการใช้ไฟตลอดจนการได้รับผลกระทบเมื่อเกิดเหตุไฟฟ้าดับที่คล้ายคลึงกัน ดังนั้นจึงอาศัยแบบจำลองของผู้ใช้ไฟแต่ละประเภทเป็นตัวแทนของผู้ใช้ไฟประเภทนั้นๆ ประจำแต่ละพื้นที่ สำหรับการประเมินอัตราความเสียหายนี้จะเริ่มจากการพัฒนาแบบจำลองความเสียหายเฉลี่ยโดยอาศัยแบบจำลองความเสียหายของผู้ใช้ไฟแต่ละประเภทในหัวข้อที่ผ่านมา จากนั้นจึงนำ

แบบจำลองที่ได้รับมาใช้ในการคำนวณร่วมกับสถิติไฟฟ้าดับประจำแต่ละพื้นที่เพื่อให้ได้ผลลัพธ์เป็นอัตราความเสียหายประจำพื้นที่นั้นๆต่อไป โดยขั้นตอนการคำนวณมีดังนี้

ขั้นที่ 1 เลือกพื้นที่ที่สนใจ

ขั้นที่ 2 นำแบบจำลองความเสียหายของผู้ใช้แต่ละประเภท (SCDF) ของพื้นที่ที่สนใจ มาถ่วงน้ำหนักด้วยสัดส่วนการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟประเภทนั้นๆ แล้วจึงรวมกันเป็นแบบจำลองความเสียหายเฉลี่ยรวมของพื้นที่ที่สนใจ (Composite Customer Damage Function : CCDF) เขียนได้ตามสมการ

$$CCDF(t) = \sum_{i=1}^n c_i \times SCDF_i(t) \quad \text{บาท/kW-peak} \quad (4.1)$$

โดยที่ i คือ ประเภทของผู้ใช้ไฟฟ้า

n คือ จำนวนประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า

c_i คือ สัดส่วนการใช้พลังงานของผู้ใช้ไฟประเภท i

$SCDF_i$ คือ Sector Customer Damage Function ของผู้ใช้ไฟประเภท i

หากต้องการพัฒนาแบบจำลองให้อยู่ในหน่วย บาท/kW_{เฉลี่ย} ซึ่งจะต้องนำไปใช้คำนวณอัตราความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับต่อไปนั้น สามารถคำนวณได้จากสมการที่ 4.2

$$CCDF(t) = \sum_{i=1}^n \frac{c_i \times SCDF_i(t)}{LF_i} \quad \text{บาท/kW}_{\text{เฉลี่ย}} \quad (4.2)$$

โดยที่ LF_i คือ ค่าตัวประกอบโหลดของผู้ใช้ประเภทที่ i

4.4 แบบจำลองความเสียหายเมื่อเกิดไฟฟ้าดับของ กฟภ.

ในหัวข้อนี้จะเป็นการนำข้อมูลที่ได้จากการสำรวจจริงสำหรับผู้ใช้ไฟประเภทต่างๆ มาใช้พัฒนาเป็นแบบจำลองความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้า ในการศึกษาครั้งนี้จะนำเสนอเฉพาะข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับการวิจัย คือ ข้อมูลของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จากการดำเนินการสำรวจข้อมูลภาคสนามตั้งแต่เดือนเมษายน 2543 และสำรวจข้อมูลทางอินเทอร์เน็ตตั้งแต่เดือนมีนาคม 2543 ของสถาบันวิจัยพลังงาน จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย โดยจัดแบ่งข้อมูลออกเป็น 7 ประเภทหลักตามโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ประกอบด้วย [7]

1. ประเภทบ้านอยู่อาศัย (Residential) สำหรับการใช้ไฟฟ้าภายในบ้านเรือนที่อยู่อาศัย ตลอดจนบริเวณที่เกี่ยวข้อง รวมทั้งวัด สำนักสงฆ์และสถานประกอบศาสนกิจของทุกศาสนา
2. ประเภทกิจการขนาดเล็ก (Small General Service) สำหรับการใช้ไฟฟ้าเพื่อประกอบธุรกิจ อุตสาหกรรม ซึ่งมีความต้องการพลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยใน 15 นาทีสูงสุดต่ำกว่า 30 kW
3. ประเภทกิจการขนาดกลาง (Medium General Service) สำหรับการใช้ไฟฟ้าเพื่อประกอบธุรกิจ อุตสาหกรรม ซึ่งมีความต้องการพลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยใน 15 นาทีสูงสุดตั้งแต่ 30 kW แต่ไม่ถึง 1,000 kW
4. ประเภทกิจการขนาดใหญ่ (Large General Service) สำหรับการใช้ไฟฟ้าเพื่อประกอบธุรกิจ อุตสาหกรรม ซึ่งมีความต้องการพลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยใน 15 นาทีสูงสุดตั้งแต่ 1,000 kW ขึ้นไป
5. ประเภทกิจการเฉพาะอย่าง (Special Business Service) สำหรับการใช้ไฟฟ้าเพื่อประกอบกิจการโรงแรม และกิจการให้เช่าพักอาศัยตลอดจนบริเวณที่เกี่ยวข้อง ซึ่งมีความต้องการพลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยใน 15 นาทีสูงสุดตั้งแต่ 30 kW ขึ้นไป
6. ประเภทหน่วยงานราชการและองค์กรไม่แสวงผลกำไร (Government Institutions and Non-Profit Organizations) สำหรับการใช้ไฟฟ้าของหน่วยราชการ สำนักงานหรือหน่วยงานอื่นใดของรัฐ หน่วยงานตามกฎหมายว่าด้วยระเบียบบริหารราชการส่วนท้องถิ่น
7. ประเภทสูบน้ำเพื่อการเกษตร (Agricultural Pumping Service) สำหรับการใช้ไฟฟ้ากับเครื่องสูบน้ำเพื่อการเกษตรของหน่วยราชการ สหกรณ์เพื่อการเกษตรและกลุ่มเกษตรกรที่จดทะเบียนจัดตั้งกลุ่มเกษตรกร

สำหรับจำนวนข้อมูลจากการสำรวจข้อมูลแยกตามโครงสร้างค่าไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคแสดงในตารางที่ 4.3

ตารางที่ 4.3 แสดงผลการสำรวจข้อมูลแยกตามโครงสร้างค่าไฟฟ้าของ กฟภ.

ประเภทผู้ใช้ไฟ	จำนวน
บ้านอยู่อาศัย	664
กิจการขนาดเล็ก	610
กิจการขนาดกลาง	287
กิจการขนาดใหญ่	99
กิจการเฉพาะอย่าง	10
ส่วนราชการ	9
รวม	1,679

สำหรับสถานภาพการใช้พลังงานไฟฟ้าและกำลังไฟฟ้าสูงสุดของตัวอย่างผู้ใช้ไฟแต่ละประเภทของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคที่จะถูกนำไปใช้ในการพัฒนาแบบจำลองความเสียหาย แสดงดังตารางที่ 4.4

ตารางที่ 4.4 แสดงสถานภาพการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟตัวอย่างของ กฟภ.

ประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า	จำนวน (ราย)	การใช้พลังงานไฟฟ้าเฉลี่ย		โหลดสูงสุด	
		(kWh/เดือน)	%	(kW)	%
บ้านอยู่อาศัย	664	273,912	0.25	723.38	0.24
กิจการขนาดเล็ก	610	1,092,103	1.01	3,353.42	1.09
กิจการขนาดกลาง	287	19,523,962	18.03	66,387.27	21.59
กิจการขนาดใหญ่**	99	86,521,049	79.90	235,000.33	76.41
กิจการเฉพาะอย่าง	10	589,909	0.54	1,321.21	0.43
ส่วนราชการ	9	288,114	0.27	764.28	0.25
รวม	1,679	108,289,048	100.00	307,549.89	100.00

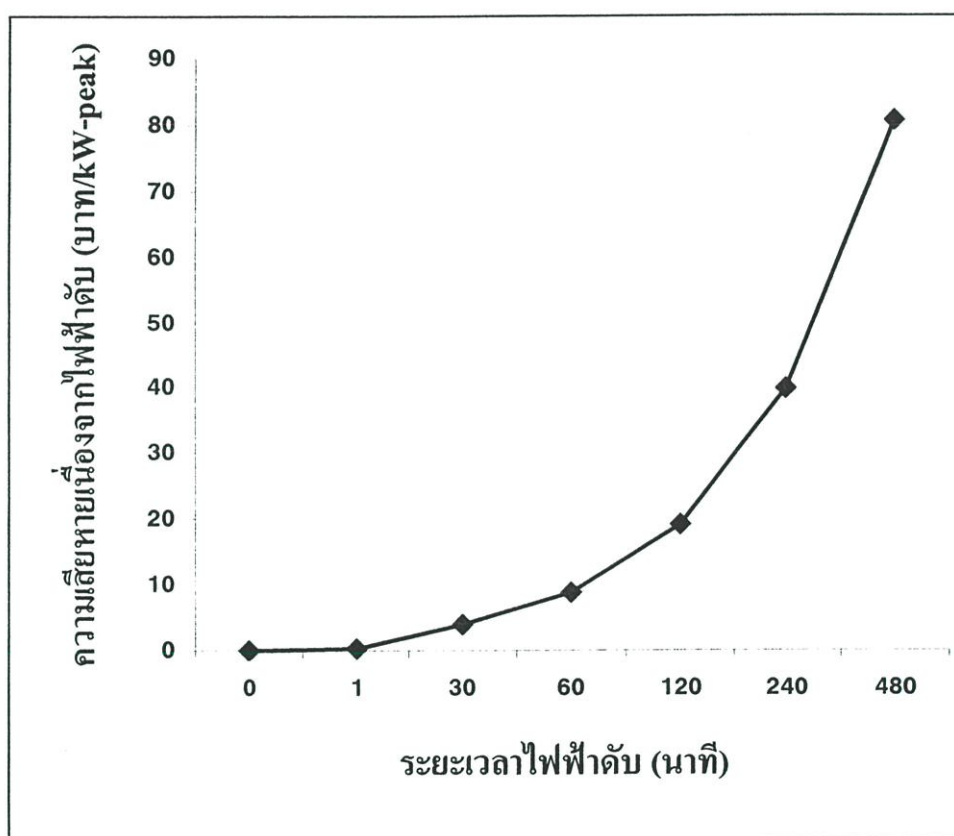
**ไม่รวมกิจการที่มีโหลดสูงสุดเกิน 10,000 kW

ทั้งนี้จะสังเกตได้จากตารางที่ 4.4 ว่าสัดส่วนการใช้พลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยและสัดส่วนโหลดสูงสุดของผู้ใช้ไฟฟ้าตัวอย่างที่สำรวจได้นั้น อาจแตกต่างจากสัดส่วนการใช้ไฟฟ้าจริงที่เกิดขึ้นในปัจจุบันของลูกค้า กฟภ. อย่างไรก็ดีเนื่องจากข้อมูลที่สำรวจได้นั้นจะถูกนำไปใช้พัฒนาแบบจำลองสำหรับผู้ใช้แต่ละกลุ่ม ดังนั้นหากตัวอย่างในแต่ละกลุ่มมีจำนวนมากก็ยิ่งจะทำให้แบบจำลองที่ได้รับมีความถูกต้องเพิ่มขึ้นตามไปด้วย ดังนั้นเป้าหมายในการสำรวจข้อมูลดังกล่าวจึงมุ่งเน้นให้ได้จำนวนตัวอย่างที่มีความสมบูรณ์ของข้อมูลในแต่ละกลุ่มสูงสุดโดยให้ความสำคัญต่อสัดส่วนการใช้ไฟฟ้าเป็นอันดับรองลงไป

สำหรับผู้ใช้ไฟประเภทที่ 7 ลูบนำเพื่อการเกษตรซึ่งมีอัตราส่วนการใช้ไฟต่ำมากนั้น ในการศึกษาครั้งนี้ไม่ปรากฏข้อมูลตัวอย่างจากผู้ใช้ไฟประเภทนี้ ดังนั้นจึงไม่มีผลของแบบจำลองความเสียหายของผู้ใช้ไฟประเภทดังกล่าว จากการศึกษาได้นำข้อมูลทั้งสิ้น 1,679 ราย มาพัฒนาแบบจำลองความเสียหายของผู้ใช้ไฟในเขตการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยผลของแบบจำลองความเสียหายเฉลี่ยแสดงในรูปที่ 4.2-4.7 และตารางที่ 4.5-4.10

4.4.1 แบบจำลองความเสียหายเฉลี่ยของบ้านอยู่อาศัย

จากการสำรวจข้อมูลผู้ใช้ไฟประเภทบ้านอยู่อาศัย จำนวน 664 ราย สามารถนำมาพัฒนาเป็นแบบจำลองความเสียหายเฉลี่ยได้ตามรูปที่ 4.2 และตารางที่ 4.5 ตามลำดับ



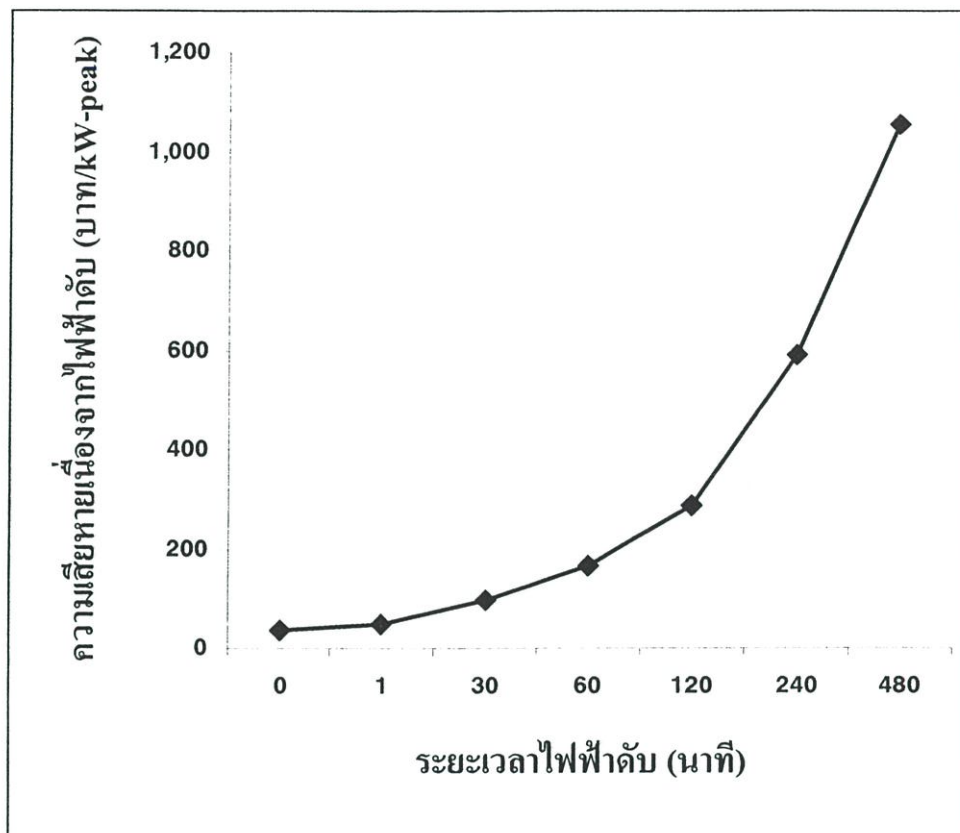
รูปที่ 4.2 แสดงแบบจำลองความเสียหายของบ้านอยู่อาศัยในเขต กฟภ.

ตารางที่ 4.5 แสดงแบบจำลองความเสียหายเฉลี่ยของบ้านอยู่อาศัยในเขต กฟภ.

ระยะเวลาไฟฟ้าดับ	ไฟกระพริบ	1 นาท	30 นาท	1 ช.ม.	2 ช.ม.	4 ช.ม.	8 ช.ม.
มูลค่าความเสียหาย (บาท/kW-peak)	0.000	0.272	4.078	8.694	19.050	39.762	80.716

4.4.2 แบบจำลองความเสียหายเฉลี่ยของกิจการขนาดเล็ก

จากการสำรวจข้อมูลผู้ใช้ไฟประเภทกิจการขนาดเล็ก จำนวน 610 ราย สามารถนำมาพัฒนาเป็นแบบจำลองความเสียหายเฉลี่ยได้ตามรูปที่ 4.3 และตารางที่ 4.6 ตามลำดับ



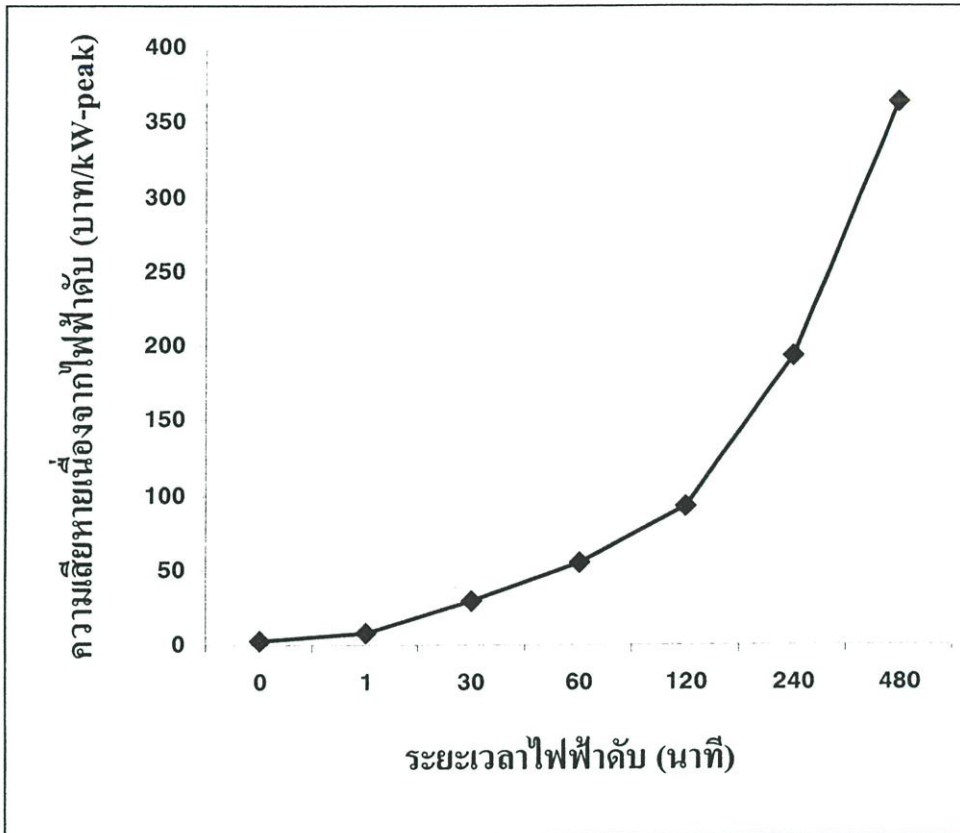
รูปที่ 4.3 แสดงแบบจำลองความเสียหายของกิจการขนาดเล็กในเขต กฟภ.

ตารางที่ 4.6 แสดงแบบจำลองความเสียหายเฉลี่ยของกิจการขนาดเล็กในเขต กฟภ.

ระยะเวลาไฟฟ้าดับ	ไฟกระพริบ	1 นาทีก	30 นาทีก	1 ช.ม.	2 ช.ม.	4 ช.ม.	8 ช.ม.
มูลค่าความเสียหาย (บาท/kW-peak)	38.287	46.740	96.447	166.172	288.467	591.748	1,054.216

4.4.3 แบบจำลองความเสียหายเฉลี่ยของกิจการขนาดกลาง

จากการสำรวจข้อมูลผู้ใช้ไฟประเภทกิจการขนาดกลาง จำนวน 287 ราย สามารถนำมาพัฒนาเป็นแบบจำลองความเสียหายเฉลี่ยได้ตามรูปที่ 4.4 และตารางที่ 4.7 ตามลำดับ



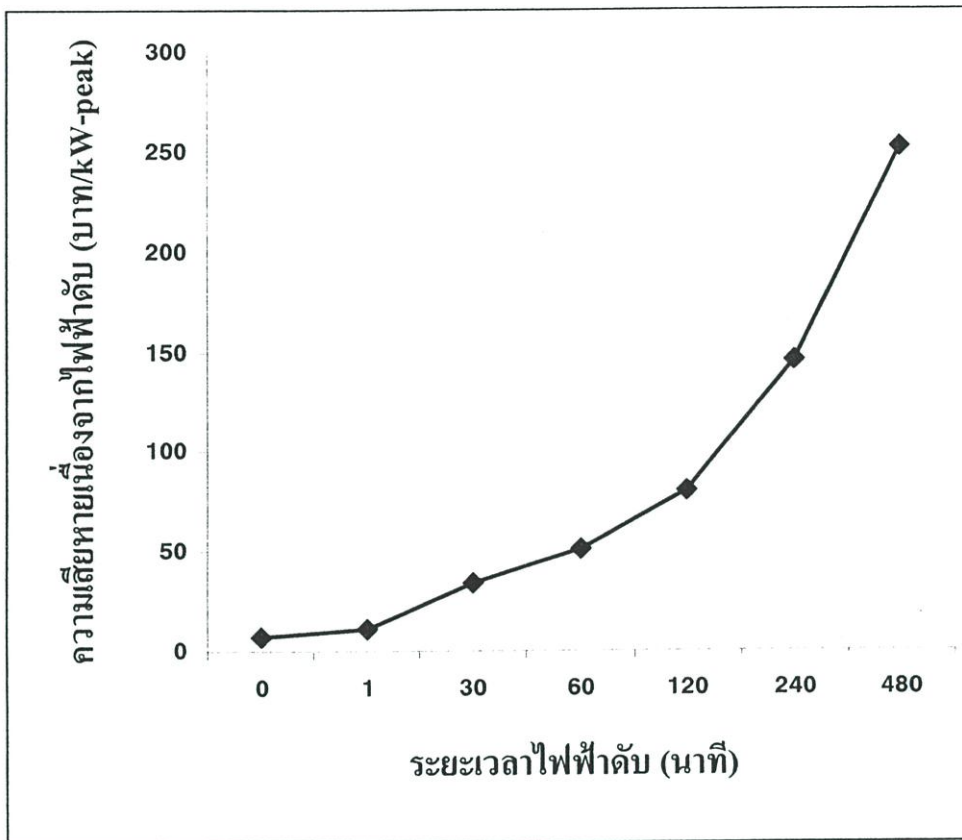
รูปที่ 4.4 แสดงแบบจำลองความเสียหายของกิจการขนาดกลางในเขต กฟภ.

ตารางที่ 4.7 แสดงแบบจำลองความเสียหายเฉลี่ยของกิจการขนาดกลางในเขต กฟภ.

ระยะเวลาไฟฟ้าดับ	ไฟกระพริบ	1 นาท	30 นาท	1 ช.ม.	2 ช.ม.	4 ช.ม.	8 ช.ม.
มูลค่าความเสียหาย (บาท/kW-peak)	3.287	7.855	29.482	55.006	92.647	193.661	363.221

4.4.4 แบบจำลองความเสียหายเฉลี่ยของกิจการขนาดใหญ่

จากการสำรวจข้อมูลผู้ใช้ไฟประเภทกิจการขนาดใหญ่ จำนวน 99 ราย สามารถนำมาพัฒนาเป็นแบบจำลองความเสียหายเฉลี่ยได้ตามรูปที่ 4.5 และตารางที่ 4.8 ตามลำดับ



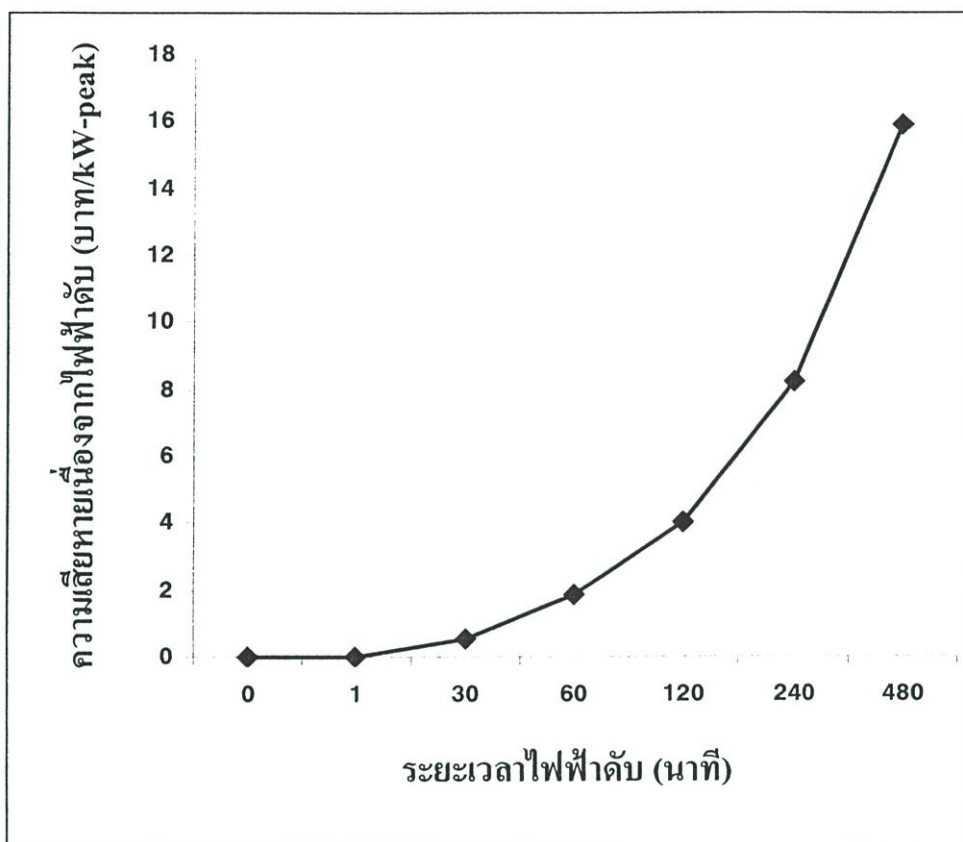
รูปที่ 4.5 แสดงแบบจำลองความเสียหายของกิจการขนาดใหญ่ในเขต กฟภ.

ตารางที่ 4.8 แสดงแบบจำลองความเสียหายเฉลี่ยของกิจการขนาดใหญ่ในเขต กฟภ.

ระยะเวลาไฟฟ้าดับ	ไฟกระพริบ	1 นาทีก	30 นาทีก	1 ชม.	2 ชม.	4 ชม.	8 ชม.
มูลค่าความเสียหาย (บาท/kW-peak)	6.661	10.824	34.311	50.877	79.913	145.614	251.938

4.4.5 แบบจำลองความเสียหายเฉลี่ยของกิจการเฉพาะอย่าง

จากการสำรวจข้อมูลผู้ใช้ไฟประเภทกิจการเฉพาะอย่าง จำนวน 10 ราย สามารถนำมาพัฒนาเป็นแบบจำลองความเสียหายเฉลี่ยได้ตามรูปที่ 4.6 และตารางที่ 4.9 ตามลำดับ



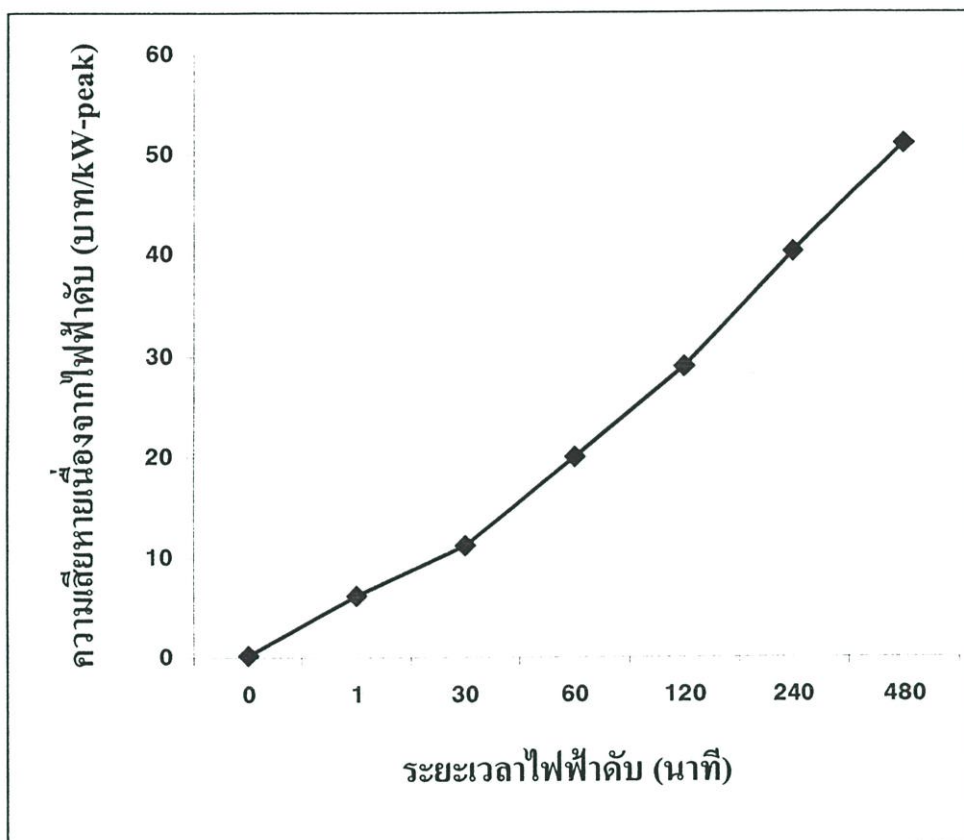
รูปที่ 4.6 แสดงแบบจำลองความเสียหายของกิจการเฉพาะอย่างในเขต กฟภ.

ตารางที่ 4.9 แสดงแบบจำลองความเสียหายเฉลี่ยของกิจการเฉพาะอย่างในเขต กฟภ.

ระยะเวลาไฟฟ้าดับ	ไฟกระพริบ	1 นาทีก	30 นาทีก	1 ช.ม.	2 ช.ม.	4 ช.ม.	8 ช.ม.
มูลค่าความเสียหาย (บาท/kW-peak)	0.000	0.000	0.529	1.890	4.044	8.248	15.904

4.4.6 แบบจำลองความเสียหายเฉลี่ยของส่วนราชการและองค์กรไม่แสวงผลกำไร

จากการสำรวจข้อมูลผู้ใช้ไฟประเภทส่วนราชการและองค์กรไม่แสวงผลกำไร จำนวน 9 ราย สามารถนำมาพัฒนาเป็นแบบจำลองความเสียหายเฉลี่ยได้ตามรูปที่ 4.7 และตารางที่ 4.10 ตามลำดับ



รูปที่ 4.7 แสดงแบบจำลองความเสียหายของส่วนราชการในเขต กฟภ.

ตารางที่ 4.10 แสดงแบบจำลองความเสียหายเฉลี่ยของส่วนราชการในเขต กฟภ.

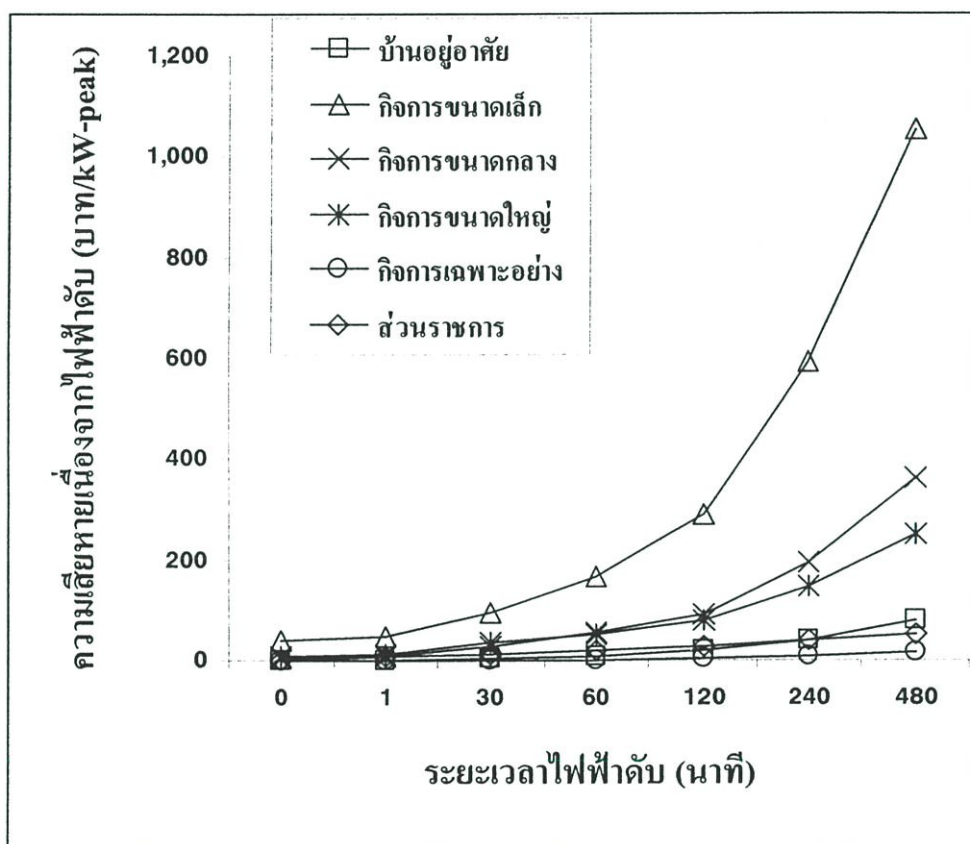
ระยะเวลาไฟฟ้าดับ	ไฟกระพริบ	1 นาที	30 นาที	1 ช.ม.	2 ช.ม.	4 ช.ม.	8 ช.ม.
มูลค่าความเสียหาย (บาท/kW-peak)	0.277	6.104	11.219	20.025	28.827	40.175	50.941

4.4.7 เปรียบเทียบแบบจำลองความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าในเขต กฟภ.

นอกจากนั้นยังได้นำแบบจำลองความเสียหายเฉลี่ยของผู้ใช้ไฟในเขต กฟภ. แต่ละประเภทมาแสดงเปรียบเทียบกันไว้ในรูปที่ 4.8 และตารางที่ 4.11 ตามลำดับ ซึ่งจะพบว่าแนวโน้มความเสียหายของผู้ใช้ไฟแต่ละประเภทต่างมีลักษณะเดียวกัน คือ มูลค่าความเสียหายต่อหน่วย

ไฟฟ้าจะเพิ่มขึ้นตามระยะเวลาไฟฟ้าดับ โดยผู้ใช้ไฟประเภทบ้านอยู่อาศัยประสบความเสียหายต่ำที่สุด ส่วนกิจการเฉพาะอย่างซึ่งตัวอย่างส่วนใหญ่เป็นโรงแรมขนาดใหญ่และมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าสำรองไว้ใช้เมื่อเกิดไฟฟ้าดับจึงประสบความเสียหายต่ำเมื่อเปรียบเทียบกับผู้ใช้ไฟประเภทอื่นๆ

อย่างไรก็ตามจะสังเกตได้ว่า ผู้ใช้ไฟประเภทกิจการขนาดเล็กจะมีมูลค่าความเสียหายเมื่อเทียบกับกำลังไฟฟ้าที่ใช้มากที่สุด ตามด้วยกิจการขนาดกลางและกิจการขนาดใหญ่ ตามลำดับ จากแนวโน้มดังกล่าวพอสรุปได้ว่า ผู้ใช้ไฟรายใหญ่กว่ามีแนวโน้มที่จะประสบความเสียหายต่อกำลังไฟฟ้าที่ใช้ต่ำกว่ากิจการที่มีขนาดเล็ก



รูปที่ 4.8 แสดงเปรียบเทียบความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทในเขต กฟภ.

ตารางที่ 4.11 แสดงเปรียบเทียบแบบจำลองความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทในเขต กฟภ.

ประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า	ระยะเวลาไฟฟ้าดับ						
	5 นาที	10 นาที	30 นาที	1 ช.ม.	2 ช.ม.	4 ช.ม.	8 ช.ม.
บ้านอยู่อาศัย	0.000	0.272	4.078	8.694	19.050	39.762	80.716
กิจการขนาดเล็ก	38.287	46.740	96.447	166.172	288.467	591.748	1,054.216
กิจการขนาดกลาง	3.287	7.855	29.482	55.006	92.647	193.661	363.221
กิจการขนาดใหญ่	6.661	10.824	34.311	50.877	79.913	145.614	251.938
กิจการเฉพาะอย่าง	0.000	0.000	0.529	1.890	4.044	8.248	15.904
ส่วนราชการ	0.277	6.104	11.219	20.025	28.827	40.175	50.941

ด้วยวิธีการคำนวณข้างต้นจะทำให้ทราบแบบจำลองความเสียหายเฉลี่ยของผู้ใช้ไฟของ กฟภ. และข้อมูลสถิติของสัดส่วนการจ่ายไฟฟ้าของ กฟภ. ประจำปี 2543 แสดงไว้ในตารางที่ 4.12

ตารางที่ 4.12 แสดงสัดส่วนการจ่ายไฟฟ้าของ กฟภ. ปี 2543

ประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า	หน่วยจำหน่าย (kWh/year)	สัดส่วนการใช้ไฟฟ้า (%)	ตัวประกอบโหลด (%)
ภาคเหนือ			
บ้านอยู่อาศัย	2,862,182,839	40.78	46.97
กิจการขนาดเล็ก	859,674,317	12.25	63.70
กิจการขนาดกลาง	1,256,480,055	17.90	62.04
กิจการขนาดใหญ่	1,335,025,273	19.02	71.63
กิจการเฉพาะอย่าง	197,106,057	2.81	78.44
ส่วนราชการและองค์กรไม่แสวงหากำไร	507,538,105	7.23	70.58
ภาคกลาง			
บ้านอยู่อาศัย	2,990,475,370	43.51	60.63
กิจการขนาดเล็ก	845,327,926	12.30	49.00
กิจการขนาดกลาง	1,090,153,381	15.86	73.66
กิจการขนาดใหญ่	1,306,058,837	19.00	90.33
กิจการเฉพาะอย่าง	133,580,282	1.94	79.07
ส่วนราชการและองค์กรไม่แสวงหากำไร	506,809,911	7.37	69.52

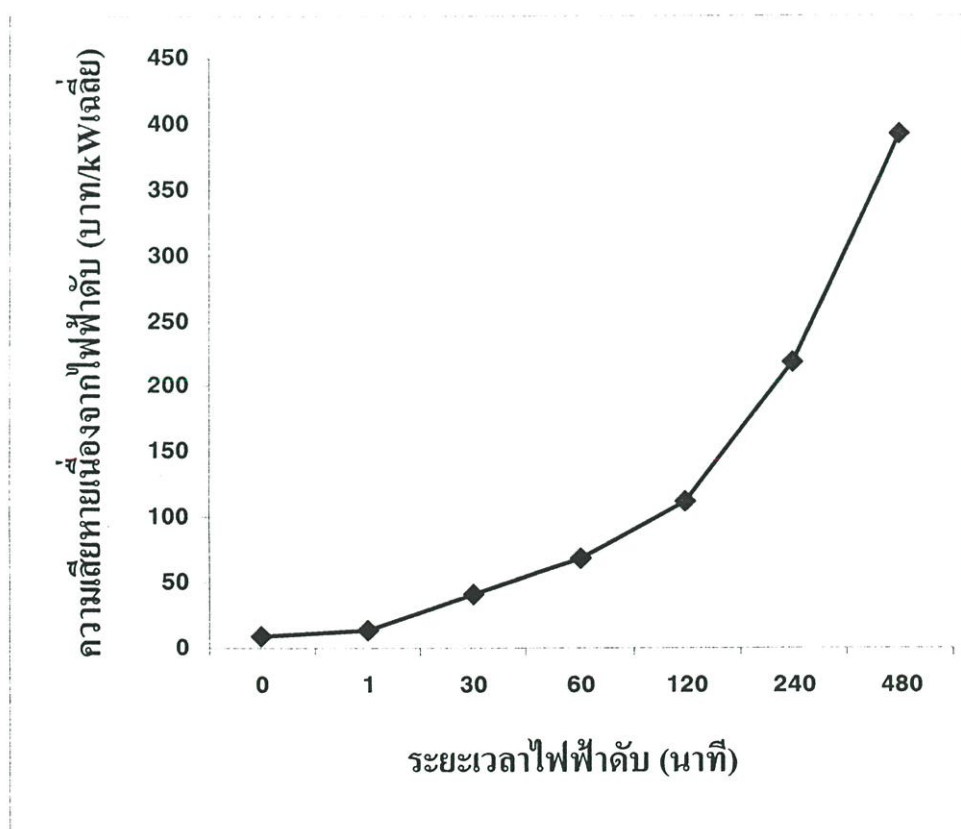
ตารางที่ 4.12 (ต่อ)

ประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า	หน่วยจำหน่าย (kWh/year)	สัดส่วนการใช้ไฟฟ้า (%)	ตัวประกอบโหลด (%)
ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ			
บ้านอยู่อาศัย	3,649,701,314	12.44	52.52
กิจการขนาดเล็ก	1,532,989,436	5.22	46.36
กิจการขนาดกลาง	5,682,472,013	19.36	85.60
กิจการขนาดใหญ่	17,490,373,129	59.60	78.74
กิจการเฉพาะอย่าง	455,306,269	1.55	73.51
ส่วนราชการและองค์กรไม่แสวงหากำไร	533,965,140	1.82	61.48
ภาคใต้			
บ้านอยู่อาศัย	2,687,149,529	31.78	54.89
กิจการขนาดเล็ก	874,362,029	10.34	72.67
กิจการขนาดกลาง	1,790,987,770	21.18	76.36
กิจการขนาดใหญ่	2,155,683,456	25.50	90.37
กิจการเฉพาะอย่าง	524,717,025	6.21	81.53
ส่วนราชการและองค์กรไม่แสวงหากำไร	421,306,924	4.98	66.44
รวมทั้ง กฟภ.			
บ้านอยู่อาศัย	12,189,509,052	23.58	55.51
กิจการขนาดเล็ก	4,112,353,708	7.96	67.80
กิจการขนาดกลาง	9,820,084,219	19.00	73.91
กิจการขนาดใหญ่	22,287,140,695	43.12	89.98
กิจการเฉพาะอย่าง	1,310,709,993	2.54	79.71
ส่วนราชการและองค์กรไม่แสวงหากำไร	1,969,620,080	3.81	67.91
รวม	51,689,417,747	100.00	83.31

จากแบบจำลองความเสียหายเฉลี่ยของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทของ กฟภ. ที่แสดงในหัวข้อที่ 4.4 สามารถนำมาสร้าง CCDF ของ กฟภ. ได้ด้วยการถ่วงน้ำหนัก SCDF ของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทตามสัดส่วนการใช้พลังงานไฟฟ้าของแต่ละพื้นที่ที่สนใจ ทั้งนี้จะสังเกตได้ว่าแบบจำลอง CCDF นั้นแสดงถึงความสัมพันธ์ของความเสียหาย (บาท/kW_{เฉลี่ย}) ที่อยู่ในรูปฟังก์ชันของระยะเวลาที่เกิดไฟฟ้าดับ อาจแสดงสัญลักษณ์ได้เป็น CCDF(t) โดยผลของแบบจำลองเฉลี่ยของ กฟภ. สรุปไว้ในตารางที่ 4.13 และในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะพิจารณาเฉพาะข้อมูลของพื้นที่ที่ทำการศึกษา คือ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขต 2 ภาคกลาง ชลบุรี (กฟภ.2) ซึ่งแสดงในรูปที่ 4.9

ตารางที่ 4.13 แสดงแบบจำลองความเสียหายเฉลี่ยของ กฟภ. (บาท/kW_{เฉลี่ย})

ระยะเวลาไฟดับ	ไฟกระพริบ	1 นาที	30 นาที	1 ชม.	2 ชม.	4 ชม.	8 ชม.
กฟภ.	8.533	13.131	37.661	62.794	105.610	208.010	374.720
กฟน.1	11.003	15.988	42.866	74.089	128.080	257.370	467.600
กฟน.2	9.882	14.428	38.198	67.943	119.760	242.870	444.600
กฟน.3	9.067	14.047	40.190	69.033	118.460	236.270	429.870
กฟก.1	8.691	13.596	40.324	64.161	104.880	201.200	357.100
กฟก.2	9.427	14.387	41.484	67.662	112.110	218.870	391.470
กฟก.3	10.382	15.837	44.900	75.370	126.210	25.760	452.120
กฟฉ.1	13.232	18.304	45.172	78.545	136.970	276.190	499.610
กฟฉ.2	13.010	17.941	43.592	76.669	134.810	272.790	494.540
กฟฉ.3	11.570	16.632	43.810	74.623	128.020	255.560	461.400
กฟต.1	7.792	12.107	35.039	58.716	99.269	195.630	353.300
กฟต.2	8.435	12.492	33.821	59.558	103.460	209.510	382.540
กฟต.3	8.506	12.903	35.827	61.735	105.770	211.760	384.550



รูปที่ 4.9 แสดงแบบจำลองความเสียหายเฉลี่ยของ กฟภ. เขต กฟภ.2

4.5 การประเมินอัตราความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ [5]

จากการพัฒนาแบบจำลองความเสียหายเฉลี่ย จะนำค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับในแต่ละพื้นที่มาใช้ร่วมกับดัชนีสากล เพื่อคำนวณอัตราความเสียหายต่อหน่วยปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่หายไปเนื่องจากไฟดับ (Interrupted Energy Rate : IER) มีหน่วยเป็น บาท/kWh ผ่านวิธีการต่างๆ ซึ่งสามารถนำมาสรุปได้เป็น 3 วิธี คือ

4.5.1 วิธีระบุเหตุขัดข้อง (Contingency Enumeration Method : CEM)

การประเมินค่าอัตราความเสียหายต่อหน่วยปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่หายไปเนื่องจากไฟดับในระบบส่งกำลังไฟฟ้าต้องใช้แบบจำลองความเสียหาย แบบจำลองโหลดและแบบจำลองระบบ โดยที่แบบจำลองความเสียหายนั้นนำมาจากแบบจำลองความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้ารวมในแต่ละจุดโหลด ส่วนแบบจำลองโหลดคำนวณจากโหลดเฉลี่ยที่ต่ออยู่แต่ละตำแหน่งโหลด สำหรับแบบจำลองระบบนั้น ต้องใช้อุปกรณ์ต่างๆ ทั้งหมดประกอบกันขึ้นเป็นระบบไฟฟ้าที่พิจารณา

วิธีการคำนวณค่าปริมาณพลังงานที่ไม่สามารถจ่ายได้ (ENS) ค่าความเสียหายทั้งหมด (ECOST) และค่าอัตราความเสียหายต่อหน่วยปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่หายไปเนื่องจากไฟดับ (IER) ณ แต่ละจุดโหลด สามารถทำได้ตามวิธีการต่อไปนี้

1. คำนวณ ENS และ ECOST จากแต่ละเหตุการณ์ลำดับที่ j ที่เกิดขัดข้อง ณ จุดโหลด p ตามสมการ

$$ECOST_{j,p} = C(r_{j,p})L_{av,p}\lambda_j \quad (4.3)$$

$$ENS_{j,p} = L_{av,p}U_{j,p} \quad (4.4)$$

เมื่อ $L_{av,p}$ คือ โหลดเฉลี่ยที่ต่อจุดโหลด p

$C(r_{j,p})$ คือ ความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับที่โหลด p เป็นระยะเวลา r คำนวณจาก CCDF (บาท/kW_{เฉลี่ย})

$U_{j,p}$ คือ ระยะเวลาเฉลี่ยในหนึ่งปีที่ไม่สามารถจ่ายไฟได้ของเหตุการณ์ j ที่จุด p

λ_j คือ อัตราการล้มเหลวเฉลี่ยของเหตุการณ์ j

$r_{j,p}$ คือ ระยะเวลาที่เกิดเหตุขัดข้องเฉลี่ยของเหตุการณ์ j ที่จุดโหลด p

สำหรับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะแสดงการคำนวณโดยใช้แบบจำลองความเสียหายของผู้ใช้ไฟ (บาท/kW) ดังแสดงในสมการที่ (4.3)

2. คำนวณค่า ENS, ECOST และ IER ที่ ณ จุดโหลด p ตามสมการ

$$ECOST_p = \sum_{j=1}^N ECOST_{j,p} \quad \text{บาท/ปี} \quad (4.5)$$

$$ENS_p = \sum_{j=1}^N ENS_{j,p} \quad \text{kWh/ปี} \quad (4.6)$$

$$IER_p = \frac{ECOST_p}{ENS_p} \quad \text{บาท/kWh} \quad (4.7)$$

เมื่อ N คือ จำนวนเหตุการณ์ที่เกิดขึ้น ณ ตำแหน่ง p

4.5.2 วิธีดัชนีพื้นฐาน (Basic Indices Method : BIM)

วิธีการนี้จะไม่คำนึงถึงเหตุการณ์ที่เกิดขึ้น ณ จุดโหลดแต่ละแห่งหากแต่จะใช้ค่าดัชนีแต่ละค่า ณ จุดโหลดแทน สำหรับแบบจำลองความเสียหายจะใช้ CCDF โดยพิจารณาจากค่าระยะเวลาไฟฟ้าดับเฉลี่ยที่ ณ จุดโหลด p (r_p) เพื่อนำไปคำนวณค่าความเสียหาย ณ จุดโหลด p ($C(r_p)$) และนำค่าโหลดเฉลี่ย ณ จุดโหลด p ($L_{av,p}$) มาใช้ในการคำนวณค่า ENS, ECOST และ IER ตามสมการ

$$ENS_p = L_{av,p} \lambda_p r_p \quad (4.8)$$

$$ECOST_p = L_{av,p} \lambda_p C(r_p) \quad (4.9)$$

$$IER_p = \frac{ECOST_p}{ENS_p} = \frac{C(r_p)}{r_p} \quad (4.10)$$

4.5.3 วิธีดัชนีระบบ (System Indices Method : SIM)

การคำนวณค่าอัตราความเสียหายต่อหน่วยปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่หายไปเนื่องจากไฟดับโดยใช้ดัชนีสากลของระบบส่งกำลังไฟฟ้าที่เกี่ยวข้องกับผู้ใช้ไฟ ได้แก่ค่า SAIFI และ CAIDI ร่วมกับแบบจำลองความเสียหายของผู้ใช้ไฟรวม (CCDF) สามารถคำนวณได้ตามสมการ

$$ENS_{system} = SAIFI \times L_{av,bus} \times CAIDI \quad (4.11)$$

$$ECOST_{system} = SAIFI \times L_{av,bus} \times CAIDI_{cost} \quad (4.12)$$

$$IER_{system} = \frac{CAIDI_{cost}}{CAIDI} \quad (4.13)$$

เมื่อ $CAIDI_{cost}$ คือ มูลค่าความเสียหายของระบบโดยคำนวณจากแบบจำลองความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้ารวมกับค่า CAIDI มีหน่วยเป็น บาท/kWh

จากทั้ง 3 วิธีที่ได้กล่าวมาแล้วข้างต้น วิธี BIM และ SIM เป็นวิธีที่ได้จากการประมาณเพื่อความรวดเร็ว ง่ายต่อการคำนวณแต่ผลที่ได้รับจะคลาดเคลื่อนไปจากวิธี CEM มาก ดังนั้นเพื่อความแม่นยำในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงเลือกใช้วิธี CEM ในการคำนวณ

บทที่ 5

ทฤษฎีการวิเคราะห์ความเหมาะสมทางด้านเศรษฐศาสตร์

ในบทนี้จะนำเสนอทฤษฎีทางด้านเศรษฐศาสตร์เพื่อนำมาช่วยวิเคราะห์ความเหมาะสมในการปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้าเพื่อเพิ่มความเชื่อถือได้ในการจ่ายกระแสไฟฟ้า ในการที่จะลงทุนโครงการปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้าทั้งหมดให้มีความเชื่อถือได้สูงสุดย่อมเป็นไปได้ยาก ทั้งนี้เนื่องจากทรัพยากรภายในองค์กรที่มีอยู่จำกัดเป็นเงื่อนไขสำคัญ ดังนั้นการตัดสินใจเลือกโครงการใดนั้นสมควรที่จะต้องพิจารณาว่าโครงการจะให้ผลประโยชน์ตอบแทนคุ้มค่างบการเงินลงทุน [8, 9]

5.1 งบทรัพยากรของโครงการ (Resource flow statement)

