

การศึกษาความเป็นไปได้ทางด้านเศรษฐศาสตร์  
เพื่อการเชื่อมโยงระบบสายส่งไฟฟ้าวงรอบปิด



ธนัทพงศ์ ปราโมทย์

	วพ338.5
	ธ212ก
<b>33B0190464</b>	
Title : การศึกษาความเป็นไปได้ทางด้านเศรษฐศาสตร์: ศูนย์สนเทศและหอสมุด มหาวิทยาลัยธุรกิจบัณฑิต	

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาเศรษฐศาสตรมหาบัณฑิต  
สาขาวิชาเศรษฐศาสตร์ บัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยธุรกิจบัณฑิต

พ.ศ. 2549

ISBN 974-9554-78-7

2400

**An Economic Feasibility Study of Closed Loop Circuit  
in Power Transmission Line**

**Thanatpong Pramote**

เลขทะเบียน.....	0190462.....
วันลงทะเบียน..2.1..พ.ย..2549.....	
เลขเรียกหนังสือ.....	วท 338.5 6212ก [1546] 01

**A Thesis Submitted in Partial Fulfillment of Requirements**

**for the Degree of Master of Economics**

**Department of Economics**

**Graduate School, Dhurakij Pundit University**

**2006**

**ISBN 974-9554-78-7**



## ใบรับรองวิทยานิพนธ์

บัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยธุรกิจบัณฑิต

ปริญญา เศรษฐศาสตรมหาบัณฑิต

ชื่อวิทยานิพนธ์ การศึกษาความเป็นไปได้ทางด้านเศรษฐศาสตร์เพื่อการเชื่อมโยงระบบสายส่งไฟฟ้า  
วงรอบปิด

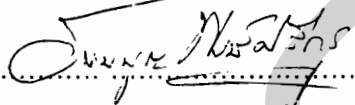
เสนอโดย ธนัทพงศ์ ปราโมทย์

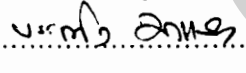
สาขาวิชา เศรษฐศาสตร์ กลุ่มวิชา เศรษฐศาสตร์ธุรกิจ


อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ รศ.ดร.บรรเทิง มาแสง

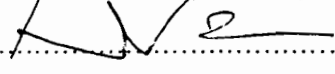
อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ร่วม

ได้พิจารณาเห็นชอบโดยคณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์แล้ว

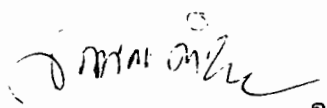
  
.....ประธานกรรมการ  
(ผศ.ดร.ชรรมณูญ พงษ์ศรีกูร)

  
.....กรรมการที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์  
(รศ.ดร.บรรเทิง มาแสง)

  
.....กรรมการ  
(อาจารย์ ดร.ชัยวัฒน์ คนจริง)

  
.....กรรมการ  
(รศ.ดร.เรืองไร โดกฤษณะ)

บัณฑิตวิทยาลัยรับรองแล้ว

  
.....คณบดีบัณฑิตวิทยาลัย

(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.สมศักดิ์ คำริชอบ)  
วันที่ 29 เดือน ธันวาคม พ.ศ. 2549

## กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จลุล่วงไปด้วยดีด้วยคำแนะนำและคำปรึกษาของ รศ.ดร. บรรเทิง มาแสง ซึ่งเป็นอาจารย์ที่ปรึกษา ข้าพเจ้ารู้สึกซาบซึ้งในความอนุเคราะห์ของอาจารย์เป็นอย่างยิ่งและขอขอบพระคุณเป็นอย่างสูง นอกจากนี้ยังขอขอบพระคุณอาจารย์ท่านคณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์ที่ได้ให้ข้อคิดและข้อควรปรับปรุงสำหรับวิทยานิพนธ์เล่มนี้

ขอขอบพระคุณบิดา มารดา ที่ทำให้ข้าพเจ้ามีวันนี้ได้ ขอขอบคุณบุคคลผู้เป็นที่รักที่อยู่ใกล้ชิดข้าพเจ้าที่สุด คอยให้ทั้งกำลังใจ กำลังกาย และให้ข้อมูลที่เป็นประโยชน์แก่ข้าพเจ้าทุกแง่มุม ขอขอบคุณบุคลากรของสาขาวิชาเศรษฐศาสตร์ที่คอยให้คำแนะนำขั้นตอนการใช้ชีวิตและการดำเนินการต่างๆ ในระดับบัณฑิตศึกษาและต้องขอขอบคุณมหาวิทยาลัยธุรกิจบัณฑิตที่ให้โอกาสและมอบทุนค่าเล่าเรียนให้ข้าพเจ้าจนสำเร็จปริญญาใบนี้ได้ ซึ่งข้าพเจ้าจักนำความรู้ที่ได้รับจากการศึกษานี้ไปใช้ให้เกิดประโยชน์สูงสุดที่ได้มีโอกาส สุดท้ายขอขอบคุณตัวข้าพเจ้าเองที่ทำให้กำลังใจตนเอง มีความมุ่งมั่นและความพยายามที่จักเรียนจนสำเร็จ

คุณค่าและประโยชน์อันพึงมีจากวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ ข้าพเจ้าขอมอบแด่ผู้มีพระคุณทุกท่าน

ธนัทพงศ์ ปราโมทย์

สารบัญ

	หน้า
บทคัดย่อภาษาไทย .....	๗
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ .....	๘
กิตติกรรมประกาศ .....	๑
สารบัญตาราง .....	๗
สารบัญภาพ .....	๘
บทที่	
1. บทนำ .....	1
1.1 ที่มาและความสำคัญของปัญหา .....	1
1.2 วัตถุประสงค์ของการศึกษา .....	3
1.3 วิธีการศึกษา .....	3
1.4 ขอบเขตการศึกษา .....	5
1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ .....	9
1.6 นิยามศัพท์ .....	9
2. แนวคิดและทฤษฎี .....	11
2.1 ทฤษฎีการวิเคราะห์ความเหมาะสมทางวิศวกรรมศาสตร์ .....	11
2.2 ทฤษฎีการวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลัง .....	27
2.3 ทฤษฎีการวิเคราะห์ความเหมาะสมทางด้านเศรษฐศาสตร์ .....	31
2.4 การตรวจเอกสาร .....	39
2.5 ลำดับขั้นตอนการศึกษา .....	40
3. ระบบไฟฟ้ากำลัง .....	47
3.1 ระบบผลิตกำลังไฟฟ้า .....	47
3.2 ระบบส่งกำลังไฟฟ้า .....	49
3.3 ระบบจำหน่ายกำลังไฟฟ้า .....	52
3.4 หน่วยงานที่รับผิดชอบระบบไฟฟ้ากำลังของประเทศไทย .....	52
3.5 ความต้องการพลังงานไฟฟ้าของประเทศไทย .....	54

## สารบัญ (ต่อ)

	หน้า
4. การศึกษาความเป็นไปได้ทางวิศวกรรม .....	57
4.1 สภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน .....	57
4.2 แนวทางการปรับปรุงสายส่งกำลังไฟฟ้า .....	60
4.3 การวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางวิศวกรรม .....	63
4.4 การวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของระบบสายส่งกำลังไฟฟ้า .....	70
4.5 มูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ .....	80
5. การศึกษาความเป็นไปได้ทางเศรษฐกิจ .....	85
5.1 การวิเคราะห์ต้นทุน .....	85
5.2 การวิเคราะห์ผลประโยชน์ .....	88
5.3 การจัดทำข้อมูลตารางกระแสเงินสดทางเศรษฐกิจ .....	92
5.4 การทดสอบความไว .....	95
6. สรุปและข้อเสนอแนะ : .....	99
6.1 สรุป .....	99
6.2 ข้อเสนอแนะ .....	102
บรรณานุกรม .....	104
ภาคผนวก .....	107
ภาคผนวก ก. ....	108
ข้อมูลการคำนวณโหลดเฉลี่ยของพื้นที่ศึกษา .....	109
ตัวอย่างผลการจำลองระบบด้วยโปรแกรม	
Power World Simulator Version 8.0 .....	112
ตารางแสดงมูลค่าความเสียหายเนื่องมาจากไฟฟ้าดับแยกตามเขตพื้นที่.....	114
ภาคผนวก ข. ....	115
ค่าใช้จ่ายในการก่อสร้างสายส่งกำลังไฟฟ้าแรงดัน 115 kV .....	115
ภาคผนวก ค. ....	119
ค่าใช้จ่ายในการก่อสร้างสวิตช์เกียร์สถานีไฟฟ้าแรงดัน 115 kV .....	119

## สารบัญ (ต่อ)

	หน้า
ภาคผนวก ง. ....	132
ตารางประกอบการศึกษาความเป็นไปได้ทางวิศวกรรมและเศรษฐกิจ .....	132
ประวัติผู้เขียน .....	159

DPU

## สารบัญตาราง

ตารางที่	หน้า
1.1 ตารางเปรียบเทียบข้อดี-ข้อเสีย ของการจ่ายไฟ 2 รูปแบบ.....	2
2.1 แสดงค่ามาตรฐานแรงดันไฟฟ้าระบบแรงดัน 115 kV ที่จุดจ่ายไฟของ กฟภ. ....	43
2.2 แสดงค่าพิกัดกระแสลัดวงจรของอุปกรณ์ในสถานีไฟฟ้า .....	43
2.3 แสดงค่าพารามิเตอร์ ณ จุดเชื่อมต่อของ กฟผ. และบริษัทผลิตไฟฟ้าภาคเอกชน .....	45
3.1 แสดงชนิดโรงไฟฟ้าและกำลังผลิตติดตั้งของ บมจ. กฟผ. ....	53
3.2 ความต้องการพลังงานไฟฟ้าแยกตามภาคของประเทศไทย .....	54
3.3 ปริมาณความต้องการพลังงานไฟฟ้าของ กฟน. และ กฟภ. ....	55
3.4 แสดงค่าการพยากรณ์กรณีการเติบโตของของไหล ภาวะเศรษฐกิจขยายตัวปานกลาง ในพื้นที่เขต กฟภ.1 .....	56
4.1 แสดงปริมาณความต้องการพลังงานไฟฟ้าสูงสุด ของปี พ.ศ. 2547 .....	59
4.2 ตารางความยาวสายส่ง.....	59
4.3 แสดงปริมาณความต้องการพลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยของปี 2547 .....	63
4.4 แสดงปริมาณความต้องการพลังงานไฟฟ้า ปี พ.ศ. 2547-2561.....	64
4.5 แสดงแรงดันที่บัสกรณีสองรอบเปิด ณ ปีต่างๆ อัตราการเติบโต 10 เปอร์เซ็นต์ต่อปี.....	64
4.6. แสดงแรงดันที่บัสกรณีสองรอบปิด ณ ปีต่างๆ อัตราการเติบโตของไหล 10 เปอร์เซ็นต์ต่อปี.....	65
4.7 แสดงแรงดันที่บัส (kV) NSI กรณีสายส่ง L1 เกิดความผิดปกติ (กรณีวงรอบปิด).....	65
4.8 แสดงแรงดันที่บัส (kV) WYA กรณีสายส่ง L8 (L11,L13,L14,L16) เกิดความผิดปกติ (กรณีวงรอบปิด).....	65



สารบัญตาราง (ต่อ)

ตารางที่	หน้า
4.9 แสดงแรงดันที่บัสกรณีก่อสร้างสถานีแยกจ่ายไฟ ณ ปีต่างๆ อัตราการใช้ของโหลด 10 เปอร์เซ็นต์ต่อปี.....	66
4.10 แสดงแรงดันที่บัส (kV) NSI กรณีสายส่ง L1 เกิดความผิดปกติ (กรณีก่อสร้างสถานีแยกจ่ายไฟ) .....	66
4.11 แสดงแรงดันที่บัส (kV) TCP กรณีสายส่ง L8 (L14,L18) เกิดความผิดปกติ (กรณีก่อสร้างสถานีแยกจ่ายไฟ) .....	67
4.12 แสดงแรงดันที่บัส (kV) WYA กรณีสายส่ง L19 เกิดความผิดปกติ (กรณีก่อสร้างสถานีแยกจ่ายไฟ) .....	67
4.13 ตารางแสดงค่าลัดวงจรปี พ.ศ. 2547 .....	68
4.14 ตารางแสดงค่าลัดวงจรปี พ.ศ. 2553 .....	69
4.15 แสดงค่าความสูญเสียทางไฟฟ้า (MW) .....	70
4.16 แสดงสถิติกระแสไฟฟ้าขัดข้องของสถานีไฟฟ้าปราจีนบุรี ปี พ.ศ. 2543-2547 .....	71
4.17 แสดงอัตราความล้มเหลวของสายส่งระบบกำลังไฟฟ้า.....	72
4.18 แสดงค่าความเชื่อถือได้สถานีไฟฟ้าปราจีนบุรี 2 โล้น 4 สภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน.....	73
4.19 แสดงค่าความเชื่อถือได้สถานีไฟฟ้าปราจีนบุรี 2 โล้น 3 สภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน.....	74
4.20 แสดงดัชนีพลังงานไฟฟ้าที่ไม่ได้รับการจ่ายไฟตามอัตราการใช้ ของโหลด 10,7 และ 5 เปอร์เซ็นต์ต่อปี (MWh/ปี) กรณีสภาพจ่ายไฟปัจจุบัน.....	75
4.21 แสดงค่าดัชนีความเชื่อถือได้สายส่งกำลังไฟฟ้าสถานีไฟฟ้าปราจีนบุรี2 กรณีก่อสร้างแบบวงรอบปิด.....	76
4.22 แสดงดัชนีพลังงานไฟฟ้าที่ไม่ได้รับการจ่ายไฟตามอัตราการใช้ ของโหลด 10,7 และ 5 เปอร์เซ็นต์ต่อปี (MWh/ปี) กรณีก่อสร้างแบบวงรอบปิด.....	77

สารบัญตาราง (ต่อ)