องค์ประกอบหลักของงบทรัพยากรจะมีอยู่ 3 ประการ อันได้แก่ ค่าใช้จ่ายในการลงทุนเริ่มแรก (Initial Costs), ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการและบำรุงรักษา (Operating and Maintenance Costs) และผลประโยชน์ (Benefits) องค์ประกอบต่างๆ เกิดขึ้นโดยกระจายต่างเวลากัน มูลค่าของแต่ละรายการต้องถูกนำมารวมอยู่ในงบทรัพยากรทุกๆปี ตามธรรมเนียมปฏิบัติจะต้องพิจารณาการใช้ทรัพยากรเป็นรายปี จากนั้นจะมีการคิดลดค่าของเงินทุกรายการในอนาคตให้มาอยู่ที่ฐานเวลาเดียวกัน

5.1.1 ค่าใช้จ่ายในการลงทุนเริ่มแรก (Initial Cost : IC)

เป็นค่าใช้จ่ายลงทุนเกี่ยวกับการเริ่มทำโครงการ ค่าใช้จ่ายประเภทนี้จำเป็นต้องใช้เพื่อเริ่มดำเนินการก่อสร้างปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้า อาจเรียกว่าเป็นค่าใช้จ่ายสำหรับปัจจัยคงที่ (Fixed cost) อาทิเช่น ค่าวัสดุก่อสร้าง, ค่าแรงงาน, ค่าควบคุมงาน, ค่าขนส่ง และค่าเบ็ดเตล็ด เป็นต้น

5.1.2 ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการและบำรุงรักษา (Operating and Maintenance Costs : OMC)

หลังจากได้ดำเนินการก่อสร้างหรือปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้าแล้วเสร็จ ในระหว่างการใช้งานต้องมีการดำเนินการและบำรุงรักษาระบบส่งกำลังไฟฟ้านั้นด้วยทุกปี โดยการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะคิดค่าใช้จ่ายในการดำเนินการและบำรุงรักษาต่อปีเท่ากับ 2 % ของค่าใช้จ่ายในการลงทุนเริ่มแรก การดำเนินการและบำรุงรักษา อาทิเช่น การตรวจสอบการทำงานของอุปกรณ์, การทำความสะอาดอุปกรณ์และการเปลี่ยนอุปกรณ์ชำรุด เป็นต้น

5.1.3 ผลประโยชน์ (Benefits)

แม้ว่าการปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้าโครงการหนึ่งจะก่อให้เกิดผลประโยชน์มากมายก็ตาม แต่ก็ยากที่จะประเมินมูลค่าของผลประโยชน์ที่ได้รับจากโครงการให้ออกมาในรูปของมูลค่า

เงิน แต่เนื่องจากในการปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้านั้นจะช่วยเพิ่มความเชื่อถือได้ในการจ่ายกระแสไฟฟ้าซึ่งมีผลให้ผู้ใช้ไฟได้รับผลกระทบจากไฟฟ้าดับลดลง ดังนั้นในการวิจัยนี้จึงประยุกต์ใช้มูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟที่ลดลงแทนผลประโยชน์ที่ได้รับจากโครงการ จึงสามารถจำแนกผลประโยชน์ได้ 2 ประเภท ดังนี้

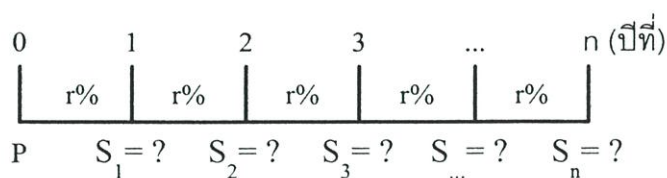
1. ผลประโยชน์ทางตรง จะเป็นผลที่เกิดจากการใช้ประโยชน์จากการปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้าโดยตรง เช่น การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคขายไฟได้เพิ่มขึ้น, ผู้ใช้ไฟสามารถผลิตสินค้าได้ต่อเนื่องและตรงตามความต้องการของลูกค้า เป็นต้น
2. ผลประโยชน์ทางอ้อม เป็นผลประโยชน์จากการปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้าที่มีต่อสังคมโดยรวม เช่น เมื่อไม่มีไฟฟ้าดับก็ทำให้ไม่มีการก่ออาชญากรรม, ประชาชนมีรายได้จากการขายแรงงาน และรัฐบาลมีรายได้จากการเก็บภาษีอากรเพิ่มขึ้น เป็นต้น

5.2 เกณฑ์การตัดสินใจเพื่อการลงทุนแบบปรับค่าเวลา [8, 9]

เนื่องจากข้อเท็จจริงที่ว่าโครงการส่วนใหญ่มีอายุโครงการมากกว่า 1 ปีขึ้นไป ประกอบกับผลประโยชน์สุทธิหรือค่าใช้จ่ายสุทธิของโครงการแตกต่างกันแต่ละปี มูลค่าของเงินมีความแตกต่างกันแต่ละปีเป็นการยากที่จะตัดสินใจว่าโครงการใดเหมาะสมแก่การลงทุน ดังนั้นจึงจำเป็นที่ต้องปรับค่าของเวลาสำหรับรายการค่าใช้จ่ายและผลประโยชน์ทุกรายการของโครงการให้มาอยู่บนฐานเวลาเดียวกันก่อนในเบื้องต้น

5.2.1 การปรับค่าของเวลา

เป็นกระบวนการซึ่งมูลค่าที่คิดเป็นเงินของค่าใช้จ่าย (Cost) และผลประโยชน์ (Benefit) ของโครงการที่เกิดขึ้นในระยะเวลาต่างๆกันในอนาคตถูกปรับให้มาอยู่ในเวลาปัจจุบันหรือในเวลาที่เป็นศูนย์ มูลค่าของเงินที่เกิดขึ้นในอนาคตซึ่งถูกปรับมาเป็นปัจจุบันนั้นเรียกว่า มูลค่าปัจจุบัน (Present Value : PV) กระบวนการปรับค่าของเวลาดังกล่าวจะกระทำโดยการหักลด (Discount) มูลค่าของเงินที่เกิดขึ้นในอนาคตด้วยอัตราส่วนลด (Discount Rate) โดยสามารถอธิบายโดยใช้แนวคิดเบื้องต้นที่เกี่ยวกับหลักการหาค่าเงินรวม รูปที่ 5.1 แสดงเส้นเวลา (Time Lines) ของแนวคิดเบื้องต้นในการหาค่าเงินรวม



รูปที่ 5.1 แสดงเส้นเวลาของหลักการหาค่าเงินรวม

สมมติให้ เงินลงทุน P บาท อัตราดอกเบี้ย r% ต่อปี

$$\text{ปีที่ 1} \quad \text{ดอกเบี้ย} = rP \quad \text{เงินรวม } S_1 = P + rP = P(1+r) \quad (5.1)$$

$$\text{ปีที่ 2} \quad \text{ดอกเบี้ย} = rP(1+r) \quad \text{เงินรวม } S_2 = P(1+r) + rP(1+r) = P(1+r)^2 \quad (5.2)$$

$$\text{ปีที่ 3} \quad \text{ดอกเบี้ย} = rP(1+r)^2 \quad \text{เงินรวม } S_3 = P(1+r)^3 \quad (5.3)$$

$$\text{ปีที่ n} \quad \text{ดอกเบี้ย} = rP(1+r)^{n-1} \quad \text{เงินรวม } S_n = P(1+r)^n \quad (5.4)$$

โดยที่ P คือ จำนวนเงินปัจจุบัน

S_n คือ ค่าของ P เมื่อสิ้นปีที่ n (เงินรวม)

$(1+r)^n$ เรียกว่า Single payment compound amount factor (CAF) หาได้จากตารางภาคผนวก ก. Compounding and discounting ภายใต้ชื่อ Compounding factor for 1 เป็นค่าที่บ่งบอกถึงว่า หนึ่งบาทในวันนี้มีค่าเท่าใดในวันหน้า

ในกรณีที่ได้เงินจำนวนเท่ากันทุกปี เมื่อสิ้นปีที่ n จะมีเงินรวม (S) เท่ากับ

$$S = R \left[\frac{(1+r)^n - 1}{r} \right] = R(CAF') \quad (5.5)$$

โดยที่ R คือ จำนวนเงินซึ่งเท่ากันทุกปี

$\frac{(1+r)^n - 1}{r}$ เรียก Uniform Series Compound Amount Factor ปรากฏในตาราง

ภาคผนวก ก. ภายใต้ชื่อ Compounding Factor for 1 per annum : $\sum CAF$

ในทางกลับกัน เมื่อต้องการหาจำนวนเงินทุนซึ่งเท่ากันทุกปี จะหาได้จากสมการ

$$R = \frac{S}{\frac{(1+r)^n - 1}{r}} = S \cdot \frac{r}{(1+r)^n - 1} = S(SFF) \quad (5.6)$$

$\frac{r}{(1+r)^n - 1}$ คือ Sinking Fund Factor (SFF) ของเงินทุนที่ต้องมีจำนวนเท่ากันในแต่ละปี โดยค่าของ SFF หาได้จากตารางภาคผนวก ก. ภายใต้ชื่อ Sinking Fund Factor (SFF)

5.2.2 กรณีค่าใช้จ่ายต่อปีเท่ากัน

$$R = P \left[\frac{r(1+r)^n}{(1+r)^n - 1} \right] \quad (5.7)$$

โดยที่ R คือ ค่าใช้จ่ายต่อปีซึ่งเท่ากันทุกปี

P คือ เงินลงทุน

$\frac{r(1+r)^n}{(1+r)^n - 1}$ เรียกว่าตัวประกอบกู้ทุน (Uniform series capital recovery factor : CRF) หาได้จากตารางภาคผนวก ก. ภายใต้ชื่อ Capital recovery factor (CRF)

5.2.3 การหามูลค่าปัจจุบัน (Present Value : PV)

ในการหามูลค่าปัจจุบันของเงินที่ได้รับในอนาคต สามารถทำได้โดยพิจารณาจากหลักการหาค่าเงินรวมในมุมมองกลับ จากสมการที่ (5.4) จะได้ว่า

$$P = \frac{S_n}{(1+r)^n} = S_n \cdot \frac{1}{(1+r)^n} \quad (5.8)$$

$\frac{1}{(1+r)^n}$ เรียกว่า Single payment present worth factor (PWF) หาได้จากตารางภาคผนวก ก. ภายใต้ชื่อดั้วร่วมส่วนลด (Discount Factor)

กรณีมีจำนวนเงินเกิดขึ้นมากกว่า 1 ปี สามารถหามูลค่าปัจจุบัน ดังนี้

$$P = \frac{S_1}{(1+r)^1} + \frac{S_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{S_n}{(1+r)^n} \quad (5.9)$$

เมื่อนำค่า r (อัตราดอกเบี้ย) มาใช้ทำส่วนหักลด เพื่อปรับค่าเงินในอนาคตให้เป็นปัจจุบัน จะเรียก r นี้ว่า อัตราส่วนลด (Discount Rate)

5.2.4 กรณีค่าใช้จ่ายหรือผลประโยชน์เกิดขึ้นเท่ากันทุกปี

สามารถหามูลค่าปัจจุบันของรายการค่าใช้จ่ายหรือผลประโยชน์โดยใช้สมการ ดังนี้

$$P = R(PWF') = R \left[\frac{(1+r)^n - 1}{r(1+r)^n} \right] \quad (5.10)$$

PWF' เรียกว่า Present worth of an annuity factor

5.3 เกณฑ์การตัดสินใจเพื่อการลงทุนแบบอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อค่าใช้จ่าย (Benefit Cost Ratio : BCR) [9]

การที่โครงการปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้าจะเป็นที่ยอมรับว่าเหมาะสมแก่การลงทุนนั้น มูลค่าของผลประโยชน์ที่ได้หักลดแล้ว ควรจะมากกว่ามูลค่าของค่าใช้จ่ายที่ได้หักลดแล้วเช่นกัน โดยหาได้จากสมการต่อไปนี้

$$BCR = \frac{PWTB}{PWTC} = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{B_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+r)^t}} \quad (5.11)$$

เมื่อ PWTB (Present Worth Total Benefit) คือ ผลประโยชน์ที่ได้รับจากการลงทุนทั้งหมด ณ ปีปัจจุบัน และ PWTC (Present Worth Total Cost) คือ ค่าใช้จ่ายในการลงทุนทั้งหมด ณ ปีปัจจุบัน

หลักการตัดสินใจลงทุน โดยใช้ BCR มีอยู่ว่า ณ ระดับอัตราส่วนลด r ที่กำหนดให้

ถ้า	$BCR > 1$	ยอมรับข้อเสนอโครงการ
	$BCR < 1$	ปฏิเสธข้อเสนอโครงการ
	$BCR = 1$	จะไม่มีผลกระทบใดๆ ไม่ว่าจะยอมรับหรือปฏิเสธข้อเสนอโครงการ

บทที่ 6

การวางแผนโดยคำนึงถึงความเชื่อถือได้ของระบบส่งกำลังไฟฟ้า

ในบทนี้จะนำเสนอขั้นตอนการวางแผนโดยคำนึงถึงความเชื่อถือได้ของระบบส่งกำลังไฟฟ้า ดังแสดงในรูปที่ 6.1 โดยมีรายละเอียดของแต่ละขั้นตอนดังต่อไปนี้ [15]

6.1 การคัดเลือกระบบส่งกำลังไฟฟ้า

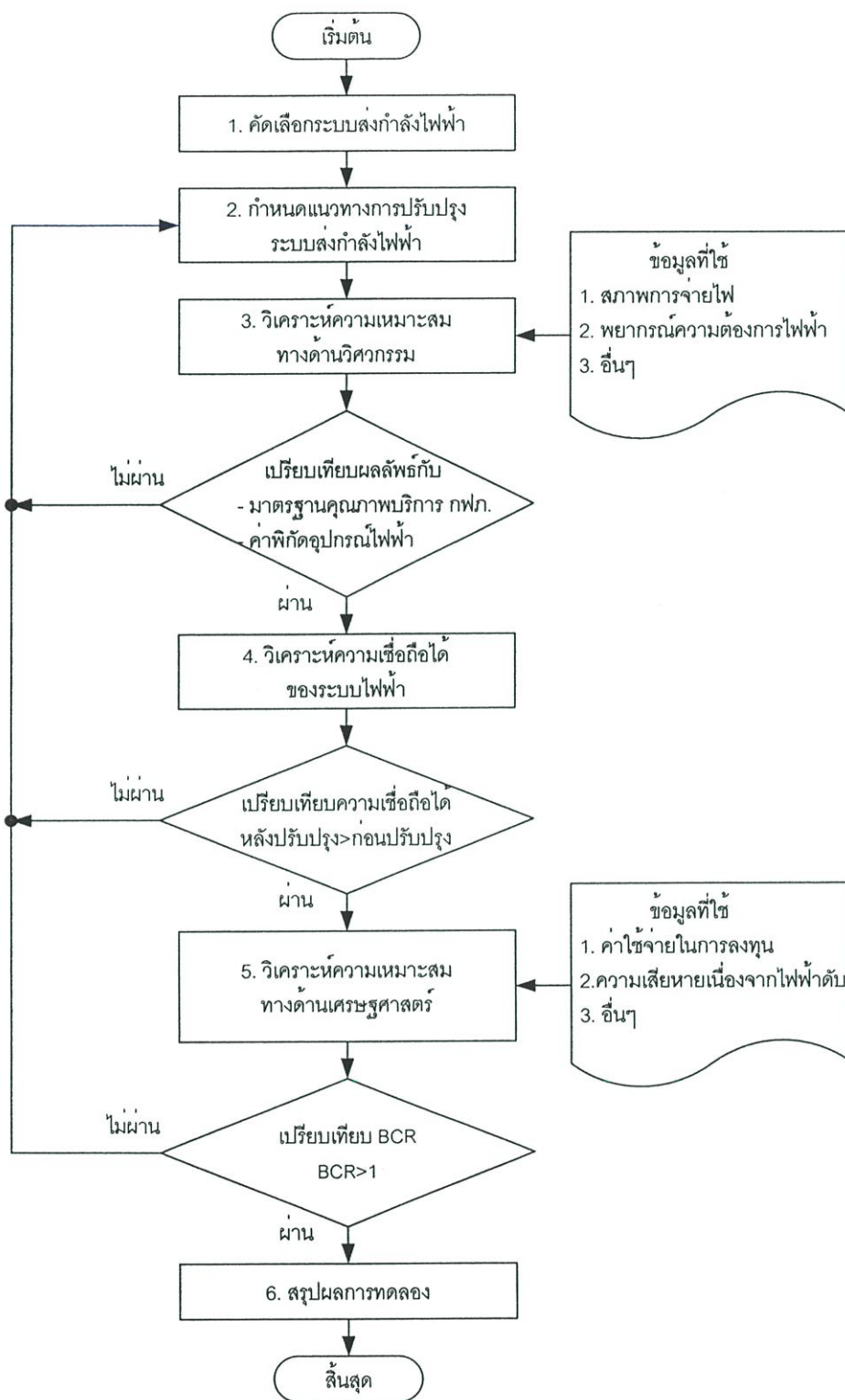
ในขั้นตอนการคัดเลือกระบบส่งกำลังไฟฟ้าตัวอย่างนี้จะทำการเลือกระบบส่งกำลังไฟฟ้าแรงดัน 115 กิโลโวลต์ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคที่มีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าต่ำ โดยใช้เกณฑ์การพิจารณาดังนี้

1. ลักษณะการจ่ายไฟ โดยส่วนใหญ่ระบบส่งกำลังไฟฟ้าในปัจจุบันจะมีลักษณะการจ่ายไฟแบบเรเดียล เนื่องจากเสียค่าใช้จ่ายในการลงทุนต่ำ ซึ่งมีความเชื่อถือได้ในการจ่ายกระแสไฟฟ้าต่ำด้วย
2. สถิติการเกิดกระแสไฟฟ้าขัดข้อง เมื่อเกิดกระแสไฟฟ้าขัดข้องขึ้นในระบบส่งกำลังไฟฟ้า จะมีผลต่อค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า ซึ่งเป็นเกณฑ์ตัวหนึ่งที่ใช้ในการประเมินประสิทธิภาพขององค์กร
3. ความสำคัญของกลุ่มโหลด ระบบส่งกำลังไฟฟ้าที่จ่ายไฟให้กับนิคมอุตสาหกรรมและผู้ใช้ไฟรายใหญ่ถือว่ามีค่าความสำคัญมาก เนื่องจากผู้ใช้ไฟในนิคมอุตสาหกรรมมีความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าสูงและต้องการความเชื่อถือได้ในการจ่ายกระแสไฟฟ้าสูงด้วย

6.2 กำหนดแนวทางการปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้า

ในการกำหนดแนวทางการปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้าเพื่อเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า จะอาศัยการสำรวจความเป็นไปได้ในการดำเนินการโดยพิจารณาสภาพแวดล้อมประกอบซึ่งแนวทางการปรับปรุงดังกล่าวจะต้องสามารถนำไปปฏิบัติได้จริง ยกตัวอย่างเช่น

1. การก่อสร้างสวิตช์เกียร์และอุปกรณ์ป้องกันเพิ่มเติม ต้องสำรวจพื้นที่ติดตั้งอุปกรณ์ในสถานีไฟฟ้า จุดเชื่อมต่อสายส่งเข้ากับโครงสร้างสวิตช์เกียร์ เป็นต้น
2. การก่อสร้างสายส่ง ต้องสำรวจพื้นที่แนวถนนที่จะใช้ปักเสาพาดสาย การขออนุญาตปักเสาพาดสาย เป็นต้น



รูปที่ 6.1 แสดงขั้นตอนการวางแผนโดยคำนึงถึงความเชื่อถือได้ของระบบส่งกำลังไฟฟ้า

6.3 การวิเคราะห์ความเหมาะสมทางด้านวิศวกรรม

การวิเคราะห์ความเหมาะสมทางด้านวิศวกรรมเพื่อเปรียบเทียบความเหมาะสมในการปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้า ซึ่งอาศัยทฤษฎีที่กล่าวไว้แล้วในบทที่ 1 ประกอบด้วย

1. การวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้า จะพิจารณาค่าแรงดันไฟฟ้าที่บัส กำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งและหน่วยสูญเสียในระบบส่งกำลังไฟฟ้า โดยนำผลลัพธ์ที่ได้จากการคำนวณไปเปรียบเทียบกับค่ามาตรฐานแรงดันไฟฟ้าระบบแรงดัน 115 กิโลโวลต์ที่จุดจ่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ตามตารางที่ 6.1 [19] และค่าพิกัดกำลังไฟฟ้าที่สายส่งทนได้ตามตารางที่ 6.3 [13]
2. การวิเคราะห์การลัดวงจร จะพิจารณาค่ากระแสลัดวงจรแบบไลน์เดี่ยวลงกราวด์และแบบ 3 เฟสสมดุล แล้วนำผลลัพธ์ที่ได้จากการคำนวณไปตรวจสอบกับค่าพิกัดกระแสลัดวงจรของอุปกรณ์ ตามตารางที่ 6.2 [13]

ตารางที่ 6.1 แสดงค่ามาตรฐานแรงดันไฟฟ้าระบบแรงดัน 115 กิโลโวลต์ที่จุดจ่ายไฟฟ้าของ กฟผ.

สถานะการจ่ายไฟ	ค่ามาตรฐานระดับแรงดัน	แรงดันต่ำสุด (kV)	แรงดันสูงสุด (kV)
กรณีจ่ายไฟปกติ	±5%	109.2	120.7
กรณีจ่ายไฟฉุกเฉิน	±10%	103.5	126.5

ตารางที่ 6.2 แสดงค่าพิกัดกระแสลัดวงจรของอุปกรณ์ในสถานีไฟฟ้า

อุปกรณ์	Voltage Rating (kV)	Current Rating (A)	Interrupt Capacity (kA)
เซอร์กิตเบรกเกอร์	123-145	2,000-3,150	31.5-40
แอร์เบรกสวิตช์	123	2,000	40

ในการวิเคราะห์ความเหมาะสมทางด้านวิศวกรรม ต้องอาศัยข้อมูลที่ได้จากการสำรวจและวางแผนแนวทางการก่อสร้างระบบส่งกำลังไฟฟ้า ซึ่งประกอบด้วย

1. ค่าพารามิเตอร์ของสายไฟฟ้า ประกอบด้วย ชนิด ขนาด และความยาวของสาย โดยค่าพารามิเตอร์มาตรฐานของสายไฟฟ้าแสดงในตารางที่ 6.3
2. ข้อมูลโหลด จะใช้ข้อมูลโหลดเฉลี่ยของพื้นที่ที่ศึกษา
3. ค่าพารามิเตอร์ที่จุดขับเคลื่อน (Driving Point) เป็นข้อมูลค่าพารามิเตอร์สมมูลเทวินินของสถานีไฟฟ้า กฟผ. ที่จ่ายไฟให้กับ กฟผ.
4. การพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้า

ตารางที่ 6.3 แสดงค่าพารามิเตอร์มาตรฐานของสายส่งไฟฟ้า

Type	R_1 (p.u./km.)	X_1 (p.u./ km.)	B_1 (p.u./ km.)	R_0 (p.u./ km.)	X_0 (p.u./ km.)	B_0 (p.u./ km.)	MVA Rating
115VSS400	0.0006488	0.0027375	0.0004253	0.0019270	0.0107546	0.0002048	160.048
115VSD400	0.0003246	0.0020242	0.0005707	0.0016141	0.0100522	0.0002334	320.096

หมายเหตุ : 115VSS400 คือ สายอลูมิเนียมเปลือยขนาด 400 ตร.มม. แบบวงจรเดี่ยว ตัวนำเดี่ยว
วางพาดบนเสาไฟฟ้าขนาด 22 ม. แบบแนวตั้ง 3 เฟส
115VSD400 คือ สายอลูมิเนียมเปลือยขนาด 400 ตร.มม. แบบวงจรเดี่ยว ตัวนำคู่
วางพาดบนเสาไฟฟ้าขนาด 22 ม. แบบแนวตั้ง 3 เฟส

6.4 การวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า

การวิเคราะห์ความเชื่อถือได้จะอาศัยข้อมูลสถิติกระแสไฟฟ้าขัดข้องของระบบส่งกำลังไฟฟ้าที่คัดเลือกมาใช้ในการประเมินค่าความเชื่อถือได้ของระบบส่งกำลังไฟฟ้าสภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน และยังสามารถใช้เพื่อทำนายค่าความเชื่อถือได้ของระบบส่งกำลังไฟฟ้าในอนาคตหลังทำการปรับปรุงด้วย ในการวางแผนโดยคำนึงถึงความเชื่อถือได้ของระบบส่งกำลังไฟฟ้าจะต้องเปรียบเทียบผลลัพธ์ที่ได้จากการประเมินค่าดัชนีความเชื่อถือได้ก่อนและหลังปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้าเพื่อแสดงให้เห็นว่าการปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้าส่งผลให้ระบบมีความเชื่อถือได้เพิ่มขึ้น ซึ่งค่าดัชนีความเชื่อถือได้ที่ใช้ในการประเมิน ได้แก่

1. อัตราการล้มเหลวเฉลี่ย (Average Failure Rate : λ)
2. ระยะเวลาที่เกิดไฟฟาดับเฉลี่ย (Average Outage Time : r)
3. ระยะเวลาเฉลี่ยที่เกิดไฟฟาดับในหนึ่งปี (Average Annual Outage Time : U)
4. จำนวนพลังงานไฟฟ้าที่ไม่ได้รับการจ่ายของผู้ใช้ไฟ (Energy Not Supplied : ENS)

ระบบส่งกำลังไฟฟ้าจะมีความเชื่อถือได้เพิ่มขึ้นเมื่อค่าดัชนีความเชื่อถือได้ที่ได้จากการประเมินหลังปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้า ซึ่งได้แก่ λ , r , U , ENS มีค่าลดลงเมื่อเทียบกับค่าดัชนีความเชื่อถือได้ที่ได้จากการประเมินก่อนปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้า

6.5 การวิเคราะห์ความเหมาะสมทางด้านเศรษฐศาสตร์

เมื่อแนวทางการปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้ามีความเหมาะสมทางด้านวิศวกรรมและความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าดีขึ้น ต่อไปจะวิเคราะห์ความคุ้มค่าในการลงทุนโดยอาศัยเกณฑ์การตัดสินใจแบบอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อค่าใช้จ่ายในบทที่ 5 ข้อมูลที่ใช้ในการวิเคราะห์ความเหมาะสมทางด้านเศรษฐศาสตร์ ประกอบด้วย

1. ค่าใช้จ่ายในการลงทุน ได้จากการสำรวจและประมาณการค่าใช้จ่ายในการปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้า
2. ผลประโยชน์ที่ได้รับจากการลงทุน ประยุกต์ใช้มูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟที่ลดลงเมื่อปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้า

6.6 สรุปผลการทดลอง

หลังจากทำการวิเคราะห์ความเหมาะสมทางด้านวิศวกรรม วิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าและวิเคราะห์ความเหมาะสมทางด้านเศรษฐศาสตร์ ขั้นตอนสุดท้ายจะนำผลลัพธ์ที่ได้จากการวิเคราะห์มาพิจารณาและสรุปผลการทดลองตามข้อสมมติฐานที่ตั้งไว้

บทที่ 7

ผลการทดลองการวางแผนระบบส่งกำลังไฟฟ้า

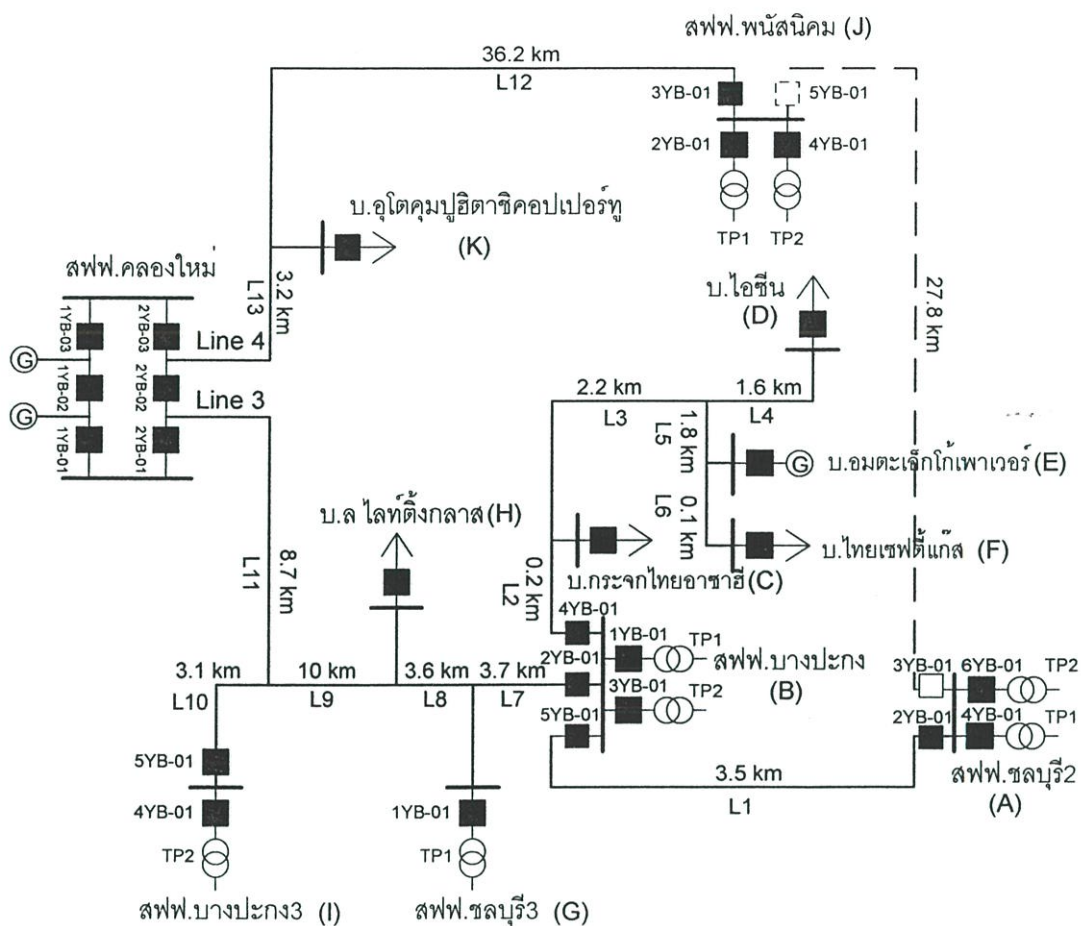
ในบทนี้จะนำเสนอตัวอย่างการวางแผนโดยคำนึงถึงความเชื่อถือได้ของระบบส่งกำลังไฟฟ้าโดยใช้ความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ โดยพิจารณาเลือกระบบส่งกำลังไฟฟ้าแรงดัน 115 กิโลโวลต์ ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ที่มีลักษณะการจ่ายไฟแบบเรเดียล

7.1 ตัวอย่างที่ 1 ระบบส่งกำลังไฟฟ้า สถานีไฟฟ้าคลองใหม่ [22]

7.1.1 สภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน

จากการพิจารณาระบบส่งกำลังไฟฟ้าแรงดัน 115 กิโลโวลต์ สถานีไฟฟ้าคลองใหม่ ไลน์ 3 และไลน์ 4 ดังแสดงในรูปที่ 7.1 จะเห็นได้ว่าสภาพการจ่ายไฟปัจจุบันของสถานีไฟฟ้าคลองใหม่มีลักษณะการจ่ายไฟเป็นแบบเรเดียล (Radial Configuration) ซึ่งเป็นลักษณะการจ่ายไฟที่มีความเชื่อถือได้ต่ำ เมื่อเกิดฟอลท์ขึ้นระหว่างสายส่งแรงดัน 115 กิโลโวลต์ที่จ่ายไฟให้กับผู้ใช้ไฟหรือเกิดฟอลท์ในสถานีไฟฟ้าต้นทางจะไม่สามารถหาแหล่งจ่ายไฟทดแทนให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าจากทิศทางอื่นได้ ดังนั้นจะเห็นได้ว่าเมื่อเกิดฟอลท์ขึ้นในสายส่ง L_1 จะเป็นเหตุให้สถานีไฟฟ้าชลบุรี 2 เกิดไฟฟ้าดับเป็นระยะเวลาสั้นหรือเมื่อเกิดฟอลท์ในสายส่ง L_{12} ก็จะเป็นเหตุให้สถานีไฟฟ้าพนัสนิคมเกิดไฟฟ้าดับเป็นระยะเวลาสั้นเช่นเดียวกัน

จากการสำรวจและเก็บรวบรวมข้อมูลของระบบส่งกำลังไฟฟ้าแรงดัน 115 กิโลโวลต์ สถานีไฟฟ้าคลองใหม่ แสดงในตารางที่ 7.1-7.3 [11, 13, 14]



รูปที่ 7.1 แสดงสภาพการจ่ายไฟปัจจุบันของระบบส่งกำลังไฟฟ้า สถานีไฟฟ้าคลองใหม่

ตารางที่ 7.1 แสดงระยะทางสายส่งของระบบส่งกำลังไฟฟ้า สถานีไฟฟ้าคลองใหม่

สายส่ง	ชนิดของสาย	ระยะทาง (กม.)
L ₁	115VSD400	3.5
L ₂	115VSD400	0.2
L ₃	115VSD400	2.2
L ₄	115VSD400	1.6
L ₅	115VSD400	1.8
L ₆	115VSD400	0.1
L ₇	115VSD400	3.7
L ₈	115VSD400	3.6
L ₉	115VSD400	10.0
L ₁₀	115VSD400	3.1
L ₁₁	115VSD400	8.7
L ₁₂	115VSD400	36.2
L ₁₃	115VSD400	3.2

ตารางที่ 7.2 แสดงข้อมูลโหลดเฉลี่ยในระบบส่งกำลังไฟฟ้า สถานีไฟฟ้าคลองใหม่ ปี 2545

Load Name	ID	Average Load (MW)
สถานีไฟฟ้าชลบุรี 2	A	39.60
สถานีไฟฟ้าบางปะกง	B	43.90
บ.กระเจกไทยอาชาฮี	C	4.60
บ.ไอซิน	D	0.60
บ.อมตะเอ็กโกเพาเวอร์*	E	-180.00
บ.ไทยเซฟตี้แก๊ส	F	4.80
สถานีไฟฟ้าชลบุรี 3	G	7.40
บ.ล. ไคท์ดิงกลาส	H	1.47
สถานีไฟฟ้าบางปะกง 3	I	10.20
สถานีไฟฟ้าพนัสนิคม	J	51.20
บ.อุโตคุมบุอิตาชิคอปเปอร์ทู	K	4.44

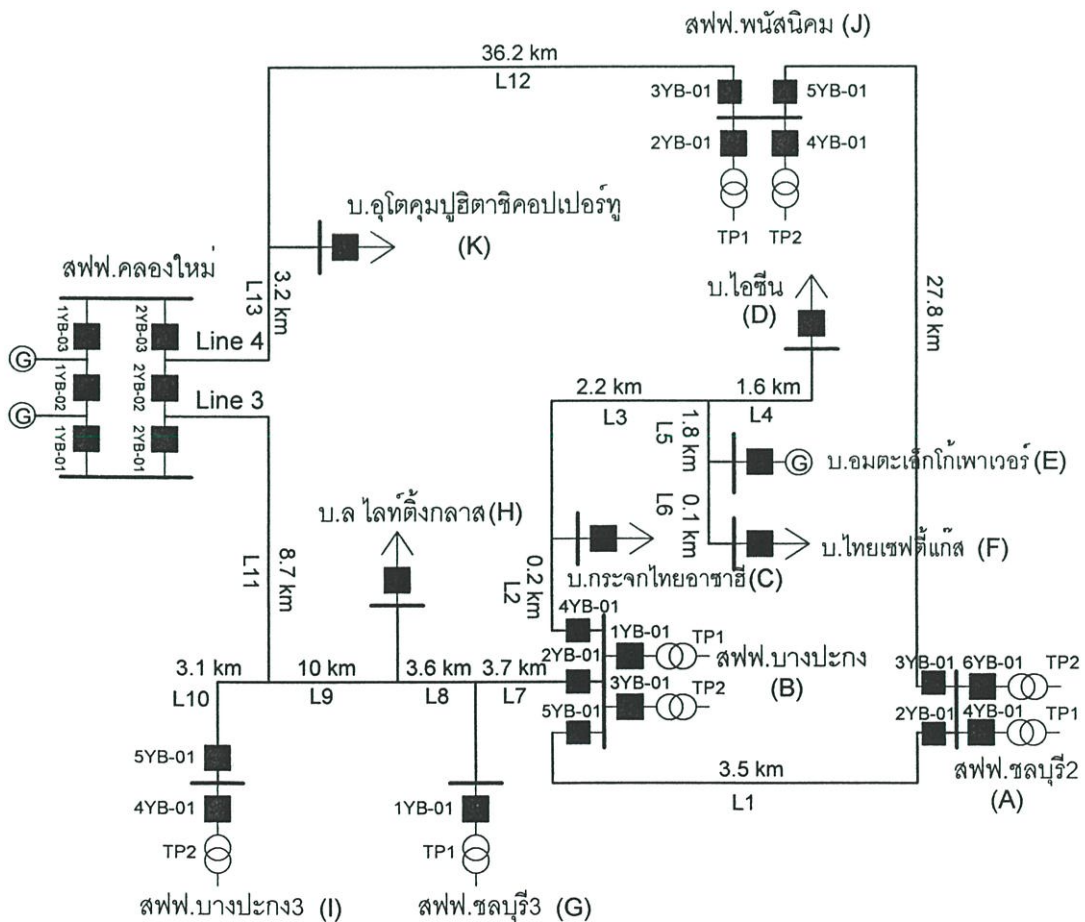
* หมายถึง บริษัทผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (Small Power Producer)

ตารางที่ 7.3 แสดงค่าพารามิเตอร์ของจุด Driving Point ในระบบส่งกำลังไฟฟ้า สถานีไฟฟ้า คลองใหม่

Substation	R_1 (p.u.)	X_1 (p.u.)	R_2 (p.u.)	X_2 (p.u.)	R_0 (p.u.)	X_0 (p.u.)
สถานีไฟฟ้าคลองใหม่ กฟผ.	0.00352	0.04001	0.00352	0.03994	0.00462	0.05032
บ.อมตะเอ็กโกเพาเวอร์	0.00298	0.04100	0.00298	0.04091	0.00057	0.03086

7.1.2 แนวทางการปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้า

จากการพิจารณาสภาพการจ่ายไฟปัจจุบันของระบบส่งกำลังไฟฟ้าแรงดัน 115 กิโลโวลต์ สถานีไฟฟ้าคลองใหม่ จึงได้กำหนดแนวทางการปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้าเพื่อเพิ่มความเชื่อถือได้ในการจ่ายกระแสไฟฟ้าโดยการก่อสร้างสายส่งแรงดัน 115 กิโลโวลต์เพิ่มจากสถานีไฟฟ้า ชลบุรี 2 ถึงสถานีไฟฟ้าพนัสนิคม (เส้นประในรูปที่ 7.1) เพื่อจ่ายไฟแบบลูปปิด (Close-loop Configuration) โดยจะสามารถรับไฟได้จากแหล่งจ่ายไฟ 2 ทิศทาง โดยสภาพการจ่ายไฟหลังปรับปรุงแสดงในรูปที่ 7.2



รูปที่ 7.2 แสดงสภาพการจ่ายไฟของระบบส่งกำลังไฟฟ้าแบบลูปปิด สถานีไฟฟ้าคลองใหม่

7.1.3 การวิเคราะห์ความเหมาะสมทางด้านวิศวกรรม

7.1.3.1 การวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้า

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะใช้โปรแกรม Power World Simulation เวอร์ชัน 8.0 วิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าของระบบส่งกำลังไฟฟ้าแรงดัน 115 กิโลโวลต์ สถานีไฟฟ้าคลองใหม่ เปรียบเทียบระหว่างสภาพการจ่ายไฟปัจจุบันและหลังปรับปรุง โดยใช้เงื่อนไขโหลดเฉลี่ยปี 2545 และพิจารณาไปอีก 14 ปีข้างหน้าโดยอาศัยข้อมูลการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้ารายสถานีไฟฟ้าของ กฟผ. ดังแสดงในตารางที่ 7.4 [16] ผลการวิเคราะห์แสดงในตารางที่ 7.5-7.9 (รายละเอียดการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าโดยใช้โปรแกรม Power World Simulation แสดงดังรูปที่ ข.1-ข.12 ในภาคผนวก ข.)

ตารางที่ 7.4 แสดงรายงานการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า สถานีไฟฟ้าคลองใหม่

ปี	2545	2546	2548	2550	2552	2554	2556	2558	2559
Load (MW)	374.0	398.5	477.0	537.8	603.7	680.6	775.1	881.1	939.1
Growth Rate (%)	0.00	6.55	27.54	43.79	61.41	81.97	107.24	135.58	149.17

ตารางที่ 7.5 แสดงแรงดันไฟฟ้าของระบบส่งกำลังไฟฟ้า สถานีไฟฟ้าคลองใหม่ สภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน

สถานีไฟฟ้า	ระดับแรงดันไฟฟ้า (kV)								
	2545	2546	2548	2550	2552	2554	2556	2558	2559
สฟฟ.คลองใหม่	119.00	119.00	119.00	119.00	119.00	119.00	119.00	119.00	119.00
สฟฟ.บางปะกง 3	117.46	117.46	117.46	117.45	117.44	117.43	117.40	117.37	117.35
บ.ล ไลต์ติ้งกลาส	115.98	115.98	115.97	115.96	115.95	115.92	115.89	115.85	115.82
สฟฟ.ชลบุรี 3	115.45	115.44	115.43	115.42	115.39	115.37	115.33	115.29	115.26
สฟฟ.บางปะกง	114.94	114.94	114.92	114.90	114.88	114.85	114.81	114.77	114.75
บ.ระจกไทยอาสาฮี้	114.94	114.94	114.92	114.91	114.88	114.86	114.82	114.78	114.76
บ.ไอซิน	114.97	114.97	114.96	114.96	114.94	114.93	114.91	114.90	114.89
บ.อมตะเอ็กโก้เพาเวอร์	115.00	115.00	115.00	115.00	115.00	115.00	115.00	115.00	115.00
บ.ไทยเซฟตี้แก๊ส	115.00	115.00	115.00	115.00	115.00	115.00	115.00	115.00	115.00
สฟฟ.ชลบุรี 2	114.71	114.70	114.67	114.65	114.61	114.58	114.53	114.47	114.44
บ.อุโตคุมปูอิตาชิ	118.71	118.71	118.69	118.67	118.65	118.62	118.59	118.56	118.54
สฟฟ.พนัสนิคม	115.68	115.62	115.41	115.25	115.06	114.84	114.53	114.19	114.02

ตารางที่ 7.6 แสดงแรงดันไฟฟ้าของระบบส่งกำลังไฟฟ้า สถานีไฟฟ้าคลองใหม่ ในสภาพการจ่ายไฟแบบลูปิด

สถานีไฟฟ้า	ระดับแรงดันไฟฟ้า (kV)								
	2545	2546	2548	2550	2552	2554	2556	2558	2559
สฟฟ.คลองใหม่	119.00	119.00	119.00	119.00	119.00	119.00	119.00	119.00	119.00
สฟฟ.บางปะกง 3	117.50	117.50	117.48	117.47	117.45	117.43	117.40	117.35	117.33
บ.ล.ไลท์ติ้งกลาส	116.05	116.04	116.02	116.00	115.97	115.94	115.89	115.83	115.80
สฟฟ.ชลบุรี 3	115.51	115.50	115.48	115.45	115.42	115.39	115.34	115.27	115.24
สฟฟ.บางปะกง	115.01	115.00	114.97	114.94	114.91	114.87	114.82	114.76	114.73
บ.กระจกไทยอาซาฮี	115.00	115.00	114.97	114.94	114.91	114.88	114.83	114.77	114.74
บ.ไอซิน	115.00	114.99	114.98	114.97	114.96	114.94	114.92	114.89	114.88
บ.อมตะเอ็กโกไฟเวอริ	115.00	115.00	115.00	115.00	115.00	115.00	115.00	115.00	115.00
บ.ไทยเซฟตี้แก๊ส	115.00	115.00	115.00	115.00	115.00	115.00	115.00	115.00	115.00
สฟฟ.ชลบุรี 2	114.83	114.81	114.76	114.72	114.68	114.63	114.55	114.46	114.42
บ.อุโตคุมปูอิตาชิ	118.68	118.68	118.67	118.66	118.65	118.63	118.62	118.59	118.58
สฟฟ.พนัสนิคม	115.22	115.19	115.09	115.01	114.91	114.80	114.65	114.47	114.37

ตารางที่ 7.7 แสดงแรงดันไฟฟ้าของระบบส่งกำลังไฟฟ้า สถานีไฟฟ้าคลองใหม่ เมื่อเกิดฟอลท์ในสายส่ง L_{12}

สถานีไฟฟ้า	ระดับแรงดันไฟฟ้า (kV)								
	2545	2546	2548	2550	2552	2554	2556	2558	2559
สฟฟ.คลองใหม่	119.00	119.00	119.00	119.00	119.00	119.00	119.00	119.00	119.00
สฟฟ.บางปะกง 3	117.38	117.38	117.35	117.33	117.30	117.25	117.17	117.08	117.02
บ.ล.ไลท์ติ้งกลาส	115.78	115.77	115.74	115.70	115.65	115.58	115.48	115.35	115.28
สฟฟ.ชลบุรี 3	115.20	115.18	115.14	115.10	115.05	114.98	114.88	114.75	114.68
สฟฟ.บางปะกง	114.64	114.62	114.57	114.53	114.48	114.41	114.32	114.21	114.15
บ.กระจกไทยอาซาฮี	114.65	114.64	114.59	114.55	114.50	114.44	114.35	114.25	114.19
บ.ไอซิน	114.84	114.83	114.81	114.79	114.77	114.74	114.70	114.66	114.63
บ.อมตะเอ็กโกไฟเวอริ	115.00	115.00	115.00	115.00	115.00	115.00	115.00	115.00	115.00
บ.ไทยเซฟตี้แก๊ส	115.00	115.00	115.00	115.00	115.00	115.00	115.00	115.00	115.00
สฟฟ.ชลบุรี 2	114.10	114.08	113.99	113.92	113.84	113.74	113.60	113.43	113.34
สฟฟ.พนัสนิคม	111.67	111.61	111.38	111.20	110.99	110.73	110.39	109.99	109.78

ตารางที่ 7.8 แสดงแรงดันไฟฟ้าของระบบส่งกำลังไฟฟ้า สถานีไฟฟ้าคลองใหม่ เมื่อเกิดฟอลท์ในสายส่ง L_1

สถานีไฟฟ้า	ระดับแรงดันไฟฟ้า (kV)								
	2545	2546	2548	2550	2552	2554	2556	2558	2559
สฟฟ.คลองใหม่	119.00	119.00	119.00	119.00	119.00	119.00	119.00	119.00	119.00
สฟฟ.ชลบุรี 2	110.93	110.76	110.14	109.63	109.02	108.27	107.24	106.00	105.34
บ.อุโตคมปุธิตาชีฯ	118.46	118.45	118.40	118.35	118.30	118.24	118.14	118.03	117.97
สฟฟ.พนัสนิคม	112.80	112.66	112.15	111.74	111.24	110.62	109.76	108.73	108.16

ตารางที่ 7.9 แสดงเปรียบเทียบสภาพการจ่ายไฟปัจจุบันและหลังปรับปรุงของระบบส่งกำลังไฟฟ้า สถานีไฟฟ้าคลองใหม่

การเปรียบเทียบ		2545	2546	2548	2550	2552	2554	2556	2558	2559
แรงดันไฟฟ้า สฟฟ.ชลบุรี 2 (kV)	สภาพปัจจุบัน	114.71	114.70	114.67	114.65	114.61	114.58	114.53	114.47	114.44
	สภาพอุปปิด	114.83	114.81	114.76	114.72	114.68	114.63	114.55	114.46	114.42
	เปลี่ยนแปลง(%)	0.10	0.09	0.07	0.06	0.06	0.04	0.01	0.00	-0.01
แรงดันไฟฟ้า สฟฟ.พนัสนิคม (kV)	สภาพปัจจุบัน	115.68	115.62	115.41	115.25	115.06	114.84	114.53	114.19	114.02
	สภาพอุปปิด	115.22	115.19	115.09	115.01	114.91	114.80	114.65	114.47	114.37
	เปลี่ยนแปลง(%)	-0.39	-0.37	-0.27	-0.20	-0.13	-0.03	0.10	0.24	0.30
หน่วยสูญเสีย (MW)	สภาพปัจจุบัน	1.863	1.821	1.747	1.767	1.867	2.076	2.505	3.166	3.575
	สภาพอุปปิด	1.409	1.377	1.335	1.377	1.501	1.707	2.175	2.871	3.295
	เปลี่ยนแปลง(%)	-24.36	-24.38	-23.58	-22.07	-19.60	-17.77	-13.17	-9.31	-7.83

ตารางที่ 7.5 และ 7.6 แสดงค่าแรงดันไฟฟ้าที่บัสต่างๆ ของระบบส่งกำลังไฟฟ้าแรงดัน 115 กิโลโวลต์ สถานีไฟฟ้าคลองใหม่ในสภาพการจ่ายไฟปัจจุบันและสภาพการจ่ายไฟแบบอุปปิดตามลำดับ เมื่อเปรียบเทียบระดับแรงดันไฟฟ้ากับค่ามาตรฐานแรงดันไฟฟ้าระบบแรงดัน 115 กิโลโวลต์ที่จุดจ่ายไฟฟ้าของ กฟภ. (ตารางที่ 6.1) จะเห็นได้ว่าระดับแรงดันไฟฟ้าอยู่ในระดับมาตรฐานกรณีจ่ายไฟปกติและสามารถจ่ายไฟได้ปกติจนถึงปี 2559

ตารางที่ 7.7 แสดงค่าแรงดันไฟฟ้าที่บัสต่างๆ ของระบบส่งกำลังไฟฟ้าแรงดัน 115 กิโลโวลต์ สถานีไฟฟ้าคลองใหม่ เมื่อเกิดฟอลท์ในสายส่ง L_{12} จากรูปที่ 7.1 จะเห็นได้ว่าเมื่อเกิดฟอลท์ในสายส่ง L_{12} เซอร์กิตเบรกเกอร์ 2YB-02 และ 2YB-03 สถานีไฟฟ้าคลองใหม่จะเปิดวงจรเพื่อตัดส่วนผิดปกติออกจากระบบทำให้ บ.อุโตคมปุธิตาชีคอปเปอร์ทูลและสถานีไฟฟ้าพนัสนิคมไฟดับ ซึ่งจะสามารถจ่ายไฟคืนได้หลังจากซ่อมแซมสายส่งแล้วเสร็จเท่านั้น แต่หลังจากปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้าให้จ่ายไฟแบบอุปปิดตามรูปที่ 7.2 เมื่อ

เกิดฟอลท์ เซอร์กิตเบรกเกอร์ 2YB-02 และ 2YB-03 สถานีไฟฟ้าคลองใหม่และเซอร์กิตเบรกเกอร์ 3YB-01 สถานีไฟฟ้าพนัสนิคมจะเปิดวงจรเพื่อตัดส่วนผิดปกติออกจากระบบทำให้ไฟดับเฉพาะ บ.อุโตคมปุยิตาชิคอปเปอร์ทู แต่สถานีไฟฟ้าพนัสนิคมยังสามารถรับไฟผ่านทางสถานีไฟฟ้าชลบุรี 2 ซึ่งจะทำให้โหลดที่ถูกลงกระทบจากไฟดับลดลง และระดับแรงดันไฟฟ้าที่บัสของสถานีไฟฟ้าพนัสนิคมอยู่ในระดับมาตรฐานกรณีจ่ายไฟปกติจนถึงปี 2559

ตารางที่ 7.8 แสดงค่าแรงดันไฟฟ้าที่บัสต่างๆ ของระบบส่งกำลังไฟฟ้าแรงดัน 115 กิโลโวลต์ สถานีไฟฟ้าคลองใหม่ เมื่อเกิดฟอลท์ในสายส่ง L₁ จากรูปที่ 7.1 จะเห็นได้ว่าเมื่อเกิดฟอลท์ในสายส่ง L₁ เซอร์กิตเบรกเกอร์ 5YB-01 สถานีไฟฟ้าบางปะกงจะเปิดวงจรเพื่อตัดส่วนผิดปกติออกจากระบบทำให้สถานีไฟฟ้าชลบุรี 2 ไฟดับ ซึ่งจะสามารถจ่ายไฟคืนได้หลังจากซ่อมแซมสายส่งแล้วเสร็จ แต่เมื่อปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้าให้จ่ายไฟแบบลูปปิดตามรูปที่ 7.2 เมื่อเกิดฟอลท์ เซอร์กิตเบรกเกอร์ 5YB-01 สถานีไฟฟ้าบางปะกงและเซอร์กิตเบรกเกอร์ 2YB-01 สถานีไฟฟ้าชลบุรี 2 จะเปิดวงจรเพื่อตัดส่วนผิดปกติออกจากระบบทำให้ไม่มีเหตุการณ์ไฟดับ เนื่องจากสถานีไฟฟ้าชลบุรี 2 จะสามารถรับไฟผ่านสถานีไฟฟ้าพนัสนิคม และระดับแรงดันไฟฟ้าที่บัสของสถานีไฟฟ้าชลบุรี 2 อยู่ในระดับมาตรฐานกรณีจ่ายไฟปกติจนถึงปี 2552 แต่ยังคงอยู่ในระดับแรงดันมาตรฐานกรณีจ่ายไฟฉุกเฉินจนถึงปี 2559 และสามารถเพิ่มระดับแรงดันไฟฟ้าที่สถานีไฟฟ้าคลองใหม่ต้นทางเพื่อชดเชยแรงดันไฟฟ้าตกให้มีค่าสูงอยู่ในค่ามาตรฐานแรงดันไฟฟ้าได้อีกด้วย

ตารางที่ 7.9 แสดงเปรียบเทียบสภาพการจ่ายไฟปัจจุบันและหลังปรับปรุง จะเห็นได้ว่าเมื่อปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้าแรงดัน 115 กิโลโวลต์ สถานีไฟฟ้าคลองใหม่ให้จ่ายไฟแบบลูปปิด ระดับแรงดันไฟฟ้าที่บัสของสถานีไฟฟ้าพนัสนิคมจะลดลงเล็กน้อย แต่สามารถเพิ่มระดับแรงดันไฟฟ้าที่บัสของสถานีไฟฟ้าชลบุรี 2 มากขึ้นใกล้เคียงกับค่าแรงดันพิกัด นอกจากนั้นลักษณะการจ่ายไฟแบบลูปปิดยังช่วยลดหน่วยสูญเสียในระบบลงด้วย ซึ่งจะช่วยเพิ่มประสิทธิภาพในการจ่ายกระแสไฟฟ้าและลดรายจ่ายที่ต้องเสียไปจากหน่วยสูญเสียในระบบด้วย

7.1.3.2 การวิเคราะห์การลัดวงจร

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะใช้โปรแกรม Power World Simulation เวอร์ชัน 8.0 วิเคราะห์การลัดวงจรของระบบส่งกำลังไฟฟ้าแรงดัน 115 กิโลโวลต์ สถานีไฟฟ้าคลองใหม่ เพื่อศึกษาผลกระทบของค่ากระแสลัดวงจรที่เปลี่ยนแปลงไปเนื่องจากการเปลี่ยนสภาพการจ่ายไฟอีกด้วย ตารางที่ 7.10 แสดงเปรียบเทียบค่ากระแสลัดวงจรสภาพการจ่ายไฟปัจจุบันและหลังปรับปรุงเมื่อเกิดฟอลท์ที่บัสสถานีไฟฟ้าต่างๆ จะเห็นได้ว่าเมื่อปรับปรุง

สภาพการจ่ายไฟเป็นแบบลูปปิดค่ากระแสลัดวงจรไลน์เดี่ยวลงกราวด์ (Single Line-to-Ground fault) และค่ากระแสลัดวงจรแบบสามเฟส (Three phase fault) จะเพิ่มสูงขึ้นแต่ยังอยู่ในค่าพิกัดกระแสลัดวงจร (Interrupting Capacity) ของเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่สถานีไฟฟ้าทนได้ ตามตารางที่ 6.2 (รายละเอียดการวิเคราะห์การลัดวงจรโดยใช้โปรแกรม Power World Simulation แสดงดังรูปที่ ข.13-ข.18 ในภาคผนวก ข.)