ตารางที่	หน้า
4.23 แสดงค่าดัชนีความเชื่อถือได้สายส่งกำลัง ไฟฟ้าสถานีไฟฟ้าปราจีนบุรี2 กรณีก่อสร้างสถานีแยกจ่ายไฟ.....	78
4.24 แสดงดัชนีพลังงานไฟฟ้าที่ไม่ได้รับการจ่ายไฟตามอัตราการเติบโต ของโหลด 10,7 และ 5 เปอร์เซ็นต์ต่อปี (MWh/ปี) กรณีก่อสร้างสถานีแยกจ่ายไฟ.....	79
4.25 แสดงความสูญเสียเนื่องจากไฟฟ้าดับ ณ ปี พ.ศ. 2547 สภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน.....	81
4.26 แสดงความสูญเสียเนื่องจากไฟฟ้าดับ ณ ปี พ.ศ. 2547 สภาพการจ่ายไฟแบบวงจรปิด.....	82
4.27 แสดงความสูญเสียเนื่องจากไฟฟ้าดับ ณ พ.ศ. ปี 2547 กรณีก่อสร้างสถานีแยกจ่ายไฟ.....	83
4.28 แสดงค่าความสูญเสียเนื่องจากไฟฟ้าดับอัตราการเติบโตของโหลด 10 เปอร์เซ็นต์ต่อปี (บาท/ปี).....	84
5.1 แสดงค่าใช้จ่ายเริ่มต้นสำหรับปรับปรุงให้เป็นการจ่ายไฟแบบวงจรปิด.....	86
5.2 แสดงค่าใช้จ่ายเริ่มต้นสำหรับปรับปรุงให้เป็นการจ่ายไฟ แบบสถานีแยกจ่ายไฟ.....	87
5.3 แสดงมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับอัตราการเติบโตของโหลด 10 เปอร์เซ็นต์ต่อปี.....	88
5.4 แสดงมูลค่าพลังงานที่ไม่ได้รับการจ่ายไฟอัตราการเติบโตของโหลด 10 เปอร์เซ็นต์ต่อปี.....	90
5.5 ตารางมูลค่าความสูญเสียทางไฟฟ้าอัตราการเติบโตของโหลด 10 เปอร์เซ็นต์ต่อปี.....	91
5.6 แสดงตารางกระแสเงินสดกรณีจ่ายไฟแบบวงจรปิด อัตราการเติบโตของโหลด 10 เปอร์เซ็นต์ต่อปี.....	93

สารบัญตาราง (ต่อ)

ตารางที่	หน้า
5.7 แสดงตารางกระแสเงินสดกรณีก่อสร้างสถานีแยกจ่ายไฟ อัตราการเติบโตของโหลด 10 เปอร์เซ็นต์ต่อปี.....	94
5.8 ผลการวิเคราะห์กรณีฐาน (Based Case) ที่อัตราการเจริญเติบโต ของโหลด 10 เปอร์เซ็นต์ต่อปีและอัตราคิดลดทางสังคม 5.60 เปอร์เซ็นต์ .....	95
5.9 ตารางแสดงเกณฑ์ประเมินโครงการกรณีราคาต้นทุนปรับตัวเพิ่มขึ้น ณ อัตราดอกเบี้ย 5.6 % (กรณีฐาน) .....	96
5.10 แสดงค่าความไวของโครงการปรับปรุงระบบสายส่งกำลังไฟฟ้า.....	97
5.11 แสดงค่าความไวของโครงการปรับปรุงระบบสายส่งกำลังไฟฟ้า.....	98

## สารบัญภาพ

ภาพที่	หน้า
1.1 สภาพการจ่ายไฟพื้นที่ศึกษาสภาวะปัจจุบัน (วงรอบเปิด).....	6
1.2 กรณีปรับปรุงพื้นที่ศึกษาเป็นแบบวงรอบปิด.....	7
1.3 กรณีปรับปรุงพื้นที่ศึกษาเป็นวงรอบปิดแบบสมบูรณ์ (ก่อสร้างสถานีแยกจ่ายไฟ).....	8
2.1 แสดงกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือนที่บัส i ใดๆ.....	12
2.2 แสดงองค์ประกอบสมมาตรของเฟสเซอร์ไม่สมดุล 3 เฟส.....	17
2.3 แสดงแผนภาพวงจรไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ที่ต่อกราวด์ผ่านรีแอกแตนซ์.....	20
2.4 แสดงทางเดินกระแสไฟฟ้าของแต่ละลำดับในเครื่อง กำเนิดไฟฟ้าและวงจรจ่ายลำดับ.....	21
2.5 แสดงวงจรจ่ายสมมูลลำดับศูนย์ของการเชื่อมต่อ หม้อแปลงไฟฟ้า 3 เฟส.....	23
2.6 แสดงแผนภาพจำลองการเชื่อมต่อสำหรับภาวะผิดปกติ แบบ 3 เฟสผ่านอิมพีแดนซ์.....	24
2.7 แสดงการเชื่อมต่อวงจรสมมูลเทวินินของวงจรจ่ายลำดับเพื่อจำลอง การเกิดภาวะผิดปกติแบบ 3 เฟสที่บัส k ในระบบไฟฟ้า.....	24
2.8 แสดงแผนภาพจำลองการเชื่อมต่อสำหรับภาวะผิดปกติ แบบไลน์เดี่ยวลงกราวด์ผ่านอิมพีแดนซ์.....	25
2.9 แสดงการเชื่อมต่อวงจรสมมูลเทวินินของวงจรจ่ายลำดับเพื่อจำลอง การเกิดภาวะผิดปกติแบบไลน์เดี่ยวลงกราวด์ที่บัส k ในระบบไฟฟ้า.....	26
2.10 ระบบส่งกำลังแบบเรเดียล.....	28
2.11 ระบบส่งกำลังแบบขนาน.....	29
2.12 ลำดับขั้นตอนการศึกษา.....	42
2.13 แบบจำลองระบบสายส่งไฟฟ้า 115 kV กำลังตามมาตรฐาน ระบบไฟฟ้าของ กฟภ. ที่ใช้ในการศึกษา.....	44

## สารบัญภาพ(ต่อ)

ภาพที่	หน้า
3.1 โครงสร้างระบบไฟฟ้ากำลัง.....	47
3.2 ลานไกไฟฟ้า.....	48
3.3 การจ่ายไฟแบบระบบเปิด.....	50
3.4 ระบบเปิดที่มีการต่อเชื่อมแหล่งจ่ายไฟ.....	50
3.5 การจ่ายไฟแบบวงรอบปิด.....	51
3.6 การจ่ายไฟแบบวงรอบปิด 2 แหล่งจ่าย.....	51
3.7 ระบบการจ่ายไฟแบบวงรอบตาข่าย.....	52
4.1 สภาพการจ่ายไฟปัจจุบันวงรอบศึกษา.....	58
4.2 สภาพการจ่ายไฟหลังจากการปรับปรุงเป็นวงรอบปิด.....	61
4.3 สภาพการจ่ายไฟหลังจากการก่อสร้างสถานีแยกจ่ายไฟ.....	62
4.4 แบบจำลองสภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน.....	73
4.5 แบบจำลองสภาพการจ่ายไฟแบบวงรอบปิด.....	76
4.6 แบบจำลองสภาพการจ่ายไฟกรณีก่อสร้างสถานีแยกจ่ายไฟ.....	78

หัวข้อวิทยานิพนธ์	การศึกษาความเป็นไปได้ทางด้านเศรษฐศาสตร์เพื่อการเชื่อมโยงระบบสายส่ง ไฟฟ้าวงรอบปิด
ชื่อผู้เขียน	ธนัทพงศ์ ปราโมทย์
อาจารย์ที่ปรึกษา	รศ.ดร.บรรเทิง มาแสง
สาขาวิชา	เศรษฐศาสตร์ (เศรษฐศาสตร์ธุรกิจ)
ปีการศึกษา	2548

### บทคัดย่อ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้นำเสนอการศึกษาและวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ในการเชื่อมโยงระบบสายส่งกำลังไฟฟ้าจากเดิมระบบวงรอบเปิดให้เป็นระบบวงรอบปิดและระบบวงรอบปิดแบบสมบูรณ์ที่มีการก่อสร้างสถานีแยกจ่ายไฟ โดยใช้กรณีศึกษาวงรอบ สถานีไฟฟ้าปราจีนบุรี 2 - สถานีไฟฟ้ากบินทร์บุรี - สถานีไฟฟ้านนทบุรี - สถานีไฟฟ้าสระแก้ว - สถานีไฟฟ้าปราจีนบุรี 2 ของ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) การวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์ใช้วิธีการวิเคราะห์ต้นทุนซึ่งเป็นค่าลงทุนเริ่มต้นในการก่อสร้างและบำรุงรักษา สำหรับผลประโยชน์ทางเศรษฐกิจของโครงการอันได้จากความเสียหายทางเศรษฐกิจที่ลดลง ค่าเสียโอกาสในการขายพลังงานไฟฟ้าและค่าความสูญเสียที่ลดลงจากการปรับปรุงระบบสายส่ง

ผลการศึกษาระบบสายส่งวงรอบปิดที่อัตราคิดลดทางสังคมเท่ากับ 5.6% มูลค่าปัจจุบันสุทธิที่ได้จากการลงทุนเท่ากับ 291 ล้านบาท อัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุนเท่ากับ 3.49 และอัตราผลตอบแทนภายในทางเศรษฐกิจของโครงการมีค่าเท่ากับ 27.54% สำหรับกรณีวงรอบปิดแบบสมบูรณ์หรือกรณีก่อสร้างสถานีแยกจ่ายไฟพบว่า มูลค่าปัจจุบันสุทธิที่ได้จากการลงทุนเท่ากับ 335 ล้านบาท มูลค่า อัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุนเท่ากับ 3.27 และอัตราผลตอบแทนภายในทางเศรษฐกิจของโครงการมีค่าเท่ากับ 25.57% ดังนั้นจึงสามารถสรุปได้ว่าโครงการปรับปรุงระบบสายส่งทั้งสองทางเลือกมีความเป็นไปได้ทางเศรษฐกิจ นอกจากนี้วิทยานิพนธ์นี้ได้ทดสอบความไวโดยกำหนดให้ต้นทุนเพิ่มขึ้น 5% และ 10% และปรับลดอัตราการเติบโตของปริมาณความต้องการพลังงานไฟฟ้าของพื้นที่ศึกษาลงเป็น 7% และ 5% ต่อปี จากผลการทดสอบพบว่าโครงการยังคงมีความเป็นไปได้และพบว่า Switching Value ของต้นทุนและผลประโยชน์มีค่าสูง ส่งผลให้มีความเสี่ยงต่อภาวะการลงทุนที่ต่ำ นอกจากนี้กรณีการปรับเพิ่มต้นทุนของการลงทุนให้เท่ากันทั้งสองทางเลือกเพื่อเปรียบเทียบทางเลือกที่ดีที่สุดพบว่ากรณีวงรอบปิดแบบสมบูรณ์ยังคงเป็นทางเลือกที่ดีที่สุดเนื่องจากให้มูลค่าปัจจุบันสุทธิจากการลงทุนสูงที่สุด

**Thesis Title**      **An Economic Feasibility Study of Closed Loop Circuit in Power  
Transmission Line**

**Author**            **Thanatpong Pramote**

**Thesis Advisor**   **Associate . Professor Dr. Banterng Masang**

**Department**      **Economic (Business Economic)**

**Academic Year**   **2005**

### **ABSTRACT**

The main objective of the study is to undertake the economic feasibility study of closed loop circuit in power transmission line. The closed loop is Prachinburi 2 – Krabinburi - Nontri – Sakaeo - Prachinburi 2. The Cost-Benefit analysis (CBA) is a technique used for this study. Data used for the analysis collected from Provincial Electricity Authority (PEA). The study specifies two alternative projects; the closed loop and the terminal substation projects. The analysis tries to identify value the cost and benefits of the proposed projects compared with the existing open loop system. Thus , the difference is the incremental net benefits arising from the investment of the two mutually exclusive projects.

The analytical results of the closed loop project indicate that at the social discount rate (SDR) 5.6 % the net present value (NPV) is 291 million baht., the benefit to cost ratio (BCR) is 3.49 . And, the economic internal rate of return (EIRR) is 27.54 % . For the terminal substation project , the analytical results indicate that at SDR 5.6% NPV is 335 million bath ,BCR is 3.27 . And, the EIRR is 25.57 % . Thus , both projects are economically feasible .The sensitivity analysis shows that both projects still feasible under the condition of a increased cost by 5% and 10% , a decreased energy demand by 7% and 5% and increased SDR by 8% and 12% . In addition , the switching values of costs and benefits indicate that the risk of the projects are quite low.

By comparing the normalized NPV of the mutually exclusive projects, the NPV of the terminal substation is greater than the NPV of closed loop project. Hence, the terminal substation project is the best alternative.

# บทที่ 1

## บทนำ

### 1.1 ที่มาและความสำคัญของปัญหา

พลังงานไฟฟ้า นับได้ว่าเป็นพลังงานที่มีความสำคัญต่อมวลมนุษยชาติ เนื่องจากพลังงานไฟฟ้ามีความเกี่ยวเนื่องกับการดำรงชีวิตของมนุษย์ในด้านการอุปโภคประจำวัน นอกจากนี้มนุษย์ยังใช้พลังงานไฟฟ้าเพื่อตอบสนองความต้องการด้านต่างๆ ทั้งด้านเป็นตัวขับเคลื่อนการพัฒนาทางเศรษฐกิจและเทคโนโลยี พลังงานไฟฟ้าจึงเป็นพลังงานที่มีความสำคัญอย่างที่มีมนุษย์ไม่อาจปฏิเสธความจำเป็นที่จะต้องใช้ได้

เพื่อให้ตอบสนองความต้องการของมนุษย์ในภาคอุตสาหกรรมจึงใช้พลังงานไฟฟ้าควบคู่ไปกับเทคโนโลยีที่ได้รับการพัฒนาอย่างต่อเนื่อง การพัฒนาอย่างต่อเนื่องนี้เองจึงทำให้ภาคอุตสาหกรรมมีความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้ามากขึ้นเพราะมนุษย์เราคงไม่สามารถปฏิเสธเทคโนโลยีที่ก้าวหน้าและเป็นที่ต้องการได้ อย่างไรก็ตามการใช้พลังงานไฟฟ้ายังต้องอาศัยทรัพยากรต่างๆ ตัวอย่างเช่น น้ำ ก๊าซธรรมชาติ ถ่านหิน เป็นปัจจัยในการผลิต ทรัพยากรเหล่านี้เป็นทรัพยากรที่ใช้แล้วหมดไปและไม่สามารถหาทดแทนได้ในระยะเวลาอันรวดเร็วเมื่อเทียบกับปริมาณการใช้งาน เราจึงควรพยายามใช้ประโยชน์จากทรัพยากรเหล่านี้อย่างคุ้มค่า หรือหันมาใช้ทรัพยากรบริสุทธิ์และเมื่อใช้แล้วไม่มีวันหมด เช่น ลมหรือแสงแดดมากยิ่งขึ้นแต่เทคโนโลยีดังกล่าวปัจจุบันยังไม่สามารถตอบสนองความต้องการใช้งานได้มีประสิทธิภาพมากนัก ดังนั้นเมื่อเรามีความจำเป็นต้องใช้พลังงานไฟฟ้าที่ใช้ทรัพยากรที่ไม่สามารถหาทดแทนได้ในเวลาอันรวดเร็วอยู่เราจึงควรคิดวิธีการในการใช้ทรัพยากรที่ได้มาอย่างคุ้มค่า วิธีการหนึ่งก็คือพัฒนาระบบการผลิต การจำหน่ายพลังงานไฟฟ้าให้มีประสิทธิภาพ

กฟภ. เป็นหน่วยงานที่มีขอบเขตความรับผิดชอบด้านการให้บริการด้านการจำหน่ายพลังงานไฟฟ้าที่มีผู้ใช้ไฟ หรือลูกค้าที่มากที่สุดของประเทศกว่า 13 ล้านราย ทั้งนี้ กฟภ. เป็นผู้ก่อสร้างระบบจำหน่าย สายส่ง และสถานีไฟฟ้าเอง จากจุดที่มีการซื้อขายกระแสไฟฟ้า ซึ่ง กฟภ. จะรับซื้อกระแสไฟฟ้าจาก บมจ. กฟผ. ประกอบไปด้วยระบบ 22 , 33 และ 115 เควี. โดย กฟภ. เองมีนโยบายในการเสริมสร้างประสิทธิภาพ และความเชื่อถือด้านการให้บริการกับประชาชน และภาคอุตสาหกรรมอย่างต่อเนื่อง



ปัจจุบันระบบสายส่งไฟฟ้าของ กฟภ. เป็นระบบเปิด (Radial System) ซึ่งเป็นการจ่ายไฟออกจากแหล่งจ่ายไฟไปยังผู้ใช้ไฟผ่านอุปกรณ์ป้องกันเพียงด้านเดียว ระบบปัจจุบันจึงประสบปัญหาเมื่อเกิดเหตุกระแสไฟฟ้าขัดข้องขึ้นในระบบ จำเป็นต้องใช้เวลาในการสำรวจจุดเกิดเหตุรวมทั้งระยะเวลาในการจ่ายไฟให้กับส่วนที่ไม่ได้รับผลกระทบเป็นระยะเวลานาน จึงทำให้ผู้ใช้ไฟได้รับผลกระทบในวงกว้าง และเสียดายพลังผลิตขององค์กร กฟภ. จึงพยายามแก้ไขปัญหาดังกล่าวที่เกิดขึ้น วิธีการหนึ่งที่จะป้องกันปัญหาดังกล่าวและทำให้ กฟภ. จ่ายไฟให้กับผู้ใช้ไฟที่ได้รับผลกระทบคือการจ่ายไฟเป็นระบบวงรอบปิด (Closed Loop System) เพราะผู้ใช้ไฟและสถานีไฟฟ้าของ กฟภ. สามารถรับไฟได้จากแหล่งจ่ายไฟเพิ่มขึ้นเป็นสองทิศทางอันจะทำให้เกิดความมั่นคงสูงและจ่ายไฟให้กับส่วนที่ไม่เกิดเหตุผิดปกติเร็วขึ้น นอกจากนี้หากมีการพิจารณาการก่อสร้างสถานีแยกจ่ายไฟ (Terminal Substation) ที่จุดรับซื้อกระแสไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้า จะยิ่งส่งผลให้ความมั่นคงสูงสุด โดยเมื่อเกิดความผิดปกติขึ้นในสายส่งจะทำให้ไม่เกิดไฟฟ้าดับในส่วนของผู้ใช้ไฟ อย่างไรก็ตามนอกจากการจ่ายไฟแบบวงรอบปิดจะมีข้อดีตามที่ได้อธิบายมาแล้วข้างต้นแล้ว การจ่ายไฟแบบวงรอบปิดยังมีข้อดีและข้อเสียตามตารางที่ 1.1

ตารางที่ 1.1 ตารางเปรียบเทียบข้อดี-ข้อเสียของการจ่ายไฟ 2 รูปแบบ

ชนิดของการจ่ายไฟ	ข้อดี	ข้อเสีย
ระบบวงรอบเปิด (Opened Loop System)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- ไม่มีความซับซ้อนในการจ่ายไฟ</li> <li>- ไม่มีความซับซ้อนในระบบป้องกันทางไฟฟ้า</li> <li>- ลงทุนด้านอุปกรณ์ต่ำ</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- มีความเชื่อถือได้ต่ำ (ระบบไม่มีเสถียรภาพ)</li> <li>- มีความสูญเสียทางไฟฟ้าสูง</li> <li>- พื้นที่ที่ได้รับผลกระทบจากไฟฟ้าดับมาก</li> </ul>
ระบบวงรอบปิด (Closed Loop System)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- มีความเชื่อถือได้สูง (ระบบมีเสถียรภาพสูง)</li> <li>- มีความสูญเสียทางไฟฟ้าต่ำ</li> <li>- พื้นที่ที่ได้รับผลกระทบจากไฟฟ้าดับน้อย</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- มีความซับซ้อนในการจ่ายไฟ</li> <li>- มีความซับซ้อนในระบบป้องกันทางไฟฟ้า</li> <li>- ลงทุนด้านอุปกรณ์สูง</li> </ul>

เมื่อ กฟภ. มีแผนยุทธศาสตร์ที่จะลงทุนเปลี่ยนระบบสายส่งไฟฟ้ามาจากระบบเปิดมาเป็นระบบปิดเพื่อให้เกิดประสิทธิภาพในการจ่ายไฟฟ้าเพิ่มความเชื่อถือได้สูงแก่ผู้ใช้ไฟฟ้า ดังนั้น

ก่อนการตัดสินใจเพื่อการลงทุนในการปรับปรุงจากระบบเปิดเป็นระบบปิดในพื้นที่ใดพื้นที่หนึ่ง ตามแผนยุทธศาสตร์ จึงควรทำการวิเคราะห์โครงการเพื่อการลงทุนในหลายๆ ด้านทั้งในระบบผลิต ระบบสายส่งและระบบจำหน่าย รวมถึงปริมาณความต้องการพลังงานไฟฟ้า และที่สำคัญคือการ วิเคราะห์ความเหมาะสมด้านวิศวกรรมศาสตร์และความเหมาะสมด้านเศรษฐศาสตร์ ซึ่งข้อมูลที่ได้ จากการศึกษาและวิเคราะห์จะเป็นประโยชน์ต่อกระบวนการตัดสินใจลงทุนต่อไป

## 1.2 วัตถุประสงค์ของการศึกษา

1. เพื่อศึกษาระบบผลิต ระบบสายส่ง ระบบจำหน่ายกำลังไฟฟ้า ปริมาณความต้องการ พลังงานไฟฟ้าของพื้นที่ศึกษาและภาพรวมของประเทศไทย
2. เพื่อศึกษาความเป็นไปได้ทางด้านเทคนิควิศวกรรมในการปรับปรุงระบบสายส่ง กำลังไฟฟ้าให้เป็นแบบวงรอบปิดโดยการประยุกต์ใช้อัตราความเสียหายจากไฟฟ้าดับ ปริมาณ พลังงานไฟฟ้าที่ไม่สามารถจ่ายไฟได้และค่าเสียโอกาสในการจ่ายไฟ
3. เพื่อศึกษาความเป็นไปได้ทางเศรษฐกิจในการปรับปรุงระบบสายส่งกำลังไฟฟ้าให้ เป็นแบบวงรอบปิดและวงรอบปิดแบบสมบูรณ์โดยการก่อสร้างสถานีแยกจ่ายไฟ

## 1.3 วิธีการศึกษา

1.3.1 การเก็บรวบรวมข้อมูล ข้อมูลที่ใช้ในการวิเคราะห์เป็นข้อมูลทุติยภูมิ (Secondary Data) ซึ่งได้บันทึกจากการปฏิบัติงานและการศึกษาวิจัยของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยเป็นข้อมูลที่ได้จาก สภาพระบบไฟฟ้าจริงที่ใช้งานในการวางแผนงานระบบไฟฟ้าและงานควบคุมการจ่ายไฟใน ปัจจุบันที่ศึกษาด้านต่างๆ ดังนี้

1. สภาพจ่ายไฟของระบบสายส่งกำลังไฟฟ้า (115 kV) ของ กฟภ. ในเขตพื้นที่ความ รับผิดชอบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขต 1 ภาคกลาง ซึ่งเป็นบริเวณพื้นที่ศึกษา
2. ตรวจสอบสภาพการจ่ายไฟที่สามารถจ่ายไฟวงรอบปิดได้
3. โครงการที่นำมาศึกษาเมื่อพิจารณาจากการเพิ่มของโหลดตามการพยากรณ์ ตาม อัตราการเติบโตของโหลดในแต่ละพื้นที่ โดยระบบสายส่งกำลังไฟฟ้างกล่าวจะต้องทำให้คุณภาพ แรงดันไฟฟ้าเป็นไปตามมาตรฐานของ กฟภ. และเมื่อเกิดภาวะลัดวงจรขึ้นอุปกรณ์ในระบบสายส่ง กำลังไฟฟ้าจะต้องสามารถทนต่อกระแสลัดวงจรได้

นอกจากนี้ข้อมูลที่ใช้ในการวิเคราะห์ยังได้จากการค้นคว้าจากหนังสือและเอกสารรายงาน และบทความต่างๆ ที่เกี่ยวข้อง

### 1.3.2 การวิเคราะห์ข้อมูล การวิเคราะห์ข้อมูลแบ่งออกเป็น 2 ลักษณะดังนี้

1. การวิเคราะห์เชิงพรรณนา (Descriptive Analysis) เป็นการอธิบายถึงสภาพของปัญหาที่เกิดขึ้นกับการใช้งานระบบสายส่งกำลังไฟฟ้า รวมทั้งอธิบายให้เห็น ถึงข้อดีข้อเสียระบบผลิต ระบบส่ง และระบบจำหน่ายของการใช้ระบบสายส่งที่เป็นวงรอบปิด

2. การวิเคราะห์เชิงปริมาณ (Quantitative Method) เป็นการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางด้านวิศวกรรมศาสตร์ โดยการวิเคราะห์จะประกอบไปด้วย การวิเคราะห์คุณภาพของระบบไฟฟ้า โดยการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้า (Power Flow Analysis) และการลัดวงจร (Short Circuit Analysis) ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า (Reliability Analysis) และความสูญเสียทางไฟฟ้า

การวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางเศรษฐกิจ เป็นการประเมินต้นทุนและผลประโยชน์ทางเศรษฐกิจของโครงการที่เกิดขึ้นจากการลงทุนการปรับปรุงระบบสายส่ง วิธีการวิเคราะห์ที่ใช้การประเมินต้นทุนและผลประโยชน์ (Cost Benefit Analysis) โดยนำองค์ประกอบที่ได้ศึกษาสร้างเป็นตารางกระแสเงินสดทางด้านเศรษฐกิจ (Economic Cash Flow) และคำนวณค่าเกณฑ์ชีวิตของโครงการ ได้แก่ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) อัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) อัตราส่วนต้นทุนต่อผลประโยชน์ (BCR) การวิเคราะห์ความอ่อนไหวที่มีต่ออัตราปริมาณความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้า และอัตราดอกเบี้ยซึ่งใช้เป็นค่าเสียโอกาสในการลงทุน

1.3.3 การจำแนกต้นทุนและผลประโยชน์ของโครงการ ต้นทุนของโครงการจะประกอบไปด้วยค่าใช้จ่ายในการลงทุนประกอบไปด้วยค่าลงทุนสองส่วนคือ ค่าลงทุนเริ่มแรก (Initial Cost) เป็นค่าใช้จ่ายในการเริ่มต้นในการปรับปรุงระบบสายส่งกำลังไฟฟ้า ซึ่งประกอบไปด้วยต้นทุนในการก่อสร้างสายส่งไฟฟ้าสำหรับการปรับปรุงจากสภาพการจ่ายไฟปัจจุบันเป็นการจ่ายไฟแบบวงรอบปิด ค่าก่อสร้างสวิตช์เกียร์ และอุปกรณ์ประกอบอื่นๆ รวมทั้งค่าแรงงาน ค่าขนส่ง ฯลฯ ส่วนที่สองเป็นค่าใช้จ่ายในการดำเนินการและบำรุงรักษา (Operating and Maintenance Cost)

ผลประโยชน์ของโครงการเป็นผลประโยชน์ที่เกิดขึ้นจากการปรับปรุงระบบสายส่ง (Incremental Benefit) โดยแบ่งออกได้เป็น 3 ชนิดด้วยกันดังนี้