ตารางที่ 7.10 แสดงเปรียบเทียบค่ากระแสลัดวงจรสภาพการจ่ายไฟปัจจุบันและหลังปรับปรุงของระบบส่งกำลังไฟฟ้า สถานีไฟฟ้าคลองใหม่

Fault Bus Location	Current Path	SLG Fault Current (kA)		3 Phase Fault Current (kA)	
		สภาพปัจจุบัน	สภาพลูปปิด	สภาพปัจจุบัน	สภาพลูปปิด
สฟฟ.คลองใหม่	Fault Level	15.445	16.043	18.244	19.009
สฟฟ.บางปะกง 3	Fault Level	7.662	7.670	12.755	12.777
สฟฟ.ชลบุรี 3	Fault Level	10.302	10.594	14.966	15.473
สฟฟ.บางปะกง	Fault Level	12.230	12.975	15.824	16.869
	BGP 2YB-01	3.896	3.447	5.747	4.999
	BGP 4YB-01	8.511	8.475	10.100	10.074
	BGP 5YB-01	0	1.177	0	1.814
สฟฟ.ชลบุรี 2	Fault Level	8.696	9.629	12.927	14.323
	CBB 2YB-01	8.696	8.393	12.927	12.196
	CBB 3YB-01	0	1.324	0	2.130
สฟฟ.พนัสนิคม	Fault Level	2.307	4.671	4.789	8.864
	PSA 3YB-01	2.307	2.329	4.789	4.215
	PSA 5YB-01	0	2.463	0	4.651

7.1.4 การวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของระบบส่งกำลังไฟฟ้า

ข้อมูลสถิติกระแสไฟฟ้าขัดข้องของสถานีไฟฟ้าคลองใหม่ ปี 2540-2545 แสดงในตารางที่ 7.11 และระบบส่งกำลังไฟฟ้าแรงดัน 115 กิโลโวลต์ สถานีไฟฟ้าคลองใหม่ มีระยะทางสายส่งรวมเท่ากับ 181.67 กม. [13]

ตารางที่ 7.11 แสดงสถิติกระแสไฟฟ้าขัดข้องของสถานีไฟฟ้าคลองใหม่ ปี 2540-2545

ปี	จำนวนครั้งไฟดับ (ครั้ง)	ระยะเวลาไฟดับ (นาที)
2540	6	116
2541	9	1,392
2542	22	444
2543	15	116
2544	21	146
2545	7	48
รวม	71	870

จากข้อมูลสถิติกระแสไฟฟ้าขัดข้องของสถานีไฟฟ้าคลองใหม่ ปี 2540-2545 ในตารางที่ 7.11 จะเห็นได้ว่าระยะเวลาไฟดับที่เกิดขึ้นในปี 2541 มีค่าสูงมาก แต่ภายหลังได้มีการปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้าให้ดีขึ้นส่งผลให้ระยะเวลาไฟดับลดลง หากนำข้อมูลสถิติกระแสไฟฟ้าขัดข้องในปี 2541 มาใช้ในการคำนวณจะทำให้ผลลัพธ์ที่ได้คลาดเคลื่อน จึงพิจารณาตัดข้อมูลในปี 2541 ออก ดังนั้นจะสามารถหาอัตราความล้มเหลวของสายส่งและระยะเวลาไฟดับเฉลี่ยได้ดังนี้

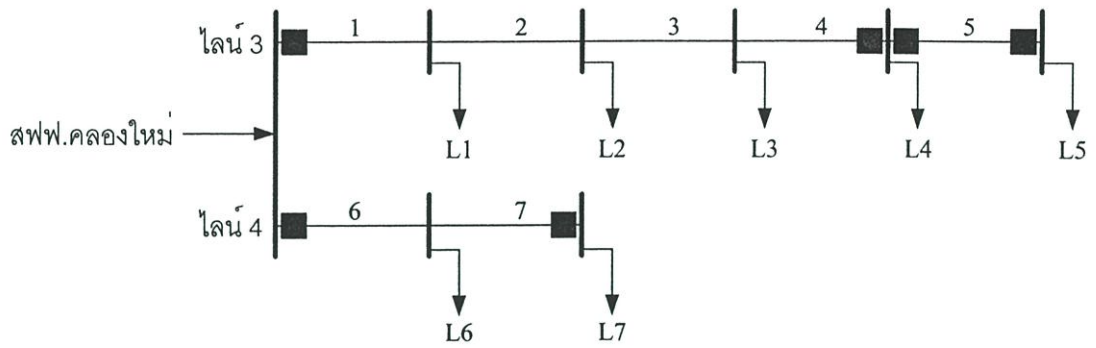
$$\lambda = \frac{71}{5 \times 181.67} = 0.078 \text{ ครั้ง/กม./ปี}$$

$$r = \frac{870}{71} = 12.25 \text{ นาที}$$

ในการวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของระบบส่งกำลังไฟฟ้าจะตั้งสมมติฐานว่าอัตราความล้มเหลวของสายส่งทุกเส้นมีค่าเท่ากัน ความเชื่อถือได้ของเซอร์กิตเบรกเกอร์เท่ากับ 100% และระยะเวลาการแยกวงจรของเซอร์กิตเบรกเกอร์เท่ากับ 0.005 นาที (เป็นระยะเวลาการทำงานสำหรับอุปกรณ์ป้องกันในเขตการทำงานแบบทุติยภูมิ)

7.1.4.1 ความเชื่อถือได้ของระบบส่งกำลังไฟฟ้า สภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน

สภาพการจ่ายไฟปัจจุบันของระบบส่งกำลังไฟฟ้าแรงดัน 115 กิโลโวลต์ สถานีไฟฟ้าคลองใหม่ โลင်း 3 และโหล่น 4 สามารถแทนด้วยระบบโครงข่ายเรเดียลอย่างง่ายดังแสดงในรูปที่ 7.3 ผลการวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของระบบส่งกำลังไฟฟ้า สถานีไฟฟ้าคลองใหม่ โลင်း 3 และโหล่น 4 แสดงในตารางที่ 7.12-7.17



รูปที่ 7.3 แสดงระบบโครงข่ายแรงเดียวของระบบส่งกำลังไฟฟ้า สถานีไฟฟ้าคลองใหม่ สภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน

ตารางที่ 7.12 แสดงค่าความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าคลองใหม่ ไลน์ 3 สภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน

สายส่ง	ความยาว (กม.)	λ (ครั้ง/ปี)	r (นาทีก)	U (นาทีก/ปี)
1	8.7	0.679	12.25	8.313
2	10.0	0.780	12.25	9.555
3	3.6	0.281	12.25	3.440
4	3.7	0.289	12.25	3.535
5	3.5	0.273	12.25	3.344
รวม		2.302	12.25	28.187

ตารางที่ 7.13 แสดงค่าความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าคลองใหม่ ไลน์ 4 สภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน

สายส่ง	ความยาว (กม.)	λ (ครั้ง/ปี)	r (นาทีก)	U (นาทีก/ปี)
6	3.2	0.250	12.25	3.058
7	36.2	2.824	12.25	34.589
รวม		3.074	12.25	37.647

ตารางที่ 7.14 แสดงค่าดัชนีความเชื่อถือได้แยกเหตุการณ์ของสถานีไฟฟ้าคลองใหม่ ไลน์ 3 สภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน

สายส่ง	โหลด L1			โหลด L2			โหลด L3			โหลด L4			โหลด L5		
	λ	r	U	λ	r	U	λ	r	U	λ	r	U	λ	r	U
1	0.679	12.25	8.313	0.679	12.25	8.313	0.679	12.25	8.313	0.679	12.25	8.313	0.679	12.25	8.313
2	0.780	12.25	9.555	0.780	12.25	9.555	0.780	12.25	9.555	0.780	12.25	9.555	0.780	12.25	9.555
3	0.281	12.25	3.440	0.281	12.25	3.440	0.281	12.25	3.440	0.281	12.25	3.440	0.281	12.25	3.440
4	0.289	12.25	3.535	0.289	12.25	3.535	0.289	12.25	3.535	0.289	12.25	3.535	0.289	12.25	3.535
5	0.273	0.005	0.001	0.273	0.005	0.001	0.273	0.005	0.001	0.273	0.005	0.001	0.273	0.005	0.001
รวม	2.302	10.792	24.844	2.302	10.792	24.844	2.302	10.792	24.844	2.302	10.792	24.844	2.302	10.792	24.844

ตารางที่ 7.15 แสดงค่าดัชนีพลังงานที่ไม่ได้รับการจ่ายไฟของสถานีไฟฟ้าคลองใหม่ ไลน์ 3 สภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน

จุดโหลด	ผลรวมของโหลด	โหลด (MW)	ENS (MWh/ปี)
L1	I	10.20	4.224
L2	H	1.47	0.609
L3	G	7.40	3.064
L4	B, C, D, F	53.90	22.318
L5	A	39.60	18.603
	รวม		48.818

ตารางที่ 7.16 แสดงค่าดัชนีความเชื่อถือได้แยกเหตุการณ์ของสถานีไฟฟ้าคลองใหม่ ไลน์ 4 สภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน

สายส่ง	โหลด L6			โหลด L7		
	λ	r	U	λ	r	U
6	0.250	12.25	3.058	0.250	12.25	3.058
7	2.824	12.25	34.589	2.824	12.25	34.589
รวม	3.074	12.25	37.647	3.074	12.25	37.647

ตารางที่ 7.17 แสดงค่าดัชนีพลังงานที่ไม่ได้รับการจ่ายไฟของสถานีไฟฟ้าคลองใหม่ ไลน์ 4 สภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน

จุดโหลด	ผลรวมของโหลด	โหลด (MW)	ENS (MWh/ปี)
L6	K	4.44	2.786
L7	J	51.20	32.125
รวม			34.911

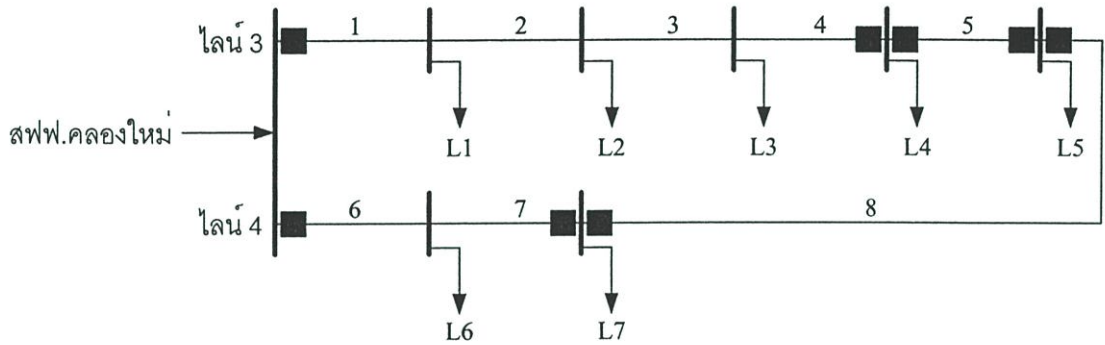
ตารางที่ 7.12 และ 7.13 แสดงค่าความเชื่อถือได้ของระบบส่งกำลังไฟฟ้า สถานีไฟฟ้าคลองใหม่ ไลน์ 3 และไลน์ 4 สภาพการจ่ายไฟปัจจุบันตามลำดับ จะเห็นได้ว่าระบบส่งกำลังไฟฟ้า สถานีไฟฟ้าคลองใหม่ ไลน์ 3 มีอัตราการล้มเหลวเฉลี่ยเท่ากับ 2.302 ครั้ง/ปี ระยะเวลาที่เกิดไฟฟ้าดับเฉลี่ย 12.25 นาทีและระยะเวลาเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับในหนึ่งปีเท่ากับ 28.187 นาที/ปี ส่วนระบบส่งกำลังไฟฟ้า สถานีไฟฟ้าคลองใหม่ ไลน์ 4 มีอัตราการล้มเหลวเฉลี่ยเท่ากับ 3.074 ครั้ง/ปี ระยะเวลาที่เกิดไฟฟ้าดับเฉลี่ย 12.25 นาทีและระยะเวลาเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับในหนึ่งปีเท่ากับ 37.647 นาที/ปี

ตารางที่ 7.14 และ 7.16 แสดงค่าดัชนีความเชื่อถือได้แยกเหตุการณ์ของสถานีไฟฟ้าคลองใหม่ ไลน์ 3 และไลน์ 4 สภาพการจ่ายไฟปัจจุบันตามลำดับ จากนั้นนำไปวิเคราะห์หาดัชนีพลังงานที่ไม่ได้รับการจ่ายไฟของสถานีไฟฟ้าคลองใหม่ ไลน์ 3 และไลน์ 4 ตามสมการที่ (3.14)

ตารางที่ 7.15 และ 7.17 แสดงค่าดัชนีพลังงานที่ไม่ได้รับการจ่ายไฟ (ENS) ของสถานีไฟฟ้าคลองใหม่ ไลน์ 3 และไลน์ 4 สภาพการจ่ายไฟปัจจุบันตามลำดับ จะเห็นได้ว่าค่าดัชนีพลังงานที่ไม่ได้รับการจ่ายไฟของสถานีไฟฟ้าคลองใหม่ ไลน์ 3 เท่ากับ 48.818 MWh/ปี และค่าดัชนีพลังงานที่ไม่ได้รับการจ่ายไฟของสถานีไฟฟ้าคลองใหม่ ไลน์ 4 เท่ากับ 34.911 MWh/ปี

7.1.4.2 ความเชื่อถือได้ของระบบส่งกำลังไฟฟ้า สภาพการจ่ายไฟแบบ ลูปปิด

หลังปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้าแรงดัน 115 กิโลโวลต์ สถานีไฟฟ้าคลองใหม่ ให้จ่ายไฟแบบลูปปิด จะสามารถแทนด้วยระบบโครงข่ายขนานอย่างง่ายดังแสดงในรูปที่ 7.4 ผลการวิเคราะห์หาค่าความเชื่อถือได้ของระบบส่งกำลังไฟฟ้า สถานีไฟฟ้าคลองใหม่ สภาพการจ่ายไฟแบบลูปปิด แสดงในตารางที่ 7.18-7.20



รูปที่ 7.4 แสดงระบบโครงข่ายขนานของระบบส่งกำลังไฟฟ้า สถานีไฟฟ้าคลองใหม่ สภาพการจ่ายไฟแบบลูปปิด

ตารางที่ 7.18 แสดงค่าความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าคลองใหม่ ไลน์ 4 หลังปรับปรุง

สายส่ง	ความยาว (กม.)	λ (ครั้ง/ปี)	r (นาที)	U (นาที/ปี)
6	3.2	0.250	12.25	3.063
7	36.2	2.824	12.25	34.594
8	27.8	2.168	12.25	26.558
รวม		5.242	12.25	64.215

จากสมการที่ (3.6)-(3.8) จะสามารถวิเคราะห์หาค่าความเชื่อถือได้ของระบบส่งกำลังไฟฟ้าสถานีไฟฟ้าคลองใหม่ สภาพการจ่ายไฟแบบลูปปิด ได้ดังนี้

$$\lambda_{pp} = \frac{2.302 \times 5.242 \times (12.25 + 12.25)}{8,760 \times 60} = 0.000562 \quad \text{ครั้ง/ปี}$$

$$r_{pp} = \frac{12.25 \times 12.25}{12.25 + 12.25} = 6.125 \quad \text{นาที}$$

$$U_{pp} = 0.000562 \times 6.125 = 0.003442 \quad \text{นาที/ปี}$$

ตารางที่ 7.19 แสดงค่าดัชนีความเชื่อถือได้แยกเหตุการณ์ของสถานีไฟฟ้าคลองใหม่ สภาพการจ่ายไฟแบบลูบปิด

สายส่ง	โหนด L1			โหนด L2			โหนด L3			โหนด L4			โหนด L5			โหนด L6			โหนด L7			
	λ	r	U	λ	r	U	λ	r	U	λ	r	U	λ	r	U	λ	r	U	λ	r	U	
1	0.679	12.25	8.313	0.679	12.25	8.313	0.679	12.25	8.313	0.679	0.005	0.003	0.679	0.005	0.003	0.679	0.005	0.003	0.679	0.005	0.003	0.003
2	0.780	12.25	9.555	0.780	12.25	9.555	0.780	12.25	9.555	0.780	0.005	0.004	0.780	0.005	0.004	0.780	0.005	0.004	0.780	0.005	0.004	0.004
3	0.281	12.25	3.440	0.281	12.25	3.440	0.281	12.25	3.440	0.281	0.005	0.001	0.281	0.005	0.001	0.281	0.005	0.001	0.281	0.005	0.001	0.001
4	0.289	12.25	3.535	0.289	12.25	3.535	0.289	12.25	3.535	0.289	0.005	0.001	0.289	0.005	0.001	0.289	0.005	0.001	0.289	0.005	0.001	0.001
5	0.273	0.005	0.001	0.273	0.005	0.001	0.273	0.005	0.001	0.273	0.005	0.001	0.273	0.005	0.001	0.273	0.005	0.001	0.273	0.005	0.001	0.001
6	0.250	0.005	0.001	0.250	0.005	0.001	0.250	0.005	0.001	0.250	0.005	0.001	0.250	0.005	0.001	0.250	12.25	3.063	0.250	0.005	0.001	0.001
7	2.824	0.005	0.014	2.824	0.005	0.014	2.824	0.005	0.014	2.824	0.005	0.014	2.824	0.005	0.014	2.824	12.25	34.594	2.824	0.005	0.014	0.014
8	2.168	0.005	0.011	2.168	0.005	0.011	2.168	0.005	0.011	2.168	0.005	0.011	2.168	0.005	0.011	2.168	0.005	0.011	2.168	0.005	0.011	0.011
รวม	7.544	3.297	24.870	7.544	3.297	24.870	7.544	3.297	24.870	7.544	0.005	0.036	7.544	0.005	0.036	7.544	4.994	37.678	7.544	0.005	0.036	0.036

ตารางที่ 7.20 แสดงค่าดัชนีพลังงานที่ไม่ได้รับการจ่ายไฟของสถานีไฟฟ้าคลองใหม่ สภาพการจ่ายไฟแบบลูปปิด

จุดโหลด	ผลรวมของโหลด	โหลด (MW)	ENS (MWh/ปี)
L1	I	10.20	4.228
L2	H	1.47	0.609
L3	G	7.40	3.067
L4	B, C, D, F	53.90	0.032
L5	A	39.60	0.024
L6	K	4.44	2.788
L7	J	51.20	0.031
รวม			10.779

จะเห็นได้ว่าระบบส่งกำลังไฟฟ้า สถานีไฟฟ้าคลองใหม่ สภาพการจ่ายไฟแบบลูปปิดมีอัตราการล้มเหลวเฉลี่ยเท่ากับ 0.000562 ครั้ง/ปี ระยะเวลาที่เกิดไฟฟ้าดับเฉลี่ย 6.125 นาทีและระยะเวลาเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับในหนึ่งปีเท่ากับ 0.003442 นาที/ปี

ตารางที่ 7.19 แสดงค่าดัชนีความเชื่อถือได้แยกเหตุการณ์ของสถานีไฟฟ้าคลองใหม่ สภาพการจ่ายไฟแบบลูปปิด จากนั้นนำไปวิเคราะห์หาค่าดัชนีพลังงานที่ไม่ได้รับการจ่ายไฟของสถานีไฟฟ้าคลองใหม่ ตามสมการที่ (3.14)

ตารางที่ 7.20 แสดงค่าดัชนีพลังงานที่ไม่ได้รับการจ่ายไฟของสถานีไฟฟ้าคลองใหม่ (ENS) สภาพการจ่ายไฟแบบลูปปิด จะเห็นได้ว่าดัชนีพลังงานที่ไม่ได้รับการจ่ายไฟของสถานีไฟฟ้าคลองใหม่เท่ากับ 10.779 MWh/ปี

7.1.5 การวิเคราะห์ความเหมาะสมทางด้านเศรษฐศาสตร์

ในการวิเคราะห์ความเหมาะสมทางด้านเศรษฐศาสตร์จะใช้เกณฑ์การตัดสินใจเพื่อการลงทุนแบบปรับค่าของเวลาแบบอัตราส่วนของผลประโยชน์ต่อค่าใช้จ่าย (Benefit-Cost Ratio)

7.1.5.1 ค่าใช้จ่ายในการลงทุน

ในการปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้าแรงดัน 115 กิโลโวลต์ สถานีไฟฟ้าคลองใหม่ ให้มีลักษณะการจ่ายไฟแบบลูปปิด ต้องดำเนินการก่อสร้างสายส่งแรงดัน 115 กิโลโวลต์ เพิ่มจากสถานีไฟฟ้าชลบุรี 2 ถึงสถานีไฟฟ้าพนัสนิคม เป็นระยะทาง 27.8 กิโลเมตร (เส้นประในรูปที่ 7.1) และก่อสร้างสวิตช์เกียร์ที่สถานีไฟฟ้าพนัสนิคมเพิ่ม 1 Bay ซึ่งรายละเอียดค่าใช้จ่ายในการปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้าแรงดัน 115 กิโลโวลต์ สถานีไฟฟ้าคลองใหม่ แสดงในตารางที่ 7.21

ตารางที่ 7.21 แสดงค่าใช้จ่ายในการปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้า สถานีไฟฟ้าคลองใหม่

ลำดับที่	รายละเอียด	ราคา (บาท)
1	งานก่อสร้างสายส่งแรงดัน 115 กิโลโวลต์ ระยะทาง 27.8 กม.*	43,380,065.20
2	งานก่อสร้างสวิตช์เกียร์พร้อมอุปกรณ์ป้องกัน สฟฟ.พนัสนิคม จำนวน 1 Bay**	8,444,454.15
รวมเป็นเงิน		51,824,519.35

* ราคาการก่อสร้างสายส่งแรงดัน 115 กิโลโวลต์ ระยะทาง 1 กิโลเมตร = 1,560,434.00 บาท
(รายละเอียดแสดงดังตารางที่ ค.1-ค.2 ในภาคผนวก ค.)

** ราคารวมมาตรฐานงานก่อสร้างสวิตช์เกียร์สถานีไฟฟ้า จำนวน 1 Bay = 8,444,454.15 บาท
(รายละเอียดแสดงดังตารางที่ ง.1-ง.4 ในภาคผนวก ง.)

ตารางที่ 7.21 แสดงรายละเอียดค่าใช้จ่ายในการปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้าแรงดัน 115 กิโลโวลต์ สถานีไฟฟ้าคลองใหม่ โดยแบ่งค่าใช้จ่ายออกเป็น 2 ประเภทได้แก่

1. ค่าใช้จ่ายในการลงทุนเริ่มแรก (Initial Cost : IC) เป็นค่าใช้จ่ายเริ่มต้นในการปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้า ซึ่งคิดเป็นมูลค่าเงินในปี 2545 แสดงในตารางที่ 7.21 มีหน่วยเป็นบาท จะเท่ากับ

$$IC = 51,824,519.35 \text{ บาท}$$

2. ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการและบำรุงรักษา (Operating and Maintenance Cost : OMC) สำหรับ กฟภ. จะคิดค่าใช้จ่ายในการดำเนินการและบำรุงรักษาต่อปี (Annual Operating and Maintenance Cost : AOMC) เท่ากับ 2% ของเงินลงทุนทั้งหมด ดังนั้นจะเท่ากับ

$$AOMC = \frac{2 \times IC}{100} = 1,036,490.39 \text{ บาท/ปี}$$

จากนั้นจะคำนวณหามูลค่าปัจจุบันของค่าใช้จ่ายในการดำเนินการและบำรุงรักษา (Present Worth of Operating and Maintenance Cost : PWOMC) โดยสำหรับ กฟภ. จะคิดอัตราส่วนลด (Discount Rate) เท่ากับ 12% และอายุการใช้งานสายส่งเท่ากับ 30 ปี จะได้

$$PWOMC = 1,036,490.39x \left[\frac{(1 + 0.12)^{30} - 1}{0.12(1 + 0.12)^{30}} \right] = 8,349,120.77 \text{ บาท}$$

เพราะฉะนั้น มูลค่าปัจจุบันของค่าใช้จ่ายในการลงทุนรวม (Present Worth of Total Cost : PWTC) จะเท่ากับ

$$PWTC = IC + PWOMC = 60,173,640.12 \text{ บาท}$$

7.1.5.2 ผลประโยชน์ที่ได้รับจากการลงทุน

ในวิทยานิพนธ์นี้จะใช้มูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟดับที่ลดลงเมื่อปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้าแทนผลประโยชน์ที่ได้รับจากการลงทุน โดยเปรียบเทียบระหว่างมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟดับก่อนปรับปรุงระบบและหลังปรับปรุงระบบ ในการวิเคราะห์จะตั้งสมมติฐานว่าเหตุขัดข้องมีโอกาสเกิดขึ้นในสายส่งทุกเส้นในบริเวณที่พิจารณาและอัตราความล้มเหลวของสายส่งมีค่าเท่ากัน

สายส่งมีค่าอัตราความล้มเหลว 0.078 ครั้ง/กม./ปี และระยะเวลาไฟฟ้ดับเฉลี่ย 12.25 นาที/ครั้ง จากข้อมูลความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้ดับที่ศึกษาโดยสถาบันวิจัยพลังงาน จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ในตารางที่ 4.13 พบว่าที่เวลา 12.25 นาที ความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้ดับในเขต กฟก.2 มีค่าเท่ากับ 25 บาท/kW-เฉลี่ย ซึ่งจะสามารถนำมาคำนวณหามูลค่าความเสียหายในบริเวณที่พิจารณาแบบ CEM ได้โดยใช้สมการที่ (4.3) จะได้

$$ECOST_j = 25xL_{av,j}x0.078xI_jx10^3 \text{ บาท/ปี} \quad (7.1)$$

เมื่อ $L_{av,j}$ คือ โหลดเฉลี่ยที่ได้รับผลกระทบจากไฟดับเหตุการณ์ j (MW)

I_j คือ ระยะทางสายส่งที่เกิดเหตุการณ์ j (กม.)

แทนสมการที่ (7.1) เพื่อคำนวณมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้ดับรายละเอียดการคำนวณมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้ดับของสภาพการจ่ายไฟปัจจุบันและหลังปรับปรุง แสดงในตารางที่ 7.22 และ 7.23

ตารางที่ 7.22 แสดงรายละเอียดความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของระบบส่งกำลังไฟฟ้า สถานี
ไฟฟ้าคลองใหม่ สภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน

Fault location	Line Trip	faulted line (km)	Impacted Load	Load loss (MW)	ECOST (บาท/ปี)
L1	L1	3.5	A	39.60	270,270.00
L2	L2, L3, L4, L5, L6	0.2	C, D, E, F	10.00	3,900.00
L3	L3, L2, L4, L5, L6	2.2	C, D, E, F	10.00	42,900.00
L4	L4, L2, L3, L5, L6	1.6	C, D, E, F	10.00	31,200.00
L5	L5, L2, L3, L4, L6	1.8	C, D, E, F	10.00	35,100.00
L6	L6, L2, L3, L4, L5	0.1	C, D, E, F	10.00	1,950.00
L7	L7, L1, L2, L3,L4, L5, L6, L8, L9, L10, L11	3.7	A, B, C, D, E, F, G, H, I	112.57	812,192.55
L8	L8, L1, L2, L3,L4, L5, L6, L7, L9, L10, L11	3.6	A, B, C, D, E, F, G, H, I	112.57	790,241.40
L9	L9, L1, L2, L3,L4, L5, L6, L7, L8, L10, L11	10	A, B, C, D, E, F, G, H, I	112.57	2,195,115.00
L10	L10, L1, L2, L3,L4, L5, L6, L7, L8, L9, L11	3.1	A, B, C, D, E, F, G, H, I	112.57	680,485.65
L11	L11, L1, L2, L3,L4, L5, L6, L7, L8, L9, L10	8.7	A, B, C, D, E, F, G, H, I	112.57	1,909,750.05
L12	L12, L13	36.2	J, K	55.64	3,927,627.60
L13	L13, L12	3.2	J, K	55.64	347,193.60
รวมเป็นเงิน					11,047,925.85

ตารางที่ 7.23 แสดงรายละเอียดความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของระบบส่งกำลังไฟฟ้า สถานี
ไฟฟ้าคลองใหม่ สภาพการจ่ายไฟแบบลูปปิด

Fault location	Line Trip	faulted line (km)	Impacted Load	Load loss (MW)	ECOST (บาท/ปี)
L1	L1	3.5	-	0	0.00
L2	L2, L3, L4, L5, L6	0.2	C, D, E, F	10.00	3,900.00
L3	L3, L2, L4, L5, L6	2.2	C, D, E, F	10.00	42,900.00
L4	L4, L2, L3, L5, L6	1.6	C, D, E, F	10.00	31,200.00
L5	L5, L2, L3, L4, L6	1.8	C, D, E, F	10.00	35,100.00
L6	L6, L2, L3, L4, L5	0.1	C, D, E, F	10.00	1,950.00
L7	L7, L8, L9, L10, L11	3.7	G, H, I	19.07	137,590.05
L8	L8, L7, L9, L10, L11	3.6	G, H, I	19.07	133,871.40
L9	L9, L7, L8, L10, L11	10	G, H, I	19.07	371,865.00
L10	L10, L7, L8, L9, L11	3.1	G, H, I	19.07	115,278.15
L11	L11, L8, L7, L9, L10	8.7	G, H, I	19.07	323,522.55
L12	L12, L13	36.2	K	4.44	313,419.60
L13	L13, L12	3.2	K	4.44	27,705.60
รวมเป็นเงิน					1,538,302.35

ตารางที่ 7.24 แสดงเปรียบเทียบมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับที่ลดลงของระบบส่ง
กำลังไฟฟ้า สถานีไฟฟ้าคลองใหม่

สภาพการจ่ายไฟ	มูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (บาท/ปี)
ก่อนปรับปรุง	11,047,925.85
หลังปรับปรุง	1,538,302.35
ลดลง	9,509,623.50

จากตารางที่ 7.24 มูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับที่ลดลงหลังจากปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้าเท่ากับ 9,509,623.50 บาท/ปี ซึ่งจะใช้แทนผลประโยชน์ที่ได้รับจากการลงทุน จากนั้นต้องคำนวณหามูลค่าปัจจุบันของผลประโยชน์ที่ได้รับจากการลงทุน (Present Worth of Total Benefit : PWTB) โดยสำหรับ กฟภ. จะคิดอัตราส่วนลด (Discount Rate) เท่ากับ 12% และอายุการใช้งานสายส่งเท่ากับ 30 ปี จะได้

$$PWTB = 9,509,623.50x \left[\frac{(1+0.12)^{30} - 1}{0.12(1+0.12)^{30}} \right] = 76,601,766.76 \text{ บาท}$$

7.1.5.3 อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อค่าใช้จ่าย

จากมูลค่าปัจจุบันของค่าใช้จ่ายในการลงทุน (PWTC) และมูลค่าปัจจุบันของผลประโยชน์ที่ได้รับจากการลงทุน (PWTB) จะใช้ในการคำนวณอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อค่าใช้จ่าย (Benefit Cost Ratio :BCR) ตามสมการที่ (5.11) จะได้ว่า

$$BCR = \frac{PWTB}{PWTC} = \frac{76,601,766.76}{60,173,640.12} = 1.27$$

จากการวิเคราะห์อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อค่าใช้จ่าย จะเห็นได้ว่า $BCR > 1$ แสดงว่ายอมรับข้อเสนอการลงทุน อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อค่าใช้จ่ายของการเพิ่มความเชื่อถือได้ในการปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้าแรงดัน 115 กิโลโวลต์ สถานีไฟฟ้าคลองใหม่ เท่ากับ 1.27 หมายความว่าประโยชน์ที่ได้รับจากการปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้ามีค่ามากกว่าค่าใช้จ่ายในการลงทุน 1.27 เท่า

ในการคำนวณหาระยะเวลาค้่มทุนจะใช้วิธีการ Trial and Error โดยมีเงื่อนไขว่า $BCR = 1$ เมื่อ $PWTB = PWTC$ หาได้จาก

$$BCR = \frac{PWTB}{PWTC} = \frac{PWTB}{IC + PWOMC} = 1$$

จะได้

$$BCR = \frac{9,509,623.50x \left[\frac{(1+0.12)^n - 1}{0.12(1+0.12)^n} \right]}{51,824,519.35 + 1,036,490.39x \left[\frac{(1+0.12)^n - 1}{0.12(1+0.12)^n} \right]} = 1$$

$$n = 11.69 \text{ ปี}$$

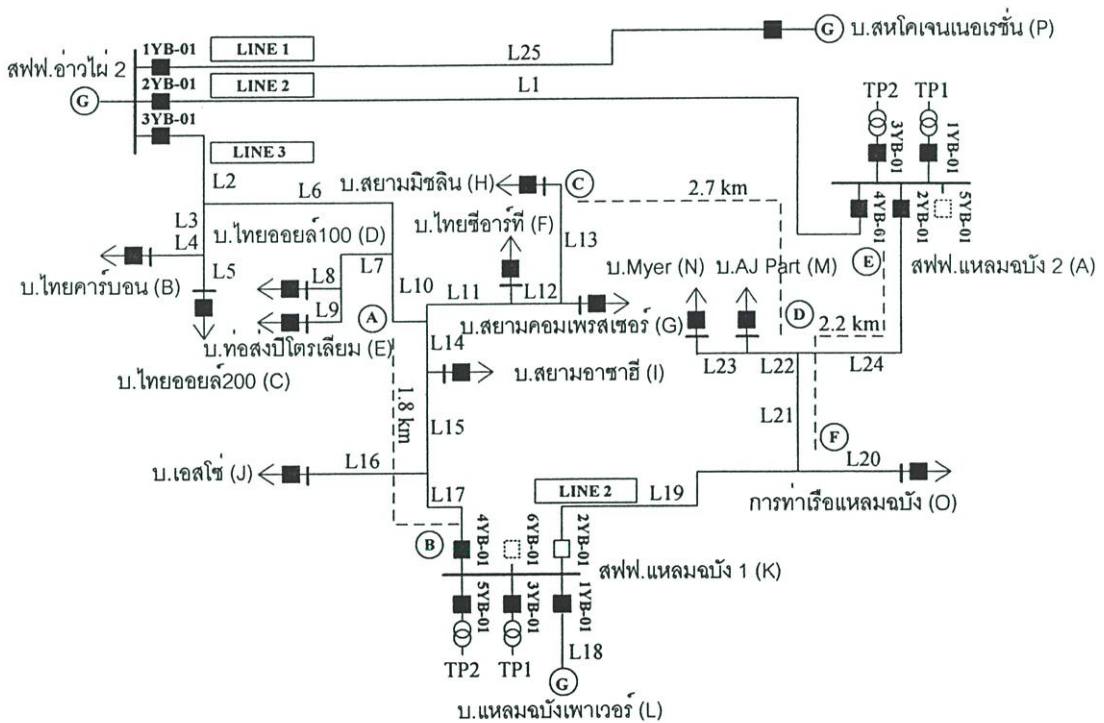
ดังนั้นระยะเวลาค้่มทุนจะเท่ากับ 11 ปี 8 เดือน

7.2 ตัวอย่างที่ 2 ระบบส่งกำลังไฟฟ้า สถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2 [23]

7.2.1 สภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน

จากการพิจารณาสภาพการจ่ายไฟปัจจุบันของระบบส่งกำลังไฟฟ้าแรงดัน 115 กิโลโวลต์ สถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2 ดังแสดงในรูปที่ 7.5 จะเห็นได้ว่ามีลักษณะการจ่ายไฟเป็นแบบเรเดียล (Radial Circuit) ซึ่งเป็นลักษณะการจ่ายไฟที่มีความเชื่อถือได้ต่ำ ถ้าสายส่งที่เชื่อมโยงระหว่าง สถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2 กับสถานีไฟฟ้าแหลมฉบัง 2 หรือสถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2 กับสถานีไฟฟ้าแหลมฉบัง 1 เกิดขัดข้องจะทำให้เกิดไฟดับเป็นบริเวณกว้างไม่สามารถหาแหล่งจ่ายไฟทดแทนให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าจากทิศทางอื่นได้เลย ซึ่งจะส่งผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟในนิคมอุตสาหกรรมแหลมฉบัง

จากการสำรวจและเก็บรวบรวมข้อมูลของระบบส่งกำลังไฟฟ้าแรงดัน 115 กิโลโวลต์ สถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2 แสดงในตารางที่ 7.25-7.27 [12, 13, 14]



หมายเหตุ : — — — คือ สายส่งแรงดัน 115 กิโลโวลต์ที่จะก่อสร้างเพิ่มเติม

□ คือ สวิตช์เกียร์ที่จะก่อสร้างเพิ่มเติม

รูปที่ 7.5 แสดงสภาพการจ่ายไฟปัจจุบันของระบบส่งกำลังไฟฟ้า สถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2

ตารางที่ 7.25 แสดงระยะทางสายส่งของระบบส่งกำลังไฟฟ้า สถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2

สายส่ง	ชนิดของสาย	ระยะทาง (กม.)
L ₁	115VSD400	9.2
L ₂	115VSD400	2.2
L ₃	115VSS400	0.4
L ₄	115VSS400	0.2
L ₅	115VSS400	0.1
L ₆	115VSD400	1.5
L ₇	115VSS400	1.0
L ₈	115VSS400	1.6
L ₉	115VSS400	0.6
L ₁₀	115VSD400	0.3
L ₁₁	115VSD400	0.5
L ₁₂	115VSD400	0.6
L ₁₃	115VSD400	0.2
L ₁₄	115VSD400	0.5
L ₁₅	115VSD400	1.2
L ₁₆	115VSS400	0.8
L ₁₇	115VSD400	0.1
L ₁₈	115VSD400	0.5
L ₁₉	115VSD400	3.2
L ₂₀	115VSD400	1.5
L ₂₁	115VSD400	0.7
L ₂₂	115VSD400	0.5
L ₂₃	115VSD400	1.2
L ₂₄	115VSD400	1.5
L ₂₅	115VSD400	7.1

ตารางที่ 7.26 แสดงข้อมูลโหลดเฉลี่ยที่รับไฟจากสถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2 ปี 2547

Load Name	ID	Average Load (MW)
สถานีไฟฟ้าแหลมฉบัง 2	A	9.0
บ.ไทยคาร์บอน	B	2.1
บ.ไทยออยล์ 200	C	1.0
บ.ไทยออยล์ 100	D	1.4
บ.ทอสงปีโตรเลียม	E	2.4
บ.ไทยซีอาร์ที	F	10.5
บ.สยามคอมเพรสเซอร์	G	5.8
บ.สยามมิชลิน	H	8.0
บ.สยามอาซาฮี	I	10.5
บ.เอสโซ่	J	7.6
สถานีไฟฟ้าแหลมฉบัง 1	K	37.2
บ.แหลมฉบังเพาเวอร์*	L	-60.0
บ. A J Part	M	5.0
บ. Myer	N	11.0
การทำเรือแหลมฉบัง	O	5.0
บ.สหโคเจนเนอเรชั่น*	P	-90.0

* หมายถึง เป็นบริษัทผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (Small Power Producer)

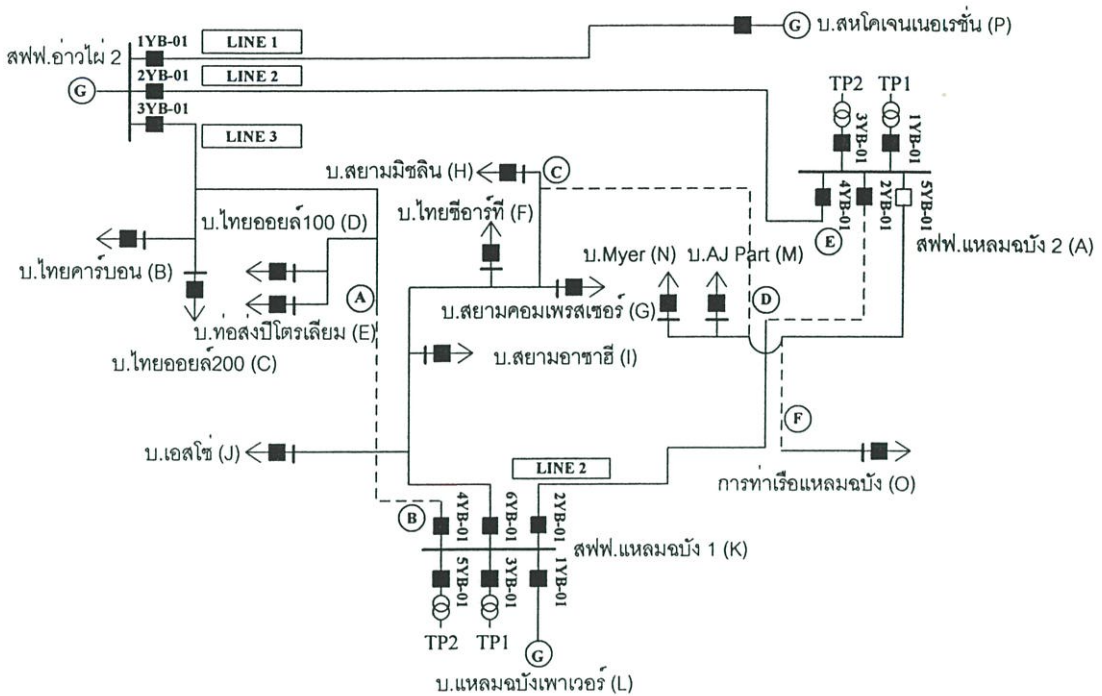
ตารางที่ 7.27 แสดงค่าพารามิเตอร์ของจุด Driving Point ในระบบส่งกำลังไฟฟ้า สถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2

Substation	R_1 (p.u.)	X_1 (p.u.)	R_2 (p.u.)	X_2 (p.u.)	R_0 (p.u.)	X_0 (p.u.)
สถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2 กฟผ.	0.00193	0.01586	0.00196	0.01597	0.00098	0.0167
บ.แหลมฉบังเพาเวอร์	0.00193	0.01595	0.00196	0.01606	0	0.22222
บ.สหโคเจนเนอเรชั่น	0.00291	0.02442	0.00298	0.02469	0.00147	0.03563

7.2.2 แนวทางการปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้า

จากการพิจารณาสภาพการจ่ายไฟปัจจุบันของระบบส่งกำลังไฟฟ้าแรงดัน 115 กิโลโวลต์ สถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2 จึงได้กำหนดแนวทางการปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้าเพื่อเพิ่มความเชื่อถือได้ในการจ่ายกระแสไฟฟ้าโดยการก่อสร้างสายส่งแรงดัน 115 กิโลโวลต์เพิ่ม (เส้นประในรูปที่ 7.5) เพื่อจ่ายไฟแบบลูปปิด (Close-loop) โดยจะสามารถรับไฟได้จาก 2 ทิศทางและแยกวงจรสำหรับ

จ่ายไฟให้ผู้ใช้ไฟรายใหญ่ในนิคมอุตสาหกรรมออกจากสายส่งที่เชื่อมโยงระหว่างสถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2 โดยสภาพการจ่ายไฟหลังปรับปรุงแสดงตามรูปที่ 7.6



รูปที่ 7.6 แสดงสภาพการจ่ายไฟแบบลูปปิดของระบบส่งกำลังไฟฟ้า สถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2

7.2.3 การวิเคราะห์ความเหมาะสมทางด้านวิศวกรรม

7.2.3.1 การวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้า

ในวิทยานิพนธ์นี้จะใช้โปรแกรม Power World Simulation เวอร์ชัน 8.0 วิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าของระบบส่งกำลังไฟฟ้าแรงดัน 115 กิโลโวลต์ สถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2 เปรียบเทียบระหว่างสภาพการจ่ายไฟปัจจุบันและหลังปรับปรุง โดยใช้เงื่อนไขโหลดเฉลี่ยปี 2547 และพิจารณาไปอีก 10 ปีข้างหน้าโดยอาศัยข้อมูลการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้ารายสถานีไฟฟ้าของ กฟผ. ดังแสดงในตารางที่ 7.28 [17] ผลการวิเคราะห์แสดงในตารางที่ 7.29-7.33 (รายละเอียดการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าโดยใช้โปรแกรม Power World Simulation แสดงดังรูปที่ ข.19-ข.30 ในภาคผนวก ข.)