1. ผลประโยชน์ที่ได้รับเมื่อความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับที่ลดลง เป็นผลประโยชน์ที่เกิดขึ้นจากการปรับปรุงระบบสายส่งวงรอบเปิดไปเป็นแบบวงรอบปิดและวงรอบปิดแบบสมบูรณ์ ซึ่งเป็นผลต่างที่คำนวณได้จะถูกนำมาคิดเป็นตัวเลขทางการเงินและเศรษฐกิจตามลำดับ ในการศึกษาจึงนำค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับที่ลดลงมาคิดเป็นส่วนหนึ่งของผลประโยชน์ที่เกิดขึ้นจากการปรับปรุงระบบ

2. ผลประโยชน์ที่ได้รับจากการลดลงของพลังงานไฟฟ้าที่ไม่ได้รับการจ่ายไฟ เป็นผลประโยชน์ที่เกิดขึ้นจากค่าเสียโอกาสในการทำกำไรของการขายพลังงานไฟฟ้า ซึ่งเกิดในกรณีที่ กฟภ. ไม่สามารถจ่ายไฟได้ กฟภ. จะสูญเสียกำไรต่อหน่วยจากการขายพลังงาน ณ เวลาที่ไม่สามารถจ่ายไฟให้กับผู้ใช้ไฟได้

3. ผลประโยชน์ที่ได้รับจากการลดความสูญเสียเมื่อปรับปรุงระบบสายส่งไฟฟ้าจากระบบเปิดมาเป็นระบบปิดและระบบปิดแบบสมบูรณ์ (ก่อสร้างสถานีแยกจ่ายไฟ) เป็นผลประโยชน์ที่ได้รับเนื่องจากการปรับปรุงระบบสายส่งให้เป็นวงรอบปิดและวงรอบปิดแบบสมบูรณ์ จะทำให้เกิดความสูญเสียทางเทคนิคที่ลดลง ในการศึกษาจึงนำค่าความสูญเสียที่ลดลงมาคิดเป็นส่วนหนึ่งของผลประโยชน์ที่เกิดขึ้นจากการปรับปรุงระบบ

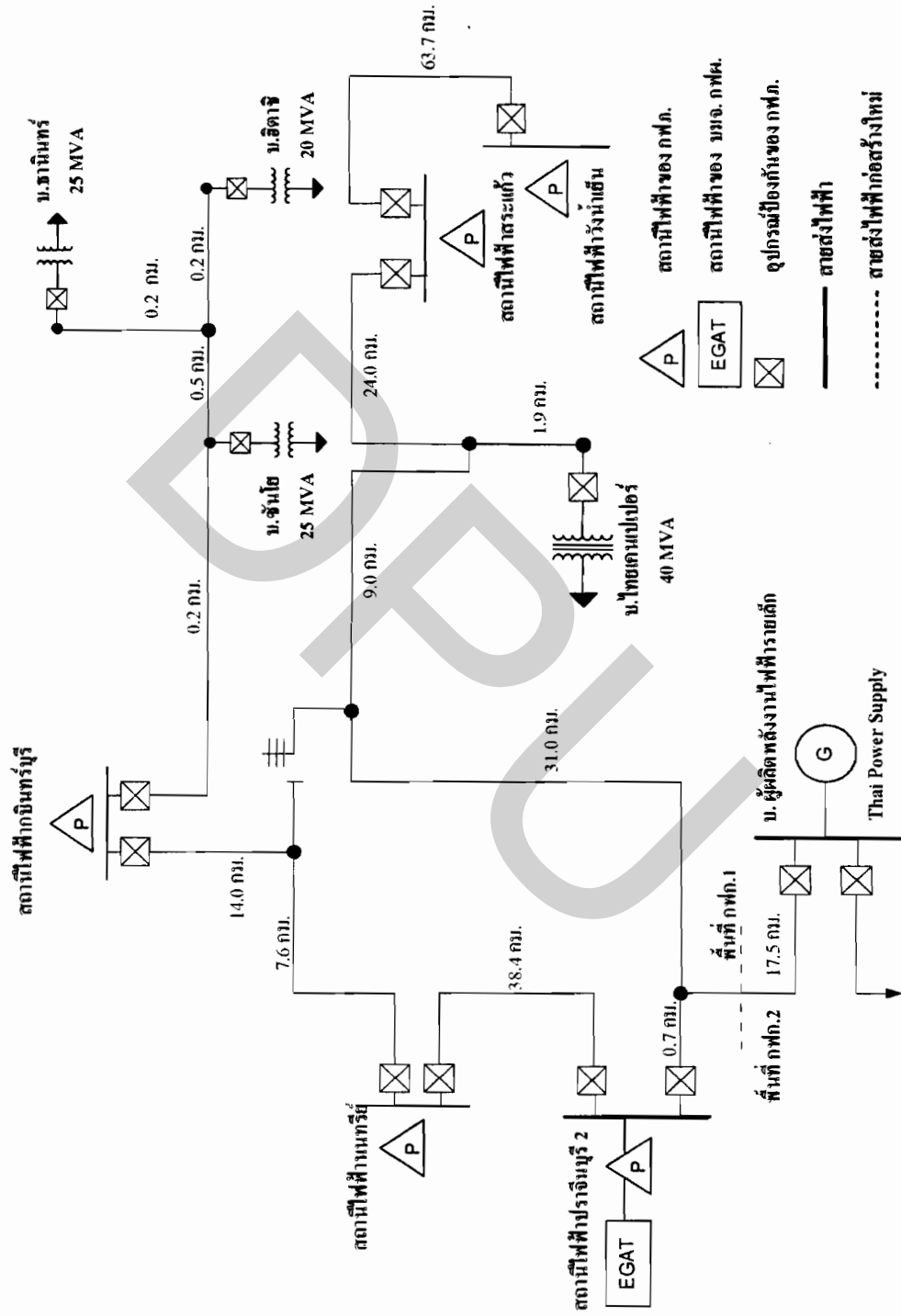
#### 1.4 ขอบเขตของการศึกษา

การศึกษาสำหรับงานวิจัยนี้จะทำการศึกษาสภาพการเปลี่ยนแปลงการจ่ายไฟในเขตพื้นที่ภาคกลางที่อยู่ในเขตพื้นที่ความรับผิดชอบของ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขต 1 ภาคกลาง อันประกอบไปด้วยวงรอบเปิด (Open Loop System) ที่ กฟภ. มีแนวโน้มในอนาคตที่จะทำการก่อสร้างสายส่งเพิ่มเติมให้เกิดเป็นวงรอบปิด (Open Loop System) จะใช้วงรอบของ สถานีไฟฟ้าปราจีนบุรี 2 - นนทบุรี - กบินทร์บุรี - สระแก้ว - ปราจีนบุรี 2 ตามภาพที่ 1.1 เป็นกรณีศึกษา นอกจากนี้จะศึกษาถึงความเป็นไปได้ในการลงทุนกรณีก่อสร้างสถานีแยกจ่ายไฟ (Terminal Substation) ที่บริษัท ไทยเคนเปเปอร์ จำกัด

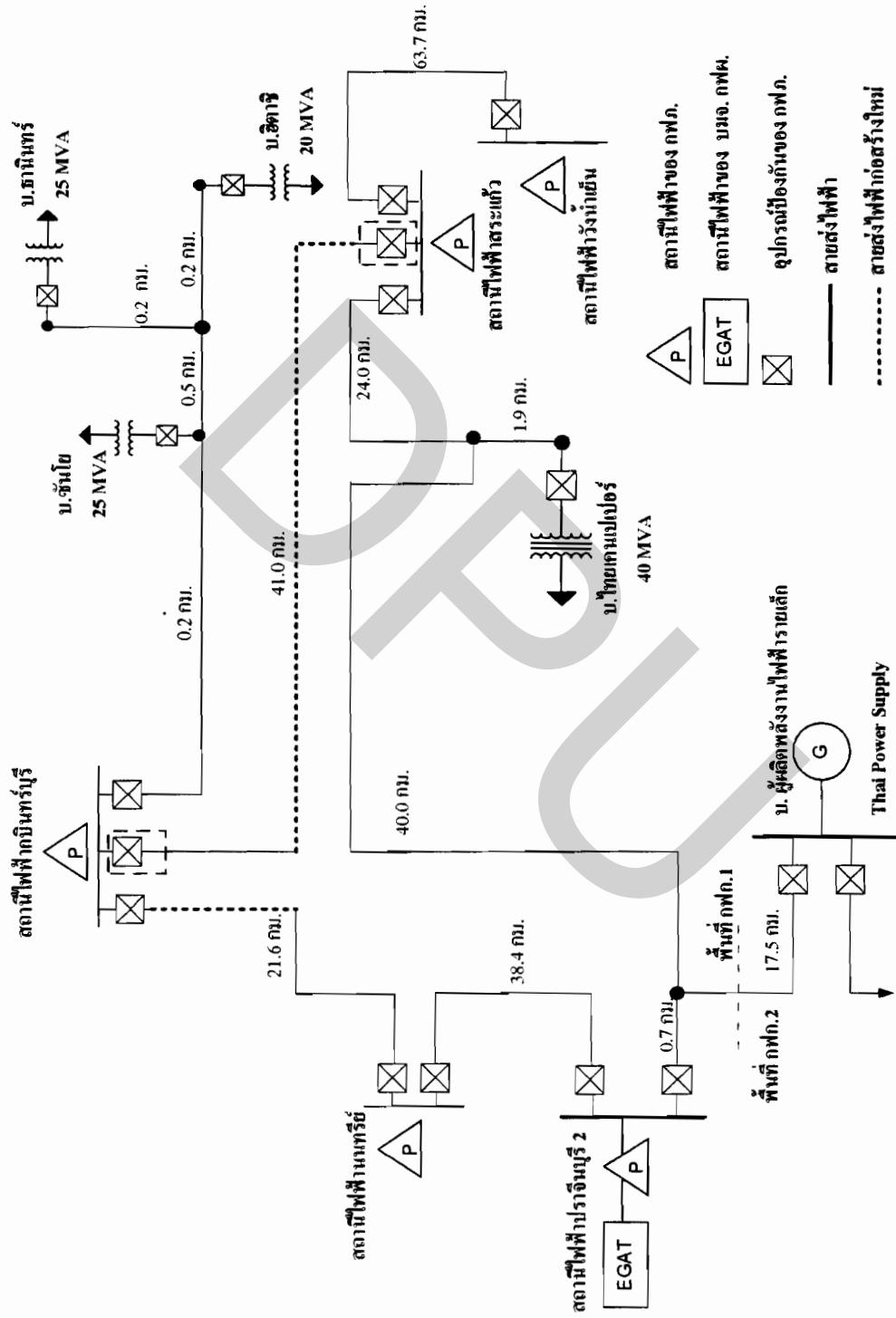
ทางเลือกศึกษากรณีที่ 1 จะทำการศึกษากรณีการก่อสร้างแนวสายส่งเพิ่มเติมเพื่อก่อให้เกิดความมั่นคงในระบบไฟฟ้าเชิงวิศวกรรมแบบวงรอบปิด (ตามภาพที่ 1.2)

ทางเลือกศึกษากรณีที่ 2 จะเป็นการศึกษากรณีการปรับปรุงระบบสายส่งกรณีมีการสร้างสถานีแยกจ่ายไฟให้เป็นแบบวงรอบปิดแบบสมบูรณ์ (ตามภาพที่ 1.3)

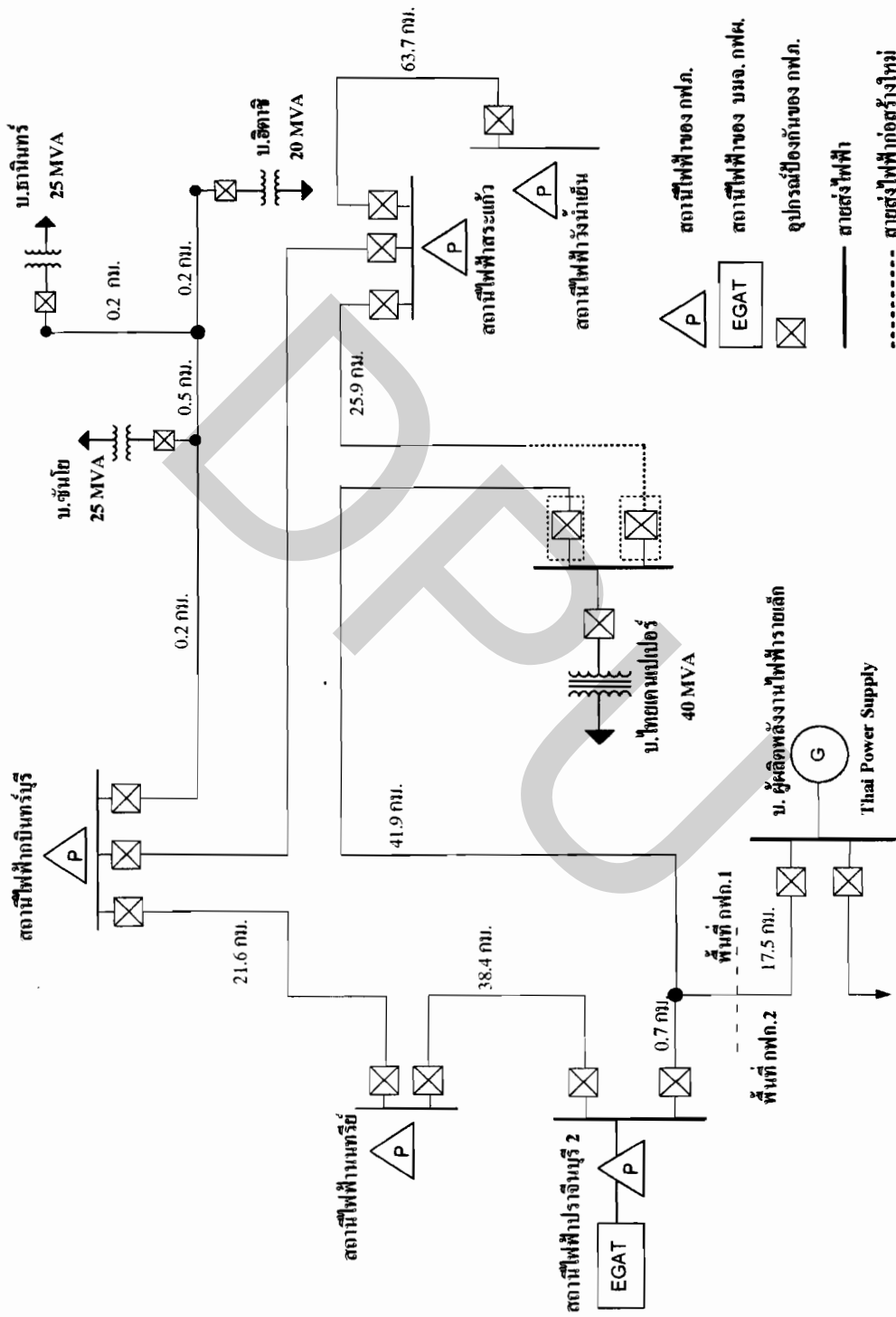
ทางด้านวิศวกรรมนั้นจะทำการศึกษาเรื่องของมาตรฐานของแรงดัน กระแสเมื่อเกิดภาวะลัดวงจรขึ้นในระบบ รวมทั้งค่าความสูญเสียทางไฟฟ้าให้เป็นไปตามมาตรฐานทางด้านวิศวกรรม ซึ่งแปรเปลี่ยนไปตามการเพิ่มขึ้นของความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้า (โหลด) ในแต่ละปี ซึ่งในการศึกษาจะทำการศึกษาไว้ไม่เกิน 15 ปี เนื่องจากอาจมีการเปลี่ยนแปลงรูปแบบการจ่ายไฟในอนาคตเพื่อความเหมาะสม



ภาพที่ 1.1 สภาพการจ่ายไฟฟ้าพื้นที่ศึกษาภาวะปัจจุบัน (วงรอบเปิด)



ภาพที่ 1.2 กรณีปรับปรุงพื้นที่ศึกษาเป็นแบบวงรอบปิด



ภาพที่ 1.3 กรณีปรับปรุงพื้นที่ศึกษาเป็นวงรอบปิดแบบสมบูรณ์ (ก่อสร้างสถานีแยกจ่ายไฟ)

### 1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

1. ทราบถึงระบบผลิต ระบบสายส่ง ระบบจำหน่ายกำลังไฟฟ้า รวมทั้งปริมาณความต้องการพลังงานไฟฟ้าของประเทศไทยอันมีความสัมพันธ์กับภาวะเศรษฐกิจและการลงทุน
2. ทราบถึงความเป็นไปได้ในทางวิศวกรรมและการประยุกต์ใช้อัตราความเสียหายจากไฟฟ้าดับปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ไม่สามารถจ่ายไฟได้และค่าเสียโอกาสในการจ่ายไฟ ร่วมกับการวิเคราะห์ทางเศรษฐกิจของโครงการ
3. ทราบความเป็นไปได้ทางเศรษฐกิจในการปรับปรุงระบบสายส่งไฟฟ้าให้เป็นแบบวงรอบปิดและวงรอบปิดแบบสมบูรณ์ (กรณีก่อสร้างสถานีแยกจ่ายไฟ)

### 1.6 นิยามศัพท์

- ระบบไฟฟ้ากำลัง**  
ประกอบด้วย ระบบผลิตกำลังไฟฟ้า, ระบบส่งกำลังไฟฟ้า และระบบจำหน่ายกำลังไฟฟ้า
- ระบบจำหน่ายกำลังไฟฟ้า**  
หมายถึง ระบบที่รับไฟฟ้าจากสถานีไฟฟ้าหลังจากลดแรงดันต่ำลง เพื่อส่งต่อไปให้ผู้ใช้งานไฟฟ้า
- ระบบส่งกำลังไฟฟ้า**  
หมายถึง ระบบที่เชื่อมโยงระบบกำเนิดไฟฟ้าจากโรงจักรไฟฟ้าหรือสถานีลานไกไปยังสถานีไฟฟ้าหรือสถานีไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟ โดยมีระดับแรงดันที่ 115 kV
- ระดับแรงดันในระบบจำหน่ายไฟฟ้าของประเทศไทย การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.)**  
ใช้ระดับแรงดัน 22 kV, 33 kV 69 kV และ 115 kV ระบบจำหน่ายไฟฟ้าของ กฟภ. สามารถแบ่งเป็น
1. ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงสูง 22 kV และ 33 kV
  2. ระบบจำหน่ายแรงต่ำ 400/230 V, 3 เฟส 4สาย และ 230 V, 1 เฟส 2 สาย
- สถานีไฟฟ้า**  
หมายถึง จุดเปลี่ยนระดับแรงดันไฟฟ้าจากระบบ 115 kV เป็นระบบ 22, 33 kV
- สถานไกไฟฟ้า**  
หมายถึง สถานีแยกจ่ายไฟฟ้ามากกว่า 2 แหล่งจ่ายไม่มีหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังประกอบ ส่วนใหญ่เป็นลักษณะกลางแจ้ง (Out Door)



### มาตรฐานแรงดัน

หมายถึงแรงดันต่ำสุดและแรงดันสูงสุด ซึ่งเป็นแรงดันที่ต้องรักษาระดับไว้ ทั้งการออกแบบและการใช้งานให้แรงดันอยู่ในช่วงนี้

#### แรงดันสูงสุด

หมายถึง แรงสูงสุดที่สังเกตที่จุดใดจุดหนึ่งช่วงเวลา 5 นาที

#### แรงดันต่ำสุด

หมายถึง แรงต่ำสุดที่สังเกตที่จุดใดจุดหนึ่งช่วงเวลา 5 นาที

ปริมาณความต้องการพลังงานไฟฟ้า (โหลด)

หมายถึง พลังงานไฟฟ้าที่ผู้ใช้ไฟฟ้าต้องการในหน่วย “MW”

ตัวประกอบโหลด (Load factor)

หมายถึงสัดส่วนของการใช้พลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยกับค่าความต้องการใช้กำลังไฟฟ้าสูงสุด ณ ช่วงระยะเวลาที่กำหนด

การจ่ายไฟแบบเรเดียล (Radial System)

เป็นการจ่ายพลังงานไฟฟ้าจากสถานีไฟฟ้าย่อยไปในทิศทางเดียว เมื่อเกิดปัญหากระแสไฟฟ้าขัดข้องที่สถานีไฟฟ้าย่อย หรือระบบคั่นทางไฟก็จะดับหมดทั้งฟีดเดอร์ ไม่สามารถจ่ายโหลดทดแทนจากฟีดเดอร์อื่นหรือสถานีไฟฟ้าย่อยอื่น ระบบการจ่ายไฟแบบนี้จะมีความเชื่อถือได้ต่ำ

การจ่ายไฟแบบวงรอบปิด (Closed Loop)

เป็นการจ่ายไฟขนานตลอดเวลาระหว่างสองฟีดเดอร์ขึ้นไป ซึ่งอาจมาจากสถานีไฟฟ้าย่อยเดียวกันหรือต่างสถานีไฟฟ้าย่อยกัน จะมีผลในการลดหน่วยสูญเสีย และแรงดันไฟฟ้าในระบบจะดีกว่าและมีความมั่นคงมากกว่าการจ่ายไฟแบบ Open loop

การจ่ายไฟแบบวงรอบเปิด (Open Loop)

เป็นการจ่ายไฟแบบเรเดียล แต่สามารถเลือกรับไฟได้ออย่างน้อยสองแหล่ง หากวงจรหลักประสบปัญหาจนไม่สามารถจ่ายไฟได้ ก็สามารถที่จะย้ายไปรับไฟจากแหล่งจ่ายอื่น โดยจะมีไฟดับในช่วงสั้นๆ และสามารถพัฒนาระบบให้เป็นแบบ Closed Loop ได้ในอนาคต

## บทที่ 2

### แนวคิดและทฤษฎี

#### 2.1 ทฤษฎีการวิเคราะห์ความเหมาะสมทางวิศวกรรมศาสตร์

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะนำเสนอทฤษฎีการวิเคราะห์ความเหมาะสมทางด้านวิศวกรรมศาสตร์ซึ่งมีหัวข้อนำเสนอ ดังนี้

2.1.1 การวิเคราะห์การไหลของไฟฟ้ากำลัง (Power-flow Studies) (Stevenson , 1982 , pages 194-202) การศึกษาการไหลของกำลังไฟฟ้า (Power-flow studies) เป็นสิ่งสำคัญในการวางแผนและออกแบบขยายระบบส่งกำลังไฟฟ้าเพิ่มเติมในอนาคต รวมถึงการใช้งานระบบส่งกำลังไฟฟ้าในสภาพปัจจุบันให้เกิดประสิทธิภาพสูงสุด ซึ่งผลลัพธ์ที่ได้จากการศึกษาการไหลของกำลังไฟฟ้าจะแสดงขนาดและมุมเฟสของแรงดันไฟฟ้าที่แต่ละบัส และกำลังไฟฟ้าจริงและรีแอกติฟที่ไหลในสายส่ง วิธีการศึกษาการไหลของกำลังไฟฟ้าสามารถทำได้หลายวิธี แต่ละวิธีจะให้ผลลัพธ์ในการวิเคราะห์ที่เหมือนกันขึ้นอยู่กับทางเลือกใช้

ทั้งเซตที่และมิวชวลแอดมิตแดนซ์บัส ซึ่งประกอบด้วยเมตริกซ์แอดมิตแดนซ์บัส  $Y_{bus}$  หรือจุดขับเคลื่อน (Driving point) และอิมพีแดนซ์ถ่ายโอนซึ่งประกอบด้วย  $Z_{bus}$  จะถูกนำมาใช้ในการแก้ปัญหาการไหลของกำลังไฟฟ้า แต่ในการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าจะพิจารณา ระบบส่งกำลังไฟฟ้าอยู่ในรูปของเมตริกซ์แอดมิตแดนซ์  $Y_{bus}$  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, พิกัดของชั้นที่คาปาซิเตอร์ 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  $j$  ใดๆ จะแทนด้วยอักษร  $i$  ด้วย  $j$  นอกจากนั้นสามารถแทนค่ากระแสที่ไหลเข้าบัส  $i$  ใดๆ 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  $Q_i$  แทนกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้ารีเสมือนที่บัส  $i$  ใดๆ ดังนั้นค่ากำลังไฟฟ้าที่บัส  $i$  ใดๆ 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

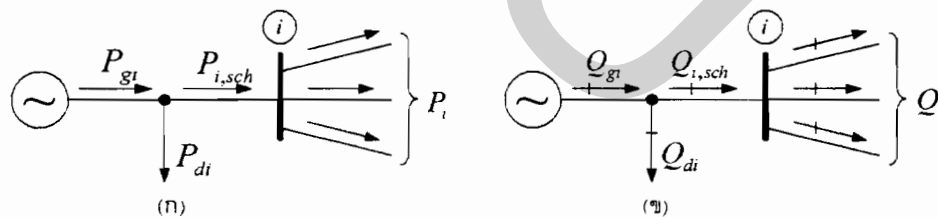
$$P_i - jQ_i = \sum_{n=1}^N |Y_{in}V_iV_n| \angle \theta_{in} + \delta_n - \delta_i \quad (2.5)$$

เมื่อแยกกำลังไฟฟ้าออกเป็น ส่วนจริงและส่วนจินตภาพ 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  $i$  ใดๆ ให้  $P_{gi}$  แทนกำลังไฟฟ้าจริงที่จ่ายเข้าบัส  $i$  ใดๆ และ  $P_{di}$  แทนกำลังไฟฟ้าจริงที่โหลดซึ่งต่อกับบัส  $i$  ใดๆ ดังไปใช้ ดังนั้นจะได้ว่า  $P_{i,sch} = P_{gi} - P_{di}$  แทนกำลังไฟฟ้าจริงที่บัส  $i$  ใดๆ ตามภาพที่ 2.1 (ก) ส่วนกำลังไฟฟ้าเสมือนที่บัส  $i$  ใดๆ จะแทนด้วย  $Q_{i,sch} = Q_{gi} - Q_{di}$  ตามภาพที่ 2.1 (ข)



ภาพที่ 2.1 แสดงกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือนที่บัส  $i$  ใดๆ

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 ส่วนค่ากำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่จ่ายออกมาจะขึ้นอยู่กับความต้องการ โดยขนาดและมุมของแรงดันไฟฟ้าจะ

ไม่มีการเปลี่ยนแปลง 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 ส่วนค่ากำลังไฟฟารีแอกตีฟและมุมของแรงดันไฟฟ้าสามารถหาได้จากการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า

3. Load Bus บัสชนิดนี้จะกำหนดค่าเป็นจำนวนเชิงซ้อนของกำลังไฟฟ้าไว้คือจะกำหนดในรูป  $S = P + jQ$  และบางครั้งเรียกบัสชนิดนี้ว่า P-Q Bus เนื่องจากจะมีโหลดต่ออยู่ที่บัสชนิดนี้ โดยจะทราบค่า  $P_i, Q_i$  ส่วนขนาดและมุมของแรงดันไฟฟ้าที่บัสชนิดนี้สามารถหาได้จากการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า