ตารางที่ 7.28 แสดงรายงานการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า สถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2

ปี	2547	2549	2551	2553	2555	2557
Load (MW)	244.8	314.2	354.0	388.3	425.5	456.5
Growth Rate (%)	0.00	28.34	44.60	58.61	73.81	86.47

ตารางที่ 7.32 แสดงแรงดันไฟฟ้าของระบบส่งกำลังไฟฟ้า สถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2 เมื่อเกิดฟลทโทในสายส่ง L₂

สถานีไฟฟ้า	ระดับแรงดันไฟฟ้า (kV)					
	2547	2549	2551	2553	2555	2557
สถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2	116.00	116.00	116.00	116.00	116.00	116.00
สถานีไฟฟ้าแหลมฉบัง 2	115.28	115.27	115.26	115.26	115.25	115.24
บ. AJ Part	114.58	114.55	114.53	114.51	114.50	114.48
บ. Myer	114.56	114.52	114.50	114.49	114.47	114.46
การทำเรือแหลมฉบัง	114.57	114.54	114.52	114.51	114.49	114.48
บ.ไทยคาร์บอน	114.91	114.91	114.90	114.90	114.89	114.89
บ.ไทยออยล์ 200	114.91	114.91	114.90	114.90	114.89	114.89
บ.ไทยออยล์ 100	114.91	114.90	114.90	114.89	114.89	114.88
บ.ท่อส่งปิโตรเลียม	114.91	114.90	114.90	114.89	114.89	114.88
บ.ไทย ซีอาร์ที	114.71	114.69	114.68	114.67	114.66	114.65
บ.สยามคอมเพรสเซอร์	114.69	114.67	114.65	114.64	114.63	114.62
บ.สยามมิชลิน	114.68	114.66	114.64	114.63	114.62	114.61
บ.สยามอาซาฮี	114.79	114.77	114.76	114.75	114.74	114.73
บ.เอสโซ่	114.88	114.87	114.86	114.85	114.85	114.84
สถานีไฟฟ้าแหลมฉบัง 1	114.94	114.94	114.93	114.93	114.93	114.92
บ.แหลมฉบังเพาเวอร์	115.00	115.00	115.00	115.00	115.00	115.00

ตารางที่ 7.33 แสดงเปรียบเทียบสภาพการจ่ายไฟปัจจุบันและหลังปรับปรุงของระบบส่งกำลังไฟฟ้า สถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2

การเปรียบเทียบ		2547	2549	2551	2553	2555	2557
แรงดันไฟฟ้า สฟฟ.แหลมฉบัง 2 (kV)	สภาพปัจจุบัน	115.56	115.53	115.51	115.50	115.48	115.47
	สภาพลูปปิด	115.34	115.34	115.33	115.33	115.32	115.32
	เปลี่ยนแปลง(%)	-0.19	-0.16	-0.15	-0.14	-0.13	-0.12
แรงดันไฟฟ้า สฟฟ.แหลมฉบัง 1 (kV)	สภาพปัจจุบัน	115.02	115.02	115.02	115.01	115.01	115.01
	สภาพลูปปิด	115.03	115.03	115.02	115.02	115.02	115.02
	เปลี่ยนแปลง(%)	0.01	0.01	0	0.01	0.01	0.01
หน่วยสูญเสีย (MW)	สภาพปัจจุบัน	0.461	0.480	0.511	0.544	0.585	0.626
	สภาพลูปปิด	0.516	0.580	0.630	0.682	0.742	0.808
	เปลี่ยนแปลง(%)	11.93	20.83	23.28	25.36	26.83	29.07

ตารางที่ 7.29 และ 7.30 แสดงค่าแรงดันไฟฟ้าที่บัสของระบบส่งกำลังไฟฟ้า สถานีไฟฟ้า อ่าวไผ่ 2 ในสภาพการจ่ายไฟปัจจุบันและสภาพการจ่ายไฟแบบลูปปิด ตามลำดับ เมื่อเปรียบเทียบระดับแรงดันไฟฟ้ากับค่ามาตรฐานแรงดันไฟฟ้าระบบแรงดัน 115 กิโลโวลต์ที่จุดจ่ายไฟฟ้าของ กฟภ. (ตารางที่ 6.1) จะเห็นได้ว่าระดับแรงดันไฟฟ้าอยู่ในระดับมาตรฐานกรณีจ่ายไฟปกติ จนถึงปี 2557

ตารางที่ 7.31 แสดงค่าแรงดันไฟฟ้าที่บัสของระบบส่งกำลังไฟฟ้า สถานีไฟฟ้า อ่าวไผ่ 2 เมื่อเกิดฟอลท์ในสายส่ง L₁ จากรูปที่ 7.5 จะเห็นได้ว่าเมื่อเกิดฟอลท์ในสายส่ง L₁ เซอร์กิตเบรกเกอร์ 2YB-01 สถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2 จะเปิดวงจรเพื่อตัดส่วนผิดปกติออกจากระบบทำให้สถานีไฟฟ้าแหลมฉบัง 2, บ. Myer, บ. AJ Part และการท่าเรือแหลมฉบัง ไฟดับ ซึ่งจะสามารถจ่ายไฟคืนได้โดยการทำสวิตชิงไปรับไฟจากสถานีไฟฟ้าแหลมฉบัง 1 แต่ก็เกิดไฟดับชั่วคราว แต่หลังจากปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้าให้จ่ายไฟแบบลูปปิดตามรูปที่ 7.6 เมื่อเกิดฟอลท์ เซอร์กิตเบรกเกอร์ 2YB-01 สถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2 และเซอร์กิตเบรกเกอร์ 4YB-01 สถานีไฟฟ้าแหลมฉบัง 2 จะเปิดวงจรเพื่อตัดส่วนผิดปกติออกจากระบบโดยที่ไม่มีผู้ใช้ไฟได้รับผลกระทบจากไฟดับเพราะสามารถรับไฟผ่านทางสถานีไฟฟ้า แหลมฉบัง 1 และระดับแรงดันไฟฟ้าที่บัสของสถานีไฟฟ้าและผู้ใช้ไฟแรงดัน 115 กิโลโวลต์อยู่ในระดับมาตรฐานกรณีจ่ายไฟปกติจนถึงปี 2557

ตารางที่ 7.32 แสดงค่าแรงดันไฟฟ้าที่บัสของระบบส่งกำลังไฟฟ้า สถานีไฟฟ้า อ่าวไผ่ 2 เมื่อเกิดฟอลท์ในสายส่ง L₂ จากรูปที่ 7.5 เมื่อเกิดฟอลท์ในสายส่ง L₂ เซอร์กิตเบรกเกอร์ 3YB-01 สถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2 จะเปิดวงจรเพื่อตัดส่วนผิดปกติออกจากระบบส่งผลกระทบให้ บ. ไทยคาร์บอน, บ. ไทยออยล์ 200, บ. ไทยออยล์ 100, บ. ท่อส่งปิโตรเลียม, บ. ไทยซีอาร์ที, บ. สยามคอมเพรสเซอร์, บ. สยามมิชลิน, บ. สยามอาซาฮี, บ. เอสโซ่ และ สถานีไฟฟ้าแหลมฉบัง 1 ไฟดับ ซึ่งจะสามารถจ่ายไฟคืนได้โดยการทำสวิตชิงไปรับไฟจาก สถานีไฟฟ้าแหลมฉบัง 2 แทนแต่ก็เกิดไฟดับไปชั่วคราว แต่หลังจากปรับปรุงระบบส่ง กำลังไฟฟ้าให้จ่ายไฟแบบลูปปิดตามรูปที่ 7.6 เมื่อเกิดฟอลท์ เซอร์กิตเบรกเกอร์ 3YB-01 สถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2 และเซอร์กิตเบรกเกอร์ 4YB-01 สถานีไฟฟ้าแหลมฉบัง 1 จะเปิด วงจรเพื่อตัดส่วนผิดปกติออกจากระบบทำให้ผู้ใช้ไฟได้รับผลกระทบจากไฟดับน้อยลง เนื่องจากสถานีไฟฟ้าแหลมฉบัง 1 จะสามารถรับไฟผ่านสถานีไฟฟ้าแหลมฉบัง 2 และจาก การแยกวงจรสำหรับจ่ายไฟให้กับผู้ใช้ไฟรายใหญ่จะทำให้ผู้ใช้ไฟไม่ได้รับผลกระทบจาก ไฟดับ ระดับแรงดันไฟฟ้าที่บัสของสถานีไฟฟ้ายังอยู่ในระดับมาตรฐานกรณีจ่ายไฟปกติ จนถึงปี 2557 เช่นกัน

ตารางที่ 7.33 แสดงเปรียบเทียบสภาพการจ่ายไฟปัจจุบันและหลังปรับปรุง จะเห็นได้ว่าเมื่อปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้าแรงดัน 115 กิโลโวลต์สถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2 ให้จ่ายไฟแบบลูปปิด ระดับแรงดันไฟฟ้าที่บัสของสถานีไฟฟ้าแหลมฉบัง 2 จะลดลงและหน่วยสูญเสียในระบบส่งกำลังไฟฟ้าเพิ่มขึ้นเพียงเล็กน้อย แต่จะสามารถเพิ่มประสิทธิภาพในการจ่ายกระแสไฟฟ้าและลดการสูญเสียรายได้จากการขายไฟเนื่องจากไฟฟ้าดับด้วย

7.2.3.2 การวิเคราะห์การลัดวงจร

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะใช้โปรแกรม Power World Simulation เวอร์ชัน 8.0 วิเคราะห์การลัดวงจรของระบบส่งกำลังไฟฟ้าแรงดัน 115 กิโลโวลต์ สถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2 เพื่อศึกษาผลกระทบของค่ากระแสลัดวงจรที่เปลี่ยนแปลงไปเนื่องจากการเปลี่ยนสภาพการจ่ายไฟอีกด้วย ตารางที่ 7.34 แสดงเปรียบเทียบค่ากระแสลัดวงจรสภาพการจ่ายไฟปัจจุบันและหลังปรับปรุงเมื่อเกิดฟอลท์ที่บัสสถานีไฟฟ้าต่างๆ จะเห็นได้ว่าเมื่อปรับปรุงสภาพการจ่ายไฟเป็นแบบลูปปิดค่ากระแสลัดวงจรไลน์เดี่ยวลงกราวด์ (Single Line-to-Ground fault) และค่ากระแสลัดวงจรแบบสามเฟส (Three phase fault) จะเพิ่มสูงขึ้นแต่ยังอยู่ในค่าพิกัดกระแสลัดวงจร (Interrupting Capacity) ของเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่สถานีไฟฟ้าทนได้ ตามตารางที่ 6.2 (รายละเอียดการวิเคราะห์การลัดวงจรโดยใช้โปรแกรม Power World Simulation แสดงดังรูปที่ ข.31-ข.36 ในภาคผนวก ข.)

ตารางที่ 7.34 แสดงเปรียบเทียบค่ากระแสลัดวงจรสภาพการจ่ายไฟปัจจุบันและหลังปรับปรุงของระบบส่งกำลังไฟฟ้า สถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2

Fault Bus Location	Current Path	SLG Fault Current (kA)		3 Phase Fault Current (kA)	
		สภาพปัจจุบัน	สภาพลูปปิด	สภาพปัจจุบัน	สภาพลูปปิด
สฟฟ.อ่าวไผ่ 2	Fault Level	50.324	51.689	61.904	64.852
	APB 1YB-01	8.842	8.755	12.632	12.632
	APB 2YB-01	0	3.038	0	5.385
	APB 3YB-01	9.731	8.075	16.786	14.303
สฟฟ.แหลมฉบัง 1	Fault Level	19.428	24.076	50.605	55.470
	LCA 1YB-01	9.043	9.909	29.280	29.240
	LCA 2YB-01	0	3.934	0	2.174
	LCA 4YB-01	10.476	10.471	21.326	19.054
สฟฟ.แหลมฉบัง 2	Fault Level	9.383	17.211	18.752	35.766
	LCB 2YB-01	0	9.395	0	20.665
	LCB 4YB-01	9.383	7.837	18.752	15.100

7.2.4 การวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของระบบส่งกำลังไฟฟ้า

ข้อมูลสถิติกระแสไฟฟ้าขัดข้องของระบบส่งกำลังไฟฟ้าแรงดัน 115 กิโลโวลต์ สถานีไฟฟ้า อ่าวไผ่ 2 ปี 2545-2546 แสดงในตารางที่ 7.35 และระบบส่งกำลังไฟฟ้าแรงดัน 115 กิโลโวลต์ สถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2 มีระยะทางสายส่งรวมเท่ากับ 29.6 กม. [13]

ตารางที่ 7.35 แสดงสถิติกระแสไฟฟ้าขัดข้องของสถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2 ปี 2545-2546

ปี	จำนวนครั้งไฟดับ (ครั้ง)	ระยะเวลาไฟดับ (นาที)
2545	6	55
2546	5	64
รวม	11	119

จากข้อมูลสถิติกระแสไฟฟ้าขัดข้องของสถานีไฟฟ้าคลองใหม่ ปี 2540-2545 ในตารางที่ 7.35 สามารถหาอัตราความล้มเหลวของสายส่งและระยะเวลาไฟดับเฉลี่ยได้ดังนี้

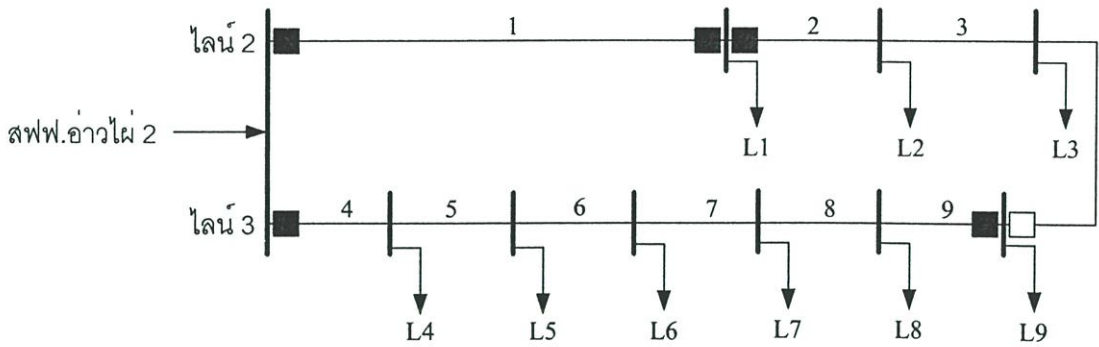
$$\lambda = \frac{11}{2 \times 29.6} = 0.185 \text{ ครั้ง/กม./ปี}$$

$$r = \frac{119}{11} = 10.82 \text{ นาที}$$

ในการวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของระบบส่งกำลังไฟฟ้าจะตั้งสมมติฐานว่าอัตราความล้มเหลวของสายส่งทุกเส้นมีค่าเท่ากัน ความเชื่อถือได้ของเซอร์กิตเบรกเกอร์เท่ากับ 100% ระยะเวลาการแยกวงจรของเซอร์กิตเบรกเกอร์เท่ากับ 0.005 นาที (เป็นระยะเวลาการทำงานสำหรับอุปกรณ์ป้องกันในเขตการทำงานแบบทุติยภูมิ) และระยะเวลาในการสวิตชิงเท่ากับ 3 นาที

7.2.4.1 ความเชื่อถือได้ของระบบส่งกำลังไฟฟ้า สภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน

สภาพการจ่ายไฟปัจจุบันของระบบส่งกำลังไฟฟ้าแรงดัน 115 กิโลโวลต์ สถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2 ไลน์ 2 และไลน์ 3 สามารถแทนด้วยระบบโครงข่ายเรเดียลอย่างง่ายดังแสดงในรูปที่ 7.7 ผลการวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของระบบส่งกำลังไฟฟ้า สถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2 ไลน์ 2 และไลน์ 3 แสดงในตารางที่ 7.36-7.41



รูปที่ 7.7 แสดงระบบโครงข่ายเรเดียลของระบบส่งกำลังไฟฟ้า สถานีไฟฟ้าอ่าวไม่ 2 สภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน

ตารางที่ 7.36 แสดงค่าความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าอ่าวไม่ 2 ไลน์ 2 สภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน

สายส่ง	ความยาว (กม.)	λ (ครั้ง/ปี)	r (นาทีก)	U (นาทีก/ปี)
1	9.2	1.702	10.82	18.416
2	1.5	0.278	10.82	3.008
3	0.7	0.130	10.82	1.407
รวม		2.110	10.82	22.831

ตารางที่ 7.37 แสดงค่าความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าอ่าวไม่ 2 ไลน์ 3 สภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน

สายส่ง	ความยาว (กม.)	λ (ครั้ง/ปี)	r (นาทีก)	U (นาทีก/ปี)
4	2.2	0.407	10.82	4.404
5	1.5	0.278	10.82	3.008
6	0.3	0.056	10.82	0.606
7	0.5	0.093	10.82	1.006
8	1.2	0.222	10.82	2.402
9	0.1	0.019	10.82	0.206
รวม		1.075	10.82	11.632

ตารางที่ 7.38 แสดงค่าดัชนีความเชื่อถือได้แยกเหตุการณ์ของสถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2 โลင်း 2 สภาพ
การจ่ายไฟปัจจุบัน

สายส่ง	โหลด L1			โหลด L2			โหลด L3		
	λ	r	U	λ	r	U	λ	r	U
1	1.702	3.000	5.106	1.702	3.000	5.106	1.702	3.000	5.106
2	0.278	0.005	0.001	0.278	10.820	3.008	0.278	10.820	3.008
3	0.130	0.005	0	0.130	10.820	1.407	0.130	10.820	1.407
รวม	2.110	2.420	5.107	2.110	4.512	9.521	2.110	4.512	9.521

ตารางที่ 7.39 แสดงค่าดัชนีพลังงานที่ไม่ได้รับการจ่ายไฟของสถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2 โลင်း 2 สภาพ
การจ่ายไฟปัจจุบัน

จุดโหลด	ผลรวมของโหลด	โหลด (MW)	ENS (MWh/ปี)
L1	A	9.0	0.766
L2	M,N	16.0	2.539
L3	O	5.0	0.793
รวม			4.098

ตารางที่ 7.40 แสดงค่าดัชนีความเชื่อถือได้แยกเหตุการณ์ของสถานีไฟฟ้าอ่าวไม่ 2 โหลด 3 สภาพการจ่ายไฟฟ้าปัจจุบัน

สายส่ง	โหลด L4			โหลด L5			โหลด L6			โหลด L7			โหลด L8			โหลด L9		
	λ	r	U	λ	r	U	λ	r	U	λ	r	U	λ	r	U	λ	r	U
4	0.407	10.820	4.404	0.407	10.820	4.404	0.407	10.820	4.404	0.407	10.820	4.404	0.407	10.820	4.404	0.407	3.000	1.221
5	0.278	10.820	3.008	0.278	10.820	3.008	0.278	10.820	3.008	0.278	10.820	3.008	0.278	10.820	3.008	0.278	3.000	0.834
6	0.056	10.820	0.606	0.056	10.820	0.606	0.056	10.820	0.606	0.056	10.820	0.606	0.056	10.820	0.606	0.056	3.000	0.168
7	0.093	10.820	1.006	0.093	10.820	1.006	0.093	10.820	1.006	0.093	10.820	1.006	0.093	10.820	1.006	0.093	3.000	0.279
8	0.222	10.820	2.402	0.222	10.820	2.402	0.222	10.820	2.402	0.222	10.820	2.402	0.222	10.820	2.402	0.222	3.000	0.666
9	0.019	10.820	0.206	0.019	10.820	0.206	0.019	10.820	0.206	0.019	10.820	0.206	0.019	10.820	0.206	0.019	3.000	0.057
รวม	1.075	10.820	11.632	1.075	10.820	11.632	1.075	10.820	11.632	1.075	10.820	11.632	1.075	10.820	11.632	1.075	3.000	3.225

ตารางที่ 7.41 แสดงค่าดัชนีพลังงานที่ไม่ได้รับการจ่ายไฟของสถานีไฟฟ้าอ่าวไม่ 2 โหลด 3 สภาพการจ่ายไฟฟ้าปัจจุบัน

จุดโหลด	ผลรวมของโหลด	โหลด (MW)	ENS (MWh/ปี)
L4	B,C	3.1	0.601
L5	D,E	3.8	0.737
L6	F,G,H	24.3	4.711
L7	I	10.5	2.036
L8	J	7.6	1.473
L9	K	37.2	2.000
	รวม		11.558

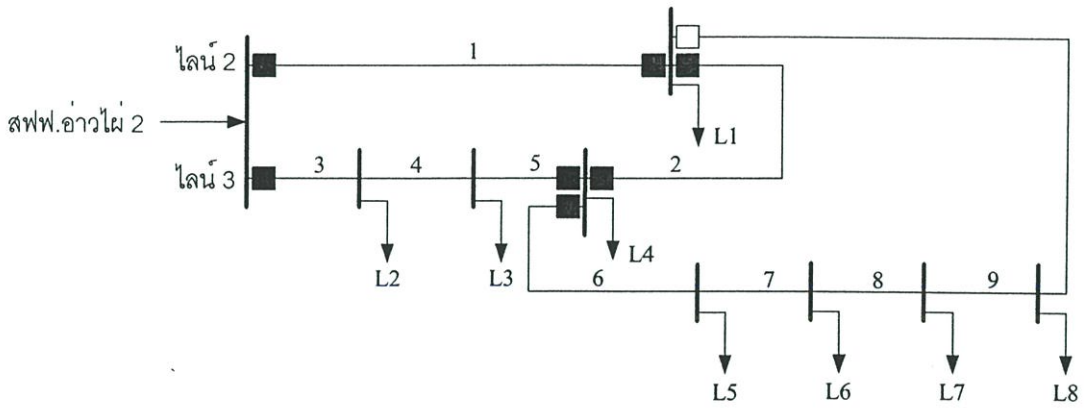
ตารางที่ 7.36 และ 7.37 แสดงค่าความเชื่อถือได้ของระบบส่งกำลังไฟฟ้า สถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2 โลင်း 2 และโละ 3 สภาพการจ่ายไฟปัจจุบันตามลำดับ จะเห็นได้ว่าระบบส่งกำลังไฟฟ้า สถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2 โละ 2 มีอัตราการล้มเหลวเฉลี่ยเท่ากับ 2.11 ครั้ง/ปี ระยะเวลาที่เกิดไฟดับเฉลี่ย 10.82 นาทีและระยะเวลาเฉลี่ยที่เกิดไฟดับในหนึ่งปีเท่ากับ 22.831 นาที/ปี ส่วนระบบส่งกำลังไฟฟ้า สถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2 โละ 3 มีอัตราการล้มเหลวเฉลี่ยเท่ากับ 1.075 ครั้ง/ปี ระยะเวลาที่เกิดไฟดับเฉลี่ย 10.82 นาทีและระยะเวลาเฉลี่ยที่เกิดไฟดับในหนึ่งปีเท่ากับ 11.632 นาที/ปี

ตารางที่ 7.38 และ 7.40 แสดงค่าดัชนีความเชื่อถือได้แยกเหตุการณ์ของสถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2 โละ 2 และโละ 3 สภาพการจ่ายไฟปัจจุบันตามลำดับ จากนั้นนำไปวิเคราะห์หาดัชนีพลังงานที่ไม่ได้รับการจ่ายไฟของสถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2 โละ 2 และโละ 3 ตามสมการที่ (3.14)

ตารางที่ 7.39 และ 7.41 แสดงค่าดัชนีพลังงานที่ไม่ได้รับการจ่ายไฟ (ENS) ของสถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2 โละ 2 และโละ 3 สภาพการจ่ายไฟปัจจุบันตามลำดับ จะเห็นได้ว่าค่าดัชนีพลังงานที่ไม่ได้รับการจ่ายไฟของสถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2 โละ 2 เท่ากับ 4.098 MWh/ปี และค่าดัชนีพลังงานที่ไม่ได้รับการจ่ายไฟของสถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2 โละ 3 เท่ากับ 11.558 MWh/ปี

7.2.4.2 ความเชื่อถือได้ของระบบส่งกำลังไฟฟ้า สภาพการจ่ายไฟแบบรูปปิด

หลังปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้าแรงดัน 115 กิโลโวลต์ สถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2 ให้จ่ายไฟแบบรูปปิด จะสามารถแทนด้วยระบบโครงข่ายขนานอย่างง่ายดังแสดงในรูปที่ 7.8 ผลการวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของระบบส่งกำลังไฟฟ้า สถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2 สภาพการจ่ายไฟแบบรูปปิด แสดงในตารางที่ 7.42-7.44



รูปที่ 7.8 แสดงระบบโครงข่ายขนานของระบบส่งกำลังไฟฟ้า สถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2 สภาพการจ่ายไฟแบบลูปปิด

ตารางที่ 7.42 แสดงค่าความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2 หลังปรับปรุง

สายส่ง	ความยาว (กม.)	λ (ครั้ง/ปี)	r (นาทีก)	U (นาทีก/ปี)
1	9.2	1.702	10.82	18.416
2	5.4	0.999	10.82	10.809
รวม		2.701	10.82	29.225
3	2.2	0.407	10.82	4.404
4	1.5	0.278	10.82	3.008
5	2.1	0.389	10.82	4.209
รวม		1.074	10.82	11.621
6	0.1	0.019	10.82	0.206
7	1.2	0.222	10.82	2.402
8	1.8	0.333	10.82	3.603
9	2.7	0.500	10.82	5.410

จากสมการที่ (3.6)-(3.8) จะสามารถวิเคราะห์หาค่าความเชื่อถือได้ของระบบส่งกำลังไฟฟ้าสถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2 สภาพการจ่ายไฟแบบลูปปิด ได้ดังนี้

$$\lambda_{pp} = \frac{2.701 \times 1.074 \times (10.82 + 10.82)}{8,760 \times 60} = 0.000119 \quad \text{ครั้ง/ปี}$$

$$r_{pp} = \frac{10.82 \times 10.82}{10.82 + 10.82} = 5.41 \quad \text{นาทีก}$$

$$U_{pp} = 0.000119 \times 5.41 = 0.000644 \quad \text{นาทีก/ปี}$$

ตารางที่ 7.43 แสดงค่าดัชนีความเชื่อถือได้แยกเหตุการณ์ของสถานีไฟฟ้าอ่าวไม่ 2 สภาพการจ่ายไฟแบบสูญเสีย

สายส่ง	โหนด L1			โหนด L2			โหนด L3			โหนด L4			โหนด L5			โหนด L6			โหนด L7			โหนด L8		
	λ	r	U	λ	r	U	λ	r	U	λ	r	U	λ	r	U	λ	r	U	λ	r	U	λ	r	U
1	1.702	0.005	0.008	1.702	0.005	0.008	1.702	0.005	0.008	1.702	0.005	0.008	1.702	0.005	0.008	1.702	0.005	0.008	1.702	0.005	0.008	1.702	0.005	0.008
2	0.999	0.005	0.005	0.999	0.005	0.005	0.999	0.005	0.005	0.999	0.005	0.005	0.999	0.005	0.005	0.999	0.005	0.005	0.999	0.005	0.005	0.999	0.005	0.005
3	0.407	0.005	0.002	0.407	10.820	4.404	0.407	10.820	4.404	0.407	10.820	4.404	0.407	10.820	4.404	0.407	10.820	4.404	0.407	10.820	4.404	0.407	10.820	4.404
4	0.278	0.005	0.001	0.278	10.820	3.008	0.278	10.820	3.008	0.278	10.820	3.008	0.278	10.820	3.008	0.278	10.820	3.008	0.278	10.820	3.008	0.278	10.820	3.008
5	0.389	0.005	0.002	0.389	10.820	4.209	0.389	10.820	4.209	0.389	10.820	4.209	0.389	10.820	4.209	0.389	10.820	4.209	0.389	10.820	4.209	0.389	10.820	4.209
6	0.019	0.005	0	0.019	0.005	0	0.019	0.005	0	0.019	0.005	0	0.019	0.005	0	0.019	0.005	0	0.019	0.005	0	0.019	0.005	0
7	0.222	0.005	0.001	0.222	0.005	0.001	0.222	0.005	0.001	0.222	0.005	0.001	0.222	0.005	0.001	0.222	0.005	0.001	0.222	0.005	0.001	0.222	0.005	0.001
8	0.333	0.005	0.002	0.333	0.005	0.002	0.333	0.005	0.002	0.333	0.005	0.002	0.333	0.005	0.002	0.333	0.005	0.002	0.333	0.005	0.002	0.333	0.005	0.002
9	0.500	0.005	0.003	0.500	0.005	0.003	0.500	0.005	0.003	0.500	0.005	0.003	0.500	0.005	0.003	0.500	0.005	0.003	0.500	0.005	0.003	0.500	0.005	0.003
รวม	4.849	0.005	0.024	4.849	2.400	11.638	4.849	2.400	11.640	4.849	2.400	11.638	4.849	2.400	11.638	4.849	2.400	11.638	4.849	2.400	11.638	4.849	2.400	11.638

ตารางที่ 7.44 แสดงค่าดัชนีพลังงานที่ไม่ได้รับการจ่ายไฟของสถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2 สภาพการจ่ายไฟแบบลูปปิด

จุดโหลด	ผลรวมของโหลด	โหลด (MW)	ENS (MWh/ปี)
L1	A	9.0	0.004
L2	B,C	3.1	0.860
L3	D,E	3.8	1.054
L4	K	37.2	0.015
L5	J	7.6	1.474
L6	I	10.5	2.037
L7	F,G,H	24.3	4.713
L8	M,N,O	21.0	4.073
รวม			14.230

จะเห็นได้ว่าระบบส่งกำลังไฟฟ้า สถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2 สภาพการจ่ายไฟแบบลูปปิดมีอัตราการล้มเหลวเฉลี่ยเท่ากับ 0.000119 ครั้ง/ปี ระยะเวลาที่เกิดไฟฟ้าดับเฉลี่ย 5.41 นาทีและระยะเวลาเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับในหนึ่งปีเท่ากับ 0.000644 นาที/ปี

ตารางที่ 7.43 แสดงค่าดัชนีความเชื่อถือได้แยกเหตุการณ์ของสถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2 สภาพการจ่ายไฟแบบลูปปิด จากนั้นนำไปวิเคราะห์หาค่าดัชนีพลังงานที่ไม่ได้รับการจ่ายไฟของสถานีไฟฟ้าคลองใหม่ ตามสมการที่ (3.14)

ตารางที่ 7.44 แสดงค่าดัชนีพลังงานที่ไม่ได้รับการจ่ายไฟของสถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2 (ENS) สภาพการจ่ายไฟแบบลูปปิด จะเห็นได้ว่าดัชนีพลังงานที่ไม่ได้รับการจ่ายไฟของสถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2 เท่ากับ 14.23 MWh/ปี

7.2.5 การวิเคราะห์ความเหมาะสมทางด้านเศรษฐศาสตร์

วิทยานิพนธ์นี้จะใช้เกณฑ์การตัดสินใจเพื่อการลงทุนแบบปรับค่าของเวลาแบบอัตราส่วนของผลประโยชน์ต่อค่าใช้จ่าย (Benefit-Cost Ratio) ในการวิเคราะห์ความเหมาะสมทางด้านเศรษฐศาสตร์

7.2.5.1 ค่าใช้จ่ายในการลงทุน

ในการปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้าแรงดัน 115 กิโลโวลต์ สถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2 ให้มีลักษณะการจ่ายไฟแบบลูปปิด ต้องดำเนินการก่อสร้างสายส่งแรงดัน 115 กิโลโวลต์เพิ่ม 3 ช่วง ได้แก่ ช่วง A-B ระยะทาง 1.8 กิโลเมตร, ช่วง C-D ระยะทาง 2.7 กิโลเมตรและช่วง E-F ระยะทาง 2.2 กิโลเมตร (เส้นประในรูปที่ 7.5) และก่อสร้างสวิตช์เกียร์เพิ่มที่สถานีไฟฟ้าแหลมฉบัง 1 และแหลมฉบัง 2 รวมถึงการปรับปรุงระบบป้องกัน (Protection

System) ที่เหมาะสม ซึ่งรายละเอียดค่าใช้จ่ายในการปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้าแรงดัน 115 กิโลโวลต์ สถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2 แสดงในตารางที่ 7.45 [13]

ตารางที่ 7.45 แสดงค่าใช้จ่ายในการปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้า สถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2

ลำดับที่	รายละเอียด	ราคา (บาท)
1	งานก่อสร้างสายส่งแรงดัน 115 กิโลโวลต์ ช่วง A-B ระยะทาง 1.8 กม.*	2,808,781.20
2	งานก่อสร้างสายส่งแรงดัน 115 กิโลโวลต์ ช่วง C-D ระยะทาง 2.7 กม.*	4,213,171.80
3	งานก่อสร้างสายส่งแรงดัน 115 กิโลโวลต์ ช่วง E-F ระยะทาง 2.2 กม.*	3,432,954.80
4	งานก่อสร้างสวิตช์เกียร์พร้อมอุปกรณ์ป้องกัน สฟฟ.แหลมฉบัง 1, สฟฟ.แหลมฉบัง 2 จำนวน 2 Bay**	16,888,908.30
รวมเป็นเงิน		27,343,816.10

* ราคาการก่อสร้างสายส่งแรงดัน 115 กิโลโวลต์ ระยะทาง 1 กิโลเมตร = 1,560,434.00 บาท (รายละเอียดแสดงดังตารางที่ ค.1-ค.2 ในภาคผนวก ค.)

** ราคารวมมาตรฐานงานก่อสร้างสวิตช์เกียร์สถานีไฟฟ้า จำนวน 1 Bay = 8,444,454.15 บาท (รายละเอียดแสดงดังตารางที่ ง.1-ง.4 ในภาคผนวก ง.)

ตารางที่ 7.45 แสดงรายละเอียดค่าใช้จ่ายในการปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้าแรงดัน 115 กิโลโวลต์ สถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2 โดยแบ่งค่าใช้จ่ายออกเป็น 2 ประเภทได้แก่

1. ค่าใช้จ่ายในการลงทุนเริ่มแรก (Initial Cost : IC) เป็นค่าใช้จ่ายเริ่มต้นในการปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้า ซึ่งคิดเป็นมูลค่าเงินในปี 2547 แสดงในตารางที่ 7.45 มีหน่วยเป็นบาท จะเท่ากับ

$$IC = 27,343,816.10 \text{ บาท}$$

2. ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการและบำรุงรักษา (Operating and Maintenance Cost : OMC) สำหรับ กฟภ. จะคิดค่าใช้จ่ายในการดำเนินการและบำรุงรักษาต่อปี (Annual Operating and Maintenance Cost : AOMC) เท่ากับ 2% ของเงินลงทุนทั้งหมด จะเท่ากับ

$$AOMC = \frac{2 \times IC}{100} = 546,876.32 \text{ บาท/ปี}$$

จากนั้นต้องคำนวณหามูลค่าปัจจุบันของค่าใช้จ่ายในการดำเนินการและบำรุงรักษา (Present Worth of Operating and Maintenance Cost : PWOMC) โดยสำหรับ กฟภ. จะคิดอัตราส่วนลด (Discount Rate) เท่ากับ 12% และอายุการใช้งานสายส่งเท่ากับ 30 ปี จะได้

$$PWOMC = 546,876.32x \left[\frac{(1 + 0.12)^{30} - 1}{0.12(1 + 0.12)^{30}} \right] = 4,405,189.36 \text{ บาท}$$

เพราะฉะนั้น จะสามารถหามูลค่าปัจจุบันของค่าใช้จ่ายในการลงทุนรวม (Present Worth of Total Cost : PWTC) ได้เท่ากับ

$$PWTC = IC + PWOMC = 31,749,005.46 \text{ บาท}$$

7.2.5.2 ผลประโยชน์ที่ได้รับจากการลงทุน

ในวิทยานิพนธ์นี้จะใช้มูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟดับที่ลดลงเมื่อปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้าแทนผลประโยชน์ที่ได้รับจากการลงทุน โดยเปรียบเทียบระหว่างมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟดับก่อนปรับปรุงระบบและหลังปรับปรุงระบบ

ตารางที่ 7.46 แสดงเหตุการณ์กระแสไฟฟ้าขัดข้องของสถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2 ปี 2545-2546

Type	ตำแหน่งที่เกิดเหตุ	จำนวนครั้งเฉลี่ย (ครั้ง/ปี)	ระยะเวลาไฟดับเฉลี่ย (นาท)	อัตราความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (บาท/kW-เฉลี่ย)
ไฟ กระพริบ	สฟฟ.อ่าวไผ่ 2 โลว์ 2	-	-	-
	สฟฟ.อ่าวไผ่ 2 โลว์ 3	2.5	-	9.427
	สฟฟ.แหลมฉบัง 1 โลว์ 2	-	-	-
ไฟดับ ถาวร	สฟฟ.อ่าวไผ่ 2 โลว์ 2	1	6.5	19.53
	สฟฟ.อ่าวไผ่ 2 โลว์ 3	1	12	24.67
	สฟฟ.แหลมฉบัง 1 โลว์ 2	1	41	51.08

จากข้อมูลเหตุการณ์กระแสไฟฟ้าขัดข้องของสถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2 ปี 2545-2546 ตามตารางที่ 7.46 จะสามารถหาอัตราความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของแต่ละเหตุการณ์ได้จากข้อมูลความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับที่สำรวจโดยสถาบันวิจัยพลังงานจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ในตารางที่ 4.13 ซึ่งจะสามารถนำมาคำนวณหามูลค่าความ

เสียหายของทุกๆเหตุการณ์ไฟดับในบริเวณที่พิจารณาแบบ CEM ได้โดยใช้สมการที่ (4.3) จะได้ว่า

$$ECOST = \sum_{j=1}^N C(r_j) L_{av,j} \lambda_j \times 10^3 \text{ บาท/ปี} \quad (7.2)$$

- เมื่อ $L_{av,j}$ คือ ขนาดโหลดเฉลี่ยที่ได้รับผลกระทบจากไฟดับเหตุการณ์ j (MW)
 λ_j คือ ความถี่ของการเกิดเหตุการณ์ j (ครั้ง/ปี)
 r_j คือ ระยะเวลาไฟดับเฉลี่ยของเหตุการณ์ j (นาทิต)
 $C(r_j)$ คือ ความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของเหตุการณ์ j (บาท/kW_{เฉลี่ย})
 N คือ สาเหตุการเกิดไฟดับ

จากสมการที่ (7.2) รายละเอียดการคำนวณมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของสภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน แสดงในตารางที่ 7.47

ตารางที่ 7.47 แสดงรายละเอียดมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของระบบส่งกำลังไฟฟ้า สถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2 สภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน

Type	Fault location	Impacted Load	Load loss (MW)	ECOST (บาท/ปี)
ไฟกระพริบ	สฟฟ.อ่าวไผ่ 2 ไลน์ 2	-	-	-
	สฟฟ.อ่าวไผ่ 2 ไลน์ 3	B, C, D, E, F, G, H, I, J, K, L	86.50	2,038,588.75
	สฟฟ.แหลมฉบัง 1 ไลน์ 2	-	-	-
ไฟดับถาวร	สฟฟ.อ่าวไผ่ 2 ไลน์ 2	A, M, N, O	30.00	585,900.00
	สฟฟ.อ่าวไผ่ 2 ไลน์ 3	B, C, D, E, F, G, H, I, J, K, L	86.50	2,133,955.00
	สฟฟ.แหลมฉบัง 1 ไลน์ 2	M, N, O	21.00	1,072,680.00
รวมเป็นเงิน				5,831,123.75

จะเห็นได้ว่า เมื่อทำการปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้าแรงดัน 115 กิโลโวลต์ สถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2 เป็นแบบลูปปิด จะช่วยลดผลกระทบเนื่องจากเหตุการณ์ไฟดับข้างต้น ซึ่งจะส่งผลให้มูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับจากสภาพการจ่ายไฟปัจจุบันลดลง ดังนั้นจะสามารถคำนวณผลประโยชน์ที่ได้รับจากการปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้าได้เท่ากับ 5,831,123.75 บาท/ปี ตามตารางที่ 7.47 จากนั้นต้องคำนวณหามูลค่าปัจจุบัน

ของผลประโยชน์ที่ได้รับจากการลงทุน (Present Worth of Total Benefit : PWTB) โดยสำหรับ กฟภ. จะคิดอัตราส่วนลด (Discount Rate) เท่ากับ 12% และอายุการใช้งานสายส่งเท่ากับ 30 ปี จะได้

$$PWTB = 5,831,123.75x \left[\frac{(1 + 0.12)^{30} - 1}{0.12(1 + 0.12)^{30}} \right] = 46,970,774.55 \text{ บาท}$$

7.2.5.3 อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อค่าใช้จ่าย

จากมูลค่าปัจจุบันของค่าใช้จ่ายในการลงทุน (PWTC) และมูลค่าปัจจุบันของผลประโยชน์ที่ได้รับจากการลงทุน (PWTB) จะใช้ในการคำนวณอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อค่าใช้จ่าย (Benefit Cost Ratio : BCR) ตามสมการที่ (5.11) จะได้ว่า

$$BCR = \frac{PWTB}{PWTC} = \frac{46,970,774.55}{31,749,005.46} = 1.48$$

จากการวิเคราะห์อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อค่าใช้จ่าย จะเห็นได้ว่า $BCR > 1$ แสดงว่ายอมรับข้อเสนอการลงทุน อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อค่าใช้จ่ายของการเพิ่มความถี่ถือได้ในการปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้าแรงดัน 115 กิโลโวลต์ สถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2 เท่ากับ 1.48 หมายความว่าประโยชน์ที่ได้รับจากการปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้ามีค่ามากกว่าค่าใช้จ่ายในการลงทุน 1.48 เท่า

ในการคำนวณหาระยะเวลาคู้มทุนจะใช้วิธีการ Trial and Error โดยมีเงื่อนไขว่า $BCR = 1$ เมื่อ $PWTB = PWTC$ หาได้จาก

$$BCR = \frac{PWTB}{PWTC} = \frac{PWTB}{IC + PWOMC} = 1$$

$$BCR = \frac{5,831,123.75x \left[\frac{(1 + 0.12)^n - 1}{0.12(1 + 0.12)^n} \right]}{27,343,816.10 + 546,876.32x \left[\frac{(1 + 0.12)^n - 1}{0.12(1 + 0.12)^n} \right]} = 1$$

$$n = 8.56 \text{ ปี}$$

ดังนั้นระยะเวลาคู้มทุนจะเท่ากับ 8 ปี 7 เดือน

บทที่ 8

สรุปผลการวิจัยและข้อเสนอแนะ

สิ่งสำคัญในการวางแผนปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้าแรงดัน 115 กิโลโวลต์ แบบเรเดียลให้มีลักษณะการจ่ายไฟแบบลูปิดเพื่อเพิ่มความเชื่อถือได้ในการจ่ายกระแสไฟฟ้า คือการวิเคราะห์ความเหมาะสมทางด้านวิศวกรรมและการวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า

การวิเคราะห์ความเหมาะสมทางด้านวิศวกรรมจะสะท้อนให้เห็นถึงประสิทธิภาพของระบบส่งกำลังไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไปเมื่อมีการปรับปรุงระบบเพื่อเพิ่มความเชื่อถือได้ โดยผลลัพธ์จะแสดงด้วยค่าแรงดันไฟฟ้า กำลังไฟฟ้าที่ไหลในสาย กำลังไฟฟ้าสูญเสีย รวมถึงความสามารถในการทำงานของอุปกรณ์ไฟฟ้า ส่วนการวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าก็เป็นสิ่งสำคัญที่แสดงให้เห็นถึงความเชื่อถือได้ของระบบส่งกำลังไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไป ซึ่งการวางแผนปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้าจะส่งผลให้ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าเพิ่มขึ้น ในการประเมินค่าความเชื่อถือได้ของระบบส่งกำลังไฟฟ้าจะอาศัยค่าดัชนีความเชื่อถือได้เป็นตัวชี้วัด เช่น SAIFI, SAIDI, CAIFI, ENS เป็นต้น จะต้องเลือกใช้ให้เหมาะสม

วัตถุประสงค์หลักของการวางแผนระบบส่งกำลังไฟฟ้าก็เพื่อลดความเสียหายที่เกิดขึ้นเนื่องจากไฟฟ้าดับให้มีค่าน้อยที่สุด แต่ในขณะเดียวกันก็ต้องเกิดค่าใช้จ่ายในการดำเนินการน้อยที่สุดเช่นเดียวกันจึงจะบรรลุวัตถุประสงค์ วิทยานิพนธ์นี้จึงได้นำเสนอวิธีการวิเคราะห์ค่าใช้จ่ายและผลประโยชน์ของความเชื่อถือได้ในการวางแผนระบบส่งกำลังไฟฟ้าเพิ่มเติม โดยใช้แนวความคิดในการนำข้อมูลความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟที่ลดลงแทนผลประโยชน์ของความเชื่อถือได้เพื่อใช้กำหนดระดับความเชื่อถือได้ที่เหมาะสม ซึ่งค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นจากการปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้าต้องสอดคล้องกับประโยชน์ที่ได้รับ วิธีการประเมินค่าใช้จ่ายและประโยชน์ของความเชื่อถือได้โดยใช้ความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟจึงสามารถใช้เป็นหลักเกณฑ์ประกอบในการวางแผนระบบส่งกำลังไฟฟ้าเพื่อเป็นข้อพิสูจน์ว่าการตัดสินใจวางแผนจะส่งผลดีต่อผู้ใช้ไฟในอนาคต ซึ่งสามารถนำวิธีการนี้ไปประยุกต์ใช้ในการปรับปรุงความเชื่อถือได้ในด้านอื่นๆได้อีกมากมาย

ประโยชน์ที่ได้รับจากการเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบส่งกำลังไฟฟ้าจะสัมพันธ์กับความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟที่ลดลง ซึ่งขึ้นอยู่กับแบบจำลองความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้า (CCDF) และสถิติการเกิดกระแสไฟฟ้าขัดข้องของพื้นที่ที่สนใจ โดยการประเมินอัตราความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับจะใช้วิธีระบุเหตุขัดข้อง (CEM) โดยพิจารณาจากแต่ละเหตุการณ์การเกิดเหตุขัดข้อง ณ จุดโหลดที่ศึกษา ซึ่งจะทำให้ความถูกต้องแม่นยำ

จากตัวอย่างการวางแผนระบบส่งกำลังไฟฟ้าที่ 7.1 และ 7.2 จะแสดงให้เห็นถึงวิธีการวิเคราะห์ความเหมาะสมในการวางแผนโดยคำนึงถึงความเชื่อถือได้ของระบบส่งกำลังไฟฟ้า โดยพิจารณาระบบส่งกำลังไฟฟ้าแรงดัน 115 กิโลโวลต์ สถานีไฟฟ้าคลองใหม่และระบบส่งกำลังไฟฟ้าแรงดัน 115 กิโลโวลต์ สถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2 ตามลำดับ จะเห็นได้ว่าแนวทางการปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้าที่เลือกใช้เป็นวิธีการเปลี่ยนลักษณะการจ่ายไฟจากสภาพการจ่ายไฟแบบเรเดียลที่มีความเชื่อถือได้ต่ำไปเป็นลักษณะการจ่ายไฟแบบลูปปิดที่มีความเชื่อถือได้สูงเนื่องจากสามารถรับไฟจากแหล่งจ่ายไฟได้สองทิศทาง

ในการวิเคราะห์ความเหมาะสมทางด้านวิศวกรรมของแนวทางการปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้าตัวอย่างจะอาศัยการศึกษาการไหลของกำลังไฟฟ้าและการศึกษาการลัดวงจร จากตารางที่ 7.9 และ 7.34 จะเห็นได้ว่าค่าแรงดันไฟฟ้าในระบบส่งกำลังไฟฟ้าแรงดัน 115 กิโลโวลต์ สถานีไฟฟ้าคลองใหม่และระบบส่งกำลังไฟฟ้าแรงดัน 115 กิโลโวลต์ สถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2 อยู่ในระดับมาตรฐานแรงดันไฟฟ้าระบบแรงดัน 115 กิโลโวลต์ที่จุดจ่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ตามลำดับ และจากตารางที่ 7.10 และ 7.34 แสดงให้เห็นว่าค่ากระแสลัดวงจรในระบบส่งกำลังไฟฟ้าแรงดัน 115 กิโลโวลต์ สถานีไฟฟ้าคลองใหม่และระบบส่งกำลังไฟฟ้าแรงดัน 115 กิโลโวลต์ สถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2 มีค่าเพิ่มขึ้น แต่ยังคงอยู่ในค่าพิกัดกระแสลัดวงจร (Interrupting Capacity) ของเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่สถานีไฟฟ้าทนได้ ตามลำดับ

ตารางที่ 8.1 แสดงเปรียบเทียบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของการวางแผนระบบส่งกำลังไฟฟ้าแรงดัน 115 กิโลโวลต์ สถานีไฟฟ้าคลองใหม่และระบบส่งกำลังไฟฟ้าแรงดัน 115 กิโลโวลต์ สถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2 จากการวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของระบบส่งกำลังไฟฟ้าตัวอย่างจะเห็นได้ว่าค่าดัชนีความเชื่อถือได้ซึ่งประกอบด้วย λ , r , U และ ENS จะมีค่าลดลงหลังจากปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้า ซึ่งแสดงให้เห็นว่าระบบส่งกำลังไฟฟ้ามีความเชื่อถือได้เพิ่มขึ้น

ตารางที่ 8.1 แสดงค่าดัชนีความเชื่อถือได้ในการวางแผนระบบส่งกำลังไฟฟ้า

ระบบส่งกำลังไฟฟ้า	สภาพการจ่ายไฟ	λ (ครั้ง/ปี)	r (นาทิต)	U (นาทิต/ปี)	ENS (MWh/ปี)	
สฟพ.คลองใหม่	ก่อนปรับปรุง	ไลน์ 3	2.302	12.25	28.187	48.818
		ไลน์ 4	3.074	12.25	37.647	34.911
		รวม	-	-	-	83.729
	หลังปรับปรุง	รวม	0.000562	6.125	0.003442	10.779
สฟพ.อ่าวไผ่ 2	ก่อนปรับปรุง	ไลน์ 2	2.11	10.82	22.831	4.098
		ไลน์ 3	1.075	10.82	11.632	11.558
		รวม	-	-	-	15.656
	หลังปรับปรุง	รวม	0.000119	5.41	0.000644	14.230

ในการวิเคราะห์ความเหมาะสมทางด้านเศรษฐศาสตร์จะประเมินค่าใช้จ่ายและผลประโยชน์ของการวางแผนระบบส่งกำลังไฟฟ้าตัวอย่าง และคำนวณอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อค่าใช้จ่ายของความเชื่อถือได้ ตามตารางที่ 8.2 จะเห็นได้ว่าอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อค่าใช้จ่ายของการวางแผนระบบส่งกำลังไฟฟ้าแรงดัน 115 กิโลโวลต์ สถานีไฟฟ้าคลองใหม่และระบบส่งกำลังไฟฟ้าแรงดัน 115 กิโลโวลต์ สถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2 มีค่าเท่ากับ 1.27 และ 1.48 ตามลำดับ แสดงว่าประโยชน์ที่ได้รับจากการปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้ามีค่ามากกว่าค่าใช้จ่ายในการลงทุน 1.27 และ 1.48 เท่า ตามลำดับ และระยะเวลาคู้ทุนเท่ากับ 11.69 และ 8.56 ปี ตามลำดับ ซึ่งการปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้าจะคุ้มทุนเมื่อผลประโยชน์ที่ได้รับเท่ากับค่าใช้จ่ายในการลงทุน (BCR=1)

ตารางที่ 8.2 แสดงอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อค่าใช้จ่ายในการวางแผนระบบส่งกำลังไฟฟ้า

ระบบส่งกำลังไฟฟ้า	อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อค่าใช้จ่าย (BCR)	ระยะเวลาคู้ทุน (ปี)
สฟฟ.คลองใหม่	1.27	11.69
สฟฟ.อ่าวไผ่ 2	1.48	8.56

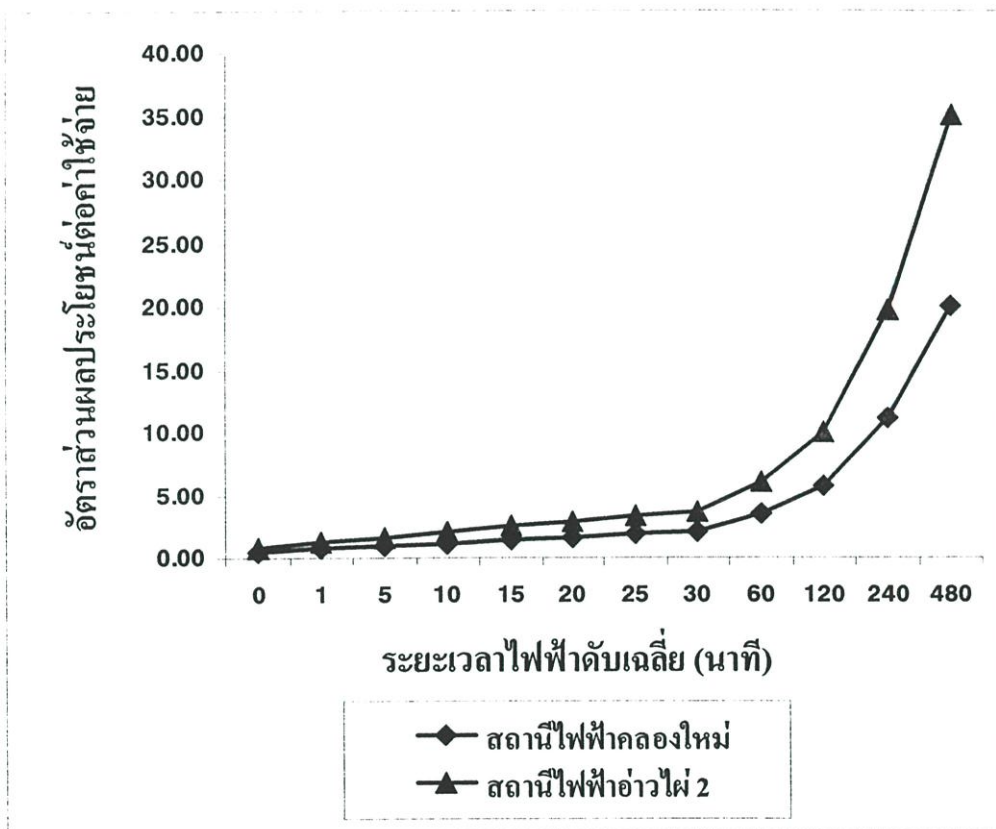
จากการวิเคราะห์อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อค่าใช้จ่ายของการวางแผนระบบส่งกำลังไฟฟ้าตัวอย่างจะสามารถนำไปใช้ประกอบการตัดสินใจในการดำเนินการปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้าเพื่อเพิ่มความเชื่อถือได้ เนื่องจากสามารถสะท้อนให้เห็นถึงประโยชน์ที่จะได้รับจากการลงทุนเมื่อเปรียบเทียบกับค่าใช้จ่ายที่ต้องเสียไป จึงถือได้ว่าการวางแผนระบบส่งกำลังไฟฟ้าที่มีอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อค่าใช้จ่ายมากกว่าหนึ่งเป็นโครงการที่เหมาะสมแก่การลงทุน สำหรับในกรณีที่มีแนวทางการปรับปรุงระบบไฟฟ้ามากกว่าหนึ่งโครงการ โครงการที่เหมาะสมแก่การลงทุนจะพิจารณาเลือกแนวทางการปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้าที่มีอัตราส่วนระหว่างผลประโยชน์ต่อค่าใช้จ่ายสูงสุด

จากตัวอย่างการวางแผนระบบส่งกำลังไฟฟ้า เมื่อค่าใช้จ่ายในการลงทุนมีค่าคงที่ จะพบว่าปัจจัยหลักที่มีผลต่อการวิเคราะห์อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อค่าใช้จ่าย ได้แก่ ระยะเวลาไฟฟ้าดับเฉลี่ย (r) และอายุการใช้งานสายส่ง (n) ตารางที่ 8.3 และรูปที่ 8.1 แสดงอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อค่าใช้จ่ายเมื่อเปลี่ยนแปลงค่า r จะเห็นได้ว่าเมื่อระยะเวลาไฟฟ้าดับเฉลี่ยนานขึ้น อัตราความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟจะมีค่าเพิ่มขึ้น ส่งผลให้มูลค่าปัจจุบันของผลประโยชน์ที่ได้รับจากการลงทุน (PWTFB) เพิ่มขึ้นซึ่งจะสัมพันธ์กับมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับที่ลดลง จึงทำให้อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อค่าใช้จ่ายเพิ่มขึ้น ดังนั้นข้อมูลสถิติกระแสไฟฟ้าขัดข้องที่

นำมาใช้คำนวณหาระยะเวลาไฟฟ้าดับเฉลี่ยจึงมีความสำคัญต่อการวิเคราะห์อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อค่าใช้จ่าย

ตารางที่ 8.3 แสดงอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อค่าใช้จ่ายเมื่อเปลี่ยนแปลงค่า r

ระบบส่งกำลังไฟฟ้า	อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อค่าใช้จ่าย (BCR)						
	ไฟกระพริบ	1 นาที	30 นาที	1 ชม.	2 ชม.	4 ชม.	8 ชม.
สฟฟ.คลองใหม่	0.48	0.73	2.11	3.45	5.71	11.14	19.93
สฟฟ.อ่าวไผ่ 2	0.85	1.29	3.72	6.07	10.06	19.64	35.14