2.1.2 วิธีการนิวตันราฟสัน (Newton-Raphson Method) จะใช้ทฤษฎีการขยายอนุกรมของ Taylor มาใช้ในการแก้ปัญหасмการที่มีตัวแปรตั้งแต่ 2 ตัวขึ้นไป เริ่มต้นด้วยการอธิบายการแก้ปัญหасмการทางคณิตศาสตร์ก่อนแล้วจึงวิเคราะห์ไปยังการแก้ปัญหасмการการไหลของกำลังไฟฟ้า จากทฤษฎีการขยายอนุกรมของ Taylor จะได้ว่า

$$y = f(x) = f(x_0) + \frac{df(x_0)}{dx} \Delta x' + \frac{d^2 f(x_0)}{d^2 x} (\Delta x')^2 + \dots \quad (2.8)$$

$$y = f(x) = f(x_0) + \frac{df(x_0)}{dx} \Delta x' \quad (2.9)$$

จากสมการที่ (2.9) 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

$$y = f(x_1, x_2, \dots, x_n) = f(x_1^{(0)}, x_2^{(0)}, \dots, x_n^{(0)}) + \left. \frac{\partial f(x_1, x_2, \dots, x_n)}{\partial x_1} \right|_{(0)} \Delta x_1^{(0)} + \left. \frac{\partial f(x_1, x_2, \dots, x_n)}{\partial x_2} \right|_{(0)} \Delta x_2^{(0)} + \dots + \left. \frac{\partial f(x_1, x_2, \dots, x_n)}{\partial x_n} \right|_{(0)} \Delta x_n^{(0)} \quad (2.10)$$

$$\Delta y = y - f(x_1^{(0)}, x_2^{(0)}, \dots, x_n^{(0)}) = \left. \frac{\partial f(x_1, x_2, \dots, x_n)}{\partial x_1} \right|_{(0)} \Delta x_1^{(0)} + \left. \frac{\partial f(x_1, x_2, \dots, x_n)}{\partial x_2} \right|_{(0)} \Delta x_2^{(0)} + \dots + \left. \frac{\partial f(x_1, x_2, \dots, x_n)}{\partial x_n} \right|_{(0)} \Delta x_n^{(0)} \quad (2.11)$$

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

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

$$\begin{bmatrix} \Delta y_1 \\ \Delta y_2 \\ \vdots \\ \Delta y_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \frac{\partial f_1}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \\ \frac{\partial f_2}{\partial x_1} & \frac{\partial f_2}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_2}{\partial x_n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial f_n}{\partial x_1} & \frac{\partial f_n}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_n}{\partial x_n} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x_1 \\ \Delta x_2 \\ \vdots \\ \Delta x_n \end{bmatrix} \quad (2.12)$$

$$[\Delta y] = [J][\Delta x]_n \quad (2.13)$$

โดยที่ [J] แทน Jacobian Matrix ซึ่งประกอบด้วยอนุพันธ์บางส่วน

การนำวิธีการ Newton-Raphson ไปใช้ในการศึกษาการไหลของกำลังไฟฟ้า สามารถทำได้

โดยหาค่า mismatch ของกำลังไฟฟ้าที่บัส  $i$  ใดๆ เมื่อกำหนดให้

$$Y_{ii} = G_{ii} + jB_{ii} \quad (2.14)$$

$$V_i = a_i + jb_i \quad (2.15)$$

จากสมการที่ (2.4) การคำนวณหาค่ากำลังไฟฟ้าที่บัส  $i$  ใดๆ จะได้ว่า

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

$$\begin{aligned} P_{i,calc} &= \text{Re} \left[ (a_i + jb_i) \sum_{n=1}^N (G_{in} - jB_{in})(a_n + jb_n) \right] \\ &= \sum_{n=1}^N [a_i (a_n G_{in} + b_n B_{in}) + b_i (b_n G_{in} - a_n B_{in})] \end{aligned} \quad (2.16)$$

$$\begin{aligned} Q_{i,calc} &= \text{Im} \left[ (a_i + jb_i) \sum_{n=1}^N (G_{in} - jB_{in})(a_n + jb_n) \right] \\ &= \sum_{n=1}^N [b_i (a_n G_{in} + b_n B_{in}) - a_i (b_n G_{in} - a_n B_{in})] \end{aligned} \quad (2.17)$$

และสามารถหาค่า mismatch ของกำลังไฟฟ้าที่บัส  $i$  ใดๆ ได้ดังสมการต่อไปนี้

$$\Delta P_i = P_{i,sch} - P_{i,calc} \quad (2.18)$$

$$\Delta Q_i = Q_{i,sch} - Q_{i,calc} \quad (2.19)$$

$$\Delta |V_i|^2 = |V_{i,sch}|^2 - |V_{i,calc}|^2 \quad (2.20)$$

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

$$\begin{bmatrix} \Delta P_2 \\ \Delta |V_2|^2 \\ \Delta P_3 \\ \Delta Q_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_2}{\partial a_2} & \frac{\partial P_2}{\partial b_2} & \frac{\partial P_2}{\partial a_3} & \frac{\partial P_2}{\partial b_3} \\ \frac{\partial |V_2|^2}{\partial a_2} & \frac{\partial |V_2|^2}{\partial b_2} & \frac{\partial |V_2|^2}{\partial a_3} & \frac{\partial |V_2|^2}{\partial b_3} \\ \frac{\partial P_3}{\partial a_2} & \frac{\partial P_3}{\partial b_2} & \frac{\partial P_3}{\partial a_3} & \frac{\partial P_3}{\partial b_3} \\ \frac{\partial Q_3}{\partial a_2} & \frac{\partial Q_3}{\partial b_2} & \frac{\partial Q_3}{\partial a_3} & \frac{\partial Q_3}{\partial b_3} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta a_2 \\ \Delta b_2 \\ \Delta a_3 \\ \Delta b_3 \end{bmatrix} \quad (2.21)$$

โดยที่

$$[J] = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_2}{\partial a_2} & \frac{\partial P_2}{\partial b_2} & \frac{\partial P_2}{\partial a_3} & \frac{\partial P_2}{\partial b_3} \\ \frac{\partial |V_2|^2}{\partial a_2} & \frac{\partial |V_2|^2}{\partial b_2} & \frac{\partial |V_2|^2}{\partial a_3} & \frac{\partial |V_2|^2}{\partial b_3} \\ \frac{\partial P_3}{\partial a_2} & \frac{\partial P_3}{\partial b_2} & \frac{\partial P_3}{\partial a_3} & \frac{\partial P_3}{\partial b_3} \\ \frac{\partial Q_3}{\partial a_2} & \frac{\partial Q_3}{\partial b_2} & \frac{\partial Q_3}{\partial a_3} & \frac{\partial Q_3}{\partial b_3} \end{bmatrix} \quad (2.22)$$

จากสมการที่ (2.16) และ (2.17) แต่ละองค์ประกอบใน [J] หาได้จาก

$$\frac{\partial P_i}{\partial a_n} = a_i G_{in} - b_i B_{in} \quad \text{เมื่อ } n \neq i \quad (2.23)$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial a_i} = 2a_i G_{ii} + \sum_{\substack{n=1 \\ n \neq i}}^N (a_n G_{in} + b_n B_{in}) \quad (2.24)$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial b_n} = a_i B_{in} + b_i G_{in} \quad \text{เมื่อ } n \neq i \quad (2.25)$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial b_i} = 2b_i G_{ii} + \sum_{\substack{n=1 \\ n \neq i}}^N (b_n B_{in} - a_n G_{in}) \quad (2.26)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial a_i} = 2a_i B_{ii} - \sum_{\substack{n=1 \\ n \neq i}}^N (b_n G_{in} - a_n B_{in}) \quad (2.27)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial a_n} = a_i B_{in} + b_i G_{in} \quad \text{เมื่อ } n \neq i \quad (2.28)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial b_i} = 2b_i B_{ii} + \sum_{\substack{n=1 \\ n \neq i}}^N (a_i G_{in} + b_i G_{in}) \quad (2.29)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial b_n} = -a_i G_{in} + b_i B_{in} \quad \text{เมื่อ } n \neq i \quad (2.30)$$

$$\frac{\partial |V_i|^2}{\partial a_i} = 2a_i \quad (2.31)$$

$$\frac{\partial |V_i|^2}{\partial a_n} = 0 \quad \text{เมื่อ } n \neq i \quad (2.32)$$

$$\frac{\partial |V_i|^2}{\partial b_i} = 2b_i \quad (2.33)$$

$$\frac{\partial |V_i|^2}{\partial b_n} = 0 \quad \text{เมื่อ } n \neq i \quad (2.34)$$

จากนั้นจะต้องสมมติค่าเริ่มต้นของแรงดันที่บัสต่างๆ เพื่อคำนวณหาค่า mismatch ของกำลังไฟฟ้าที่บัสและแทนค่า mismatch ของกำลังไฟฟ้าที่บัสที่ได้ เพื่อหาค่า  $\Delta a_i, \Delta b_i$

หลังจากได้ค่า  $\Delta a_i, \Delta b_i$  ก็สามารถหาค่าแรงดันไฟฟ้าในรอบการคำนวณ k ใดๆ ได้จากสมการ

$$V_i^{(k)} = V_i^{(k-1)} + \Delta a_i^{(k)} + j\Delta b_i^{(k)} \quad (2.35)$$

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

### 2.1.3 การศึกษาการลัดวงจร (Short Circuit Studies) (Stevenson , 1982 , pages 248-272)

2.1.3.1 องค์ประกอบสมมาตร (Symmetrical Component) ในการแก้ปัญหาระบบไม่สมดุล n เฟส สามารถที่จะแทนด้วยระบบที่สมดุล n ระบบซึ่งในแต่ละระบบมีเฟสเซอร์ที่สมดุลอยู่ และเรียกวิธีนี้ว่า วิธีองค์ประกอบสมมาตร (Symmetrical Component) โดยในแต่ละชุดของเฟสเซอร์จะมีขนาดเท่ากันและมุมในระหว่างเฟสเซอร์ที่อยู่ใกล้กันจะมีค่าเท่ากัน วิธีการนี้สามารถใช้ได้กับระบบไม่สมดุลที่มี n เฟส แต่ในที่นี้จะพิจารณาในระบบไม่สมดุลที่มี 3 เฟสเท่านั้น ซึ่งวิธี

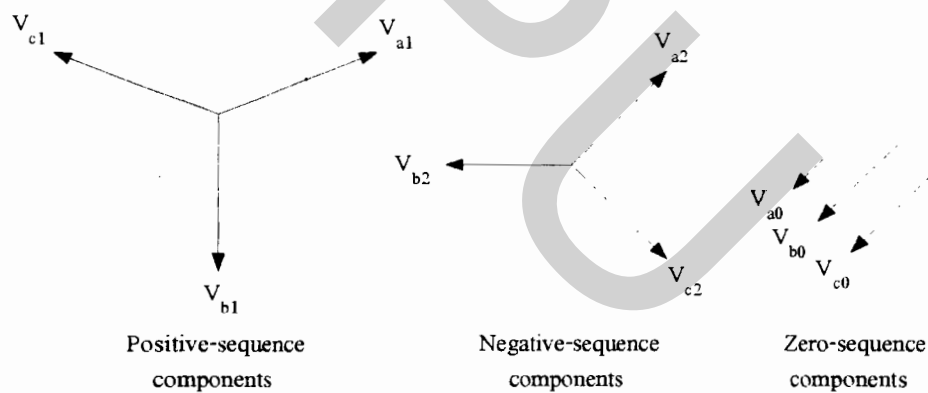
องค์ประกอบสมมาตรนี้จะใช้ในการแก้ปัญหาการเกิดการลัดวงจรแบบไม่สมมาตรในระบบไฟฟ้า 3 เฟส จะมีประกอบด้วย 3 องค์ประกอบ ได้แก่

1. องค์ประกอบลำดับบวก (Positive Sequence Components) ประกอบด้วย เฟสเซอร์ 3 ตัวที่มีขนาดเท่ากันและมีมุมห่างกัน  $120^\circ$  โดยมีลำดับเฟส A, B และ C ตามเข็มนาฬิกา สัญลักษณ์แทนด้วย  $V_{a1}$ ,  $V_{b1}$  และ  $V_{c1}$

2. องค์ประกอบลำดับลบ (Negative Sequence Components) ประกอบด้วย เฟสเซอร์ 3 ตัวที่มีขนาดเท่ากันและมีมุมห่างกัน  $120^\circ$  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 ภาพที่ 2.2 แสดงชุดองค์ประกอบสมมาตรทั้ง 3 ชุด



ภาพที่ 2.2 แสดงองค์ประกอบสมมาตรของเฟสเซอร์ไม่สมดุล 3 เฟส

เมื่อเฟสเซอร์ไม่สมดุลแต่ละเฟสเป็นผลรวมขององค์ประกอบสมมาตรนั้น แล้วเฟสเซอร์เริ่มต้นจะแสดงตามทอมขององค์ประกอบสมมาตรนั้น ได้ดังนี้

$$V_a = V_{a1} + V_{a2} + V_{a0} \quad (2.36)$$

$$V_b = V_{b1} + V_{b2} + V_{b0} \quad (2.37)$$

$$V_c = V_{c1} + V_{c2} + V_{c0} \quad (2.38)$$



2.1.3.2 เอโอเปอเรเตอร์ (A-Operator) เนื่องจากในวิธีองค์ประกอบสมมาตร ค่ามุมที่ห่างกันของเฟสเซอร์ทั้งแรงดันและกระแสเป็น  $120^\circ$  เพื่อให้ง่ายต่อการเขียนและเข้าใจ จะใช้โอเปอเรเตอร์  $a$  แทนค่ามุมเหล่านี้ โดยนิยามว่า

$$a = 1\angle 120^\circ = -0.5 + j0.866 \quad (2.39)$$

จากสมการที่ (2.39) จะสามารถลดจำนวนปริมาณที่ไม่ทราบโดยการแทนองค์ประกอบ  $V_b$  และ  $V_c$  แต่ละตัวตามผลคูณของฟังก์ชันโอเปอเรเตอร์  $a$  ดังนั้นจะหาความสัมพันธ์ได้จาก