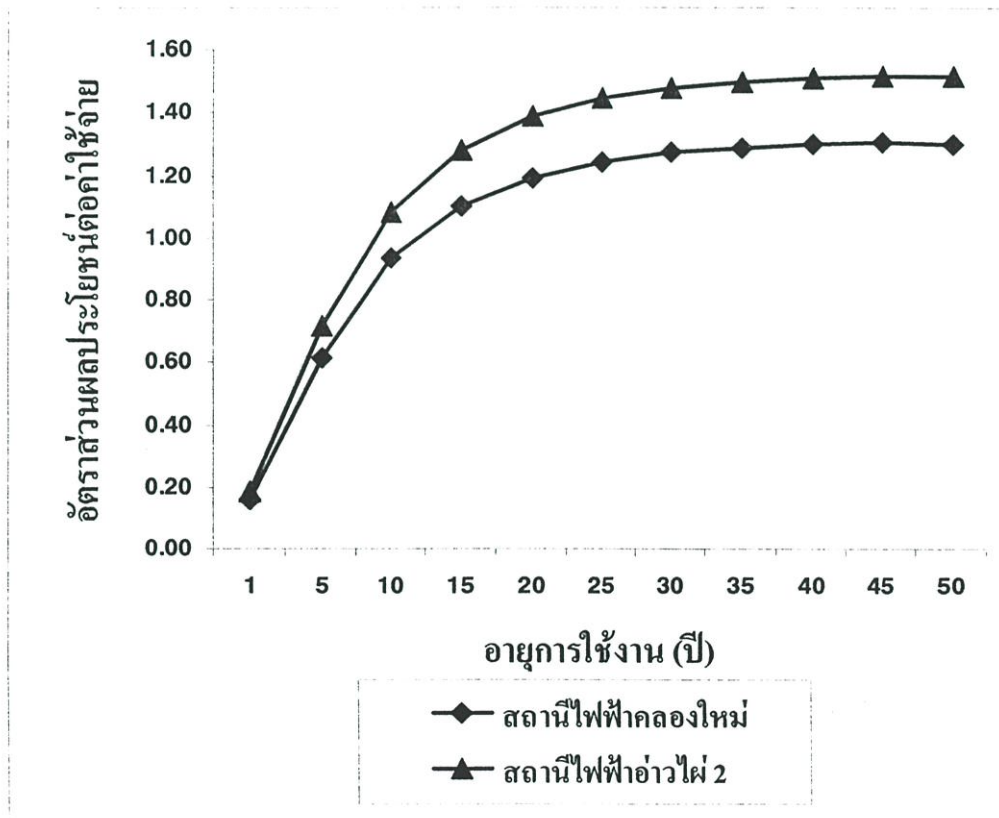
รูปที่ 8.1 แสดงอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อค่าใช้จ่ายเมื่อเปลี่ยนแปลงค่า r

ตารางที่ 8.4 และรูปที่ 8.2 แสดงอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อค่าใช้จ่ายเมื่อเปลี่ยนแปลงค่า n จะเห็นได้ว่าเมื่อกำหนดอายุการใช้งานสายส่งเพิ่มขึ้น จะมีผลต่อค่า Present worth of an annuity factor (PWF) ส่งผลให้มูลค่าปัจจุบันของผลประโยชน์ที่ได้รับจากการลงทุน (PWTB) และมูลค่าปัจจุบันของค่าใช้จ่ายในการดำเนินการและบำรุงรักษา (PWOMC) เพิ่มขึ้น แต่มูลค่าปัจจุบันของผลประโยชน์ที่ได้รับจากการลงทุนมีค่ามากกว่ามูลค่าปัจจุบันของค่าใช้จ่ายในการดำเนินการและบำรุงรักษา จึงทำให้อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อค่าใช้จ่ายเพิ่มขึ้น แต่เมื่ออายุการใช้งานของสายส่งมี

ค่ามาก ค่า Present worth of an annuity factor จะมีค่าเกือบคงที่ ส่งผลให้มูลค่าปัจจุบันของผลประโยชน์ที่ได้รับจากการลงทุนและมูลค่าปัจจุบันของค่าใช้จ่ายในการดำเนินการและบำรุงรักษาคงที่ จึงทำให้อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อค่าใช้จ่ายคงที่เช่นกัน ดังนั้นการกำหนดอายุการใช้งานของสายส่งที่เหมาะสมจึงมีความสำคัญต่อการวิเคราะห์อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อค่าใช้จ่ายเช่นเดียวกัน

ตารางที่ 8.4 แสดงอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อค่าใช้จ่ายเมื่อเปลี่ยนแปลงค่า n

ระบบส่งกำลังไฟฟ้า	อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อค่าใช้จ่าย (BCR)										
	1 ปี	5 ปี	10 ปี	15 ปี	20 ปี	25 ปี	30 ปี	35 ปี	40 ปี	45 ปี	50 ปี
สฟฟ.คลองใหม่	0.16	0.62	0.93	1.10	1.19	1.24	1.27	1.29	1.30	1.30	1.30
สฟฟ.อ่าวไผ่ 2	0.19	0.72	1.08	1.28	1.39	1.45	1.48	1.50	1.51	1.52	1.52



รูปที่ 8.2 แสดงอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อค่าใช้จ่ายเมื่อเปลี่ยนแปลงค่า n

จากตัวอย่างการวางแผนโดยคำนึงถึงความเชื่อถือได้ของระบบส่งกำลังไฟฟ้าโดยใช้ความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟ วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สามารถนำไปประยุกต์ใช้ในการวิเคราะห์ความเหมาะสมในการวางแผนเพื่อเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบผลิต ระบบจำหน่ายและธุรกิจ

อุตสาหกรรมที่เกี่ยวข้องกับระบบไฟฟ้าอื่นๆ ได้ รวมถึงอุตสาหกรรมขนาดใหญ่ที่มีแหล่งผลิตไฟฟ้าภายในโรงงาน อีกทั้งยังสามารถประยุกต์ใช้ความเสียหายในด้านอื่นๆ ที่เกี่ยวข้องมาใช้ประกอบในการตัดสินใจในการประเมินผลประโยชน์ของความเชื่อถือได้ และการพัฒนาแนวความคิดในวิทยานิพนธ์นี้ไปใช้ในอุตสาหกรรมเฉพาะด้านควรมีการพัฒนาเป็นโปรแกรมที่มีส่วนของการเชื่อมต่อกับผู้ใช้งาน (Graphic User Interface) เพื่อความสะดวกในการใช้งาน

เอกสารอ้างอิง

- [1] John J. Grainger and William D. Stevenson, JR. *Power System Analysis*. 1st Ed. Singapore: McGraw-Hill, Inc. 1994.
- [2] Roy Billinton and Ronald N. Allan. *Reliability Evaluation of Power Systems*. London : Pitman Publishing Ltd. 1984.
- [3] คณะทำงานสาขาความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลัง โครงการความร่วมมือทางวิชาการ ระหว่างการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและมหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์. "แนวความคิด พื้นฐานความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า"
- [4] คณะทำงานสาขาความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลัง โครงการความร่วมมือทางวิชาการ ระหว่างการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและมหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์. "ความเชื่อถือได้ของ ระบบไฟฟ้ากำลัง"
- [5] ศิริพร คติธรรมรักษ์. "การประยุกต์ใช้หลักการพีชชีในการประเมินค่าความเชื่อถือได้ของ ระบบจำหน่ายไฟฟ้า." วิทยานิพนธ์วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชา วิศวกรรมไฟฟ้า บัณฑิตวิทยาลัย, จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย. 2543.
- [6] R. Billinton and W. Wangdee. "Customer Outage Cost Evaluation of an Actual Failure Event." *IEEE Canadian Conference on Electrical & Computer Engineering.*, no. 94-99, 2002. pp. 94-99.
- [7] สถาบันวิจัยพลังงาน จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย. "รายงานฉบับสมบูรณ์การศึกษาอัตราความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ" พฤษภาคม 2544.
- [8] Eugene F. Brigham and Joel F. Houston. *การจัดการการเงิน*. แปลจาก *Fundamentals of Financial Management*. โดย ผศ.เริงรัก จำปาเงิน พิมพ์ครั้งที่ 1. กรุงเทพฯ : บัคเน็ท. 2543.
- [9] หฤทัย มีนะพันธ์. *หลักการวิเคราะห์โครงการ*. กรุงเทพฯ : มหาวิทยาลัยหอการค้าไทย. 2542.
- [10] A.A. Chowdhury and D.O. Koval. "Application of Customer Interruption Costs in Transmission Network Reliability Planning." *IEEE Trans. Industry App.*, vol. 37, Nov. 2001. pp. 1590-1596.
- [11] แผนกควบคุมการจ่ายไฟ กองแผนงานและปฏิบัติการ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 2 ภาค กลาง ชลบุรี. "ข้อมูลโหลดของสถานีไฟฟ้า ปี 2545"

เอกสารอ้างอิง (ต่อ)

- [12] แผนกควบคุมการจ่ายไฟ กองแผนงานและปฏิบัติการ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 2 ภาคกลาง ชลบุรี. "ข้อมูลโหลดของสถานีไฟฟ้า ปี 2547"
- [13] แผนกควบคุมการจ่ายไฟ กองแผนงานและปฏิบัติการ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 2 ภาคกลาง ชลบุรี. "ข้อมูลระบบส่งกำลังไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 2 ภาคกลาง ชลบุรี"
- [14] กองออกแบบสถานีไฟฟ้า ฝ่ายออกแบบสายส่งและสถานีไฟฟ้า การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค. "ข้อมูลค่าพารามิเตอร์ Driving Point ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย"
- [15] กองแผนงานระบบไฟฟ้า ฝ่ายวางแผนระบบไฟฟ้า การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค. "คู่มือการวางแผนสถานีไฟฟ้า"
- [16] กองแผนงานระบบไฟฟ้า ฝ่ายวางแผนระบบไฟฟ้า การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค. "รายงานผลการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้ารายสถานี ชุดกรณีฐาน เดือนกันยายน 2545"
- [17] กองแผนงานระบบไฟฟ้า ฝ่ายวางแผนระบบไฟฟ้า การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค. "รายงานผลการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้ารายสถานี ชุดกรณีฐาน เดือนกันยายน 2546"
- [18] กองมาตรฐานระบบไฟฟ้า ฝ่ายมาตรฐานและความปลอดภัย การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค. "คู่มือมาตรฐานการก่อสร้างระบบสายส่ง"
- [19] กองควบคุมการจ่ายไฟ ฝ่ายควบคุมระบบไฟฟ้า การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค. "คู่มือขั้นตอนและวิธีปฏิบัติงาน มาตรฐานคุณภาพบริการของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค"
- [20] กองพัฒนาระบบงานคอมพิวเตอร์ ฝ่ายสารสนเทศ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค. "โปรแกรมประมาณการ กฟภ. เวอร์ชัน 4.0"
- [21] แผนกจัดการโครงการ กองแผนงานและปฏิบัติการ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 2 ภาคกลาง ชลบุรี. "Construction Work of 115 kV Switchgears (Additional) Distribution System Reliability Improvement Project Phase II"
- [22] วราวุธ จิตตพันธ์, มณฑล ลีลาจินดาไกรฤกษ์. "การวางแผนโดยคำนึงถึงความเชื่อถือได้ของระบบส่งกำลังไฟฟ้าโดยใช้ความเสียหายเนื่องจากไฟฟาดับของผู้ใช้ไฟ" วิศวกรรมสารลาดกระบัง, ปีที่ 20, ฉบับที่ 4, ธันวาคม 2546. หน้า 83-88
- [23] วราวุธ จิตตพันธ์, มณฑล ลีลาจินดาไกรฤกษ์. "การวิเคราะห์ความเหมาะสมในการออกแบบระบบส่งกำลังไฟฟ้าแรงดัน 115 กิโลโวลต์แบบลูบปิด" ใน การประชุมวิชาการทางไฟฟ้า ครั้งที่ 27, ขอนแก่น : คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยขอนแก่น. 2547. หน้า 109-112

ภาคผนวก ก.

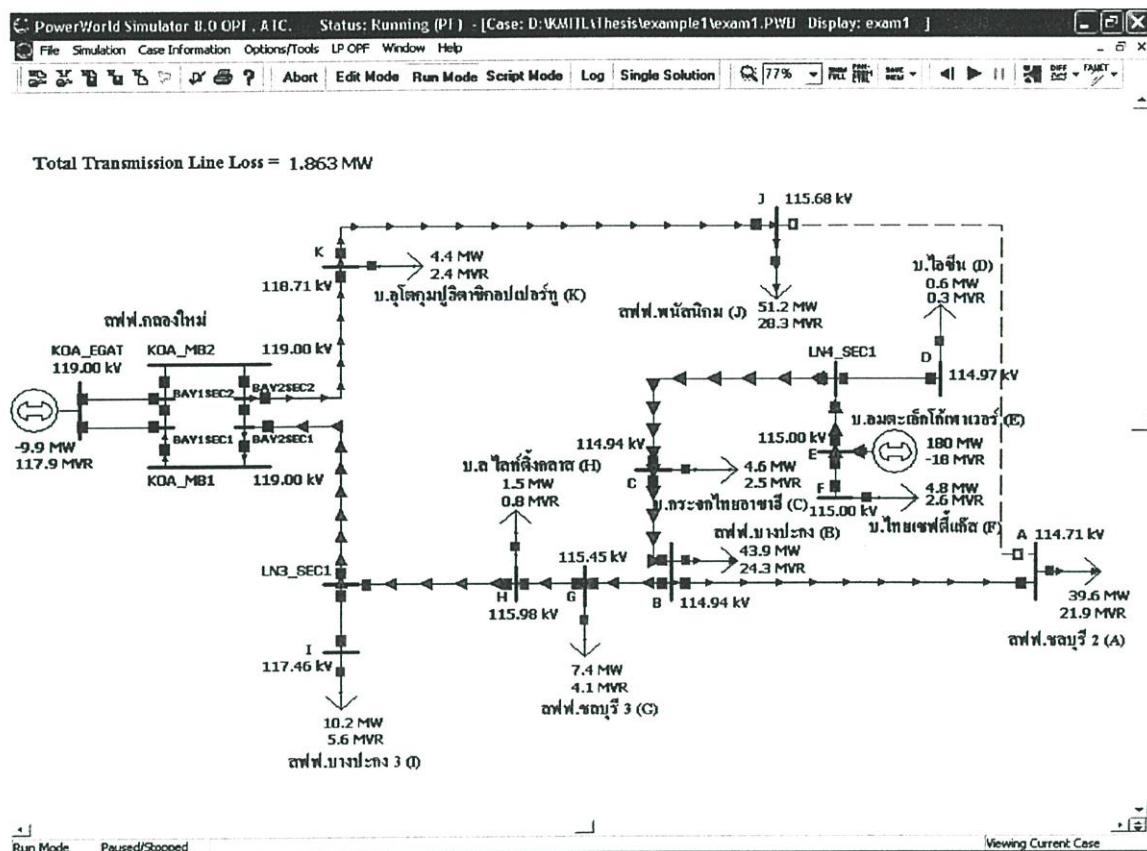
ตาราง Compounding and Discounting

ตารางที่ ก.1 แสดงตาราง Compounding and Discounting ที่ RATE 12%

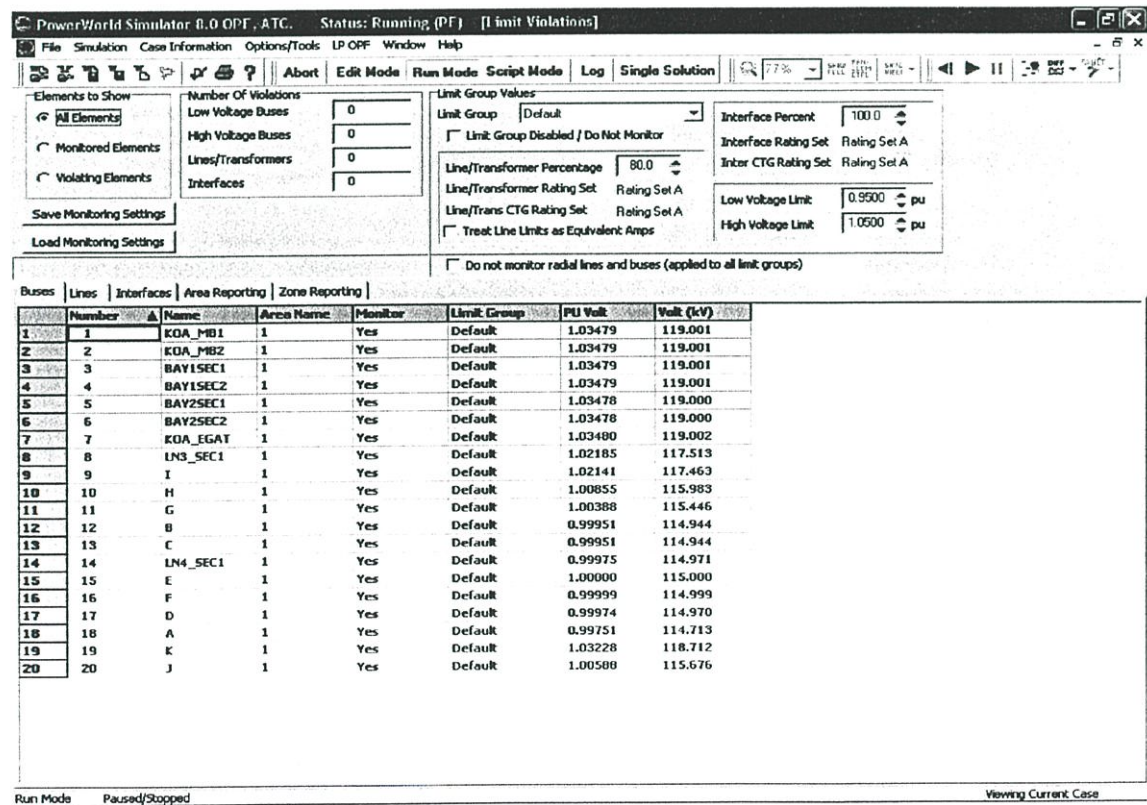
Year	Compounding Factor For 1	Compounding Factor For 1 Per Annum	Sinking Fund Factor	Discount Factor	Present Worth of an Annuity Factor	Capital Recovery Factor
1	1.120 000	1.000 000	1.000 000	.892 857	.892 857	1.120 000
2	1.254 400	2.120 000	.471 698	.797 194	1.690 051	.591 698
3	1.404 928	3.374 400	.296 349	.711 780	2.401 831	.416 349
4	1.573 519	4.779 328	.209 234	.635 518	3.037 349	.329 234
5	1.762 342	6.352 847	.157 410	.567 427	3.604 776	.277 410
6	1.973 823	8.115 189	.123 226	.506 631	4.111 407	.243 226
7	2.210 681	10.089 012	.099 118	.452 349	4.563 757	.219 118
8	2.475 963	12.299 693	.081 303	.403 883	4.967 640	.201 303
9	2.773 079	14.775 656	.067 679	.360 610	5.328 250	.187 679
10	3.105 848	17.548 735	.056 984	.321 973	5.650 223	.176 984
11	3.478 550	20.654 583	.048 415	.287 476	5.937 699	.168 415
12	3.895 976	24.133 133	.041 437	.256 675	6.194 374	.161 437
13	4.363 793	28.029 109	.035 677	.229 174	6.423 548	.155 677
14	4.887 112	32.392 602	.030 871	.204 620	6.628 168	.150 871
15	5.473 566	37.297 715	.026 824	.182 696	6.810 864	.146 824
16	6.130 394	42.753 280	.023 390	.163 122	6.973 986	.143 390
17	6.866 041	48.883 674	.020 457	.145 644	7.119 630	.140 457
18	7.689 966	55.749 715	.017 937	.130 040	7.249 670	.137 937
19	8.612 762	63.439 681	.015 763	.116 107	7.365 777	.135 763
20	9.646 293	72.052 442	.013 879	.103 667	7.469 444	.133 879
21	10.803 848	81.698 736	.012 240	.092 560	7.562 003	.132 240
22	12.100 310	92.502 584	.010 811	.082 643	7.644 646	.130 811
23	13.552 347	104.602 894	.009 560	.073 788	7.718 434	.129 560
24	15.178 629	118.155 241	.008 463	.065 882	7.784 316	.128 463
25	17.000 064	133.333 870	.007 500	.058 823	7.843 139	.127 500

ภาคผนวก ข.

การวิเคราะห์โดยใช้โปรแกรม Power World Simulation
เวอร์ชัน 8.0



รูปที่ ข.1 แสดงการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าสถานีไฟฟ้าคลองใหม่ สภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน



รูปที่ ข.2 แสดงแรงดันไฟฟ้าในระบบส่งกำลังไฟฟ้าสถานีไฟฟ้าคลองใหม่ สภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน

PowerWorld Simulator 8.0 OPF, A.T.C. Status: Running (PF) [Line and Transformer Records]

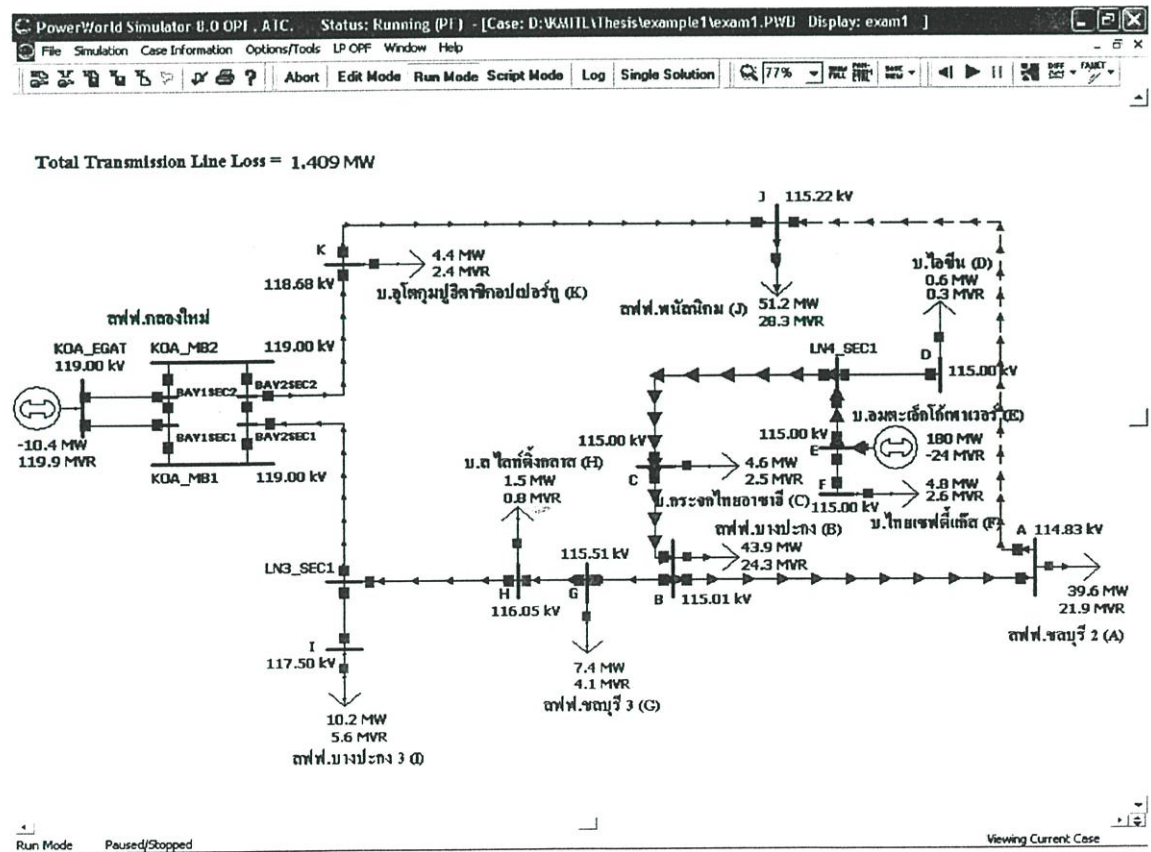
File Simulation Case Information Options/Tools LP OFF Window Help

Abort Edit Mode Run Mode Script Mode Log Single Solution

	From Number	From Name	To Number	To Name	Circuit	Status	Xfrmr	From MW	From Mvar	From MVA	Lim MVA	Max Percent	MW Loss	Mvar Loss
1	1	KOA_MB1	5	BAY2SEC1	1	Closed	No	-15.7	63.9	65.8	320.0	20.6	0.00	0.00
2	3	BAY1SEC1	1	KOA_MB1	1	Closed	No	-15.7	63.9	65.8	320.0	20.6	0.00	0.00
3	3	BAY1SEC1	4	BAY1SEC2	1	Closed	No	7.2	-3.3	7.9	320.0	2.5	0.00	0.00
4	4	BAY1SEC2	2	KOA_MB2	1	Closed	No	5.8	54.0	54.3	320.0	17.0	0.00	0.00
5	5	BAY2SEC1	8	LN3_SEC1	1	Closed	No	-66.0	86.8	109.0	320.0	34.1	0.31	1.43
6	5	BAY2SEC1	6	BAY2SEC2	1	Closed	No	50.3	-23.0	55.3	320.0	17.3	0.00	0.00
7	6	BAY2SEC2	19	K	1	Closed	No	56.1	31.0	64.1	320.0	20.0	0.04	0.06
8	6	BAY2SEC2	2	KOA_MB2	1	Closed	No	-5.8	-54.0	54.3	320.0	17.0	0.00	0.00
9	7	KOA_EGAT	4	BAY1SEC2	1	Closed	No	-1.4	57.3	57.3	320.0	17.9	0.00	0.00
10	7	KOA_EGAT	3	BAY1SEC1	1	Closed	No	-8.5	60.6	61.2	320.0	19.1	0.00	0.00
11	8	LN3_SEC1	10	H	1	Closed	No	-76.5	79.9	110.6	320.0	34.6	0.38	1.79
12	8	LN3_SEC1	9	I	1	Closed	No	10.2	5.5	11.6	320.0	3.6	0.00	-0.17
13	10	H	11	G	1	Closed	No	-78.4	77.3	110.1	320.0	34.4	0.14	0.66
14	11	G	12	B	1	Closed	No	-85.9	72.6	112.5	320.0	35.1	0.15	0.73
15	12	B	13	C	1	Closed	No	-169.6	25.7	171.5	320.0	53.6	0.02	0.12
16	12	B	10	A	1	Closed	No	39.6	21.8	45.2	320.0	14.1	0.02	-0.05
17	13	C	14	LN4_SEC1	1	Closed	No	-174.2	23.1	175.7	320.0	54.9	0.22	1.25
18	14	LN4_SEC1	17	D	1	Closed	No	0.6	0.2	0.6	320.0	0.2	0.00	-0.09
19	14	LN4_SEC1	15	E	1	Closed	No	-175.0	21.6	176.3	320.0	55.1	0.18	1.03
20	15	E	16	F	1	Closed	No	4.8	2.6	5.5	320.0	1.7	0.00	-0.01
21	19	K	20	J	1	Closed	No	51.6	28.6	59.0	320.0	18.4	0.39	0.29
22	20	J	18	A	1	Open	No	0.0	0.0	0.0	320.0	0.0	0.00	0.00

Run Mode Paused/Stopped Viewing Current Case

รูปที่ ข.3 แสดงค่ากำลังไฟฟ้าในระบบส่งกำลังไฟฟ้าสถานีไฟฟ้าคลองใหม่ สภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน



รูปที่ ข.4 แสดงการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าสถานีไฟฟ้าคลองใหม่ สภาพการจ่ายไฟลูปิด

PowerWorld Simulator 8.0 OPF. ATC. Status: Running (PF) [Limit Violations]

File Simulation Case Information Options/Tools LP OFF Window Help

Abort Edit Mode Run Mode Script Mode Log Single Solution

Elements to Show: All Elements, Monitored Elements, Violating Elements

Number Of Violations: Low Voltage Buses: 0, High Voltage Buses: 0, Lines/Transformers: 0, Interfaces: 0

Limit Group Values: Limit Group: Default, Interface Percent: 100.0, Interface Rating Set: Rating Set A, Inter CTG Rating Set: Rating Set A, Line/Transformer Percentage: 80.0, Line/Transformer Rating Set: Rating Set A, Line/Trans CTG Rating Set: Rating Set A, Low Voltage Limit: 0.9500 pu, High Voltage Limit: 1.0500 pu

Save Monitoring Settings, Load Monitoring Settings

Do not monitor radial lines and buses (applied to all limit groups)

Number	Name	Area Name	Monitor	Limit Group	PUI Walk	Volt (kV)
1	KOA_MB1	1	Yes	Default	1.03479	119.001
2	KOA_MB2	1	Yes	Default	1.03479	119.001
3	BAY1SEC1	1	Yes	Default	1.03479	119.001
4	BAY1SEC2	1	Yes	Default	1.03479	119.001
5	BAY2SEC1	1	Yes	Default	1.03478	119.000
6	BAY2SEC2	1	Yes	Default	1.03478	119.000
7	KOA_EGAT	1	Yes	Default	1.03480	119.002
8	LN3_SEC1	1	Yes	Default	1.02219	117.552
9	I	1	Yes	Default	1.02176	117.502
10	H	1	Yes	Default	1.00909	116.045
11	G	1	Yes	Default	1.00444	115.511
12	B	1	Yes	Default	1.00006	115.007
13	C	1	Yes	Default	1.00003	115.004
14	LN4_SEC1	1	Yes	Default	0.99999	114.998
15	E	1	Yes	Default	1.00000	115.000
16	F	1	Yes	Default	0.99999	114.999
17	D	1	Yes	Default	0.99998	114.997
18	A	1	Yes	Default	0.99849	114.827
19	K	1	Yes	Default	1.03200	118.680
20	J	1	Yes	Default	1.00187	115.215

Run Mode Paused/Stopped Viewing Current Case

รูปที่ ข.5 แสดงแรงดันไฟฟ้าในระบบส่งกำลังไฟฟ้าสถานีไฟฟ้าคลองใหม่ สภาพการจ่ายไฟลูปปิด

PowerWorld Simulator 8.0 OPF. ATC. Status: Running (PF) [Line and Transformer Records]

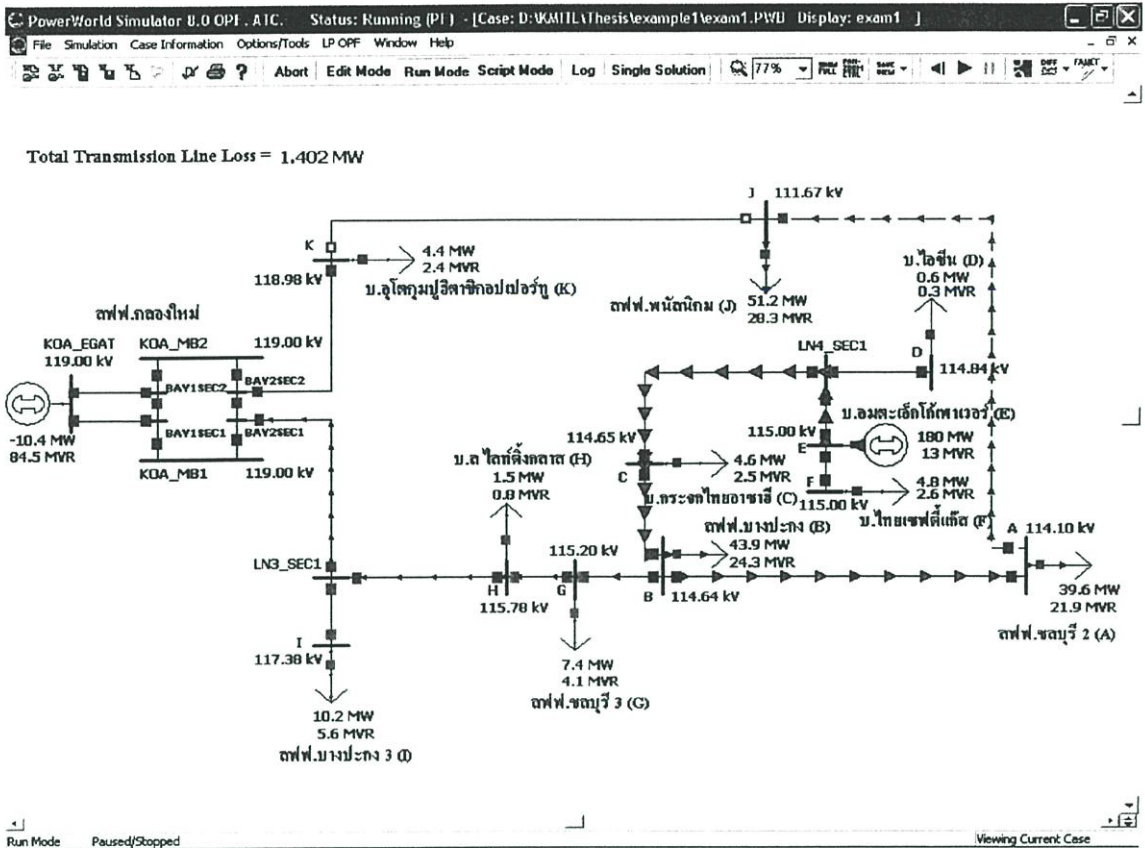
File Simulation Case Information Options/Tools LP OFF Window Help

Abort Edit Mode Run Mode Script Mode Log Single Solution

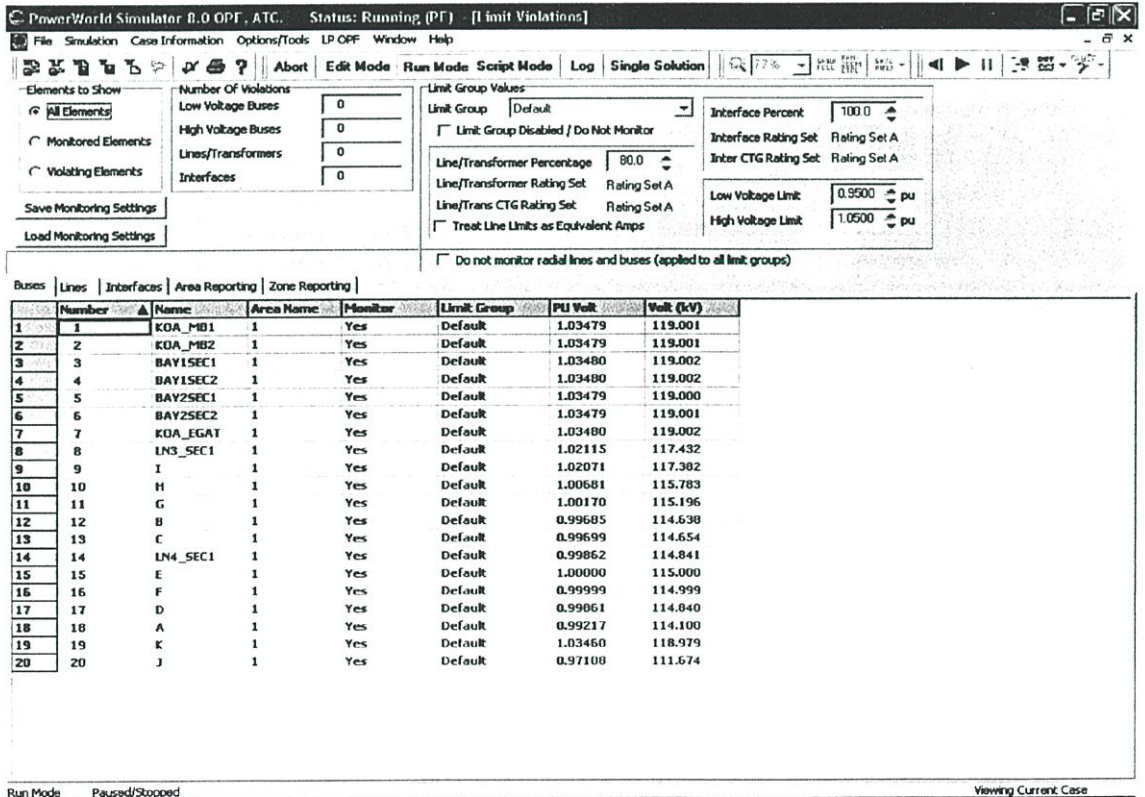
From Number	From Name	To Number	To Name	Circuit	Status	Xfirm	From MW	From Pmvar	From MVA	Lim MVA	Max Percent	MW Loss	Pmvar Loss
1	KOA_MB1	5	BAY2SEC1	1	Closed	No	-9.0	63.2	63.8	320.0	19.9	0.00	0.00
2	BAY1SEC1	1	KOA_MB1	1	Closed	No	-9.0	63.2	63.8	320.0	19.9	0.00	0.00
3	BAY1SEC1	4	BAY1SEC2	1	Closed	No	2.6	-2.1	3.3	320.0	1.0	0.00	0.00
4	BAY1SEC2	2	KOA_MB2	1	Closed	No	-1.3	56.7	56.7	320.0	17.7	0.00	0.00
5	BAY2SEC1	8	LN3_SEC1	1	Closed	No	-27.0	78.2	82.7	320.0	25.8	0.18	0.60
6	BAY2SEC1	6	BAY2SEC2	1	Closed	No	18.0	-15.0	23.4	320.0	7.3	0.00	0.00
7	BAY2SEC2	19	K	1	Closed	No	16.6	41.7	44.9	320.0	14.1	0.02	-0.07
8	BAY2SEC2	2	KOA_MB2	1	Closed	No	1.3	-56.7	56.7	320.0	17.7	0.00	0.00
9	KOA_EGAT	4	BAY1SEC2	1	Closed	No	-3.9	58.9	59.0	320.0	18.4	0.00	0.00
10	KOA_EGAT	3	BAY1SEC1	1	Closed	No	-6.5	61.0	61.4	320.0	19.2	0.00	0.00
11	LN3_SEC1	10	H	1	Closed	No	-37.4	72.1	81.2	320.0	25.4	0.21	0.70
12	LN3_SEC1	9	I	1	Closed	No	10.2	5.5	11.6	320.0	3.6	0.00	-0.17
13	H	11	G	1	Closed	No	-39.1	70.6	80.7	320.0	25.2	0.07	0.26
14	G	12	B	1	Closed	No	-46.5	66.2	81.0	320.0	25.3	0.08	0.28
15	B	13	C	1	Closed	No	-169.6	32.1	172.6	320.0	53.9	0.02	0.12
16	B	18	A	1	Closed	No	79.1	9.5	79.5	320.0	24.9	0.07	0.25
17	C	14	LN4_SEC1	1	Closed	No	-174.2	29.5	176.7	320.0	55.2	0.22	1.26
18	LN4_SEC1	17	D	1	Closed	No	0.6	0.2	0.6	320.0	0.2	0.00	-0.09
19	LN4_SEC1	15	E	1	Closed	No	-175.0	28.0	177.3	320.0	55.4	0.18	1.04
20	E	16	F	1	Closed	No	4.8	2.6	5.5	320.0	1.7	0.00	-0.01
21	K	20	J	1	Closed	No	12.2	39.4	41.2	320.0	13.1	0.20	-0.91
22	J	18	A	1	Closed	No	-39.2	12.0	41.0	320.0	12.9	0.15	-0.63

Run Mode Paused/Stopped Viewing Current Case

รูปที่ ข.6 แสดงค่ากำลังไฟฟ้าในระบบส่งกำลังไฟฟ้าสถานีไฟฟ้าคลองใหม่ สภาพการจ่ายไฟลูปปิด



รูปที่ ข.7 แสดงการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าสถานีไฟฟ้าคลองใหม่ เมื่อเกิดฟลทในสายส่ง_{L12}



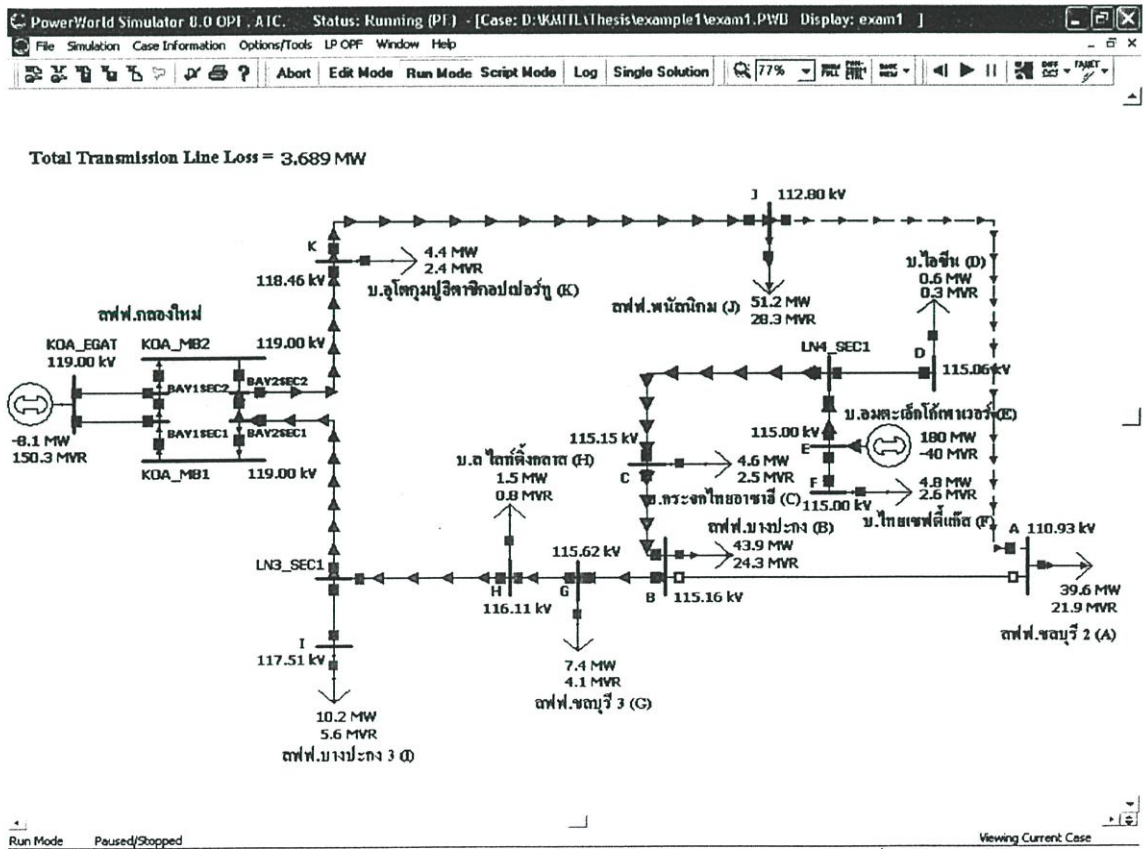
รูปที่ ข.8 แสดงแรงดันไฟฟ้าในระบบส่งกำลังไฟฟ้าสถานีไฟฟ้าคลองใหม่ เมื่อเกิดฟลทในสายส่ง_{L12}

PowerWorld Simulator 8.0 OPF . ATC. Status: Running (PF) [Line and Transformer Records]

From Number	From Name	To Number	To Name	Circuit	Status	Xform	From MW	From Mvar	From MVA	Lim MVA	Max Percent	MW Loss	Mvar Loss
1	1	KOA_MB1	5	BAY2SEC1	1	Closed	No	-6.9	49.3	49.8	320.0	15.6	0.00
2	3	BAY1SEC1	1	KOA_MB1	1	Closed	No	-6.9	49.3	49.8	320.0	15.6	0.00
3	3	BAY1SEC1	4	BAY1SEC2	1	Closed	No	1.1	-4.7	4.8	320.0	1.5	0.00
4	4	BAY1SEC2	2	KOA_MB2	1	Closed	No	-3.5	35.2	35.4	320.0	11.1	0.00
5	5	BAY2SEC1	8	LNS_SEC1	1	Closed	No	-14.8	82.3	83.5	320.0	26.1	0.19
6	5	BAY2SEC1	6	BAY2SEC2	1	Closed	No	7.9	-33.0	33.9	320.0	10.6	0.00
7	6	BAY2SEC2	19	K	1	Closed	No	4.4	2.2	5.0	320.0	1.6	0.00
8	6	BAY2SEC2	2	KOA_MB2	1	Closed	No	3.5	-35.2	35.4	320.0	11.1	0.00
9	7	KOA_EGAT	4	BAY1SEC2	1	Closed	No	-4.5	39.9	40.2	320.0	12.6	0.00
10	7	KOA_EGAT	3	BAY1SEC1	1	Closed	No	-4.6	44.6	45.0	320.0	14.1	0.00
11	8	LNS_SEC1	10	H	1	Closed	No	-25.2	76.2	80.3	320.0	25.1	0.20
12	8	LNS_SEC1	9	I	1	Closed	No	10.2	5.5	11.6	320.0	3.6	0.00
13	10	H	11	G	1	Closed	No	-26.9	74.0	79.4	320.0	24.0	0.07
14	11	G	12	B	1	Closed	No	-34.4	70.4	78.3	320.0	24.5	0.07
15	12	B	13	C	1	Closed	No	-169.6	-5.4	169.7	320.0	53.0	0.02
16	12	B	18	A	1	Closed	No	91.2	51.3	104.7	320.0	32.7	0.13
17	13	C	14	LN4_SEC1	1	Closed	No	-174.2	-8.0	174.4	320.0	54.6	0.22
18	14	LN4_SEC1	17	D	1	Closed	No	0.6	0.2	0.6	320.0	0.2	0.00
19	14	LN4_SEC1	15	E	1	Closed	No	-175.0	-9.5	175.3	320.0	54.8	0.18
20	15	E	16	F	1	Closed	No	4.8	2.6	5.5	320.0	1.7	0.00
21	19	K	20	J	1	Open	No	0.0	0.0	0.0	320.0	0.0	0.00
22	20	J	18	A	1	Closed	No	-51.2	-28.3	58.5	320.0	18.4	0.32

Run Mode Paused/Stopped Viewing Current Case

รูปที่ ข.9 แสดงค่ากำลังไฟฟ้าในระบบส่งกำลังไฟฟ้าสถานีไฟฟ้าคลองใหม่ เมื่อเกิดฟอลท์ในสายส่ง L₁₂



รูปที่ ข.10 แสดงการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าสถานีไฟฟ้าคลองใหม่เมื่อเกิดฟอลท์ในสายส่ง L₁

PowerWorld Simulator 8.0 OPF, ATC. Status: Running (PF) [Limit Violations]

File Simulation Case Information Options/Tools LP OPF Window Help

Abort Edit Mode Run Mode Script Mode Log Single Solution

Elements to Show: All Elements, Monitored Elements, Violating Elements

Number Of Violations: 0

Low Voltage Buses: 0

High Voltage Buses: 0

Lines/Transformers: 0

Interfaces: 0

Limit Group Values: Limit Group: Default, Interface Percent: 100.0, Interface Rating Set: Rating Set A, Inter CTG Rating Set: Rating Set A, Line/Transformer Percentage: 80.0, Line/Transformer Rating Set: Rating Set A, Line/Trans CTG Rating Set: Rating Set A, Low Voltage Limit: 0.9500 pu, High Voltage Limit: 1.0500 pu, Treat Line Limits as Equivalent Amps: [], Do not monitor radial lines and buses (applied to all limit groups): []

Save Monitoring Settings, Load Monitoring Settings

Buses | Lines | Interfaces | Area Reporting | Zone Reporting

Number	Name	Area Name	Monitor	Limit Group	PU Viol	Volt (kV)
1	KDA_MB1	1	Yes	Default	1.03479	119.000
2	KDA_MB2	1	Yes	Default	1.03479	119.000
3	BAY1SEC1	1	Yes	Default	1.03479	119.001
4	BAY1SEC2	1	Yes	Default	1.03479	119.001
5	BAY2SEC1	1	Yes	Default	1.03478	118.999
6	BAY2SEC2	1	Yes	Default	1.03478	119.000
7	KDA_EGAT	1	Yes	Default	1.03480	119.002
8	LN3_SEC1	1	Yes	Default	1.02223	117.557
9	I	1	Yes	Default	1.02180	117.507
10	H	1	Yes	Default	1.00968	116.113
11	G	1	Yes	Default	1.00537	115.617
12	B	1	Yes	Default	1.00141	115.162
13	C	1	Yes	Default	1.00131	115.151
14	LN4_SEC1	1	Yes	Default	1.00055	115.064
15	E	1	Yes	Default	0.99999	114.999
16	F	1	Yes	Default	0.99998	114.998
17	D	1	Yes	Default	1.00054	115.062
18	A	1	Yes	Default	0.96461	110.930
19	K	1	Yes	Default	1.03013	118.465
20	J	1	Yes	Default	0.98085	112.798

Run Mode Paused/Stopped Viewing Current Case

รูปที่ ข.11 แสดงแรงดันไฟฟ้าในระบบส่งกำลังไฟฟ้าสถานีไฟฟ้าคลองใหม่ เมื่อเกิดฟลทในสายส่ง L,

PowerWorld Simulator 8.0 OPF, ATC. Status: Running (PF) [Line and Transformer Records]

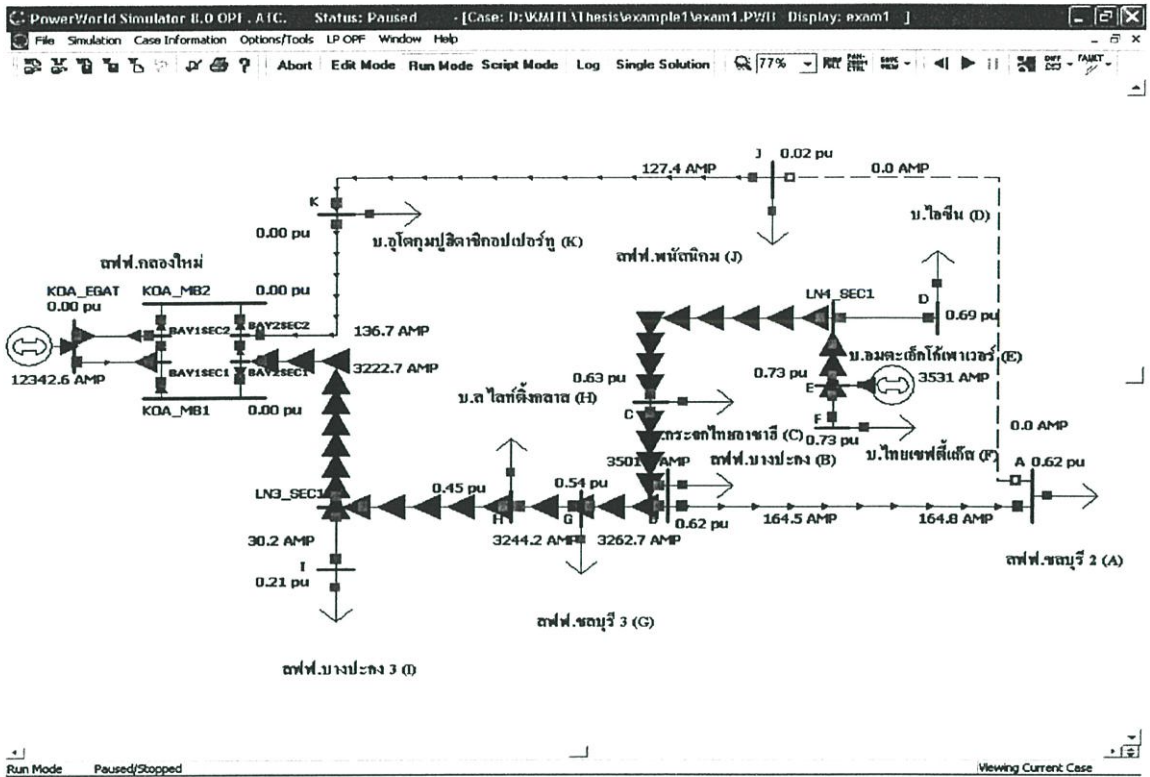
File Simulation Case Information Options/Tools LP OPF Window Help