$$V_{b1} = a^2 V_{a1} \quad (2.40)$$

$$V_{c1} = a V_{a1} \quad (2.41)$$

$$V_{b2} = a V_{a2} \quad (2.42)$$

$$V_{c2} = a^2 V_{a2} \quad (2.43)$$

$$V_{b0} = V_{a0} \quad (2.44)$$

$$V_{c0} = V_{a0} \quad (2.45)$$

แทนสมการที่ (2.40)-(2.45) ลงในสมการที่ (2.36)-(2.38) จะได้

$$V_a = V_{a1} + V_{a2} + V_{a0} \quad (2.46)$$

$$V_b = a^2 V_{a1} + a V_{a2} + V_{a0} \quad (2.47)$$

$$V_c = a V_{a1} + a^2 V_{a2} + V_{a0} \quad (2.48)$$

หรือเขียนให้อยู่ในรูปเมตริกซ์

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix} \quad (2.49)$$

เพื่อความสะดวกแก่การใช้งาน จะกำหนดให้

$$A = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \quad (2.50)$$

ดังนั้น จะพิสูจน์อย่างง่าย ๆ เป็น

$$A^{-1} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \quad (2.51)$$

จากนั้น คูณทั้งสองด้านของสมการที่ (2.49) ด้วย  $A^{-1}$  จะได้

$$\begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \quad (2.52)$$

ซึ่งวิธีการแก้ปัญหาเฟสเซอร์ไม่สมมาตร 3 ตัวในองค์ประกอบสมมาตร โดยที่ความสัมพันธ์ที่สำคัญต่อการเขียนสมการให้แยกออกจากกัน จะเขียนได้ว่า

$$V_{a0} = \frac{1}{3}(V_a + V_b + V_c) \quad (2.53)$$

$$V_{a1} = \frac{1}{3}(V_a + aV_b + a^2V_c) \quad (2.54)$$

$$V_{a2} = \frac{1}{3}(V_a + a^2V_b + aV_c) \quad (2.55)$$

โดยที่องค์ประกอบ  $V_{b0}$ ,  $V_{b1}$ ,  $V_{b2}$ ,  $V_{c0}$ ,  $V_{c1}$  และ  $V_{c2}$  หาได้จากสมการที่ (2.40)-(2.45) และสมการดังกล่าวสามารถเขียนให้กระแสไฟฟ้าแทนแรงดันไฟฟ้าตามสมการสั้นๆ เป็น

$$I_a = I_{a1} + I_{a2} + I_{a0} \quad (2.56)$$

$$I_b = a^2 I_{a1} + a I_{a2} + I_{a0} \quad (2.57)$$

$$I_c = a I_{a1} + a^2 I_{a2} + I_{a0} \quad (2.58)$$

$$I_{a0} = \frac{1}{3}(I_a + I_b + I_c) \quad (2.59)$$

$$I_{a1} = \frac{1}{3}(I_a + a I_b + a^2 I_c) \quad (2.60)$$

$$I_{a2} = \frac{1}{3}(I_a + a^2 I_b + a I_c) \quad (2.61)$$

ในระบบไฟฟ้า 3 เฟสนั้น ผลรวมทางเวกเตอร์ของกระแสในสายจะเท่ากับกระแสไฟฟ้าที่ไหลผ่านสายนิวทรัล ดังนั้น

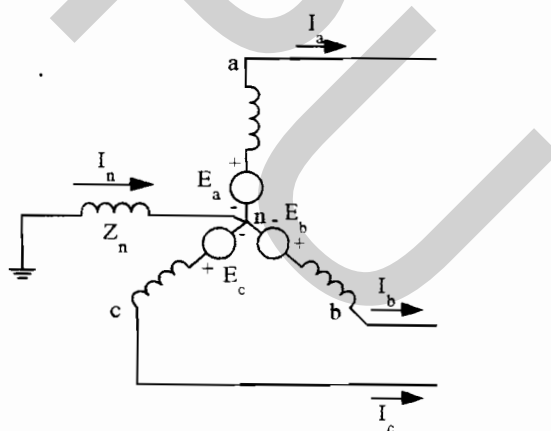
$$I_a + I_b + I_c = I_n \quad (2.62)$$

เมื่อแทนสมการที่ (2.62) ลงในสมการที่ (2.59) จะได้

$$I_n = 3I_{a0} \quad (2.63)$$

ดังนั้นหากระบบไฟฟ้า 3 เฟส ไม่มีการต่อสายนิวทรัลแล้ว กระแส  $I_n$  จะเป็นศูนย์ แสดงว่ากระแสในสายจะไม่มีองค์ประกอบลำดับศูนย์ ดังนั้นโหลดแบบเดลต้าซึ่งไม่มีการเชื่อมต่อลงนิวทรัล กระแสที่ไหลเข้าโหลดจะไม่มีองค์ประกอบลำดับศูนย์ด้วย

2.1.3.3 วงจรข่ายลำดับของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าภาวะไร้โหลด ภาพที่ 2.3 แสดงเครื่องกำเนิดไฟฟ้าภาวะไร้โหลดจะมีการต่อกราวด์ผ่านรีแอกแตนซ์ โดยที่ emf ของแต่ละเฟสเป็น  $E_a$ ,  $E_b$  และ  $E_c$  การเขียนวงจรข่ายลำดับนั้นจะมีแรงดันแหล่งกำเนิดเป็นลำดับบวกเท่านั้นเมื่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจ่ายแรงดันไฟฟ้า 3 เฟสได้สมดุล ดังนั้นวงจรข่ายลำดับบวกจึงประกอบด้วย emf ต่ออนุกรมกับอิมพีแดนซ์ลำดับบวก ส่วนวงจรข่ายลำดับลบและศูนย์จะไม่มี emf ประกอบอยู่แต่จะรวมอิมพีแดนซ์ของกระแสลำดับลบและศูนย์ไว้ด้วยกันตามภาพที่ 2.4 จากภาพที่ 2.4 (จ) กระแสไฟฟ้าที่ไหลในอิมพีแดนซ์  $Z_n$  ซึ่งต่อระหว่างจุดนิวทรัลและกราวด์จะเท่ากับ  $3I_{a0}$  จะเห็นได้ว่าแรงดันตกคร่อมลำดับศูนย์จากจุด a ไปยังกราวด์เท่ากับ  $-3I_{a0}Z_n - I_{a0}Z_{g0}$  โดยที่  $Z_{g0}$  เป็นอิมพีแดนซ์ลำดับศูนย์ต่อเฟส ดังนั้นวงจรข่ายลำดับศูนย์จะต้องมีอิมพีแดนซ์เท่ากับ  $3Z_n + Z_{g0}$  ตามภาพที่ 2.4 (ฉ) โดยที่อิมพีแดนซ์ลำดับศูนย์ในวงจรข่ายลำดับศูนย์จะเท่ากับ



ภาพที่ 2.3 แสดงแผนภาพวงจรไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ต่อกราวด์ผ่านรีแอกแตนซ์

$$Z_0 = 3Z_n + Z_{g0} \quad (2.64)$$

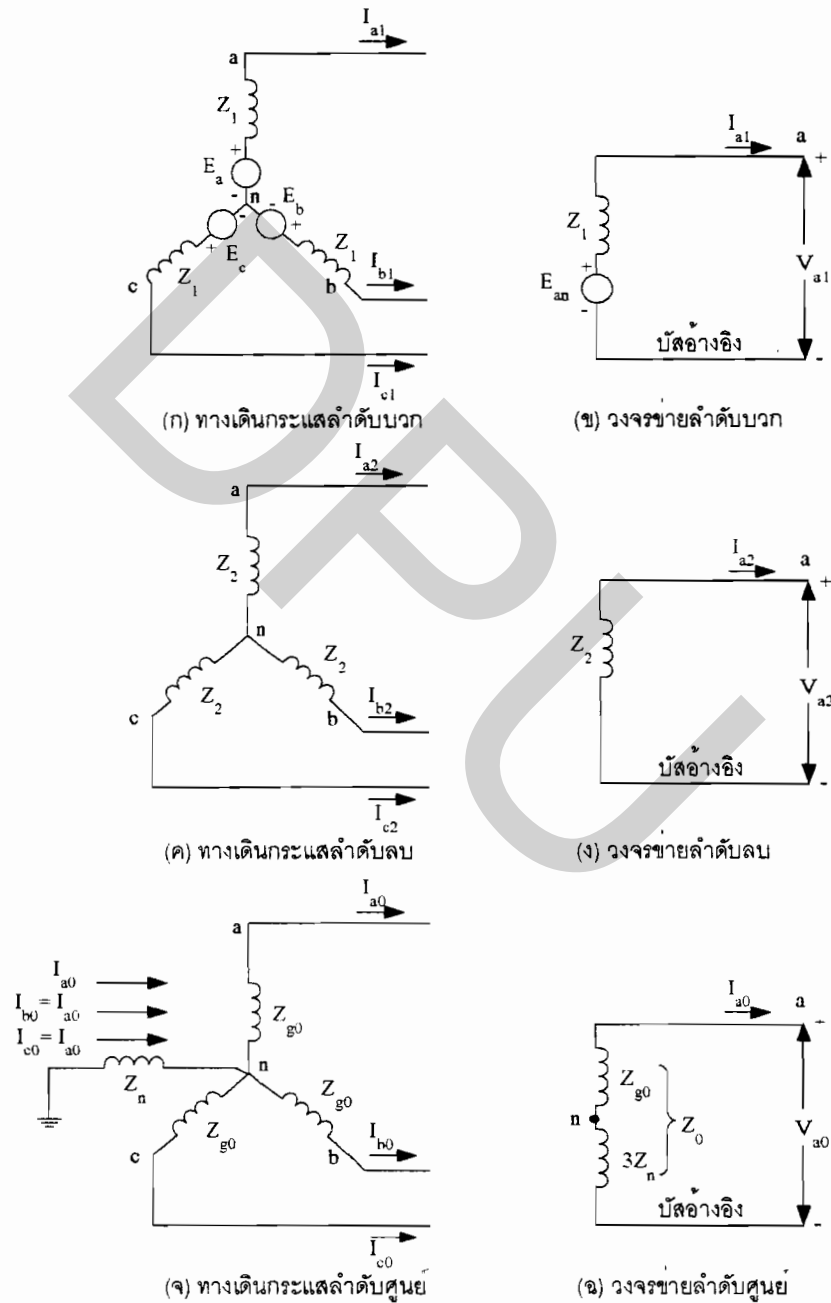
โดยทั่วไปแล้วจะพิจารณาเฉพาะสมการองค์ประกอบของกระแสและแรงดันไฟฟ้าสำหรับเฟส a ซึ่งหาได้จากวงจรข่ายลำดับต่างๆ ดังนั้นสมการองค์ประกอบแรงดันตกคร่อมจากจุด a ไปยังบัสอ้างอิง (Reference) จะได้ว่า

$$V_{a1} = E_a - I_{a1}Z_1 \quad (2.65)$$

$$V_{a2} = -I_{a2}Z_2 \quad (2.66)$$

$$V_{a0} = -I_{a0}Z_0 \tag{2.67}$$

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



ภาพที่ 2.4 แสดงทางเดินกระแสไฟฟ้าของแต่ละลำดับในเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและวงจรข่ายลำดับ

2.1.3.4 วงจรจ่ายลำดับของหม้อแปลงไฟฟ้า วงจรจ่ายลำดับสมมูลของหม้อแปลงไฟฟ้า 3 เฟสจะขึ้นอยู่กับลักษณะการต่อขดลวดทางด้านปฐมภูมิและด้านทุติยภูมิ ลักษณะการต่อขดลวดแบบวายและเคลด้าแบบต่างกันจะเป็นตัวกำหนดคุณลักษณะของวงจรจ่ายลำดับศูนย์และการเลื่อนเฟสในวงจรจ่ายลำดับบวกและลำดับลบอีกด้วย

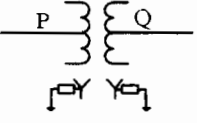
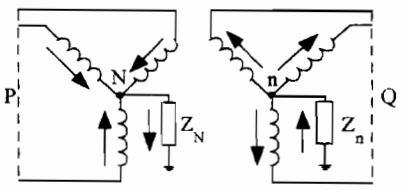
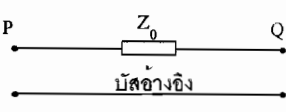
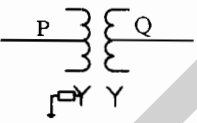
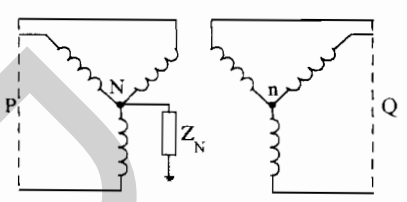
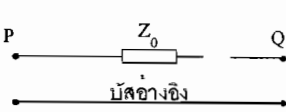
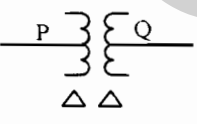
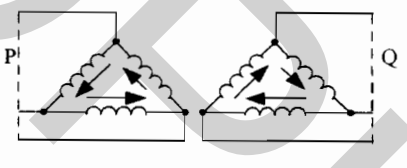
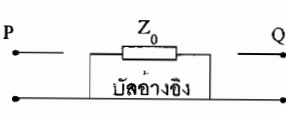
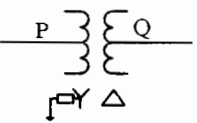
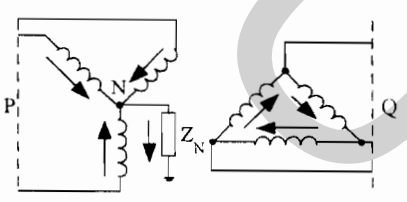
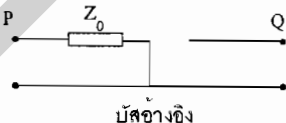
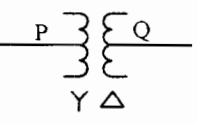
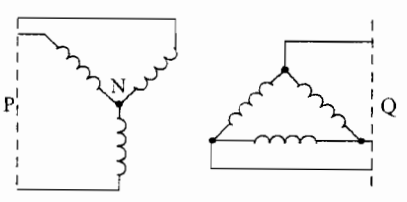
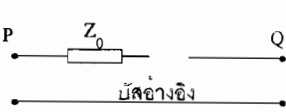
ในการวิเคราะห์การเชื่อมต่อหม้อแปลง 2 ขดลวด จะสามารถแบ่งออกได้ 5 แบบตามภาพที่ 2.5 โดยที่ถูกรับบนแผนภาพแสดงทิศทางการไหลของกระแสลำดับศูนย์ที่เกิดขึ้นได้ ส่วนที่ไม่มีลูกศรชี้แสดงว่าไม่มีกระแสลำดับศูนย์ไหลอยู่ในการเชื่อมต่อหม้อแปลงแบบนั้น ซึ่งสามารถเขียนแทนด้วยวงจรสมมูลลำดับศูนย์โดยตัดส่วนของกระแสที่ไหลผ่านความต้านทานขดลวดและกระแสแมกเนไตซ์ซึ่งออก ให้ P และ Q แทนจุดเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้า วงจรสมมูลของการเชื่อมต่อหม้อแปลงทั้ง 5 แบบ ได้แก่