Abort Edit Mode Run Mode Script Mode Log Single Solution

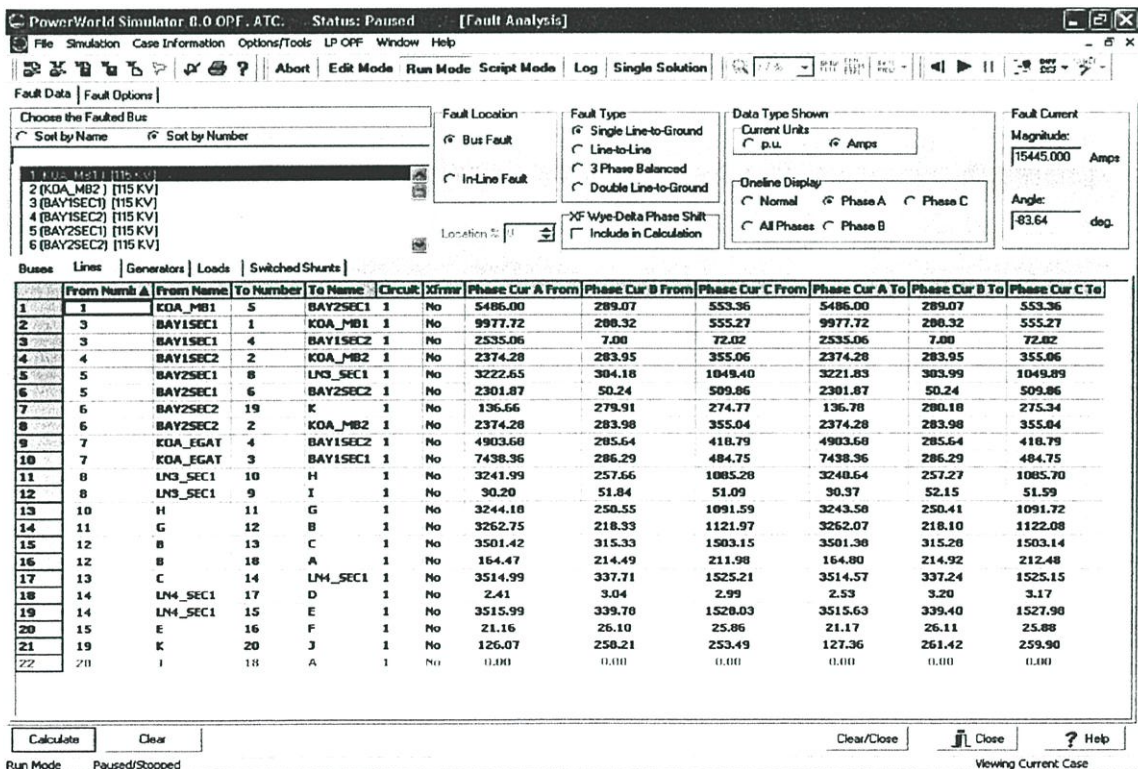
From Number	From Name	To Number	To Name	Circuit	Status	Xflow	From MW	From Mvar	From MVA	Lim MVA	Max Percent	MW Loss	Mvar Loss
1	KDA_MB1	5	BAY2SEC1	1	Closed	No	-21.8	78.0	81.0	320.0	25.3	0.00	0.00
2	BAY1SEC1	1	KDA_MB1	1	Closed	No	-21.8	78.0	81.0	320.0	25.3	0.00	0.00
3	BAY1SEC1	4	BAY1SEC2	1	Closed	No	11.9	-1.9	12.0	320.0	3.8	0.00	0.00
4	BAY1SEC2	2	KDA_MB2	1	Closed	No	13.8	72.3	73.6	320.0	23.0	0.00	0.00
5	BAY2SEC1	8	LN3_SEC1	1	Closed	No	-104.9	91.4	139.2	320.0	43.5	0.51	2.66
6	BAY2SEC1	6	BAY2SEC2	1	Closed	No	83.1	-13.4	84.2	320.0	26.3	0.00	0.00
7	BAY2SEC2	19	K	1	Closed	No	96.9	58.9	113.3	320.0	35.4	0.12	0.59
8	BAY2SEC2	2	KDA_MB2	1	Closed	No	-13.8	-72.3	73.6	320.0	23.0	0.00	0.00
9	KDA_EGAT	4	BAY1SEC2	1	Closed	No	1.9	74.2	74.2	320.0	23.2	0.00	0.00
10	KDA_EGAT	3	BAY1SEC1	1	Closed	No	-10.0	76.1	76.8	320.0	24.0	0.00	0.00
11	LN3_SEC1	10	H	1	Closed	No	-115.5	83.3	142.5	320.0	44.5	0.63	3.36
12	LN3_SEC1	9	I	1	Closed	No	10.2	5.5	11.5	320.0	3.6	0.00	-0.17
13	H	11	G	1	Closed	No	-117.8	79.2	141.9	320.0	44.3	0.23	1.23
14	G	12	B	1	Closed	No	-125.4	73.8	145.5	320.0	45.5	0.25	1.36
15	B	13	C	1	Closed	No	-169.5	48.1	176.2	320.0	55.1	0.02	0.13
16	B	18	A	1	Open	No	0.0	0.0	0.0	320.0	0.0	0.00	0.00
17	C	14	LN4_SEC1	1	Closed	No	-174.2	45.5	180.0	320.0	56.2	0.23	1.31
18	LN4_SEC1	17	D	1	Closed	No	0.6	0.2	0.6	320.0	0.2	0.00	-0.09
19	LN4_SEC1	15	E	1	Closed	No	-175.0	44.0	180.4	320.0	56.4	0.19	1.08
20	E	16	F	1	Closed	No	4.8	2.6	5.5	320.0	1.7	0.00	-0.01
21	K	20	J	1	Closed	No	92.3	55.9	107.9	320.0	33.7	1.30	6.03
22	J	18	A	1	Closed	No	39.8	21.6	45.3	320.0	14.1	0.20	-0.28

Run Mode Paused/Stopped Viewing Current Case

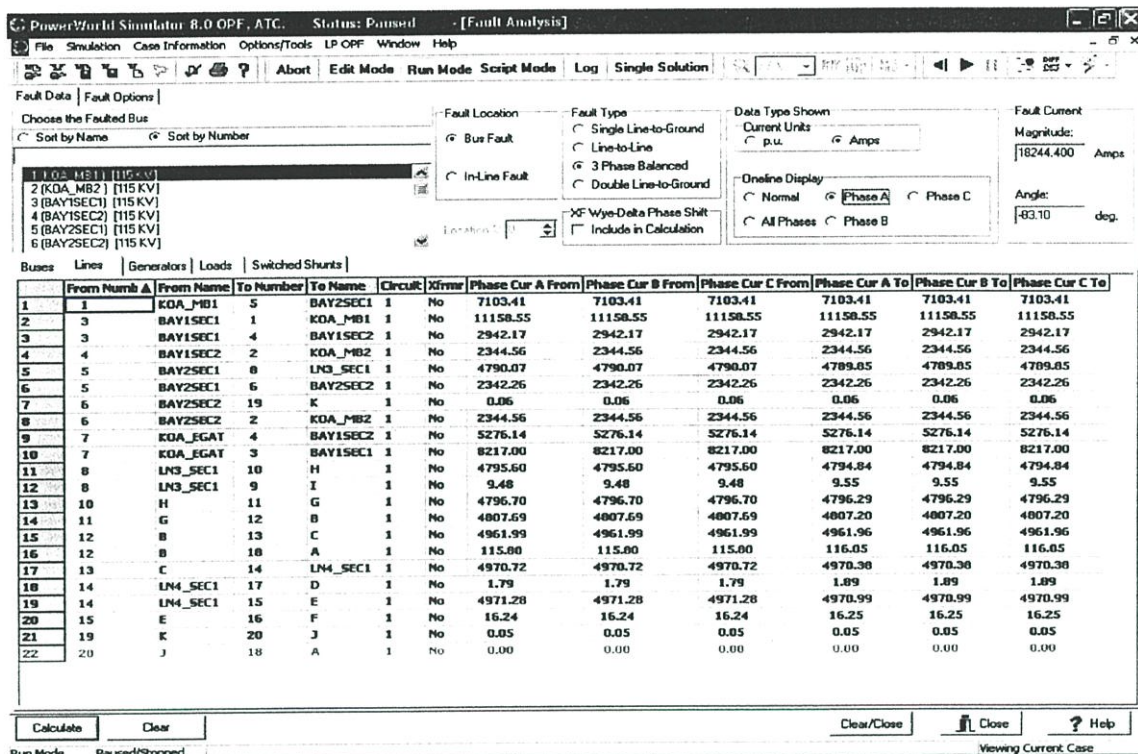
รูปที่ ข.12 แสดงค่ากำลังไฟฟ้าในระบบส่งกำลังไฟฟ้าสถานีไฟฟ้าคลองใหม่เมื่อเกิดฟลทในสายส่ง L,



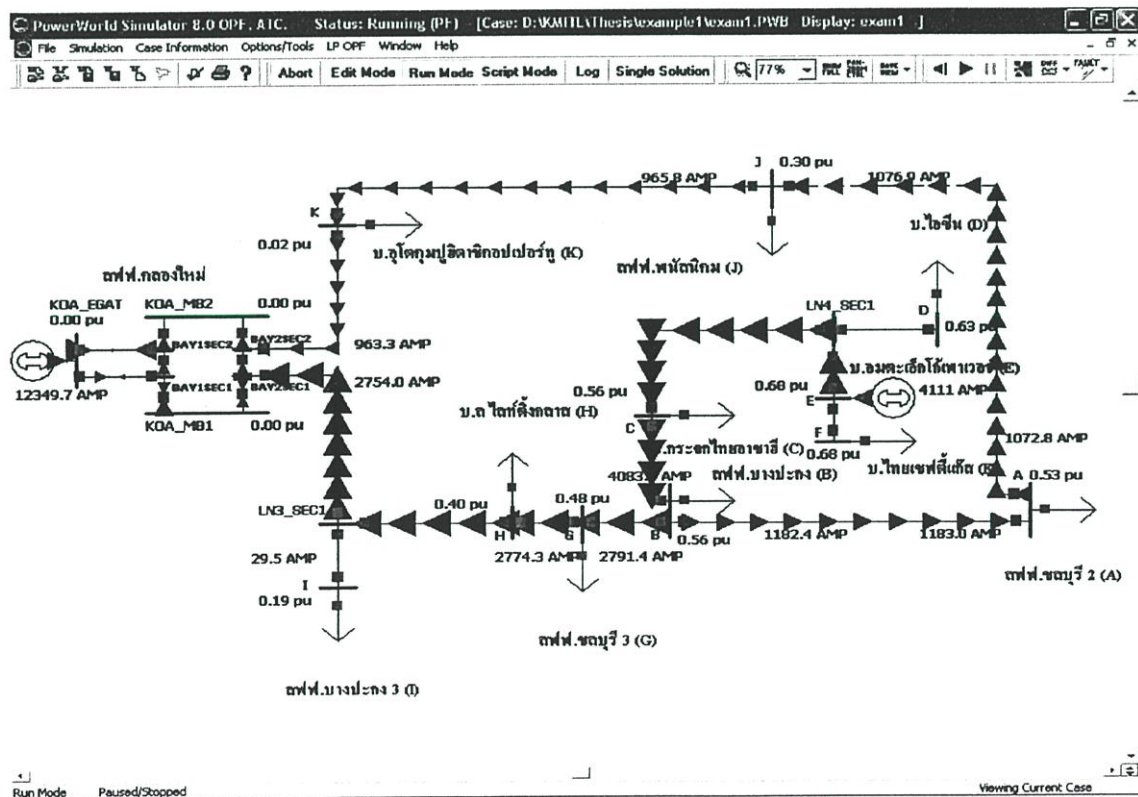
รูปที่ ข.13 แสดงการวิเคราะห์การลัดวงจรในระบบส่งกำลังไฟฟ้าสถานีไฟฟ้าคลองใหม่ สภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน เมื่อเกิดฟอลท์ที่สถานีไฟฟ้าคลองใหม่



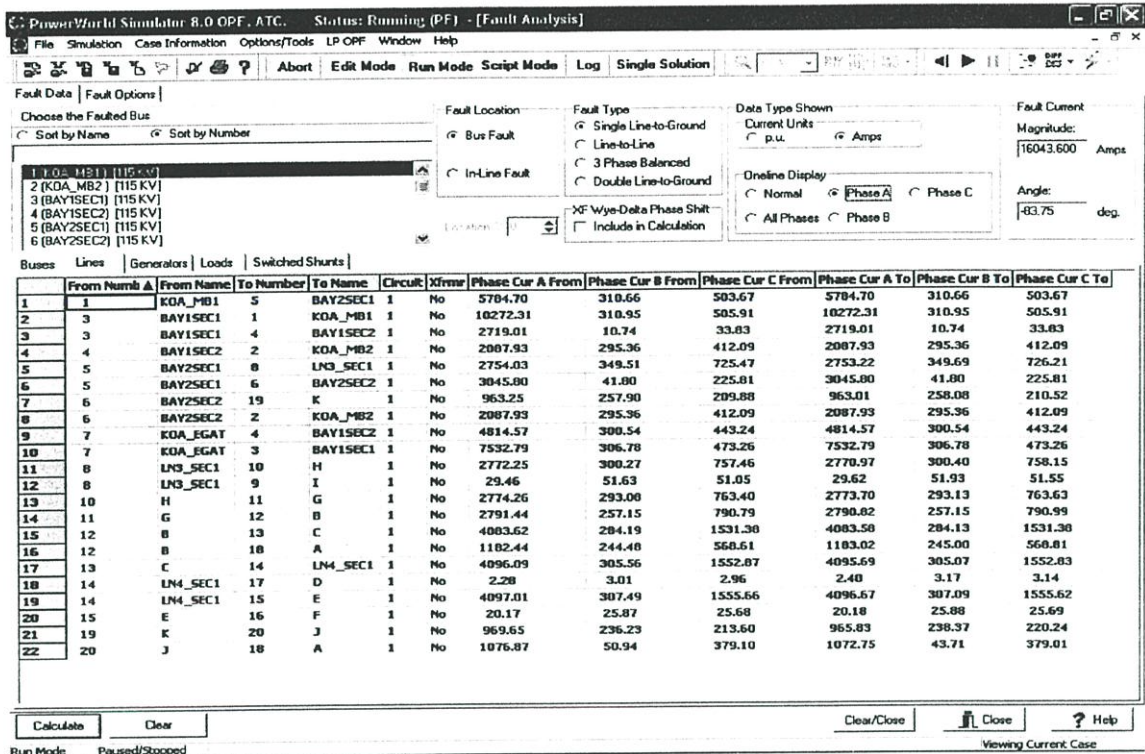
รูปที่ ข.14 แสดงค่ากระแสลัดวงจรในระบบส่งกำลังไฟฟ้าสถานีไฟฟ้าคลองใหม่ สภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน เมื่อเกิดฟอลท์แบบไลน์เดี่ยววงกราวด์ที่สถานีไฟฟ้าคลองใหม่



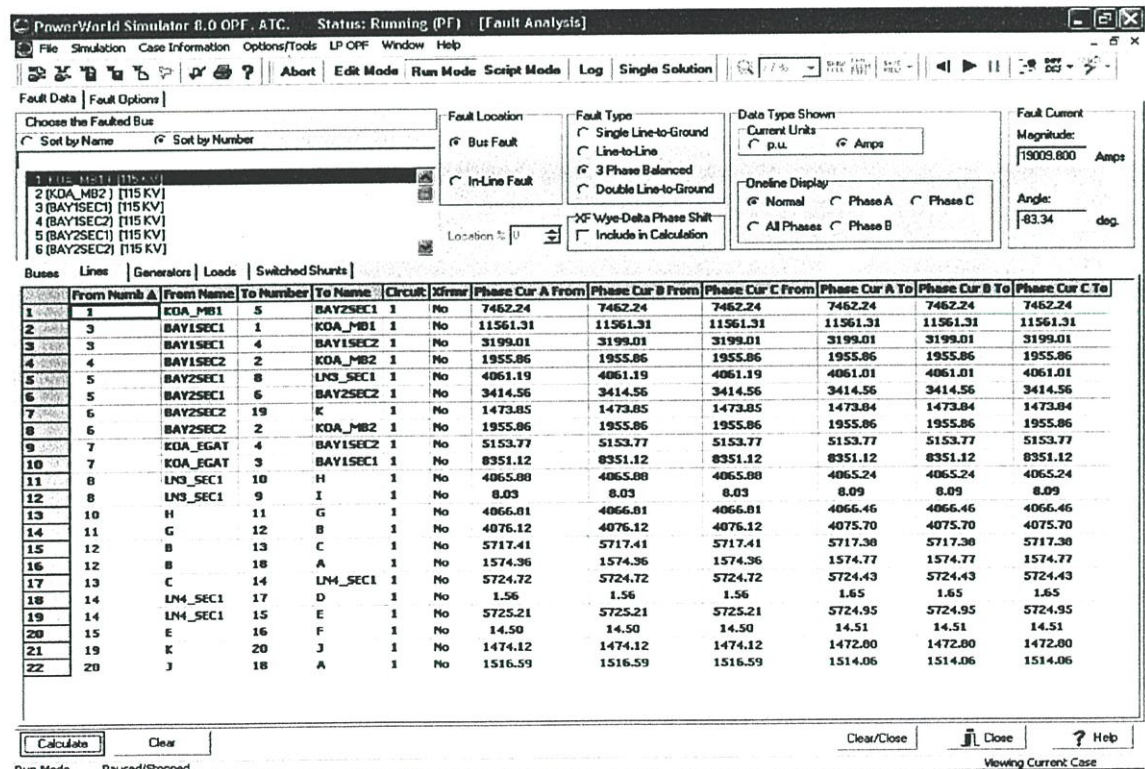
รูปที่ ข.15 แสดงค่ากระแสลัดวงจรในระบบส่งกำลังไฟฟ้าสถานีไฟฟ้าคลองใหม่ สภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน เมื่อเกิดฟอลต์แบบ 3 เฟสที่สถานีไฟฟ้าคลองใหม่



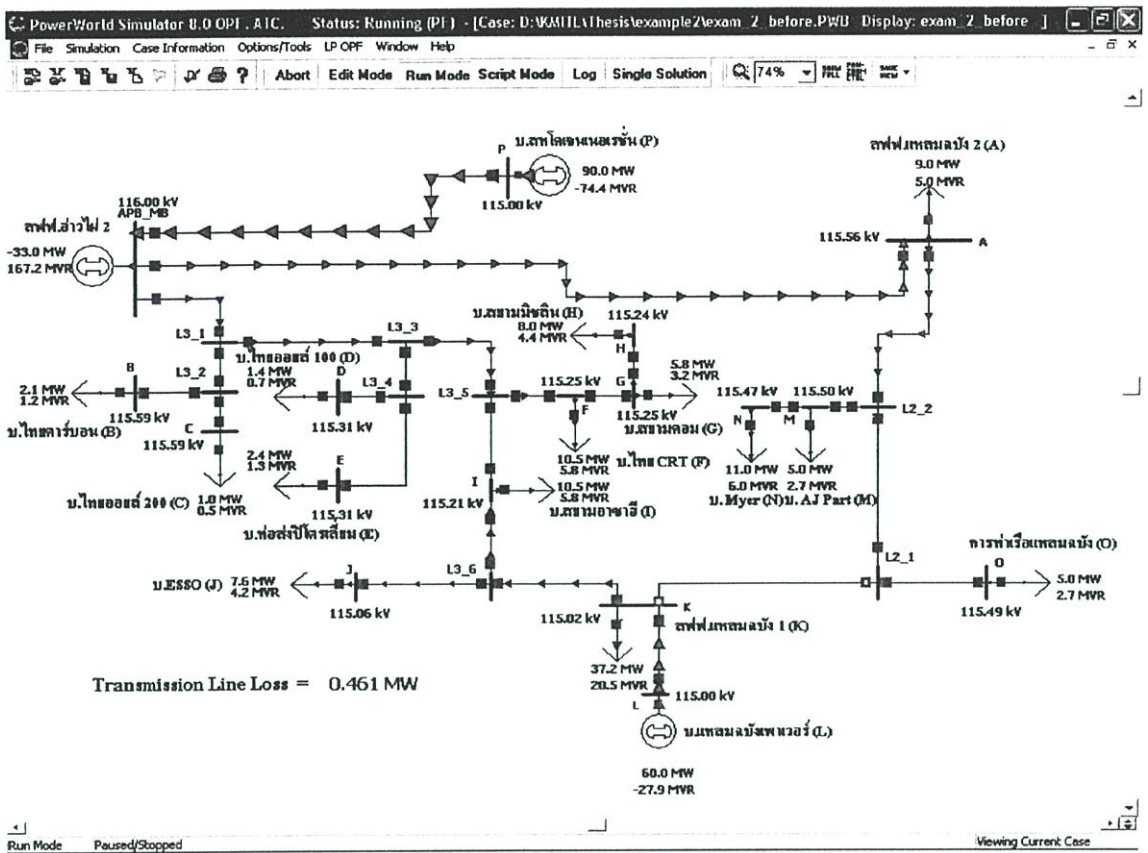
รูปที่ ข.16 แสดงการวิเคราะห์การลัดวงจรในระบบส่งกำลังไฟฟ้าสถานีไฟฟ้าคลองใหม่ สภาพการจ่ายไฟลูปปิด เมื่อเกิดฟอลต์ที่สถานีไฟฟ้าคลองใหม่



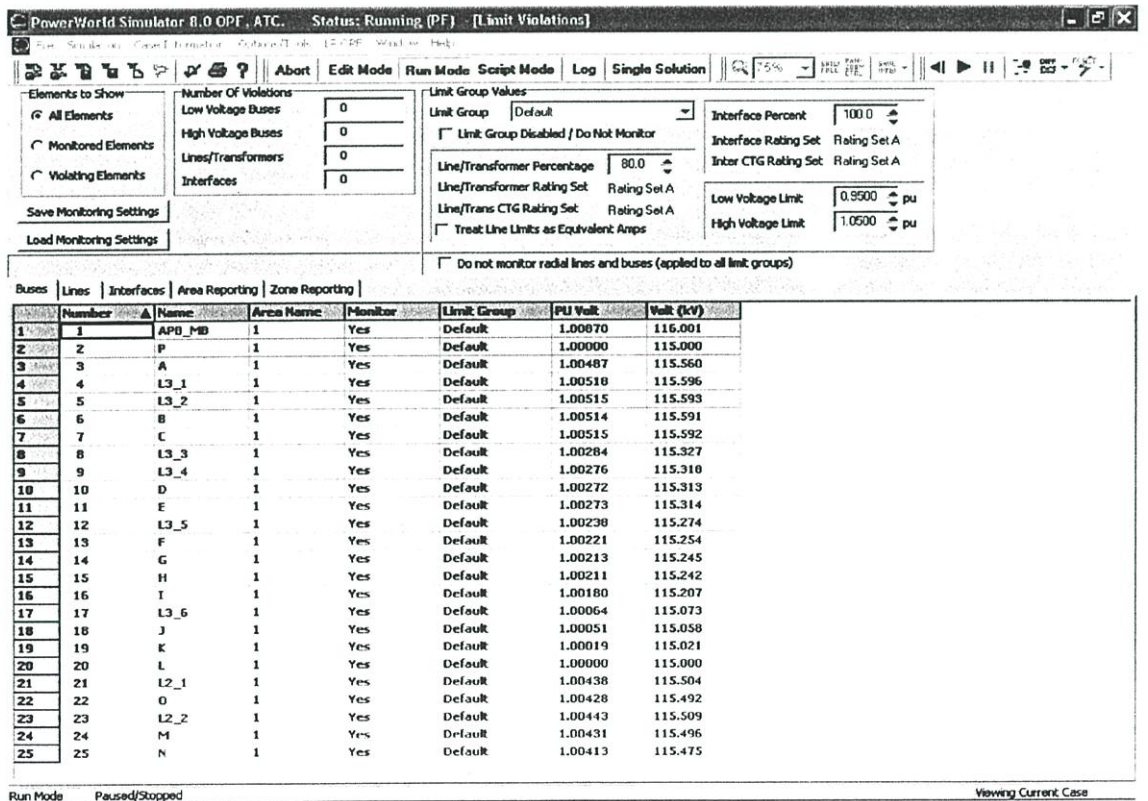
รูปที่ ข.17 แสดงค่ากระแสลัดวงจรในระบบส่งกำลังไฟฟ้าสถานีไฟฟ้าคลองใหม่ สภาพการจ่ายไฟลูปปิด เมื่อเกิดฟอลต์แบบไลน์เดี่ยวลงกราวด์ที่สถานีไฟฟ้าคลองใหม่



รูปที่ ข.18 แสดงค่ากระแสลัดวงจรในระบบส่งกำลังไฟฟ้าสถานีไฟฟ้าคลองใหม่ สภาพการจ่ายไฟลูปปิด เมื่อเกิดฟอลต์แบบ 3 เฟสที่สถานีไฟฟ้าคลองใหม่



รูปที่ ข.19 แสดงการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าสถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2 สภาพการจ่ายไฟฟ้าปัจจุบัน



รูปที่ ข.20 แสดงแรงดันไฟฟ้าในระบบส่งกำลังไฟฟ้าสถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2 สภาพการจ่ายไฟฟ้าปัจจุบัน

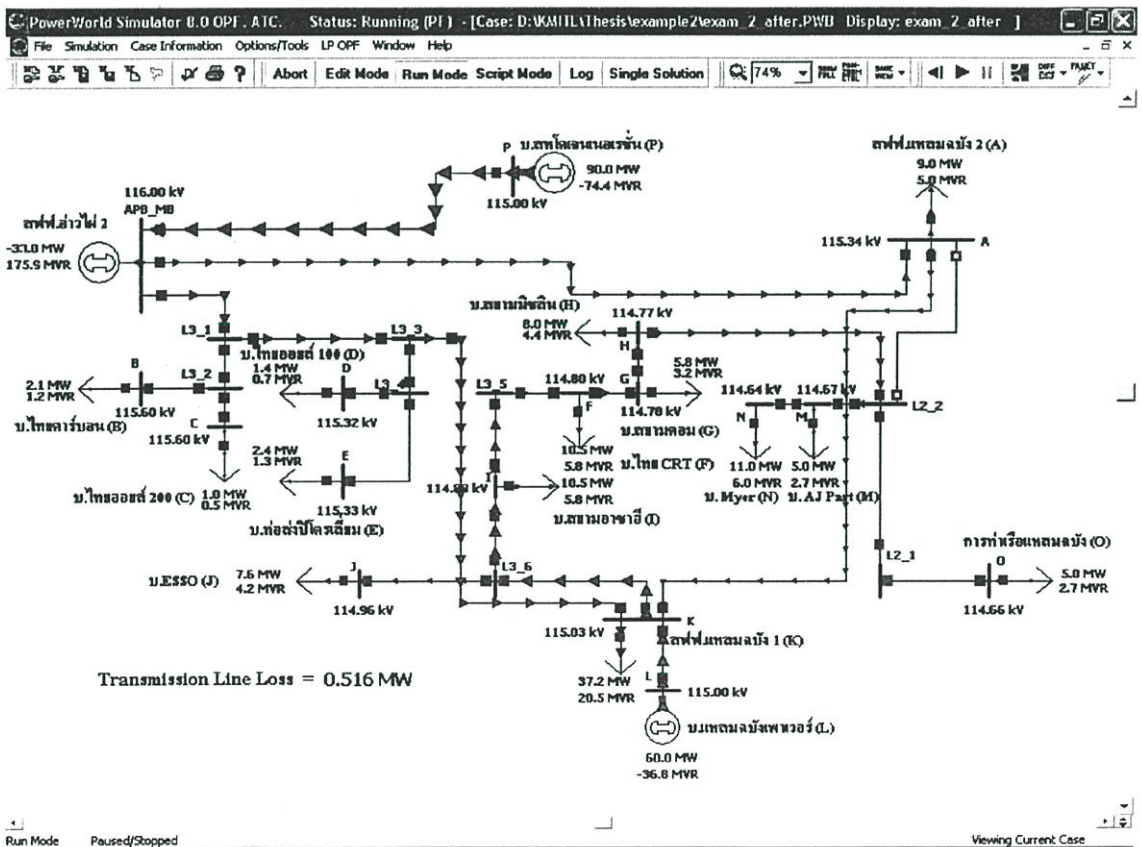
PowerWorld Simulator 8.0 OPF . ATC. Status: Running (PF) [Line and Transformer Records]

File Simulation Case Information Options/Tools LP OPF Window Help

	From Numbr	From Name	To Number	To Name	Circuit	Status	X/rmw	From MW	From Mvar	From MVA	Lims MVA	Max Percent	MW Loss	Mvar Loss
1	1	APB_MB	2	P	1	Closed	No	-09.7	76.0	117.5	320.0	36.7	0.31	1.54
2	1	APB_MB	3	A	1	Closed	No	30.0	15.8	33.9	320.0	10.6	0.03	-0.32
3	1	APB_MB	4	L3_1	1	Closed	No	26.6	75.4	80.0	320.0	25.0	0.04	0.15
4	4	L3_1	8	L3_3	1	Closed	No	23.5	73.6	77.3	320.0	24.2	0.03	0.09
5	4	L3_1	5	L3_2	1	Closed	No	3.1	1.7	3.5	160.0	2.2	0.00	-0.02
6	5	L3_2	6	B	1	Closed	No	2.1	1.2	2.4	160.0	1.5	0.00	-0.01
7	5	L3_2	7	C	1	Closed	No	1.0	0.5	1.1	160.0	0.7	0.00	-0.01
8	8	L3_3	12	L3_5	1	Closed	No	19.6	71.7	74.4	320.0	23.2	0.01	0.01
9	8	L3_3	9	L3_4	1	Closed	No	3.8	1.8	4.2	160.0	2.6	0.00	-0.06
10	9	L3_4	11	E	1	Closed	No	2.4	1.3	2.7	160.0	1.7	0.00	-0.03
11	9	L3_4	10	D	1	Closed	No	1.4	0.6	1.5	160.0	1.0	0.00	-0.09
12	12	L3_5	16	I	1	Closed	No	-4.7	58.4	58.5	320.0	18.3	0.01	0.01
13	12	L3_5	13	F	1	Closed	No	24.3	13.3	27.7	320.0	8.7	0.00	-0.02
14	13	F	14	G	1	Closed	No	13.8	7.6	15.7	320.0	4.9	0.00	-0.02
15	14	G	15	H	1	Closed	No	8.0	4.4	9.1	320.0	2.9	0.00	-0.01
16	16	I	17	L3_6	1	Closed	No	-15.2	52.6	54.7	320.0	17.1	0.01	0.00
17	17	L3_6	19	K	1	Closed	No	-22.8	48.4	53.5	320.0	16.7	0.00	0.00
18	17	L3_6	18	J	1	Closed	No	7.6	4.2	8.7	160.0	5.4	0.00	-0.04
19	19	K	21	L2_1	1	Open	No	0.0	0.0	0.0	320.0	0.0	0.00	0.00
20	19	K	20	L	1	Closed	No	-60.0	27.9	66.2	320.0	20.7	0.01	0.02
21	21	L2_1	23	L2_2	1	Closed	No	-5.0	-2.6	5.6	320.0	1.8	0.00	-0.04
22	21	L2_1	22	O	1	Closed	No	3.0	2.6	5.6	320.0	1.8	0.00	-0.09
23	23	L2_2	24	M	1	Closed	No	16.0	8.6	18.2	320.0	5.7	0.00	-0.03
24	23	L2_2	3	A	1	Closed	No	-21.0	-11.2	23.8	320.0	7.4	0.00	-0.07
25	24	M	25	N	1	Closed	No	11.0	5.9	12.5	320.0	3.9	0.00	-0.07

Run Mode Paused/Stopped Viewing Current Case

รูปที่ ข.21 แสดงค่ากำลังไฟฟ้าในระบบส่งกำลังไฟฟ้าสถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2 สภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน



รูปที่ ข.22 แสดงการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าสถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2 สภาพการจ่ายไฟลูปิด

PowerWorld Simulator 8.0 OPF . ATC. Status: Running (PF) - [Limit Violations]

File Simulation Case Information Options/Tools LP OPF Window Help

Abort Edit Mode Run Mode Script Mode Log Single Solution

Elements to Show: All Elements, Monitored Elements, Violating Elements

Number Of Violations: Low Voltage Buses: 0, High Voltage Buses: 0, Lines/Transformers: 0, Interfaces: 0

Limit Group Values: Limit Group: Default, Interface Percent: 100.0, Interface Rating Set: Rating Set A, Inter CTG Rating Set: Rating Set A, Line/Transformer Percentage: 80.0, Line/Transformer Rating Set: Rating Set A, Line/Trans CTG Rating Set: Rating Set A, Low Voltage Limit: 0.9500 pu, High Voltage Limit: 1.0500 pu, Treat Line Limits as Equivalent Amps: Do not monitor radial lines and buses (applied to all limit groups):

Save Monitoring Settings, Load Monitoring Settings

Buses | Lines | Interfaces | Area Reporting | Zone Reporting

Number	Name	Area Name	Monitor	Limit Group	PU Volt	Volt (kV)
1	APB_MB	1	Yes	Default	1.00870	116.001
2	P	1	Yes	Default	1.00000	115.000
3	A	1	Yes	Default	1.00298	115.343
4	L3_1	1	Yes	Default	1.00524	115.603
5	L3_2	1	Yes	Default	1.00521	115.600
6	B	1	Yes	Default	1.00521	115.599
7	C	1	Yes	Default	1.00521	115.599
8	L3_3	1	Yes	Default	1.00294	115.338
9	L3_4	1	Yes	Default	1.00287	115.330
10	D	1	Yes	Default	1.00282	115.325
11	E	1	Yes	Default	1.00284	115.326
12	L3_5	1	Yes	Default	0.99859	114.838
13	F	1	Yes	Default	0.99827	114.802
14	G	1	Yes	Default	0.99808	114.779
15	H	1	Yes	Default	0.99800	114.770
16	I	1	Yes	Default	0.99891	114.875
17	L3_6	1	Yes	Default	0.99983	114.980
18	J	1	Yes	Default	0.99970	114.965
19	K	1	Yes	Default	1.00028	115.032
20	L	1	Yes	Default	1.00000	115.000
21	L2_1	1	Yes	Default	0.99716	114.673
22	O	1	Yes	Default	0.99705	114.661
23	L2_2	1	Yes	Default	0.99720	114.678
24	M	1	Yes	Default	0.99709	114.665
25	N	1	Yes	Default	0.99690	114.644

Run Mode Paused/Stopped Viewing Current Case

รูปที่ ข.23 แสดงแรงดันไฟฟ้าในระบบส่งกำลังไฟฟ้าสถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2 สภาพการจ่ายไฟลูปปิด

PowerWorld Simulator 8.0 OPF . ATC. Status: Running (PF) - [Line and Transformer Records]

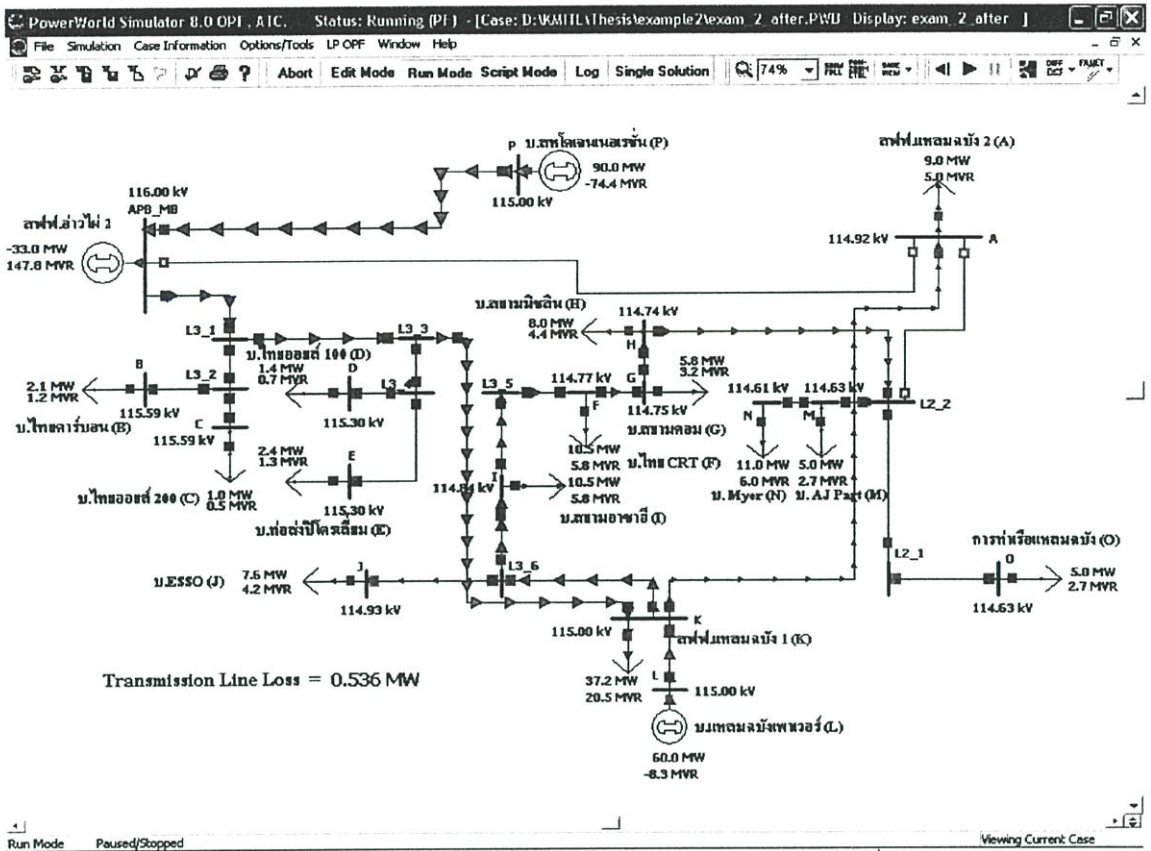
File Simulation Case Information Options/Tools LP OPF Window Help

Abort Edit Mode Run Mode Script Mode Log Single Solution

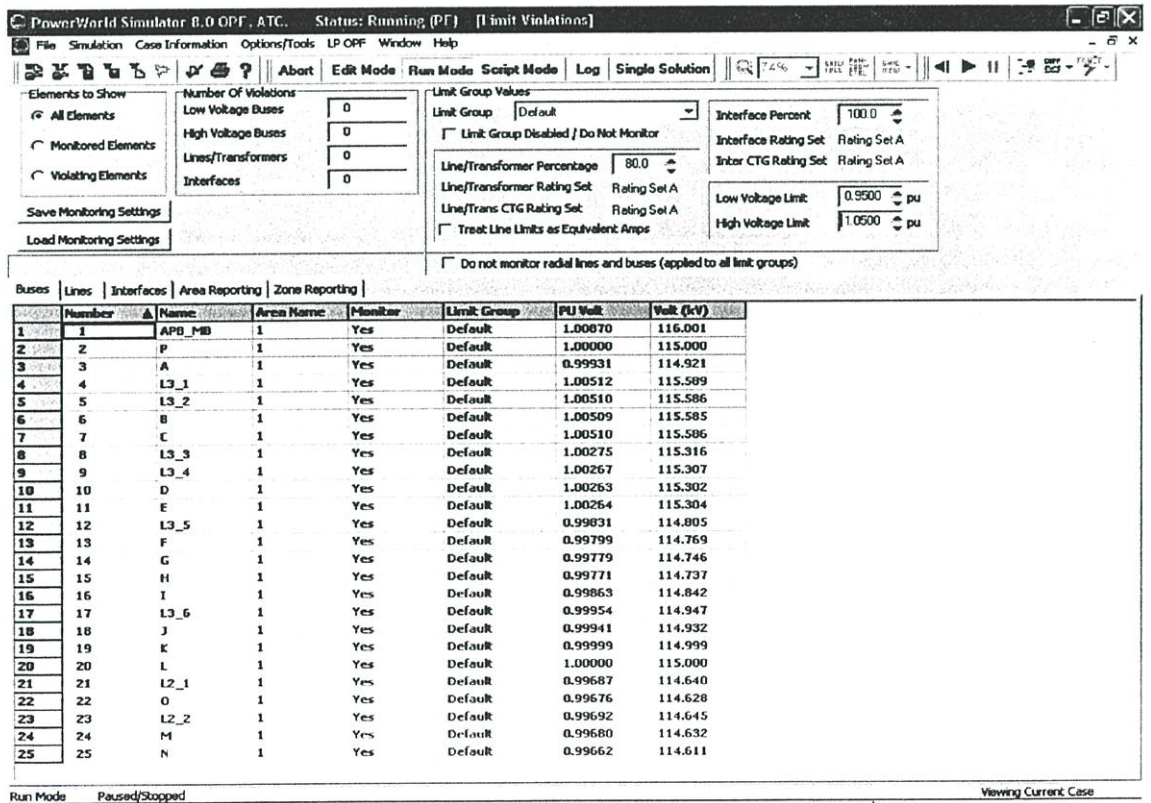
From Num	From Name	To Number	To Name	Circuit	Status	Xfrmr	From MW	From Mvar	From MVA	Lim MVA	Max Percent	MW Loss	Mvar Loss
1	APB_MB	4	L3_1	1	Closed	No	39.6	72.0	82.1	320.0	25.7	0.05	0.17
2	APB_MB	2	P	1	Closed	No	-89.7	76.0	117.5	320.0	36.7	0.31	1.54
3	APB_MB	3	A	1	Closed	No	17.1	28.0	32.8	320.0	10.3	0.03	-0.33
4	A	19	K	1	Closed	No	8.1	23.4	24.7	320.0	7.8	0.01	-0.24
5	A	23	L2_2	1	Open	No	0.0	0.0	0.0	320.0	0.0	0.00	0.00
6	L3_1	8	L3_3	1	Closed	No	36.5	70.1	79.0	320.0	24.7	0.03	0.10
7	L3_1	5	L3_2	1	Closed	No	3.1	1.7	3.5	160.0	2.2	0.00	-0.02
8	L3_2	7	C	1	Closed	No	1.0	0.5	1.1	160.0	0.7	0.00	-0.01
9	L3_2	6	B	1	Closed	No	2.1	1.2	2.4	160.0	1.5	0.00	-0.01
10	L3_3	19	K	1	Closed	No	32.6	68.2	75.6	320.0	23.6	0.03	0.11
11	L3_3	12	L3_5	1	Open	No	0.0	0.0	0.0	320.0	0.0	0.00	0.00
12	L3_3	9	L3_4	1	Closed	No	3.8	1.8	4.2	160.0	2.6	0.00	-0.06
13	L3_4	11	E	1	Closed	No	2.4	1.3	2.7	160.0	1.7	0.00	-0.03
14	L3_4	10	D	1	Closed	No	1.4	0.6	1.5	160.0	1.0	0.00	-0.09
15	L3_5	13	F	1	Closed	No	45.3	24.4	51.5	320.0	16.1	0.00	0.00
16	L3_5	14	G	1	Closed	No	34.8	18.7	39.5	320.0	12.3	0.00	-0.01
17	G	15	H	1	Closed	No	29.0	15.5	32.9	320.0	10.3	0.00	-0.01
18	H	23	L2_2	1	Closed	No	21.0	11.1	23.7	320.0	7.4	0.00	-0.12
19	I	12	L3_5	1	Closed	No	45.3	24.4	51.5	320.0	16.1	0.00	0.00
20	L3_6	18	J	1	Closed	No	7.6	4.2	8.7	160.0	5.4	0.00	-0.04
21	L3_6	16	I	1	Closed	No	55.8	30.3	63.5	320.0	19.8	0.01	0.02
22	K	21	L2_1	1	Open	No	0.0	0.0	0.0	320.0	0.0	0.00	0.00
23	K	20	L	1	Closed	No	-60.0	36.8	70.4	320.0	22.0	0.01	0.02
24	K	17	L3_6	1	Closed	No	63.4	34.4	72.2	320.0	22.6	0.01	0.02
25	L2_1	22	O	1	Closed	No	5.0	2.6	5.6	320.0	1.8	0.00	-0.09
26	L2_2	24	M	1	Closed	No	16.0	8.6	18.2	320.0	5.7	0.00	-0.02
27	L2_2	21	L2_1	1	Closed	No	5.0	2.6	5.6	320.0	1.8	0.00	-0.04
28	M	25	N	1	Closed	No	11.0	5.9	12.5	320.0	3.9	0.00	-0.07

Run Mode Paused/Stopped Viewing Current Case

รูปที่ ข.24 แสดงค่ากำลังไฟฟ้าในระบบส่งกำลังไฟฟ้าสถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2 สภาพการจ่ายไฟลูปปิด



รูปที่ ข.25 แสดงการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าสถานีไฟฟ้าอ่าวน้ำ 2 เมื่อเกิดฟลตที่ในสายส่ง L₁



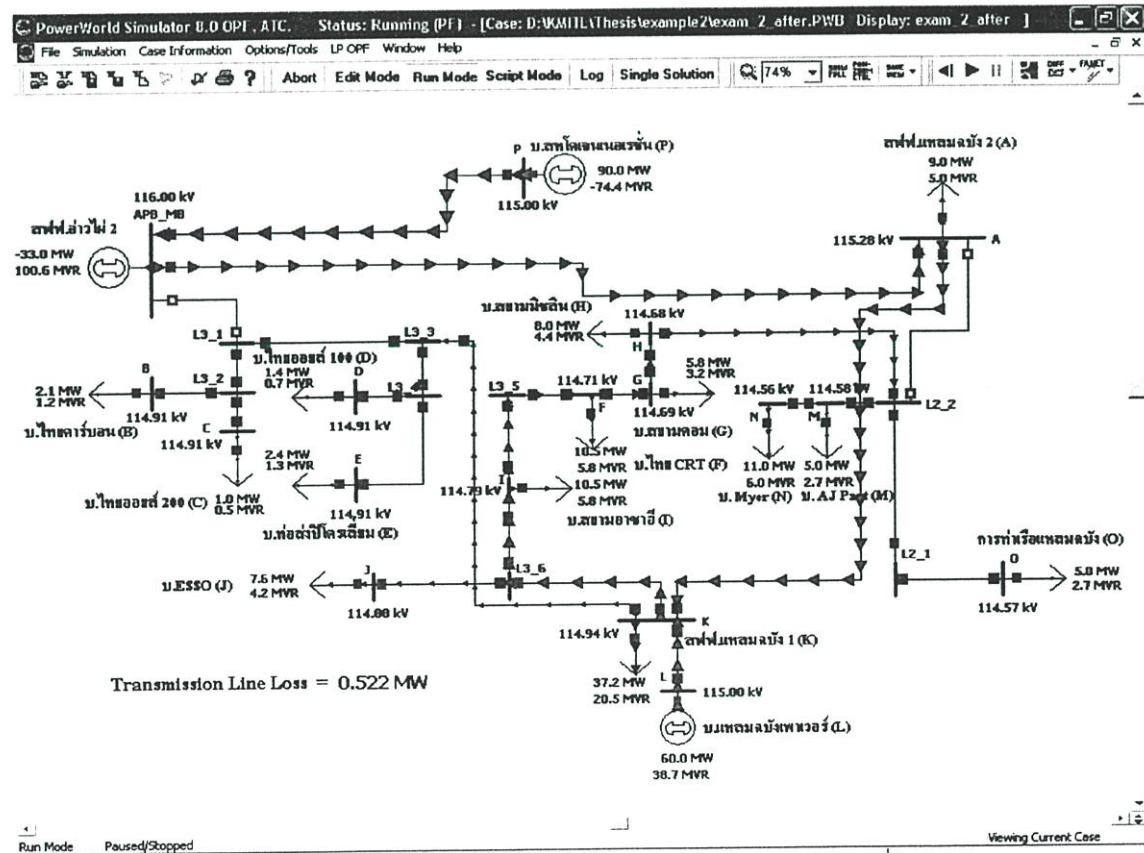
รูปที่ ข.26 แสดงแรงดันไฟฟ้าในระบบส่งกำลังไฟฟ้าสถานีไฟฟ้าอ่าวน้ำ 2 เมื่อเกิดฟลตที่ในสายส่ง L₁

PowerWorld Simulator 8.0 OPI . A.T.C. Status: Running (PI) - [Line and Transformer Records]

From Num	From Name	To Number	To Name	Circuit	Status	Xfrmr	From MW	From Mvar	From MVA	Lim MVA	Max Percent	MW Loss	Mvar Loss	
1	1	APB_MB	4	L3_1	1	Closed	No	56.7	71.9	91.6	320.0	28.6	0.06	0.24
2	1	APB_MB	2	P	1	Closed	No	-89.7	76.0	117.5	320.0	36.7	0.31	1.54
3	1	APB_MB	3	A	1	Open	No	0.0	0.0	0.0	320.0	0.0	0.00	0.00
4	3	A	19	K	1	Closed	No	-9.1	-4.9	10.3	320.0	3.2	0.00	-0.30
5	3	A	23	L2_2	1	Open	No	0.0	0.0	0.0	320.0	0.0	0.00	0.00
6	4	L3_1	8	L3_3	1	Closed	No	53.6	70.0	88.1	320.0	27.5	0.04	0.14
7	4	L3_1	5	L3_2	1	Closed	No	3.1	1.7	3.5	160.0	2.2	0.00	-0.02
8	5	L3_2	7	C	1	Closed	No	1.0	0.5	1.1	160.0	0.7	0.00	-0.01
9	5	L3_2	6	B	1	Closed	No	2.1	1.2	2.4	160.0	1.5	0.00	-0.01
10	8	L3_3	19	K	1	Closed	No	49.7	68.0	84.3	320.0	26.3	0.04	0.16
11	8	L3_3	12	L3_5	1	Open	No	0.0	0.0	0.0	320.0	0.0	0.00	0.00
12	8	L3_3	9	L3_4	1	Closed	No	3.8	1.8	4.2	160.0	2.6	0.00	-0.06
13	9	L3_4	11	E	1	Closed	No	2.4	1.3	2.7	160.0	1.7	0.00	-0.03
14	9	L3_4	10	D	1	Closed	No	1.4	0.6	1.5	160.0	1.0	0.00	-0.09
15	12	L3_5	13	F	1	Closed	No	45.3	24.4	51.5	320.0	16.1	0.00	0.00
16	13	F	14	G	1	Closed	No	34.8	18.7	39.5	320.0	12.3	0.00	-0.01
17	14	G	15	H	1	Closed	No	29.0	15.5	32.9	320.0	10.3	0.00	-0.01
18	15	H	23	L2_2	1	Closed	No	21.0	11.1	23.7	320.0	7.4	0.00	-0.12
19	16	I	12	L3_5	1	Closed	No	45.3	24.4	51.5	320.0	16.1	0.00	0.00
20	17	L3_6	18	J	1	Closed	No	7.6	4.2	8.7	160.0	5.4	0.00	-0.04
21	17	L3_6	16	I	1	Closed	No	55.8	30.3	63.5	320.0	19.8	0.01	0.02
22	19	K	21	L2_1	1	Open	No	0.0	0.0	0.0	320.0	0.0	0.00	0.00
23	19	K	20	L	1	Closed	No	-60.0	8.3	60.6	320.0	18.9	0.01	0.01
24	19	K	17	L3_6	1	Closed	No	63.4	34.4	72.2	320.0	22.6	0.01	0.02
25	21	L2_1	22	O	1	Closed	No	5.0	2.6	5.6	320.0	1.8	0.00	-0.09
26	23	L2_2	24	M	1	Closed	No	16.0	8.6	18.2	320.0	5.7	0.00	-0.02
27	23	L2_2	21	L2_1	1	Closed	No	5.0	2.6	5.6	320.0	1.8	0.00	-0.04
28	24	M	25	N	1	Closed	No	11.0	5.9	12.5	320.0	3.9	0.00	-0.07

Run Mode Paused/Stopped Viewing Current Case

รูปที่ ข.27 แสดงค่ากำลังไฟฟ้าในระบบส่งกำลังไฟฟ้าสถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2 เมื่อเกิดฟลทในสายส่ง L₁



รูปที่ ข.28 แสดงการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าสถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2 เมื่อเกิดฟลทในสายส่ง L₂

PowerWorld Simulator 8.0 OPF, ATC. Status: Running (PF) - [Limit Violations]

File Simulation Case Information Options/Tools LP OPF Window Help

Abort Edit Mode Run Mode Script Mode Log Single Solution

Elements to Show: All Elements, Monitored Elements, Violating Elements

Number Of Violations: 0
 Low Voltage Buses: 0
 High Voltage Buses: 0
 Lines/Transformers: 0
 Interfaces: 0

Limit Group Values: Limit Group: Default, Interface Percent: 100.0, Interface Rating Set: Rating Set A, Inter CTG Rating Set: Rating Set A, Line/Transformer Percentage: 80.0, Line/Transformer Rating Set: Rating Set A, Line/Trans CTG Rating Set: Rating Set A, Treat Line Limits as Equivalent Amps: Do not monitor radial lines and buses (applied to all limit groups)

Low Voltage Limit: 0.9500 pu
 High Voltage Limit: 1.0500 pu

Save Monitoring Settings Load Monitoring Settings

Buses	Lines	Interfaces	Area Reporting	Zone Reporting			
Number	Name	Area Name	Monitor	Limit Group	PU Volt	Volt (kV)	
1	1	APB_MB	1	Yes	Default	1.00870	116.001
2	2	P	1	Yes	Default	1.00000	115.000
3	3	A	1	Yes	Default	1.00247	115.285
4	4	L3_1	1	Yes	Default	0.99929	114.918
5	5	L3_2	1	Yes	Default	0.99926	114.915
6	6	B	1	Yes	Default	0.99925	114.914
7	7	C	1	Yes	Default	0.99926	114.915
8	8	L3_3	1	Yes	Default	0.99935	114.925
9	9	L3_4	1	Yes	Default	0.99928	114.917
10	10	D	1	Yes	Default	0.99923	114.912
11	11	E	1	Yes	Default	0.99925	114.913
12	12	L3_5	1	Yes	Default	0.99783	114.750
13	13	F	1	Yes	Default	0.99751	114.714
14	14	G	1	Yes	Default	0.99731	114.691
15	15	H	1	Yes	Default	0.99723	114.682
16	16	I	1	Yes	Default	0.99815	114.787
17	17	L3_6	1	Yes	Default	0.99906	114.892
18	18	J	1	Yes	Default	0.99893	114.877
19	19	K	1	Yes	Default	0.99951	114.944
20	20	L	1	Yes	Default	1.00000	115.000
21	21	L2_1	1	Yes	Default	0.99639	114.585
22	22	O	1	Yes	Default	0.99628	114.573
23	23	L2_2	1	Yes	Default	0.99644	114.590
24	24	M	1	Yes	Default	0.99633	114.577
25	25	N	1	Yes	Default	0.99614	114.556

Run Mode Paused/Stopped Viewing Current Case

รูปที่ ข.29 แสดงแรงดันไฟฟ้าในระบบส่งกำลังไฟฟ้าสถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2 เมื่อเกิดฟอลท์ในสายส่ง L₂

PowerWorld Simulator 8.0 OPF, ATC. Status: Running (PF) - [Line and Transformer Records]

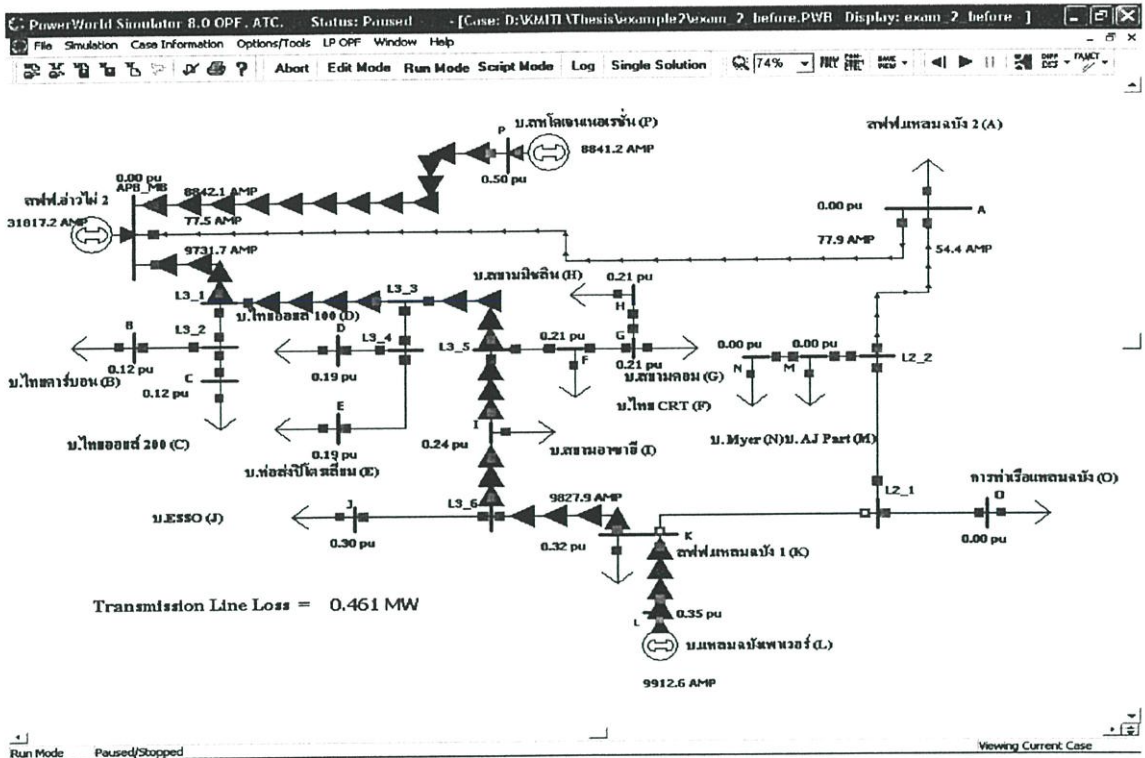
File Simulation Case Information Options/Tools LP OPF Window Help

Abort Edit Mode Run Mode Script Mode Log Single Solution

From Num	From Name	To Number	To Name	Circuit	Status	Xflow	From MW	From Mvar	From MVA	Lim MVA	Max Percent	MW Loss	Mvar Loss	
1	1	APB_MB	1	L3_1	1	Open	No	0.0	0.0	0.0	320.0	0.0	0.00	0.00
2	1	APB_MB	2	P	1	Closed	No	-89.7	76.0	117.5	320.0	36.7	0.31	1.54
3	1	APB_MB	3	A	1	Closed	No	56.7	24.6	61.8	320.0	19.3	0.11	0.17
4	3	A	19	K	1	Closed	No	47.6	19.5	51.4	320.0	16.1	0.05	-0.02
5	3	A	23	L2_2	1	Open	No	0.0	0.0	0.0	320.0	0.0	0.00	0.00
6	4	L3_1	8	L3_3	1	Closed	No	-3.1	-1.7	3.5	320.0	1.1	0.00	-0.09
7	4	L3_1	5	L3_2	1	Closed	No	3.1	1.7	3.5	160.0	2.2	0.00	-0.02
8	5	L3_2	7	C	1	Closed	No	1.0	0.5	1.1	160.0	0.7	0.00	-0.01
9	5	L3_2	6	B	1	Closed	No	2.1	1.2	2.4	160.0	1.5	0.00	-0.01
10	8	L3_3	19	K	1	Closed	No	-6.9	-3.4	7.7	320.0	2.4	0.00	-0.10
11	8	L3_3	12	L3_5	1	Open	No	0.0	0.0	0.0	320.0	0.0	0.00	0.00
12	8	L3_3	9	L3_4	1	Closed	No	3.8	1.8	4.2	160.0	2.6	0.00	-0.06
13	9	L3_4	11	E	1	Closed	No	2.4	1.3	2.7	160.0	1.7	0.00	-0.03
14	9	L3_4	10	D	1	Closed	No	1.4	0.6	1.5	160.0	1.0	0.00	-0.09
15	12	L3_5	13	F	1	Closed	No	45.3	24.4	51.5	320.0	16.1	0.00	0.00
16	13	F	14	G	1	Closed	No	34.8	18.7	39.5	320.0	12.3	0.00	-0.01
17	14	G	15	H	1	Closed	No	29.0	15.5	32.9	320.0	10.3	0.00	-0.01
18	15	H	23	L2_2	1	Closed	No	21.0	11.1	23.7	320.0	7.4	0.01	-0.12
19	16	I	12	L3_5	1	Closed	No	45.3	24.4	51.5	320.0	16.1	0.00	0.00
20	17	L3_6	18	J	1	Closed	No	7.6	4.2	8.7	160.0	5.4	0.00	-0.04
21	17	L3_6	16	I	1	Closed	No	55.8	30.3	63.5	320.0	19.8	0.01	0.02
22	19	K	21	L2_1	1	Open	No	0.0	0.0	0.0	320.0	0.0	0.00	0.00
23	19	K	20	L	1	Closed	No	-60.0	-38.7	71.4	320.0	22.3	0.01	0.02
24	19	K	17	L3_6	1	Closed	No	63.4	34.4	72.2	320.0	22.6	0.01	0.02
25	21	L2_1	22	O	1	Closed	No	5.0	2.6	5.6	320.0	1.8	0.00	-0.09
26	23	L2_2	24	M	1	Closed	No	16.0	8.6	18.2	320.0	5.7	0.00	-0.02
27	23	L2_2	21	L2_1	1	Closed	No	5.0	2.6	5.6	320.0	1.8	0.00	-0.04
28	24	M	25	N	1	Closed	No	11.0	5.9	12.5	320.0	3.9	0.00	-0.07

Run Mode Paused/Stopped Viewing Current Case

รูปที่ ข.30 แสดงค่ากำลังไฟฟ้าในระบบส่งกำลังไฟฟ้าสถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2 เมื่อเกิดฟอลท์ในสายส่ง L₂



รูปที่ ข.31 แสดงการวิเคราะห์การลัดวงจรในระบบส่งกำลังไฟฟ้าสถานีไฟฟ้าอ่าวไฉ่ 2 สภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน เมื่อเกิดฟอลท์ที่สถานีไฟฟ้าอ่าวไฉ่ 2

The screenshot shows the 'Fault Analysis' window in PowerWorld Simulator. It includes a table with columns for 'From Bus', 'To Bus', 'Circuit', and 'Phase Cur A To', 'Phase Cur B To', and 'Phase Cur C To'. The table lists various buses and circuits, along with their respective current values. The fault location is set to bus P, and the fault type is 'Bus Fault'. The fault current magnitude is 50324.700 Amps, and the angle is -84.12 degrees.

From Bus	To Bus	Circuit	Phase Cur A To	Phase Cur B To	Phase Cur C To
1	2	P	8042.10	793.25	1664.13
2	3	A	77.52	153.41	149.29
3	4	L3_1	9731.74	3758.77	3608.52
4	8	L3_3	9736.68	3747.43	3622.91
5	5	L3_2	9.49	16.10	15.84
6	6	B	6.45	10.99	10.79
7	7	C	2.95	5.06	4.96
8	12	L3_5	9743.04	3733.57	3640.88
9	9	L3_3	12.59	19.54	19.07
10	11	E	8.09	12.55	12.37
11	10	D	4.57	7.10	6.90
12	16	I	9790.25	3651.73	3759.21
13	13	F	84.04	128.26	126.81
14	14	G	47.72	72.83	72.00
15	15	H	27.68	42.24	41.77
16	17	L3_6	9811.53	3617.53	3810.92
17	19	K	9827.92	3593.35	3848.94
18	18	J	29.01	40.57	40.21
19	21	L2_1	0.00	0.00	0.00
20	20	L	9912.60	3482.00	4037.86
21	23	L2_2	12.93	25.60	25.00
22	22	M	12.92	25.59	24.98
23	24	N	41.54	82.29	80.62
24	3	A	54.45	107.81	105.50
25	25	N	28.62	42.46	28.62

รูปที่ ข.32 แสดงค่ากระแสเสลลัดวงจรในระบบส่งกำลังไฟฟ้าสถานีไฟฟ้าอ่าวไฉ่ 2 สภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน เมื่อเกิดฟอลท์แบบไลน์เดี่ยววงกราวด์ที่สถานีไฟฟ้าอ่าวไฉ่ 2

PowerWorld Simulator 8.0 OPF, A.T.C. Status: Paused - [Fault Analysis]

File Simulation Case Information Options/Tools LP OFF Window Help

Abort Edit Mode Run Mode Script Mode Log Single Solution

Fault Data | Fault Options

Choose the Faulted Bus

Sort by Name Sort by Number

2 (P) | [115 KV]
3 (A) | [115 KV]
4 (L3_1) | [115 KV]
5 (L3_2) | [115 KV]
6 (B) | [115 KV]

Fault Location: Bus Fault In-Line Fault

Fault Type: Single Line-to-Ground Line-to-Line 3 Phase Balanced Double Line-to-Ground

Data Type Shown: Current Units: p.u. Amps

Online Display: Normal Phase A Phase C All Phases Phase B

Fault Current: Magnitude: 61904.900 Amps Angle: -82.35 deg

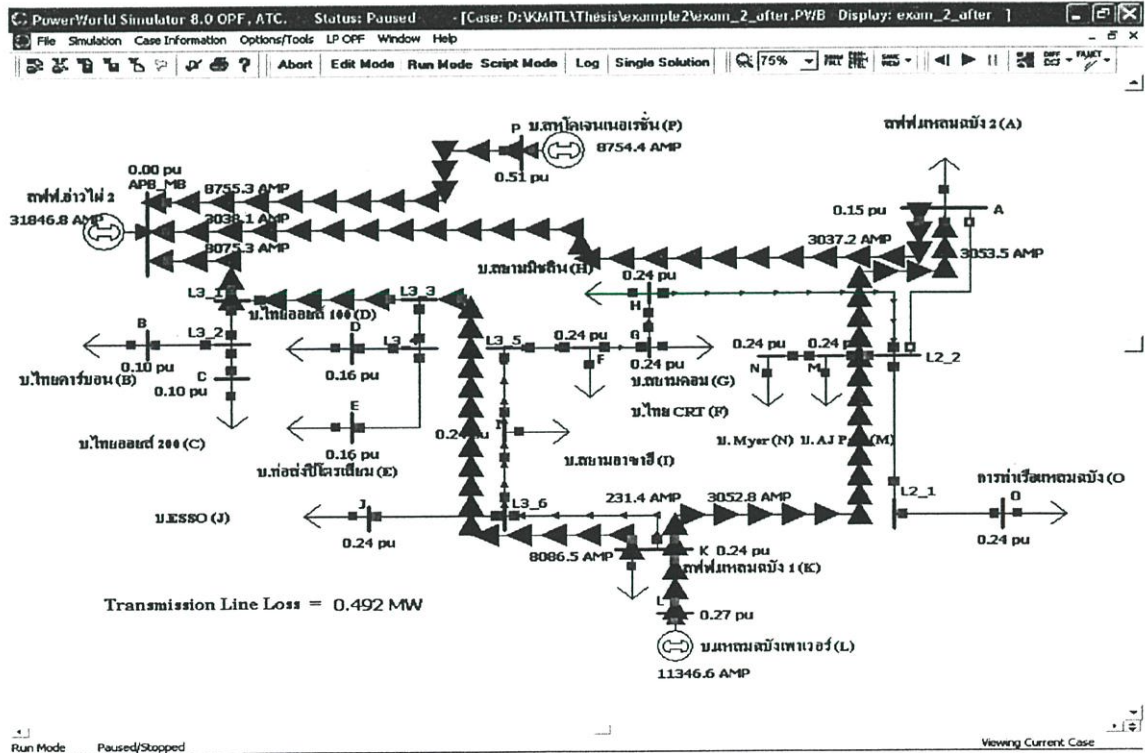
XF Wye-Delta Phase Shift Include in Calculation

From Num	From Name	To Num	To Name	Circuit	Xform	Phase Cur A From	Phase Cur B From	Phase Cur C From	Phase Cur A To	Phase Cur B To	Phase Cur C To
1	APB_MB	2	P	I	No	12631.95	12631.95	12631.95	12631.58	12631.58	12631.58
2	APB_MB	3	A	I	No	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3	APB_MB	4	L3_1	I	No	16786.92	16786.92	16786.92	16786.87	16786.87	16786.87
4	L3_1	5	L3_3	I	No	16788.46	16788.46	16788.46	16788.38	16788.38	16788.38
5	L3_1	8	L3_2	I	No	2.66	2.66	2.66	2.67	2.67	2.67
6	L3_2	6	B	I	No	1.76	1.76	1.76	1.76	1.76	1.76
7	L3_2	7	C	I	No	0.80	0.80	0.80	0.81	0.81	0.81
8	L3_3	12	L3_5	I	No	16791.41	16791.41	16791.41	16791.39	16791.39	16791.39
9	L3_3	9	L3_4	I	No	5.33	5.33	5.33	5.36	5.36	5.36
10	L3_4	11	E	I	No	3.44	3.44	3.44	3.46	3.46	3.46
11	L3_4	10	D	I	No	1.94	1.94	1.94	1.99	1.99	1.99
12	L3_5	16	I	I	No	16814.77	16814.77	16814.77	16814.73	16814.73	16814.73
13	L3_5	13	F	I	No	38.00	38.00	38.00	38.02	38.02	38.02
14	F	14	G	I	No	21.56	21.56	21.56	21.58	21.58	21.58
15	G	15	H	I	No	12.51	12.51	12.51	12.52	12.52	12.52
16	I	17	L3_6	I	No	16826.15	16826.15	16826.15	16826.03	16826.03	16826.03
17	L3_6	19	K	I	No	16836.37	16836.37	16836.37	16836.31	16836.31	16836.31
18	L3_6	18	J	I	No	16.84	16.84	16.84	16.89	16.89	16.89
19	K	21	L2_1	I	No	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
20	K	20	L	I	No	16891.99	16891.99	16891.99	16891.93	16891.93	16891.93
21	L2_1	23	L2_2	I	No	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
22	L2_1	22	O	I	No	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
23	L2_2	24	M	I	No	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02
24	L2_2	3	A	I	No	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
25	M	25	N	I	No	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01

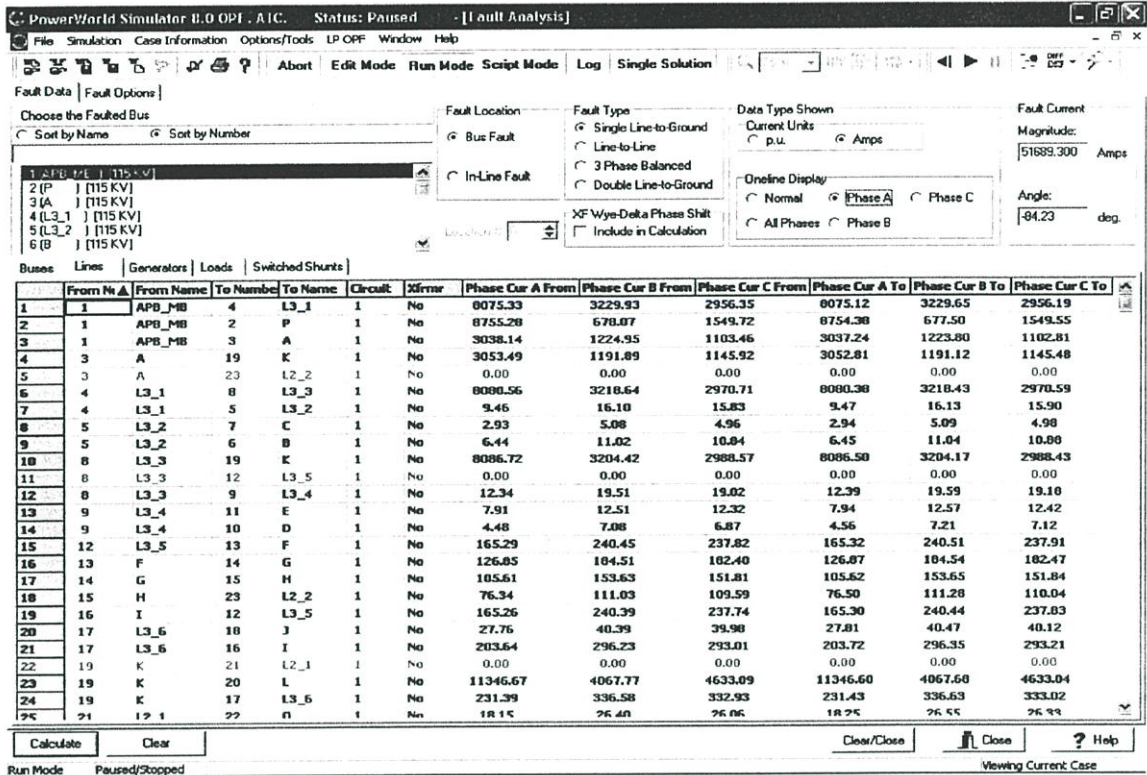
Calculate Clear Clear/Close Close ? Help

Run Mode Paused/Stopped Viewing Current Case

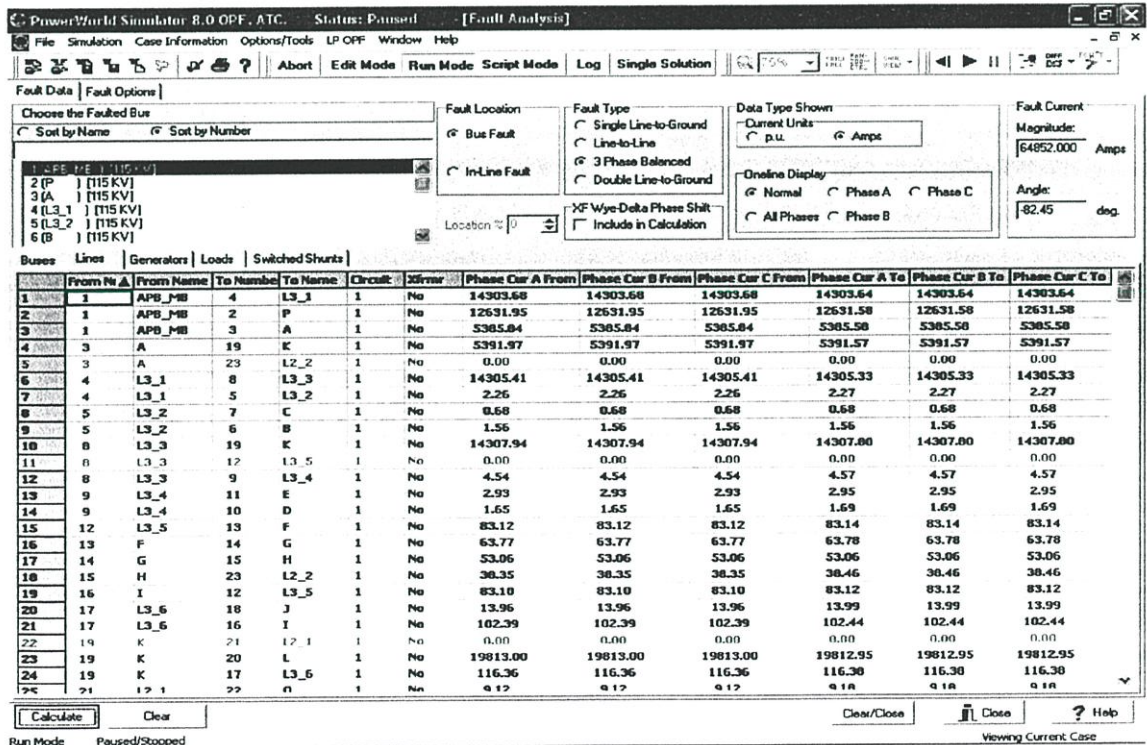
รูปที่ ข.33 แสดงค่ากระแสลัดวงจรในระบบส่งกำลังไฟฟ้าสถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2 สภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน เมื่อเกิดฟอลต์แบบ 3 เฟสที่สถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2



รูปที่ ข.34 แสดงการวิเคราะห์การลัดวงจรในระบบส่งกำลังไฟฟ้าสถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2 สภาพการจ่ายไฟหยุด เมื่อเกิดฟอลต์ที่สถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2



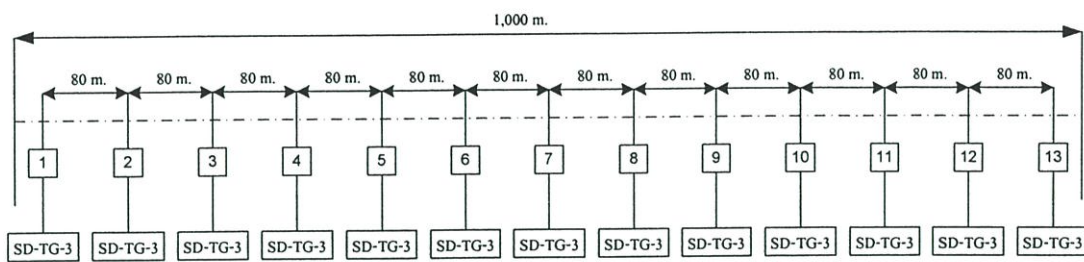
รูปที่ ข.35 แสดงค่ากระแสลัดวงจรในระบบส่งกำลังไฟฟ้าสถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2 สภาพการจ่ายไฟลูปปิด เมื่อเกิดฟอลท์แบบไลน์เดี่ยวลงกราวด์ที่สถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2



รูปที่ ข.36 แสดงค่ากระแสลัดวงจรในระบบส่งกำลังไฟฟ้าสถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2 สภาพการจ่ายไฟลูปปิด เมื่อเกิดฟอลท์แบบ 3 เฟสที่สถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2

ภาคผนวก ค.

ค่าใช้จ่ายงานก่อสร้างสายส่งแรงดัน 115 กิโลโวลต์ [18, 20]



รูปที่ ค.1 แสดงแผนผังประมาณการก่อสร้างสายส่งแรงดัน 115 กิโลโวลต์ ระยะทาง 1 กิโลเมตร

ตารางที่ ค.1 แสดงราคาวัสดุและค่าแรงการก่อสร้างสายส่งแรงดัน 115 กิโลโวลต์ ระยะทาง 1 กิโลเมตร

Item	Description	Amount	Material Cost (Baht)	Labour Cost (Baht)
Conductor&Accessory				
1	Conductor, AL, Bare, 400 sq.mm. TIS.85	6,360.00 m.	698,073.60	29,760.00
2	Armor Rod, Preformed, for AL. Conductor 400 sq.mm.	78.00 set	31,902.00	11,700.00
Guying				
3	Steel Channel, 100x50x5 mm. 2,250 mm. Long	39.00 each	16,302.00	4,290.00
4	Steel Angle, Overhead Ground Wire Bayonet 65x65x6 mm. 2,500 mm. Long	13.00 pcs.	4,173.00	1,430.00
5	Wire, Steel Stranded 35 sq.mm. TIS.404	1,060.00 m.	7,685.00	720.00
6	Wire, Steel Stranded 50/7 sq.mm. TIS.404	13.00 m.	128.70	
7	Clamp, Single U-Bolt, M.8 (Wire Rope Clip)	52.00 set	180.96	
8	Clamp, Triple Bolts for Steel Stranded Wire 35 sq.mm.	13.00 set	528.32	
9	Ground Wire Support and Clamp, for Bayonet	13.00 set	1,209.00	
Hardware				
10	Bolt, Machine M.16x300 mm.	39.00 set	573.30	
11	Bolt, Machine M.16x350 mm.	26.00 set	429.00	
12	Bolt, Machine M.20x350 mm.	39.00 set	1,170.00	
13	Bolt, Machine, Hexagon, M.16x75 mm.	39.00 set	426.66	
14	Bolt, Oval Eye M.16x150 mm.	39.00 set	1,170.00	
15	Washer, Plain, Square, Large 52x52x4.5 mm. Hole dia. 18 mm. TIS.258	143.00 pcs.	267.41	
16	Washer, Plain, Square, Large 62x62x6 mm. Hole dia. 22 mm. TIS.258	39.00 pcs.	118.17	
17	Washer, Lock, Spring, Size 16 mm., General Purpose, TIS.259	39.00 pcs.	42.90	
18	Brace, Flat, for Crossarm 40x6x1,000 mm.	39.00 pcs.	1,716.00	
19	Spacer, Helical Rod, Preformed, for AL.400 sq.mm.	75.00 set	12,517.50	9,000
20	Clamp, Suspension, for AL.400 sq.mm.	78.00 set	13,572.00	

ตารางที่ ค.1 (ต่อ)

Item	Description	Amount	Material Cost (Baht)	Labour Cost (Baht)
21	Spacer, Plate, for AL.400 sq.mm.	39.00 each	3,003.00	
	Insulator			
22	Insulator, Suspension, Type C (Class 52-3) TIS.354	273.00 pcs.	114,660.00	6,240.00
23	Clevis-Eye	78.00 set	4,146.48	
24	Ball-Hook	39.00 pcs.	1,861.86	
25	Socket-Clevis, ANSI Type B	39.00 set	2,184.00	
	Pole&Stub			
26	Concrete 1/2/4	11.70 cu.m.	16,380.00	12,168.00
27	Pole, Concrete, 22 m. Long	13.00 each	214,500.00	28,080.00
28	Single Pole Foundation D-10A (No-pile) IB1-015/23073	13.00 set	57,629.00	10,829.00
	รวมเงิน (ค่าวัสดุ, ค่าแรง) ของงานก่อสร้าง		1,206,550.00	114,217.00

ตารางที่ ค.2 แสดงราคาประมาณการก่อสร้างสายส่งแรงดัน 115 กิโลโวลต์ ระยะทาง 1 กิโลเมตร

Item	Description	Total Cost (Baht)
1	ค่าวัสดุของงานก่อสร้าง	1,206,550.00
2	ค่าแรงงานของงานก่อสร้าง	114,217.00
3	ค่าควบคุมงาน 30% ของค่าแรง (114,217)	34,265.00
4	ค่าขนส่ง 5% ของค่าวัสดุ (1,206,550)	60,328.00
5	ค่าเบ็ดเตล็ด 5% ของค่าใช้จ่ายทั้งหมด (1,415,360)	70,768.00
6	ค่าดำเนินการ 5% ของค่าใช้จ่ายรวมทั้งหมด (1,486,128)	74,306.00
	รวมเงิน (ค่าวัสดุ+ค่าแรง+ค่าควบคุมงาน+ค่าขนส่ง+ค่าเบ็ดเตล็ด+ค่าดำเนินการ)	1,560,434.00

ภาคผนวก ง.

ค่าใช้จ่ายงานก่อสร้างสวิตช์เกียร์สถานีไฟฟ้าแรงดัน 115
กิโลโวลต์ [21]

ตารางที่ ๑.1 แสดงราคามาตรฐานวัสดุ อุปกรณ์ในการก่อสร้างสวิตช์เกียร์สถานีไฟฟ้า

Item	Description	Quantity	Import Equipment		Local Manufacturing Equipment		Currency
			Unit Price	Amount	Unit Price	Amount	
1	115 kV Gas Circuit Breaker						
	115 kV circuit-breaker, SF6 gas, three-pole, 31.5 kA. (Unit)	1	23,313.47	23,313.47			EUR
	Supporting Structure. (Set)	1			11,102.00	11,102.00	THB
2	Disconnecting Switch						
	115 kV disconnecting switch, three-pole, without grounding switch. (Unit)	2	6,660.99	13,321.98			EUR
	115 kV disconnecting switch, three-pole, with grounding switch. (Unit)	1	8,712.15	8,712.15			EUR
	Supporting Structure. (Set)	3			27,014.10	81,042.30	THB
3	Lightning Arrester						
	Lightning arrester, for 115 kV. (Unit)	3	1,057.30	3,171.90			EUR
	Supporting Structure. (Set)	3			5,181.00	15,543.00	THB
	Surge counter. (Unit)	3	105.73	317.19			EUR
4	115 kV Current Transformer						
	115 kV current transformer, single-phase. (Unit)	3	4,032.54	12,097.62			EUR
	Junction box. (Unit)	1			20,465.00	20,465.00	THB
	Supporting Structure for CT. (Set)	3			9,072.00	27,216.00	THB
	Supporting Structure for Junction box. (Set)	1			1,111.00	1,111.00	THB

ตารางที่ ง.1 (ต่อ)

Item	Description	Quantity	Import Equipment		Local Manufacturing Equipment		Currency
			Unit Price	Amount	Unit Price	Amount	
5	115 kV Voltage Transformer						
	115 kV voltage transformer, single-phase. (Unit)	3	3,848.57	11,545.71			EUR
	Junction box. (Unit)	1			10,454.30	10,454.30	THB
	Supporting Structure for VT. (Set)	3			9,071.70	27,215.10	THB
	Supporting Structure for Junction box. (Set)	1			1,110.20	1,110.20	THB
6	Main Control Board						
	Line protection panel, LRP. (Unit)	2			14,485.01	28,970.02	EUR
	- Distance relay. (Unit)	2			12,581.87	25,163.74	EUR
	- Phase&Ground directional overcurrent relay. (Unit)	1			3,838.00	3,838.00	EUR
	- Automatic reclosing relay. (Unit)	2			include		
	Circuit-breaker fail protection panel, CBF. (Unit)						
	- Breaker failure relay. (Unit)	2			include		
	115 kV Enclosed switchboard for :						
	- 115 kV line. (Unit)	1			7,295.37	7,295.37	EUR
	Synchronizing check panel. (Unit)						
	- Synchronizing check relay. (Unit)	2			include		

ตารางที่ ง.1 (ต่อ)

Item	Description	Quantity	Import Equipment		Local Manufacturing Equipment		Currency
			Unit Price	Amount	Unit Price	Amount	
7	Cable						
	L.V. power cable, 600 V, for connecting between the AC distribution boards of 22 kV indoor switchgear and switchyard lighting.	1			6,904.20	6,904.20	THB
	Control cable, 600 V, for connecting between the instrument transformers and main control board.	1			181,401.00	181,401.00	THB
	Control cable, 600 V, for connecting between the 115 kV Circuit-breaker and main control board, between the 115 kV disconnecting switches and main control board.	1			143,116.13	143,116.13	THB
8	Overhead Steel Structure						
	115 kV Take-off structure. (Lot)	1			76,051.59	76,051.59	THB
	Bus support structure. (Lot)	1			5,920.88	5,920.88	THB
	115 kV disconnecting switch operating platform. (Set)	4			1,924.29	7,697.16	THB
9	Conductor						
	Pipe conductor, aluminium, size 1.500 in IPS. (Lot)	1			4,197.48	4,197.48	THB
	Pipe conductor, aluminium, size 3.000 in IP.S (Lot)	1			93,532.99	93,532.99	THB
	Stranded conductor, aluminium, 240 sq.mm. (Lot)	1			12,846.20	12,846.20	THB

ตารางที่ 3.1 (ต่อ)

Item	Description	Quantity	Import Equipment		Local Manufacturing Equipment		Currency
			Unit Price	Amount	Unit Price	Amount	
	Stranded conductor, aluminium, 400 sq.mm. (Lot)	1			6,872.50	6,872.50	THB
	Wire, Steel Stranded 50/7 sq.mm. (Lot)	1			3,774.56	3,774.56	THB
10	Insulator						
	Insulator, suspension type, Class 52-3, for 115 kV. String assemblies. (Lot)	1	729.50	729.50			USD
	Insulator, suspension type, Class 52-8, for 115 kV. String assemblies. (Lot)	1	877.56	877.56			USD
	Insulator, station post type, ANSI Technical Reference No. 202, for 115 kV. bus support structure. (Lot)	1	296.04	296.04			USD
	Insulator, station post type, ANSI Technical Reference No. 286, for 115 kV. bus support structure. (Lot)	1	2,410.64	2,410.64			USD
11	Substation Connector						
	Substation connectors. (Lot)	1	2,918.15	2,918.15			USD
12	Conductor Accessories						
	Pipe conductor fittings. (Lot)	1			29,054.04	29,054.04	THB
	Stranded conductor accessories. (Lot)	1			include		
	Wire, Steel Stranded accessories. (Lot)	1			include		
13	Earthing System Equipment						

ตารางที่ ๓.1 (ต่อ)

Item	Description	Quantity	Import Equipment		Local Manufacturing Equipment		Currency
			Unit Price	Amount	Unit Price	Amount	
	Earthing System in switchyard. (Lot)	1	1,323.74	1,323.74			USD
	Ground rod, Copper cover steel, diameter 16 mm. 3000 mm. Long. (pcs.)	1	10.57	10.57			USD
	Conductor, Copper, Bare 95 sq.mm. (m.)	180			91.90	16,542.00	THB
14	Switchyard Lighting Luminaire						
	Area floodlight luminaries. (Set)	1			5,181.00	5,181.00	THB
	Rigid steel conduits and fittings. (Lot)	1			60,108.00	60,108.00	THB
15	Identification Plate and Danger Notice						
	Identification plates and danger notice.	1			2,643.25	2,643.25	THB

ตารางที่ ๑.2 แสดงราคามาตรฐานการขนส่งและติดตั้งสวิตช์เกียร์สถานีไฟฟ้า

Item	Description	Quantity	Local Transportation (THB)		Installation (THB)		Total (THB)
			Unit Price	Amount	Unit Price	Amount	
1	115 kV Gas Circuit Breaker						
	115 kV circuit-breaker, SF6 gas, three-pole, 31.5 kA. (Unit)	1	3,750.00	3,750.00	1,740.00	1,740.00	5,490.00
	Supporting Structure. (Set)	1			500.00	500.00	500.00
2	Disconnecting Switch						
	115 kV disconnecting switch, three-pole, without grounding switch. (Unit)	2	1,500.00	3,000.00	1,750.00	3,500.00	6,500.00
	115 kV disconnecting switch, three-pole, with grounding switch. (Unit)	1	1,000.00	1,000.00	1,750.00	1,750.00	2,750.00
	Supporting Structure. (Set)	3			500.00	1,500.00	1,500.00
3	Lightning Arrester						
	Lightning arrester, for 115 kV. (Unit)	3	1,250.00	3,750.00	1,250.00	3,750.00	7,500.00
	Supporting Structure. (Set)	3			50.00	150.00	150.00
	Surge counter. (Unit)	3	125.00	375.00	50.00	150.00	525.00
4	115 kV Current Transformer						
	115 kV current transformer, single-phase. (Unit)	3	750.00	2,250.00	1,250.00	3,750.00	6,000.00
	Junction box. (Unit)	1	250.00	250.00	250.00	250.00	500.00
	Supporting Structure for CT. (Set)	3			500.00	1,500.00	1,500.00
	Supporting Structure for Junction box. (Set)	1			50.00	50.00	50.00

ตารางที่ ๓.2 (ต่อ)

Item	Description	Quantity	Local Transportation (THB)		Installation (THB)		Total (THB)
			Unit Price	Amount	Unit Price	Amount	
5	115 kV Voltage Transformer						
	115 kV voltage transformer, single-phase. (Unit)	2	500.00	1,000.00	1,250.00	2,500.00	3,500.00
	Junction box. (Unit)	1	250.00	500.00	250.00	500.00	1,000.00
	Supporting Structure for VT. (Set)	3			500.00	1,000.00	1,000.00
	Supporting Structure for Junction box. (Set)	1			50.00	100.00	100.00
6	Main Control Board						
	Line protection panel, LRP. (Unit)	2	750.00	1,500.00	500.00	1,000.00	2,500.00
	- Distance relay. (Unit)	2	750.00	1,500.00	500.00	1,000.00	2,500.00
	- Phase&Ground directional overcurrent relay. (Unit)	1	750.00	2,250.00	500.00	1,500.00	3,750.00
	- Automatic reclosing relay. (Unit)	2	750.00	1,500.00	500.00	1,000.00	2,500.00
	Circuit-breaker fail protection panel, CBF. (Unit)						
	- Breaker failure relay. (Unit)	2	750.00	1,500.00	500.00	1,000.00	2,500.00
	115 kV Enclosed switchboard for :						
	- 115 kV line. (Unit)	1	750.00	750.00	500.00	500.00	1,250.00
	Synchronizing check panel. (Unit)						
	- Synchronizing check relay. (Unit)	2	750.00	1,500.00	500.00	1,000.00	2,500.00

ตารางที่ ๓.๒ (ต่อ)

Item	Description	Quantity	Local Transportation (THB)		Installation (THB)		Total (THB)
			Unit Price	Amount	Unit Price	Amount	
7	Cable						
	L.V. power cable, 600 V, for connecting between the AC distribution boards of 22 kV indoor switchgear and switchyard lighting.	1	1,250.00	1,250.00	2,500.00	2,500.00	3,750.00
	Control cable, 600 V, for connecting between the instrument transformers and main control board.	1	1,250.00	1,250.00	10,000.00	10,000.00	11,250.00
	Control cable, 600 V, for connecting between the 115 kV Circuit-breaker and main control board, between the 115 kV disconnecting switches and main control board.	1	1,250.00	1,250.00	10,000.00	10,000.00	11,250.00
8	Overhead Steel Structure						
	115 kV Take-off structure. (Lot)	1	5,000.00	5,000.00	7,500.00	7,500.00	12,500.00
	Bus support structure. (Lot)	1			2,500.00	2,500.00	2,500.00
	115 kV disconnecting switch operating platform. (Set)	4			150.00	600.00	600.00
9	Conductor						
	Pipe conductor, aluminium, size 1.500 in IPS. (Lot)	1	2,000.00	2,000.00	2,500.00	2,500.00	4,500.00
	Pipe conductor, aluminium, size 3.000 in IP.S (Lot)	1	2,000.00	2,000.00	2,500.00	2,500.00	4,500.00
	Stranded conductor, aluminium, 240 sq.mm. (Lot)	1	1,500.00	1,500.00	1,250.00	1,250.00	2,750.00

ตารางที่ ง.2 (ต่อ)

Item	Description	Quantity	Local Transportation (THB)		Installation (THB)		Total (THB)
			Unit Price	Amount	Unit Price	Amount	
	Stranded conductor, aluminium, 400 sq.mm. (Lot)	1	1,500.00	1,500.00	1,250.00	1,250.00	2,750.00
	Wire, Steel Stranded 50/7 sq.mm. (Lot)	1	750.00	750.00	2,500.00	2,500.00	3,250.00
10	Insulator						
	Insulator, suspension type, Class 52-3, for 115 kV. String assemblies. (Lot)	1	500.00	500.00	625.00	625.00	1,125.00
	Insulator, suspension type, Class 52-8, for 115 kV. String assemblies. (Lot)	1	500.00	500.00	625.00	625.00	1,125.00
	Insulator, station post type, ANSI Technical Reference No. 202, for 115 kV. bus support structure. (Lot)	1	500.00	500.00	625.00	625.00	1,125.00
	Insulator, station post type, ANSI Technical Reference No. 286, for 115 kV. bus support structure. (Lot)	1	500.00	500.00	625.00	625.00	1,125.00
11	Substation Connector						
	Substation connectors. (Lot)	1	2,500.00	2,500.00	3,000.00	3,000.00	5,500.00
12	Conductor Accessories						
	Pipe conductor fittings. (Lot)	1	1,500.00	1,500.00	2,250.00	2,250.00	3,750.00
	Stranded conductor accessories. (Lot)	1	include				
	Wire, Steel Stranded accessories. (Lot)	1	include				
13	Earthing System Equipment						

ตารางที่ ง.2 (ต่อ)

Item	Description	Quantity	Local Transportation (THB)		Installation (THB)		Total (THB)
			Unit Price	Amount	Unit Price	Amount	
	Earthing System in switchyard. (Lot)	1	2,500.00	2,500.00	5,000.00	5,000.00	7,500.00
	Ground rod, Copper cover steel, diameter 16 mm. 3000 mm. Long. (pcs.)	1			50.00	50.00	50.00
	Conductor, Copper, Bare 95 sq.mm. (m.)	180			5.00	900.00	900.00
14	Switchyard Lighting Luminaire						
	Area floodlight luminaries. (Set)	1	250.00	250.00	500.00	500.00	750.00
	Rigid steel conduits and fittings. (Lot)	1	500.00	500.00	1,250.00	1,250.00	1,750.00
15	Identification Plate and Danger Notice						
	Identification plates and danger notice.	1	500.00	500.00	500.00	500.00	1,000.00

ตารางที่ ๓.3 แสดงราคามาตรฐานงานก่อสร้างสวิตช์เกียร์สถานีไฟฟ้า

Item	Description	Quantity	Cost per Unit (THB)			Total Amount (THB)
			Material Cost	Labour Cost	Total Unit Cost	
1	115 kV take-off	1	26,778.50	13,358.50	40,137.00	40,137.00
2	115 kV switch support	3	3,674.00	3,562.50	7,236.50	21,709.50
3	115 kV bus support	6	1,168.50	884.00	2,052.50	12,315.00
4	115 kV circuit breaker	1	8,488.50	3,884.00	12,372.50	12,372.50
5	CT support	3	1,232.00	1,154.50	2,386.50	7,159.50
6	VT/CVT support	2	1,408.00	1,407.50	2,815.50	5,631.00
7	Lightning arrester support	3	1,613.00	1,216.00	2,829.00	8,487.00
8	Operating platform type C	4	239.00	89.50	328.50	1,314.00

ตารางที่ ๓.4 แสดงราคามาตรฐานงานก่อสร้างสวิตช์เกียร์สถานีไฟฟ้า

Description	Substation Equipment		Transportation (THB)	Installation (THB)	Civil Works (THB)
	Import Equipment	Local Manufacturing Equipment			
งานก่อสร้างสวิตช์เกียร์สถานีไฟฟ้า	EUR 72,480.02	EUR 65,267.13	52,625.00	88,740.00	109,125.50
	USD 8,566.20	THB 851,101.88			
รวมเป็นเงิน (THB)	8,444,454.15*				

* อัตราแลกเปลี่ยน 1 EUR = 50.68 THB

1 USD = 42.24 THB

ภาคผนวก จ.

ผลงานวิชาการที่ได้รับการตีพิมพ์

การวางแผนโดยคำนึงถึงความเชื่อถือได้ของระบบส่งกำลังไฟฟ้า โดยใช้ความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟ

Transmission Network Reliability Planning Using Customer Interruption Costs

วราวุธ จิตตพันธ์

มณฑล ธิลาจินดาไกรฤกษ์

ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง

บทคัดย่อ

บทความนี้นำเสนอการวางแผนโดยคำนึงถึงความเชื่อถือได้ของระบบส่งกำลังไฟฟ้า โดยใช้ความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟ โดยเปรียบเทียบระหว่างค่าใช้จ่ายในการลงทุนเพิ่มความเชื่อถือได้และประโยชน์ที่ได้รับจากการเพิ่มความเชื่อถือได้นั้น ซึ่งประโยชน์ที่ได้รับจากการเพิ่มความเชื่อถือได้จะสัมพันธ์กับความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟที่ลดลงนั่นเอง โดยทำการพิจารณาระบบส่งกำลังไฟฟ้าแรงดัน 115 เควี สถานีไฟฟ้าคลองใหม่ ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 2 ภาคกลาง ชลบุรี

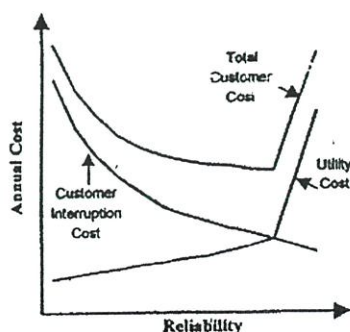
Abstract

This article proposes the transmission network reliability planning using customer interruption costs is to compare the incremental cost of providing reliability with the incremental benefit of that reliability. The benefit of an incremental of reliability related to the change in the customer interruption cost. The illustration using 115 kV transmission network of Khongmai Substation for PEA area 2.Chonburi.

1. บทนำ

ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า เป็นตัวแปรสำคัญที่สะท้อนให้เห็นถึงความสามารถในการบริหารงาน และประสิทธิภาพในการปฏิบัติงานขององค์กรไฟฟ้า ที่ผ่านมาในการวางแผนออกแบบระบบไฟฟ้า จะพิจารณาความเหมาะสมทางด้านวิศวกรรมเท่านั้น ขาดการพิจารณาความเหมาะสมทางด้านเศรษฐศาสตร์ ทำให้ขาดความสอดคล้องกับประโยชน์ที่ได้รับจากการออกแบบนั้น การวิเคราะห์ความเหมาะสมทางด้านเศรษฐศาสตร์สามารถใช้เป็นพื้นฐานในการกำหนดความเชื่อถือได้ของระบบที่เหมาะสมซึ่งเป็นระดับที่มีความสมดุลระหว่างค่าใช้จ่ายใน

การลงทุน (utility cost) และความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟ (customer interruption cost) ตามรูปที่ 1 [1]



รูปที่ 1 ค่าใช้จ่ายและประโยชน์ของความเชื่อถือได้

ดังนั้นในการวางแผนโดยคำนึงถึงความเชื่อถือได้ของระบบส่งกำลังไฟฟ้า จึงต้องมีการวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์ควบคู่ไปกับการวิเคราะห์ทางด้านวิศวกรรม จึงจะทำให้เกิดความคุ้มค่าในการลงทุน

2. การประเมินมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟ

โดยทั่วไป เราจำแนกความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับออกเป็น 2 ส่วน ประกอบด้วยความเสียหายทางตรงและความเสียหายทางอ้อม ความเสียหายทางตรงจะเป็นความเสียหายที่ได้รับผลโดยตรงจากไฟฟ้าดับ เช่น การหยุดการผลิต, วัตถุดิบเสียหายและค่าจ้างแรงงานขณะที่หยุดทำงาน เป็นต้น ส่วนความเสียหายทางอ้อมจะเป็นผลต่อเนื่องมาจากการเกิดไฟฟ้าดับ เช่น การโจรกรรม, การย้ายโรงงานในระยะยาวและการถูกยกเลิกสัญญา เป็นต้น

ในการพัฒนาแบบจำลองความเสียหาย (Customer Damage Function : CDF) เราจะทำการสำรวจข้อมูลจากผู้ใช้ไฟฟ้าโดยแยกตามโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า แบ่งออกเป็น 7 ประเภท ประกอบด้วย บ้านอยู่อาศัย, กิจการขนาดเล็ก, กิจการขนาดกลาง, กิจการขนาดใหญ่, กิจการเฉพาะอย่าง, หน่วยราชการและองค์กรที่ไม่แสวงผลกำไร และสูบน้ำเพื่อการเกษตร ในแบบสอบถามจะให้ผู้ใช้ไฟกรอกข้อมูลความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับในแต่ละช่วงเวลา เช่น จากแบบสอบถามโรงงานตัวอย่าง 5 แห่ง มีข้อมูลตามตารางที่ 1

โรงงานที่	โหลสูงสุด (กWh)	มูลค่าความเสียหายของอุตสาหกรรม (บาท)						
		ไฟครัวเรือน	1 ชม.	30 นาที	1 ชม.	2 ชม.	4 ชม.	8 ชม.
1	60	0	0	0	6,600	13,200	26,400	52,800
2	100	0	0	0	0	0	43,000	43,000
3	120	400	400	400	800	1,200	2,000	23,600
4	140	0	0	100	625	1,250	2,500	5,000
5	600	1,500	1,500	1,500	4,500	10,000	14,000	18,000
รวม	1,020	1,900	1,900	2,000	12,525	25,650	87,900	142,400

ตารางที่ 1 ตัวอย่างข้อมูลความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ

จากข้อมูลตัวอย่าง เราสามารถคำนวณหาค่าโหลดสูงสุดรวมและความเสียหายสูงสุดรวมของทุกโรงงาน จากนั้นเราจะสร้างแบบจำลองความเสียหายเฉลี่ย (บาท/kW-peak) โดยนำค่าโหลดสูงสุดรวมไปหารความเสียหายรวม

ณ เวลาต่างๆ ทำให้ได้แบบจำลองความเสียหายเฉลี่ย ตามตารางที่ 2

ระยะเวลาไฟฟ้าดับ	ไฟครัวเรือน	1 ชม.	30 นาที	1 ชม.	2 ชม.	4 ชม.	8 ชม.
มูลค่าความเสียหาย (บาท/kW-peak)	1.85	1.86	1.96	12.28	25.15	86.18	139.61

ตารางที่ 2 แบบจำลองความเสียหายเฉลี่ยของโรงงาน ตัวอย่าง

จากตัวอย่างการหาแบบจำลองเฉลี่ย เราสามารถสร้างแบบจำลองเฉลี่ยของผู้ใช้ไฟแต่ละประเภทได้ โดยสถาบันวิจัยพลังงาน จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ได้ทำการสำรวจข้อมูลความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟแต่ละประเภทและสร้างแบบจำลองความเสียหายเฉลี่ยของ กฟภ. ตามตารางที่ 3 [2]

ประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า	ระยะเวลาไฟฟ้าดับ						
	5 นาที	10 นาที	30 นาที	1 ชม.	2 ชม.	4 ชม.	8 ชม.
บ้านอยู่อาศัย	0.000	0.272	4.078	8.694	19.050	39.762	80.716
กิจการขนาดเล็ก	38.287	46.740	96.447	166.172	288.467	591.748	1,054.216
กิจการขนาดกลาง	3.287	7.855	29.482	55.006	92.647	193.661	363.221
กิจการขนาดใหญ่	6.661	10.824	34.311	50.877	79.913	145.614	251.938
กิจการเฉพาะอย่าง	0.000	0.000	0.529	1.890	4.044	8.248	15.904
ทั้งหมดรวม	0.277	6.104	11.219	20.025	38.827	40.175	50.941

ตารางที่ 3 แบบจำลองความเสียหายเฉลี่ยของผู้ใช้ไฟฟ้าในเขต กฟภ.

จากแบบจำลองความเสียหายเฉลี่ยของผู้ใช้ไฟแต่ละประเภท (Sectoral Customer Damage Function : SCDF) เราสามารถนำมาถ่วงน้ำหนักตามสัดส่วนการใช้ไฟประเภทนั้นๆ เพื่อหาแบบจำลองเฉลี่ยรวมของ กฟภ. (Composite Customer Damage Function : CCDF) ซึ่งมีหน่วยเป็น บาท/kW-peak โดยหาได้จากสมการ

$$CCDF(t) = \sum_{i=1}^n c_i \times SCDF_i(t) \quad (1)$$

โดย i = ประเภทของผู้ใช้ไฟฟ้า
 n = จำนวนประเภทของผู้ใช้ไฟ
 c_i = สัดส่วนการใช้พลังงานของผู้ใช้ไฟประเภท i
 $SCDF_i$ = แบบจำลองความเสียหายเฉลี่ยของผู้ใช้ไฟประเภท i
 ถ้าต้องการพัฒนาแบบจำลองให้อยู่ในหน่วย บาท/kWเฉลี่ย คำนวณได้จากสมการ

$$CCDF(t) = \sum_{i=1}^n \frac{c_i \times SCDF_i(t)}{LF_i} \quad (2)$$

โดย $LF_i =$ ค่าตัวประกอบ โหลด (Load Factor) ของผู้ใช้ไฟประเภท i

ประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า	หน่วยจำหน่าย (kWh/Year)	สัดส่วนการใช้ไฟฟ้า (%)	ตัวประกอบโหลด (%)
บ้านอยู่อาศัย	2,990,475,370	43.53	60.63
กิจการขนาดเล็ก	845,327,926	12.30	49.00
กิจการขนาดกลาง	1,090,153,381	15.86	73.66
กิจการขนาดใหญ่	1,306,058,837	19.00	90.33
กิจการหะอังก	133,580,282	1.94	79.07
ส่วนกลางและองค์กรไม่แสวงหากำไร	506,809,911	7.37	49.52

ตารางที่ 4 สัดส่วนการใช้ไฟของผู้ใช้ไฟ ภาคกลาง

ระยะเวลาที่เดิน	ไฟละหมื่น	1 ชม.	3 ชม.	1 ชม.	2 ชม.	4 ชม.	8 ชม.
กฟภ.2	9.427	14.387	41.484	67.662	112.110	218.870	391.470

ตารางที่ 5 แบบจำลองความเสียหายเฉลี่ยในเขต กฟภ.2

จากสมการที่ (2) เราสามารถนำข้อมูลสัดส่วนการใช้ไฟและตัวประกอบโหลดในตารางที่ 4 มาสร้างแบบจำลองความเสียหายเฉลี่ยของพื้นที่ที่สนใจ ซึ่งในบทความนี้ได้แก่เขต กฟภ.2 ได้ตามตารางที่ 5

3. หลักการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์

ในบทความนี้จะใช้การวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์แบบ Discounted Cash Flow Technique หามูลค่าของเงินตามเวลา โดยกำหนดแผนงานและทำการเปรียบเทียบระหว่างค่าเงินลงทุนของแผนงานเป็น Cost Stream กับประโยชน์ที่ได้รับจากแผนงานเป็น Benefit Stream เมื่อกำหนด Discount rate ที่ต้องการค่าหนึ่ง ก็ทำการคำนวณหามูลค่าปัจจุบัน (Present Worth : PW) ของ Cost Stream และ Benefit Stream แล้วนำมาเปรียบเทียบกัน

การหาค่าใช้จ่ายในการลงทุนทั้งหมด (Present Worth Total Cost : PWTC) หาได้จากสมการ

$$PWTC = IC + PWOMC \quad (3)$$

โดยค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานเริ่มต้น (Initial Cost : IC) เป็นค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นเพียงครั้งเดียวในตอนเริ่มแรก ณ ปัจจุบัน ส่วนค่าใช้จ่ายในการดำเนินการและบำรุงรักษา (Present Worth of Operation and Maintenance Cost : PWOMC) จะเป็นมูลค่าปัจจุบันของค่าใช้จ่ายในการดำเนินการและบำรุงรักษาต่อปี (Annual Operation and Maintenance Cost : AOMC) ซึ่งคงที่ตลอดอายุการใช้งาน โดยสมมติให้มูลค่าแผนงานเมื่อหมดอายุการใช้งานเท่ากับศูนย์ หาได้จากสมการ

$$PWOMC = AOMC \left[\frac{(1+i)^t - 1}{i(1+i)^t} \right] \quad (4)$$

โดย $i =$ Discount Rate (%)

$t =$ อายุการใช้งาน (ปี)

ส่วนการหาประโยชน์ที่ได้รับจากการลงทุนทั้งหมด

(Present Worth Total Benefit : PWTB) หาได้จากสมการ

$$PWTB = AB \left[\frac{(1+i)^t - 1}{i(1+i)^t} \right] \quad (5)$$

โดยประโยชน์ที่ได้รับจากการลงทุนทั้งหมด

(Present Worth Total Benefit : PWTB) จะเป็นมูลค่า

ปัจจุบันของประโยชน์ที่ได้รับจากการลงทุนต่อปี (Annual Benefit : AB) ซึ่งคงที่ตลอดอายุการใช้งาน

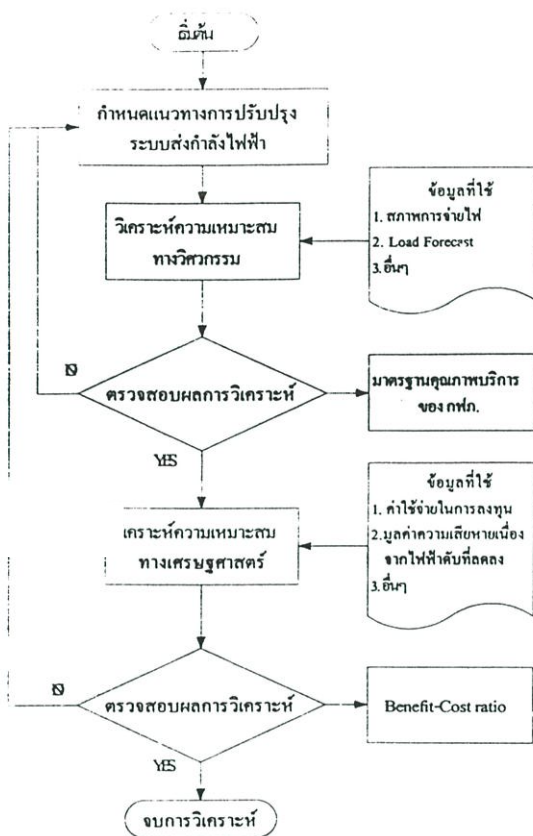
$$B/C = \frac{PWTB}{PWTC}$$

(6)

จากนั้นจะทำการเปรียบเทียบระหว่างค่าใช้จ่ายในการลงทุนทั้งหมดและประโยชน์ที่ได้รับจากการลงทุนทั้งหมด (Benefit-cost ratio) ตามสมการที่ (6) ถ้า $B/C > 1$ แสดงว่าแผนการลงทุนคุ้มค่า

4. แนวทางการวางแผนโดยคำนึงถึงความเชื่อถือได้ของระบบส่งกำลังไฟฟ้า

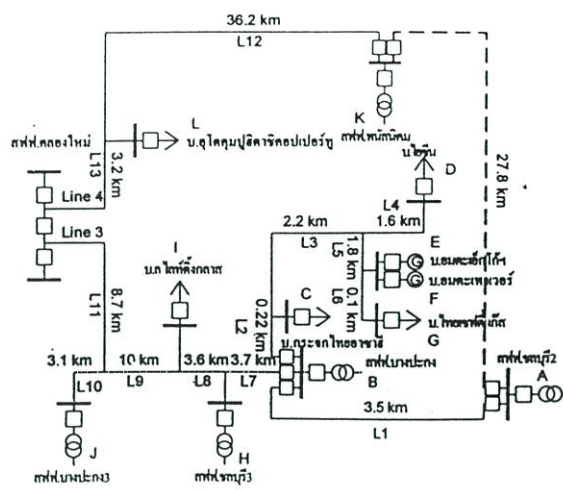
รูปที่ 2 แสดง flowchart การวางแผนโดยคำนึงถึงความเชื่อถือได้ของระบบส่งกำลังไฟฟ้าเริ่มจากการกำหนดแนวทางการปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้าของระบบส่งกำลังไฟฟ้าที่เกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับบ่อยครั้ง แล้วทำการวิเคราะห์ความเหมาะสมทางวิศวกรรม โดยนำผลลัพธ์ที่ได้ไปเปรียบเทียบกับมาตรฐานคุณภาพบริการด้านเทคนิค หรือ Planning Criteria ของ กฟภ. เมื่อแนวทางการปรับปรุงดังกล่าวมีความเหมาะสมทางวิศวกรรมแล้ว ก็ทำการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์โดยเปรียบเทียบอัตราส่วนระหว่างค่าใช้จ่ายและประโยชน์จากการลงทุนปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้า เพื่อพิจารณาความคุ้มค่าในการลงทุน [3]



รูปที่ 2 Flowchart การวางแผน โดยคำนึงถึงความเชื่อถือได้ของระบบส่งกำลังไฟฟ้า

5. ตัวอย่างการวางแผนโดยคำนึงถึงความเชื่อถือได้ของระบบส่งกำลังไฟฟ้า โดยใช้ความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟ

จากการพิจารณาระบบส่งกำลังไฟฟ้า แรงดัน 115 เควี สถานีไฟฟ้าคลองใหม่ โลน 3 และ โลน 4 ในปี 2545 ตามรูปที่ 3 จะเห็นว่า มีลักษณะการจ่ายไฟแบบเรเดียล (radial circuit) ซึ่งเป็นลักษณะการจ่ายไฟที่มีความเชื่อถือได้ต่ำ เมื่อเกิดฟอลท์ขึ้นระหว่างสายส่ง 115 เควี ที่จ่ายไฟให้กับผู้ใช้ไฟจะไม่สามารถหาแหล่งจ่ายไฟทดแทนให้ผู้ใช้ไฟจากทิศทางอื่นได้เลย ดังนั้นระยะเวลาที่จะสามารถจ่ายไฟคืนให้กับผู้ใช้ไฟก็คือ ระยะเวลาการซ่อมแซม (repair time) และจะเห็นว่าผู้ใช้ไฟส่วนใหญ่เป็นโรงงานอุตสาหกรรมขนาดใหญ่ซึ่งจะได้รับความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับมาก จึงต้องมีการวางแผนออกแบบระบบไฟฟ้าเพื่อเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบ



รูปที่ 3 สถานการณ์จ่ายไฟสถานีไฟฟ้าคลองใหม่ ปี 2545

5.1 แนวทางการปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้า

แนวทางในการปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้า เพื่อเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบ คือ การก่อสร้างสายส่ง 115 เควี เพิ่มจากสถานีไฟฟ้าชลบุรี 2 ถึงสถานีไฟฟ้าพนสนิมคม (เส้นประในรูปที่ 3) เพื่อจ่ายไฟแบบ Close loop

5.2 การวิเคราะห์ความเหมาะสมทางวิศวกรรม

การวิเคราะห์ความเหมาะสมทางวิศวกรรม จะใช้โปรแกรมวิเคราะห์ระบบไฟฟ้า Power World เวอร์ชัน 8.0 วิเคราะห์ Powerflow ของระบบส่งกำลังไฟฟ้า 115 เควี สถานีไฟฟ้าคลองใหม่ โลน 3 และ 4 โดยใช้ข้อมูลโหลดในปี 2545 เปรียบเทียบระหว่างสถานการณ์จ่ายไฟเดิมและหลังปรับปรุงโดยพิจารณาไปอีก 14 ปีข้างหน้าโดยอาศัยข้อมูลพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้า กฟผ. [4]

สถานีไฟฟ้า	แรงดันไฟฟ้า (kv)							
	พ.ศ. 2545	พ.ศ. 2548	พ.ศ. 2550	พ.ศ. 2552	พ.ศ. 2554	พ.ศ. 2556	พ.ศ. 2558	พ.ศ. 2559
สถานีไฟฟ้าคลองใหม่	119.00	119.00	119.00	119.00	119.00	119.00	115.00	119.00
สถานีไฟฟ้าประมง 3	117.26	117.17	117.11	117.03	116.94	116.79	116.61	116.52
บ.ภ. โขทัยกลาง	115.43	115.23	115.10	114.94	114.73	114.44	114.02	113.89
สถานีไฟฟ้าชลบุรี 3	114.77	114.53	114.37	114.17	113.94	113.59	113.17	112.94
สถานีไฟฟ้าประมง	114.13	113.85	113.66	113.43	113.16	112.76	112.28	112.02
บ.กระโทกทองขาว	114.15	113.86	113.68	113.45	113.17	112.77	112.29	112.03
บ.โพนิน	114.27	113.98	113.80	113.57	113.29	112.89	112.41	112.15
บ.บึงมะเกลือใต้	114.37	114.09	113.90	113.67	113.39	113.00	112.52	112.26
บ.บึงมะเกลือ	114.37	114.09	113.90	113.67	113.39	113.00	112.52	112.26
บ.โพนินสนิมคม	114.37	114.09	113.90	113.67	113.39	112.99	112.52	112.26
สถานีไฟฟ้าชลบุรี 2	113.51	113.25	113.04	112.79	112.49	112.05	111.53	111.25
สถานีพนสนิมคม	110.72	110.25	109.95	109.59	109.16	108.55	107.84	107.45

ตารางที่ 6 แรงดันไฟฟ้าเมื่อเกิดฟอลท์ในสายส่ง 115 เควี L12 เมื่อจ่ายไฟแบบ Close loop

ชนิดไฟฟ้า	แรงดันไฟฟ้า (kV)							
	พ.ศ. 2545	พ.ศ. 2548	พ.ศ. 2554	พ.ศ. 2552	พ.ศ. 2554	พ.ศ. 2554	พ.ศ. 2554	พ.ศ. 2559
ไฟฟ้าของใหม่	119.00	119.00	119.00	119.00	119.00	119.00	119.00	119.00
ไฟฟ้าชดเชย	118.92	118.42	118.18	118.73	119.34	118.47	117.97	117.44
ใบอนุญาตซื้อขายไฟฟ้า	118.45	118.41	118.39	118.36	118.32	118.26	118.20	118.16
ไฟฟ้าพาณิชย์	112.62	112.21	111.95	111.64	111.28	110.75	110.16	109.25

ตารางที่ 7 แรงดันไฟฟ้าเมื่อเกิดฟลลท์ในสายส่ง 115 เควี

L1 เมื่อจ่ายไฟแบบ Close loop

จากรูปที่ 3 สภาพการจ่ายไฟเดิมเมื่อเกิดฟลลท์ในสายส่ง L12 หรือ L1 จะมีผลให้สถานีไฟฟ้าพนัสนิคมและสถานีไฟฟ้าชลบุรี 2 ไฟดับตามลำดับ จะเห็นได้ว่าหลังจากปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้าให้จ่ายไฟแบบ Close loop เมื่อเกิดฟลลท์ในสายส่ง L12 หรือ L1 ทั้งสถานีไฟฟ้าพนัสนิคมและสถานีไฟฟ้าชลบุรี 2 ยังสามารถจ่ายไฟได้ปกติตามมาตรฐานแรงดันไฟฟ้าที่จุดจ่ายไฟฟ้าของ กฟภ. ตามตารางที่ 6 และ 7 ซึ่งมาตรฐานมีดังนี้

- กรณีปกติ แรงดันอยู่ระหว่าง 109.2-120.7 เควี (±5%)
- กรณีฉุกเฉิน แรงดันอยู่ระหว่าง 103.5-126.5 เควี (±10%)

5.3 การวิเคราะห์ความเหมาะสมทางเศรษฐศาสตร์

ต่อไปเราจะทำการหาค่าใช้จ่ายในการลงทุนทั้งหมด (PWTC) และประโยชน์ที่ได้จากการลงทุน (PWTB) เพื่อนำมาเปรียบเทียบหาอัตราส่วน B/C (Benefit/cost ratio)

5.3.1 ค่าใช้จ่ายในการลงทุนทั้งหมด (PWTC)

จากสมการที่ (3) ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการเริ่มต้น (IC) ได้แก่ ค่าใช้จ่ายในการก่อสร้างสายส่ง 115 เควีจากสถานีไฟฟ้าชลบุรี 2 ถึงสถานีไฟฟ้าพนัสนิคม ระยะทาง 27.8 กม. และเพิ่ม Bay ที่สถานีไฟฟ้าพนัสนิคม

- งานสายส่ง 115 เควี เป็นเงิน 43,958,456 บาท
- งานเพิ่ม Bay เป็นเงิน 8,300,000 บาท

$$IC = 43,958,456 + 8,300,000 = 52,258,456$$

ส่วนค่าใช้จ่ายในการดำเนินการและบำรุงรักษา (PWOMC) จะคิด 2% ของเงินลงทุน เมื่อคิด discount rate เท่ากับ 12% และอายุการใช้งานสายส่ง 30 ปี จะได้

$$AOMC = 2\%(IC) = \frac{52,258,456 \times 2}{100}$$

$$= 1,045,169 \text{ บาท}$$

$$PWOMC = 1,045,169 \left[\frac{(1 + 0.12)^{30} - 1}{0.12(1 + 0.12)^{30}} \right]$$

$$= 8,419,030 \text{ บาท}$$

จะได้ค่าใช้จ่ายในการลงทุนทั้งหมด ณ ปีปัจจุบัน

$$PWTC = IC + PWOMC = 60,677,486 \text{ บาท}$$

5.3.2 ประโยชน์ในการลงทุนทั้งหมด (PWTB)

ประโยชน์ในการลงทุน คือ ความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟที่ลดลง เราจะทำการเปรียบเทียบความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับก่อนปรับปรุงระบบ และหลังปรับปรุงระบบ ซึ่งสามารถนำมาคำนวณมูลค่าความเสียหาย (Outage Cost : OC) ของเหตุการณ์ในบริเวณที่พิจารณาเป็นหน่วยเป็น บาท/ปี หาได้จากสมการ

$$OC_j = \lambda \times C_j \times L_j \times I_j \times 10^3$$

(7)

โดย λ = อัตราความล้มเหลว (ครั้ง/กม./ปี)

C_j = ความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของเหตุการณ์ j (บาท/kW-peak)

L_j = โหลดที่กระทบจากไฟฟ้าดับเหตุการณ์ j (MW)

I_j = ระยะทางสายส่งที่เกิดเหตุการณ์ j (กม.)

และหามูลค่าความเสียหายรวมของทุกเหตุการณ์

(Total Outage Cost : TOC) ได้จากสมการ

$$TOC = \sum_{j=1}^n OC_j$$

(8)

จากข้อมูลสถิติไฟฟ้าดับของบริเวณที่พิจารณาดังแต่ปี พ.ศ. 2543-2545 ปรากฏว่าสายส่งมีอัตราความล้มเหลว (failure rate) 0.074 ครั้ง/กม./ปี และระยะเวลาไฟดับ 28 นาที/ครั้ง จากข้อมูลความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับตารางที่ (5) พบว่าที่เวลา 28 นาที ความเสียหายในเขต กฟภ.2 มีค่า 40 บาท/kW-peak ในการวิเคราะห์จะตั้งสมมติฐานว่า เหตุขัดข้องมีโอกาสเกิดขึ้นในสายส่งทุกเส้นในบริเวณที่พิจารณาและอัตราล้มเหลวของสายส่งมีค่าเท่ากัน จะได้มูลค่าความเสียหายตามสมการ

$$OC_j = 0.074 \times 40 \times L_j \times I_j \times 10^3 \quad (9)$$

เหตุการณ์ไฟดับและมูลค่าความเสียหายของสภาพ

การจ่ายไฟเดิมและหลังปรับปรุงแสดงในตารางที่ 8 และ 9

Fault Location	Line Trip	Line length (km)	Impacted Load	Load Loss (MW)	Outage Cost (บาท/ปี)
L1	L1	3.5	A	39.60	410,256.00
L2	L2, L3, L4, L5, L6	0.22	C, D, E, F, G	10.00	6,512.00
L3	L3, L2, L4, L5, L6	2.2	C, D, E, F, G	10.00	65,120.00
L4	L4, L2, L3, L5, L6	1.55	C, D, E, F, G	10.00	45,880.00
L5	L5, L2, L3, L4, L6	1.8	C, D, E, F, G	10.00	53,280.00
L6	L6, L2, L3, L4, L5	0.1	C, D, E, F, G	10.00	2,960.00
L7	L7, L1, L2, L3, L4, L5, L6, L8, L9, L10, L11	3.7	A, B, C, D, E, F, I, J	112.57	1,232,866.64
L8	L8, L1, L2, L3, L4, L5, L6, L7, L9, L10, L11	3.6	A, B, C, D, E, F, I, J	112.57	1,199,545.92
L9	L9, L1, L2, L3, L4, L5, L6, L7, L8, L10, L11	10	A, B, C, D, E, F, I, J	112.57	3,332,072.00
L10	L10, L1, L2, L3, L4, L5, L6, L7, L8, L9, L11	3.05	A, B, C, D, E, F, I, J	112.57	1,016,281.96
L11	L11, L1, L2, L3, L4, L5, L6, L7, L8, L9, L10	8.7	A, B, C, D, E, F, I, J	112.57	2,498,902.64
L12	L12, L13	36.2	K, L	55.64	5,961,937.12
L13	L13, L12	3.2	K, L	55.64	527,022.08
รวม					14,782,434.82

ตารางที่ 8 มูลค่าความเสียหายของเหตุการณ์ไฟดับสภาพการจ่ายไฟเดิม

Fault Location	Line Trip	Line length (km)	Impacted Load	Load Loss (MW)	Outage Cost (บาท/ปี)
L1	L1	3.5	-	0	0.00
L2	L2, L3, L4, L5, L6	0.22	C, D, E, F, G	10.00	6,512.00
L3	L3, L2, L4, L5, L6	2.2	C, D, E, F, G	10.00	65,120.00
L4	L4, L2, L3, L5, L6	1.55	C, D, E, F, G	10.00	45,880.00
L5	L5, L2, L3, L4, L6	1.8	C, D, E, F, G	10.00	53,280.00
L6	L6, L2, L3, L4, L5	0.1	C, D, E, F, G	10.00	2,960.00
L7	L7, L8, L9, L10, L11	3.7	H, I, J	19.07	208,854.64
L8	L8, L7, L9, L10, L11	3.6	H, I, J	19.07	203,209.92
L9	L9, L7, L8, L10, L11	10	H, I, J	19.07	564,472.00
L10	L10, L7, L8, L9, L11	3.05	H, I, J	19.07	172,163.96
L11	L11, L8, L7, L9, L10	8.7	H, I, J	19.07	491,090.64
L12	L12, L13	36.2	L	4.44	475,754.88
L13	L13, L12	3.2	L	4.44	42,055.68
รวม					2,331,363.72

ตารางที่ 9 มูลค่าความเสียหายของเหตุการณ์ไฟดับสภาพการจ่ายไฟหลังปรับปรุง เราสามารถคำนวณหามูลค่าความเสียหายรวมที่ลดลงได้ตามตารางที่ 10

ประเภทการจ่ายไฟ	มูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (บาท/ปี)
ก่อนปรับปรุง	14,782,434.82
หลังปรับปรุง	2,331,353.72
ลดลง	14,421,282.80

ตารางที่ 10 มูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟดับที่ลดลงจากสมการที่ (5) จะได้ประโยชน์ในการลงทุนทั้งหมด ณ ปัจจุบัน เท่ากับ

$$PWTB = 14,421,282.8 \left[\frac{(1+0.12)^{30} - 1}{0.12(1+0.12)^{30}} \right]$$

$$= 116,166,086 \text{ บาท}$$

5.3.3 การเปรียบเทียบประโยชน์และค่าใช้จ่ายจากการลงทุน (Benefit-cost ratio)

PWTB (บาท)	PWTC (บาท)	Benefit-cost ratio
116,166,086	60,314,486	1.91

ตารางที่ 11 ค่าใช้จ่ายและประโยชน์จากการลงทุน จากตารางที่ 11 จะเห็นได้ว่าอัตราส่วนระหว่างประโยชน์ต่อค่าใช้จ่ายของการเพิ่มความเชื่อถือได้จากการก่อสร้างสายส่ง 115 เควี เท่ากับ 1.91 หมายความว่าประโยชน์ที่ได้รับจากการก่อสร้างสายส่งมีค่าสูงกว่าค่าใช้จ่ายในการลงทุน 1.91 เท่า นั่นคือการก่อสร้างปรับปรุงระบบมีความคุ้มค่ากับการลงทุน

6. ข้อสรุป

บทความนี้นำเสนอแนวคิดในการนำมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟมาประยุกต์ใช้เพื่อหาระดับความเชื่อถือได้ของระบบที่เหมาะสม จากตัวอย่างการวิเคราะห์จะเห็นได้ว่าเมื่อประโยชน์ที่ได้รับจากความเชื่อถือได้ของระบบที่เพิ่มขึ้นมีค่าสูงกว่าค่าใช้จ่ายในการลงทุนแสดงว่าการวางแผนโดยคำนึงถึงความเชื่อถือได้ของระบบส่งกำลังไฟฟ้านั้นคุ้มค่าการลงทุนภายใน 30 ปี

7. เอกสารอ้างอิง

- [1] A. A. Chowdhury and D. O. Koval, "Application of Customer Interruption Costs in Transmission Network Reliability Planning," IEEE Trans. Industry App., vol. 37, pp. 1590-1596, November 2001.
- [2] "รายงานฉบับสมบูรณ์ การศึกษาอัตราความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ," สถาบันวิจัยพลังงาน จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, พฤษภาคม 2544.
- [3] Project Planning Division, Power System Planning Manual, PEA., April 2003.
- [4] Load Forecast Section, PEA's Energy Requirement and Peak Demand, PEA., 2002.

การประชุมวิชาการทางวิศวกรรมไฟฟ้า ครั้งที่ 27
27th Electrical Engineering Conference

Volume I

สาขาทศวรรษ

- ไฟฟ้ากำลัง (PW)
- อิเล็กทรอนิกส์กำลัง (PE)
- งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับวิศวกรรมไฟฟ้า (GN)

11-12 พฤศจิกายน 2547

โรงแรมโซฟิเทล ราชา ออคิด ขอนแก่น



ดำเนินการจัดประชุมโดย

ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์

มหาวิทยาลัยขอนแก่น



การวิเคราะห์ความเหมาะสมในการออกแบบระบบส่งกำลังไฟฟ้าแรงดัน 115 กิโลโวลต์แบบลูปปิด Optimal Analysis in 115 kV Transmission Close-Loop Configuration System Design

วราวุธ จิตพันธ์ และ มณฑล ทิลาจินคาไกรฤกษ์

ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง

ถนนฉลองกรุง เขตลาดกระบัง กรุงเทพฯ 10520

โทร. 0-2326-4550 โทรสาร 0-2326-4550 E-mail : wara@pea.co.th, klmontho@kmitl.ac.th

บทคัดย่อ

บทความนี้นำเสนอการวิเคราะห์ความเหมาะสมในการออกแบบระบบส่งกำลังไฟฟ้าแรงดัน 115 กิโลโวลต์แบบลูปปิด เพื่อเพิ่มความเชื่อถือได้ในการจ่ายกระแสไฟฟ้า โดยวิธีการเปรียบเทียบอัตราส่วนระหว่างผลประโยชน์ที่ได้รับและค่าใช้จ่ายที่เพิ่มขึ้นจากการออกแบบนั้น บทความนี้แสดงให้เห็นถึงการนำมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้าที่ลดลงมาใช้แทนผลประโยชน์ที่ได้รับจากการออกแบบ โดยวิเคราะห์จากระบบส่งกำลังไฟฟ้าแรงดัน 115 กิโลโวลต์ สถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2 ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 2 ภาคกลาง ชลบุรี

คำสำคัญ: ความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ, อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อค่าใช้จ่าย

Abstract

This paper proposes the optimal analysis in 115 kV transmission close-loop configuration system design for increment of power supply reliability that is to compare the ratio between the incremental benefit of providing design and the incremental cost of that design. This paper illustrates the utilization of customer interruption cost decrease as the benefit of system design using 115 kV transmission network of Ao-phai 2 Substation for PEA area 2 Chonburi.

Keywords : Customer Interruption Cost, Benefit-Cost Ratio

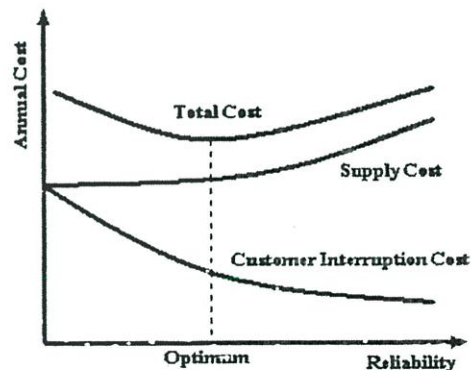
1. บทนำ

ระบบส่งกำลังไฟฟ้าแรงดัน 115 กิโลโวลต์ถือว่าเป็นส่วนที่สำคัญที่สุดในด้านความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า เนื่องจากเป็นระบบที่ทำหน้าที่ส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าให้กับผู้ใช้ไฟรายใหญ่ภาคอุตสาหกรรมแรงดัน 115 กิโลโวลต์และสถานีไฟฟ้าย่อยแรงดัน 115/22 กิโลโวลต์ ซึ่งทำหน้าที่แปลงระดับแรงดันไฟฟ้าลงและส่งผ่านพลังงานไฟฟ้าให้กับระบบจำหน่ายแรงดัน 22 กิโลโวลต์ต่อไป ดังนั้นหากเกิดกระแสไฟฟ้าขัดข้องในระบบส่งกำลังไฟฟ้าจะส่งผลให้เกิดไฟฟ้าดับเป็นบริเวณกว้าง

บทความนี้จึงนำเสนอการวิเคราะห์ความเหมาะสมในการออกแบบระบบส่งกำลังไฟฟ้าแรงดัน 115 กิโลโวลต์แบบลูปปิด ซึ่งเป็นลักษณะการจ่ายไฟที่สามารถรับไฟจากแหล่งจ่ายได้ 2 ทิศทาง เพื่อเพิ่มความเชื่อถือได้ในการจ่ายกระแสไฟฟ้า โดยในการปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้าต้องพิจารณาให้เกิดความคุ้มค่าในการลงทุนด้วย

2. ความเชื่อถือได้ของการจ่ายกระแสไฟฟ้า

ในการกำหนดระดับความเชื่อถือได้ของระบบส่งกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมจะอยู่บนพื้นฐานความสมดุลระหว่างค่าใช้จ่ายในการลงทุนก่อสร้างหรือปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้า (Supply Cost) และความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้า (Customer Interruption Cost) โดยการออกแบบที่เหมาะสมจะเป็นจุดที่ค่าใช้จ่ายโดยรวม (Total Cost) ต่ำที่สุด ตามรูปที่ 1 [1]

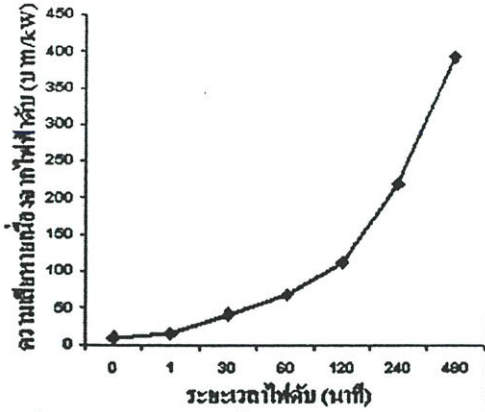


รูปที่ 1 ค่าใช้จ่ายและประโยชน์ของความเชื่อถือได้

ความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้าเป็นความสูญเสียที่เกิดขึ้นระหว่างกระแสไฟฟ้าขัดข้อง เช่น การหยุดการผลิต, การนำเสียของวัตถุดิบในการผลิตและค่าจ้างแรงงานในขณะที่หยุดงาน เป็นต้น

จากการสำรวจข้อมูลความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้า [2] ของสถาบันวิจัยพลังงาน จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ปี พ.ศ. 2544 ได้สร้างฟังก์ชันความเสียหายเฉลี่ยของผู้ใช้ไฟฟ้า (Composite Customer

Damage Function : CCDF) ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 2 ภาคกลาง
ชลบุรี ตามรูปที่ 2



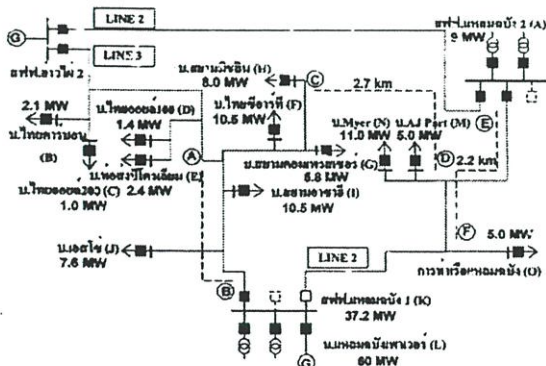
รูปที่ 2 ข้อมูลความเสียหายเฉลี่ยของผู้ใช้ไฟ เขต กฟภ.2 ชลบุรี

3. กรณีศึกษาการวิเคราะห์ความเหมาะสมในการออกแบบระบบส่งกำลังไฟฟ้าแบบรูปปิด

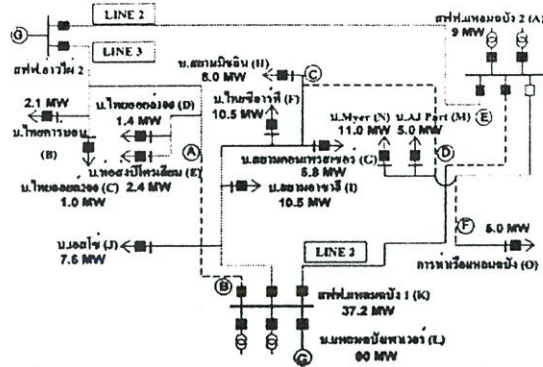
จากการพิจารณาในระบบส่งกำลังไฟฟ้าแรงดัน 115 กิโลโวลต์ สถานีไฟฟ้าอ่าวใหม่ 2 โลง 2 และโรง 3 ตามรูปที่ 3 แสดงให้เห็นสภาพการจ่ายไฟปัจจุบันเป็นแบบเรเดียล ซึ่งมีความเชื่อถือได้ในการจ่ายกระแสไฟฟ้าต่ำ ถ้าสายส่งแรงดัน 115 กิโลโวลต์ ที่เชื่อมโยงระหว่างสถานีไฟฟ้าหุดจ่ายกระแสไฟฟ้า จะทำให้เกิดไฟฟ้าดับเป็นบริเวณกว้าง

ในการปรับปรุงสภาพการจ่ายไฟแบบรูปปิดจะแยกวงจรที่จ่ายไฟให้ผู้ใช้ไฟในนิคมอุตสาหกรรมออกจากสายส่งที่เชื่อมโยงระหว่างสถานีไฟฟ้า ตามรูปที่ 4 โดยมีรายละเอียดการดำเนินการดังนี้

- ก่อสร้างสายส่งช่วง A-B, C-D และ E-F เพิ่ม ระยะทาง 1.8, 2.7 และ 2.2 กม. ตามลำดับ (เส้นประในรูปที่ 3)
- ก่อสร้างสวิตช์เกียร์พร้อมอุปกรณ์ป้องกันเพิ่มจำนวน 2 Bay ที่สถานีไฟฟ้าแหลมฉบัง 1 และสถานีไฟฟ้าแหลมฉบัง 2



รูปที่ 3 สภาพการจ่ายไฟปัจจุบันของระบบส่งกำลังไฟฟ้าตัวอย่าง



รูปที่ 4 สภาพการจ่ายไฟแบบรูปปิดของระบบส่งกำลังไฟฟ้าตัวอย่าง

4. แนวทางการออกแบบระบบส่งกำลังไฟฟ้าแบบรูปปิด

เมื่อปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้าแรงดัน 115 กิโลโวลต์สถานีไฟฟ้าอ่าวใหม่ 2 ให้จ่ายไฟแบบรูปปิด จะทำให้สามารถรับไฟได้ 2 ทิศทางช่วยลดปัญหาไฟฟ้าดับได้ จากผลการวิเคราะห์โหลดโพล์โคไอซ์เดือนในข้อมูลโหลดเฉลี่ยปี พ.ศ.2547 และพิจารณาไปในอนาคตอีก 10 ปีข้างหน้า [3] ในกรณีสายส่งโลง 2 สถานีไฟฟ้าอ่าวใหม่ 2 หุดจ่ายกระแสไฟฟ้า (ตามตารางที่ 1) และกรณีสายส่งโลง 3 สถานีไฟฟ้าอ่าวใหม่ 2 หุดจ่ายกระแสไฟฟ้า (ตามตารางที่ 2) แสดงให้เห็นว่าระดับแรงดันไฟฟ้าที่มีแตกต่างกัน ยังคงอยู่ในค่ามาตรฐานของระดับแรงดันไฟฟ้าที่จุดจ่ายไฟของ กฟภ. ($\pm 5\%$ ของระดับแรงดันปกติ คือ ระดับระหว่าง 109.2 - 120.7 กิโลโวลต์) นั่นคือสามารถจ่ายไฟได้ปกติ

ตารางที่ 1 แรงดันไฟฟ้าที่มีผลเมื่อสายส่งโลง 2 สถานีไฟฟ้าอ่าวใหม่ 2 หุดจ่ายกระแสไฟฟ้า สภาพการจ่ายไฟแบบรูปปิด

สถานีไฟฟ้า	ระดับแรงดันไฟฟ้า (ก.ว)					
	พ.ศ. 2547	พ.ศ. 2549	พ.ศ. 2551	พ.ศ. 2553	พ.ศ. 2555	พ.ศ. 2557
สถานีไฟฟ้าอ่าวใหม่ 2	116.00	116.00	116.00	116.00	116.00	116.00
สถานีแหลมฉบัง 2	114.92	114.90	114.90	114.90	114.89	114.89
บ. AT Part	114.63	114.60	114.59	114.57	114.55	114.54
บ. Myer	114.61	114.58	114.56	114.55	114.53	114.51
การท่าเรือแหลมฉบัง	114.63	114.60	114.58	114.56	114.55	114.53
บ.โตคาบอง	115.59	115.58	115.58	115.58	115.57	115.57
บ.โฆซอส์ 200	115.59	115.58	115.58	115.56	115.57	115.57
บ.โฆซอส์ 100	115.30	115.20	115.29	115.29	115.28	115.28
บ.ฟองสีโตเนียม	115.30	115.30	115.29	115.29	115.29	115.28
บ.โฆ ซือการ์ที	114.77	114.75	114.74	114.72	114.71	114.70
บ.ชนคชนพรพจนอร์	114.75	114.72	114.71	114.70	114.69	114.68
บ.ชนนิกสิน	114.74	114.71	114.70	114.69	114.68	114.67
บ.ชนนชาชาติ	114.84	114.82	114.82	114.81	114.80	114.79
บ.เอสโซ่	114.93	114.92	114.92	114.91	114.90	114.90
สถานีแหลมฉบัง 1	115.00	114.99	114.99	114.99	114.98	114.98
บ.แหลมฉบังพาวเวอร์ SPP	115.00	115.00	115.00	115.00	115.00	115.00

ตารางที่ 2 แรงดันไฟฟ้าที่มีเมื่อสายส่งไลน์ 3 สถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2
หตุคจ่ายกระแสไฟฟ้า สภาพการจ่ายไฟแบบลูปปิด

สถานีไฟฟ้า	ระดับแรงดันไฟฟ้า (kV)					
	พ.ศ. 2547	พ.ศ. 2549	พ.ศ. 2551	พ.ศ. 2553	พ.ศ. 2555	พ.ศ. 2557
สถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2	116.00	116.00	116.03	116.03	116.00	116.00
สถานีแม่เหล็กบึง 2	115.28	115.27	115.26	115.26	115.25	115.24
บ. AJ Fact	114.58	114.55	114.53	114.51	114.50	114.48
บ. Myrc	114.56	114.52	114.50	114.49	114.47	114.46
การท่วือนทลบึง	114.57	114.54	114.52	114.51	114.49	114.48
บ.ไทย ซิการ์ที	114.71	114.69	114.68	114.67	114.66	114.65
บ.สวนคตพรทศอร์	114.69	114.67	114.65	114.64	114.63	114.62
บ.สวนฉิมิกัน	114.68	114.66	114.64	114.63	114.62	114.61
บ.สวนชวาธาฮี	114.79	114.77	114.76	114.75	114.74	114.73
บ.ยศไฟ	114.88	114.87	114.86	114.85	114.85	114.84
สถานีแม่เหล็กบึง 1	114.94	114.94	114.93	114.93	114.93	114.92
บ.แม่เหล็กบึงทศอร์ SPP	115.00	115.00	115.00	115.00	115.00	115.00

ตารางที่ 3 ผลเปรียบเทียบกระแสลัดวงจรเมื่อเกิดฟอลต์ที่บัสต่างๆ

Fault Bus Location	SLG Fault Current (kA)	
	สภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน	สภาพการจ่ายไฟแบบลูปปิด
สถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2	29.79	29.79
สถานีแม่เหล็กบึง 2	9.38	17.21
สถานีแม่เหล็กบึง 1	19.43	24.08

จากการศึกษาพบว่าการปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้าให้จ่ายไฟแบบลูปปิดจะมีผลทำให้หน่วยสูญเสีย (Loss) ของระบบเพิ่มขึ้น 0.06 MW และค่ากระแสลัดวงจร (Fault Level) ที่สถานีมีค่าสูงขึ้นแต่ไม่เกินค่าพิกัด Interruption Capacity ของเซอร์กิตเบรกเกอร์ซึ่งเท่ากับ 31.5 kA ดังแสดงในตารางที่ 3

การคำนวณค่าใช้จ่ายในการลงทุนทั้งหมด (Present Worth Total Cost : PWTC) หาได้จากสมการ [4]

$$PWTC = IC + PWOMC \quad (1)$$

โดยที่ IC = ค่าใช้จ่ายเริ่มต้นในการดำเนินงาน (Initial Cost)

PWOMC = ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการและบำรุงรักษา (Present Worth of Operation and Maintenance Cost)

ซึ่งค่าใช้จ่ายในการดำเนินการและบำรุงรักษา (PWOMC) หาได้จากสมการ [4]

$$PWOMC = AOMC \left[\frac{(1+r)^n - 1}{r(1+r)^n} \right] \quad (2)$$

โดยที่ r = อัตราส่วนลด (Discount Rate : %)

n = อายุการใช้งาน (ปี)

AOMC = ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการและบำรุงรักษาต่อปี (Annual Operation and Maintenance Cost)

จากการประมาณการค่าใช้จ่ายในการปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้าแบบลูปปิด มีรายละเอียดค่าใช้จ่ายในการลงทุนดังต่อไปนี้

- งานก่อสร้างสายส่ง ช่วง A-B เป็นเงิน 2,808,781.20 บาท
 - งานก่อสร้างสายส่ง ช่วง C-D เป็นเงิน 4,213,171.80 บาท
 - งานก่อสร้างสายส่ง ช่วง E-F เป็นเงิน 3,432,954.80 บาท
 - งานก่อสร้างสวิตช์เกียร์/อุปกรณ์ป้องกัน เป็นเงิน 16,888,908.30 บาท
- ดังนั้น ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานเริ่มต้น (IC) รวมเป็นเงิน 27,343,816.10 บาท

ส่วนค่าใช้จ่ายในการดำเนินการและบำรุงรักษา (PWOMC) จะคิด 2% ของเงินลงทุนทั้งหมด จากสมการที่ (2) เมื่อใช้อัตราส่วนลดเท่ากับ 12% และอายุการใช้งานสายส่ง 30 ปี จะคิดเป็นเงินปัจจุบันเท่ากับ 4,405,189.36 บาท

ดังนั้น ค่าใช้จ่ายในการลงทุนทั้งหมด (PWTC) ตามสมการที่ (1) จะเท่ากับ 31,749,005.46 บาท

5. การวิเคราะห์อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อค่าใช้จ่ายของความเชื่อถือได้

ในการคำนวณหามูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับที่ลดลงจะใช้ข้อมูลสถิติกระแสไฟฟ้าลัดวงจรย้อนหลังปี พ.ศ. 2545-2546 ที่เกิดขึ้นและความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้าของพื้นที่จริงที่ทำการศึกษา (ตามรูปที่ 2) ดังแสดงในตารางที่ 4

ตารางที่ 4 สถิติการเกิดกระแสไฟฟ้าลัดวงจรและความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับที่ระยะเวลาต่างๆ

Type	ตำแหน่งที่เกิดลัดวงจร	จำนวนครั้งเฉลี่ย (ครั้ง/ปี)	ระยะเวลาที่ดับเฉลี่ย (กคต)	ความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (บาท/กWh)
ไฟฟ้ะดับ	สถานีอ่าวไผ่ 2 ไลน์ 2	-	-	-
	สถานีอ่าวไผ่ 2 ไลน์ 3	25	-	9.427
	สถานีแม่เหล็กบึง 1 ไลน์ 2	-	-	-
ไฟดับถาวร	สถานีอ่าวไผ่ 2 ไลน์ 2	1	6.5	19.53
	สถานีอ่าวไผ่ 2 ไลน์ 3	1	12	24.67
	สถานีแม่เหล็กบึง 1 ไลน์ 2	1	41	51.08

จากข้อมูลความเสียหายเฉลี่ยของผู้ใช้ไฟและระยะเวลาไฟดับเฉลี่ย สามารถคำนวณมูลค่าความเสียหาย (Outage Cost : OC) ของทุกๆ เหตุการณ์ไฟดับ ได้จากสมการ [1]

$$OC_j = \sum_{j=1}^N L_j x f_j x c(d_j) \quad (3)$$

โดยที่ L_j = ขนาดโหลดที่กระทบจากไฟดับเหตุการณ์ j (MW)

f_j = ความถี่ของการเกิดเหตุการณ์ j (จำนวนครั้ง/ปี)

d_j = ระยะเวลาไฟดับของเหตุการณ์ j (นาท)

$c(d_j)$ = ความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของเหตุการณ์ j (บาท/kW-peak)

N = สหเหตุการณ์เกิดไฟดับ

จากสมการที่ (3) สามารถคำนวณหามูลค่าความเสียหายรวมของผู้ใช้ไฟฟ้าเมื่อเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับได้เท่ากับ 5,831,123.75 บาท/ปี ตามตารางที่ 5 ซึ่งจะลดลงเมื่อทำการปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้าเป็นแบบรูปปีและถูกนำไปใช้แทนผลประโยชน์ที่ได้รับจากการลงทุน

ตารางที่ 5 มูลค่าความเสียหายของเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ

Type	สถานที่ที่เกิดเหตุ	Impacted Load	Load Loss (MW)	Outage Cost (บาท/ปี)
ไฟฟระหวง	ทฟฟอ่าวไฟ 2 โทม 3	B, C, D, E, F, G, H, I, J, K, L	86.50	2,038,588.75
	ทฟฟอ่าวไฟ 2 โทม 2	A, M, N, O	30.00	585,900.00
ไฟดับถาวร	ทฟฟอ่าวไฟ 2 โทม 3	B, C, D, E, F, G, H, I, J, K, L	86.50	2,133,955.00
	ทฟฟอ่าวไฟ 2 โทม 2	M, N, O	21.00	1,072,680.00
	รวมเป็นเงิน			5,831,123.75

ในการคำนวณหาผลประโยชน์ที่ได้รับจากการลงทุนทั้งหมด (Present Worth Total Benefit : PWTB) หาได้จากสมการ [5]

$$PWTB = AB \left[\frac{(1+r)^n - 1}{r(1+r)^n} \right] \quad (4)$$

โดยที่ AB = ผลประโยชน์ที่ได้รับจากการลงทุนต่อปี (Annual Benefit) ดังนั้นสามารถคำนวณผลประโยชน์ที่ได้รับเป็นมูลค่าปัจจุบันเมื่อคิดอัตราส่วนลดเท่ากับ 12% และอายุการใช้งานสายส่ง 30 ปี ตามสมการที่ (4) ได้เป็นเงินเท่ากับ 46,970,774.55 บาท

หลักเกณฑ์การตัดสินใจเพื่อการลงทุนแบบอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อค่าใช้จ่าย (Benefit Cost Ratio : BCR) เป็นไปตามสมการ

$$BCR = \frac{PWTB}{PWTC} \quad (5)$$

โดยที่ BCR > 1 ขอมรับข้อเสนอการลงทุน
 BCR < 1 ปฏิเสธข้อเสนอการลงทุน
 BCR = 1 จะไม่มีผลกระทบใดๆ ไม่ว่าจะยอมรับหรือปฏิเสธข้อเสนอการลงทุน

ผลจากการวิเคราะห์อัตราส่วนระหว่างผลประโยชน์และค่าใช้จ่ายจากการปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้าแรงดัน 115 กิโลโวลต์เป็นแบบรูปปี แสดงในตารางที่ 6

ตารางที่ 6 อัตราส่วนระหว่างผลประโยชน์ต่อค่าใช้จ่าย

ผลประโยชน์ที่ได้รับ (บาท)	ค่าใช้จ่ายในการปรับปรุง (บาท)	อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อค่าใช้จ่าย (BCR)
46,970,774.55	31,749,095.46	1.48

จะเห็นได้ว่า อัตราส่วนระหว่างผลประโยชน์ต่อค่าใช้จ่ายของแนวทางการออกแบบระบบส่งกำลังไฟฟ้าแรงดัน 115 กิโลโวลต์แบบรูปปี

ปีของสถานีไฟฟ้าอ่าวน้ำมี 2 เท่ากับ 1.48 หมายความว่าถ้าได้มีการลงทุนผู้ใช้ไฟฟ้าจะได้รับประโยชน์เป็น 1.48 เท่า ของค่าใช้จ่ายที่ใช้ในการลงทุน ซึ่งถือว่ายอมรับข้อเสนอให้มีการลงทุน และจากวิธีการ Interpolation สามารถคำนวณหาระยะเวลาคุ้มทุนได้ภายในเวลา 8 ปี 7 เดือน

6. สรุป

วัตถุประสงค์หนึ่งของการออกแบบระบบส่งกำลังไฟฟ้าแรงดัน 115 กิโลโวลต์แบบรูปปีคือเพื่อลดความเสียหายที่เกิดขึ้นเมื่อเกิดไฟฟ้าดับ ในขณะที่เดียวกันก็ต้องมีความเหมาะสมกับค่าใช้จ่ายที่ใช้ในการลงทุนด้วย จากผลการวิเคราะห์อัตราส่วนระหว่างผลประโยชน์ต่อค่าใช้จ่ายของตัวอย่างการออกแบบระบบส่งกำลังไฟฟ้าแรงดัน 115 กิโลโวลต์แบบรูปปี สถานีไฟฟ้าอ่าวน้ำ 2 จะเห็นได้ว่า BCR > 1 แสดงให้เห็นว่าคุ้มค่าต่อการลงทุน ซึ่งแนวทางการปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้าในบทความนี้สามารถนำไปใช้งานได้จริง

7. เอกสารอ้างอิง

- [1] A. A. Chowdhury and D. O. Koval. "Application of Customer Interruption Costs in Transmission Network Reliability Planning." IEEE Trans. Industry App., vol. 37, Nov. 2001. pp. 1590-1596.
- [2] สถาบันวิจัยพลังงาน จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย. "รายงานฉบับสมบูรณ์ การศึกษาอัตราความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ" พฤษภาคม 2544.
- [3] Load Forecast Section, PEA's Energy Requirement and Peak Demand, PEA., 2004.
- [4] หลุยส์ มินะพันธ์. หลักการวิเคราะห์โครงการ. กรุงเทพฯ : มหาวิทยาลัยหอการค้าไทย. 2542.



รศ.มณฑล อีฉาจินดาไกรฤกษ์ สำเร็จการศึกษาวิศวกรรมศาสตรบัณฑิต สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า จากสถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง ปัจจุบันดำรงตำแหน่ง รองศาสตราจารย์ ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง



นายวราวุธ จิตตพันธ์ สำเร็จการศึกษาวิศวกรรมศาสตรบัณฑิต สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า (เกียรตินิยมอันดับ 1) จากสถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าพระนครเหนือ ปัจจุบันดำรงตำแหน่ง วิศวกรระดับ 5 แผนกอุปกรณ์ควบคุม การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 2 ภาคกลาง ชลบุรี

ประวัติผู้เขียน

ชื่อ – นามสกุล	นายวรารุช จิตตพันธ์
วัน เดือน ปีเกิด	15 เมษายน 2521 ที่จังหวัดนราธิวาส
ที่อยู่	14/763 หมู่ที่ 1 แขวงทุ่งสองห้อง เขตหลักสี่ กรุงเทพฯ 10270 โทร. 0-9171-7453
ประวัติการศึกษา	ปีการศึกษา 2541 วิศวกรรมศาสตรบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า (เกียรตินิยมอันดับ 1) คณะวิศวกรรมศาสตร์ สถาบันเทคโนโลยีพระจอม เกล้าพระนครเหนือ
ประสบการณ์การทำงาน	
พ.ศ. 2542	ตำแหน่ง วิศวกรระดับ 4 แผนกควบคุมการจ่ายไฟ กองปฏิบัติการ การ ไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 2 ภาคกลาง ชลบุรี
พ.ศ. 2546	ตำแหน่ง วิศวกรระดับ 4 แผนกอุปกรณ์ควบคุม กองแผนงานและ ปฏิบัติการ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 2 ภาคกลาง ชลบุรี
ปัจจุบัน	ตำแหน่ง วิศวกรระดับ 5 แผนกอุปกรณ์ควบคุม กองแผนงานและ ปฏิบัติการ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 2 ภาคกลาง ชลบุรี