แบบที่ 1 : แบบ Y-Y ต่อนิวทรัลลงกราวด์ทั้งสองด้าน (Y-Y Bank, Both Neutrals Grounded) หม้อแปลงไฟฟ้า 3 เฟสที่เชื่อมต่อแบบ Y-Y และต่อนิวทรัลลงกราวด์ กระแสลำดับศูนย์สามารถไหลครบวงจรตามวงจรสมมูลในภาพที่ 2.5 ในวงจรจ่ายลำดับศูนย์นั้นจุด P และ Q จะเชื่อมต่อกัน โดยผ่านอิมพีแดนซ์ลำดับศูนย์ในลักษณะเดียวกันกับวงจรจ่ายลำดับบวกและลบ

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

แบบที่ 3 : แบบ  $\Delta - \Delta$  ( $\Delta - \Delta$  Bank) ผลรวมทางเฟสเซอร์ของแรงดันระหว่างเฟสจะเท่ากับศูนย์ทั้งสองด้านของหม้อแปลง  $\Delta - \Delta$  ดังนั้น  $V_{AB0} = V_{ab0} = 0$  วงจรสมมูลลำดับบวกและลบสำหรับหม้อแปลง  $\Delta - \Delta$  จะเหมือนกับหม้อแปลง Y-Y แต่เนื่องจากวงจร  $\Delta$  จะไม่มีทางไหลย้อนกลับสำหรับกระแสลำดับศูนย์ จึงไม่มีกระแสลำดับศูนย์ไหลในอีกด้านหนึ่งของ  $\Delta - \Delta$  ด้วย แม้ว่ากระแสจะสามารถไหลวนภายในขดลวด  $\Delta$  ได้ ดังนั้น  $I_{A0} = I_{a0} = 0$

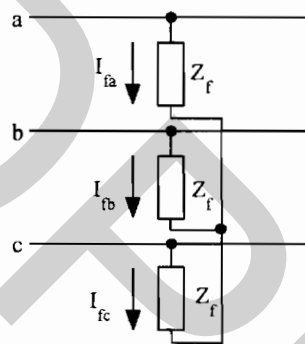
แบบที่ 4 : แบบ Y- $\Delta$  ต่อนิวทรัลลงกราวด์ด้าน Y (Y- $\Delta$  Bank, Grounded Y) เมื่อมีการต่อนิวทรัลของหม้อแปลง Y- $\Delta$  ลงกราวด์ด้าน Y กระแสลำดับศูนย์จะไหลผ่านขดลวดด้าน Y ลงกราวด์ได้เพราะกระแสเหนี่ยวนำที่ตรงกันสามารถไหลวนใน  $\Delta$  ได้ วงจรสมมูลทางด้าน Y จะต่อผ่านอิมพีแดนซ์สมมูลลงสู่บัสอย่างอิง โดยที่ทางด้าน  $\Delta$  เปิดวงจรไว้

แบบที่	สัญลักษณ์	แผนภาพการต่อวงจร	วงจรข่ายสมมูลลำดับศูนย์
1			
2			
3			
4			
5			

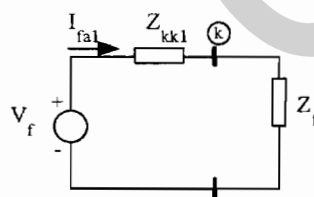
ภาพที่ 2.5 แสดงวงจรข่ายสมมูลลำดับศูนย์ของการเชื่อมต่อหม้อแปลงไฟฟ้า 3 เฟส

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

2.1.3.5 ภาวะผิดปกติแบบ 3 เฟส (Three Phase Faults) ภาวะผิดปกติแบบ 3 เฟสจะเป็นลักษณะการเกิดภาวะผิดปกติแบบสมมาตร (Symmetrical Faults) อาจเกิดจากสายตัวนำสามเฟสแตะกันซึ่งจะลงกราวด์หรือไม่ก็ได้ การเกิดภาวะผิดปกติแบบ 3 เฟสในระบบส่งกำลังไฟฟ้าจะมีค่ากระแสภาวะผิดปกติสูงสุด จึงต้องนำมาพิจารณาในการวิจัยนี้



ภาพที่ 2.6 แสดงแผนภาพจำลองการเชื่อมต่อสำหรับภาวะผิดปกติแบบ 3 เฟสผ่านอิมพีแดนซ์



ภาพที่ 2.7 แสดงการเชื่อมต่อวงจรสมมูลเทวินินของวงจรข่ายลำดับเพื่อจำลองการเกิดภาวะผิดปกติแบบ 3 เฟสที่บัส k ในระบบไฟฟ้า

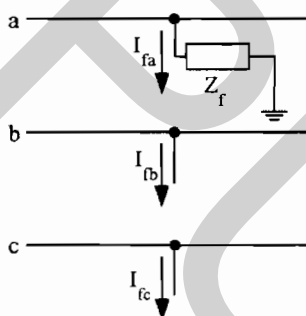
ภาพที่ 2.6 แสดงแผนภาพจำลองการเชื่อมต่อสำหรับภาวะผิดปกติชนิดสมมาตรแบบ 3 เฟส จะเห็นได้ว่าระบบไฟฟ้า 3 เฟสสมดุลจะยังคงรักษาสมมาตรเมื่อเกิดภาวะผิดปกติแบบ 3 เฟสที่บัส k เนื่องจากค่าอิมพีแดนซ์ระหว่างไลน์กับจุดต่อร่วมของแต่ละเฟสมีค่าเท่ากัน และจะมีเฉพาะกระแสลำดับบวกไหลเท่านั้น จากภาพที่ 2.7 ค่าภาวะผิดปกติอิมพีแดนซ์  $Z_f$  จะมีค่าเท่ากันทุกเฟส ในการวิเคราะห์การลัดวงจรจะจำลองการเกิดภาวะผิดปกติแบบ 3 เฟสด้วย

วงจรสมมูลเทวินินลำดับบวก โดยจะเพิ่มอิมพีแดนซ์  $Z_f$  เข้าไปในวงจรสมมูลเทวินินลำดับบวกของระบบที่บัส  $k$  ตามภาพที่ 2.9 และสามารถคำนวณค่ากระแสภาวะผิดปกติได้จากสมการ

$$I_{fa1} = \frac{V_f}{Z_{kk1} + Z_f} \quad (2.68)$$

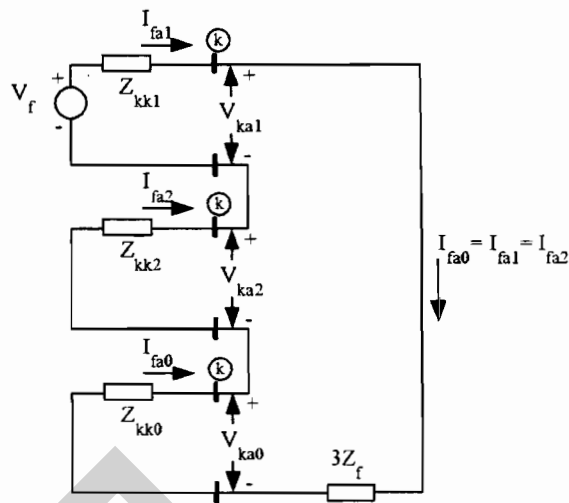
เมื่อ  $V_f$  แทนแรงดันที่บัส  $k$  ก่อนเกิดภาวะผิดปกติ และ  $Z_{kk1}$  แทนค่าอิมพีแดนซ์เทวินิน ของวงจรขั้วลำดับบวกที่วัดระหว่างบัส  $k$  และบัสอ้างอิง

2.1.3.6 ภาวะผิดปกติแบบไลน์เดี่ยวลงกราวด์ (Single Line-to-Ground Faults) ภาวะผิดปกติแบบไลน์เดี่ยวลงกราวด์จะเป็นลักษณะการเกิดภาวะผิดปกติแบบไม่สมมาตร (Unsymmetrical Faults) เป็นชนิดที่พบมากที่สุด จากสถิติการเกิดกระแสไฟฟ้าขัดข้องของ กฟภ. พบว่า 80% ของภาวะผิดปกติที่เกิดในระบบส่งกำลังไฟฟ้าของ กฟภ. เป็นภาวะผิดปกติแบบไลน์เดี่ยวลงกราวด์ ซึ่งอาจเกิดจากสาเหตุฟ้าผ่าหรือสายตัวนำแตะกับโครงสร้างที่เป็นกราวด์ จึงต้องนำมาพิจารณาในการวิจัยนี้เช่นเดียวกัน



ภาพที่ 2.8 แสดงแผนภาพจำลองการเชื่อมต่อสำหรับภาวะผิดปกติแบบไลน์เดี่ยวลงกราวด์ผ่านอิมพีแดนซ์





ภาพที่ 2.9 แสดงการเชื่อมต่อวงจรสมมูลเทวินินของวงจรจ่ายลำดับเพื่อจำลองการเกิดภาวะผิดปกติแบบไลน์เดี่ยวลงกราวด์ที่บัส  $k$  ในระบบไฟฟ้า

แผนภาพจำลองการเชื่อมต่อสำหรับภาวะผิดปกติแบบไลน์เดี่ยวลงกราวด์ผ่านอิมพีแดนซ์  $Z_f$  แสดงในภาพที่ 2.9 โดยสมมติให้เกิดภาวะผิดปกติเฟส  $a$  ลงกราวด์ ขึ้นที่บัส  $k$  จะมีเงื่อนไขประกอบด้วย

$$I_{fb} = 0 \quad I_{fc} = 0 \quad V_{ka} = Z_f I_{fa} \quad (2.69)$$

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

$$\begin{bmatrix} I_{fa0} \\ I_{fa1} \\ I_{fa2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{fa} \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (2.70)$$

จากเมตริกซ์ข้างต้น สามารถเขียนแยกสมการได้ว่า

$$I_{fa0} = I_{fa1} = I_{fa2} = \frac{I_{fa}}{3} \quad (2.71)$$

ย้ายข้างสมการที่ (2.71) จะได้ว่า

$$I_{fa} = 3I_{fa0} \quad (2.72)$$

จากภาพที่ 2.9 จะได้สมการขององค์ประกอบสมมาตรของแรงดันไฟฟ้า ดังนี้

$$\begin{aligned} V_{ka0} &= -Z_{kk0} I_{fa0} \\ V_{ka1} &= V_f - Z_{kk1} I_{fa0} \\ V_{ka2} &= -Z_{kk2} I_{fa0} \end{aligned} \quad (2.73)$$

แทนค่าสมการที่ (2.72) ลงในสมการที่ (2.59) จะได้  $V_{ka} = 3Z_f I_{fa0}$  จากนั้น

$$V_{ka} = V_{ka0} + V_{ka1} + V_{ka2} = V_f - (Z_{kk0} + Z_{kk1} + Z_{kk2})I_{fa0} = 3Z_f I_{fa0} \quad (2.74)$$

ย้ายข้างสมการที่ (2.74) สามารถหาค่ากระแสสถานะผิดปกติได้เท่ากับ

$$I_{fa0} = I_{fa1} = I_{fa2} = \frac{V_f}{Z_{kk0} + Z_{kk1} + Z_{kk2} + 3Z_f} \quad (2.75)$$

ในการทำวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะใช้โปรแกรมช่วยในการวิเคราะห์ความเหมาะสมทางด้านวิศวกรรม โดยการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าจะเลือกใช้วิธีการนิวตันราฟสัน ซึ่งจะช่วยให้การหาค่าคำตอบสำหรับระบบส่งกำลังไฟฟ้าที่มีความซับซ้อนเร็วขึ้น

## 2.2 ทฤษฎีการวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลัง (Power System Reliability)

ทฤษฎีหลักที่ใช้ในการศึกษางานวิจัยนี้จะใช้ทฤษฎีเรื่องความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า (Power System Reliability) ในการวิจัยนี้จะศึกษากรณีเมื่อการเชื่อมโยงสายส่งของ กฟภ. จะมีลักษณะเป็นแบบวงรอบปิด การดำเนินงานในลักษณะนี้จะช่วยให้เกิดไฟฟ้าดับสำหรับผู้ใช้ไฟได้ หรือหากทำการก่อสร้างสถานีแยกจ่ายไฟแล้ว และระบบป้องกันทำงานสมบูรณ์แล้วในทางอุดมคติ จะไม่ทำให้เกิดไฟฟ้าดับเลย อย่างไรก็ตามการดำเนินงานลักษณะนี้ทำให้จำนวนครั้งที่เกิดไฟฟ้าดับของลูก้าลดลง และจะส่งผลให้ระยะเวลาที่เกิดไฟฟ้าดับลดลง ดังนั้นพื้นฐานที่ใช้ในการคำนวณความเชื่อถือได้ของระบบส่งกำลังไฟฟ้า ได้แก่

ความพร้อมใช้งาน (Availability :A) หมายถึง ความน่าจะเป็นที่ระบบสามารถจ่ายไฟได้

ความไม่พร้อมใช้งาน (Unavailability :U) หมายถึง ความน่าจะเป็นที่ระบบไม่สามารถ

จ่ายไฟได้ การคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้พื้นฐานของระบบกำลังไฟฟ้ามีดังนี้

$$A = \frac{\mu}{\lambda + \mu} = \frac{m}{m + r} = \frac{m}{T} = \frac{f}{\lambda} \quad (2.76)$$

$$U = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} = \frac{r}{r + m} = \frac{r}{T} = \frac{f}{\mu} \quad (2.77)$$

เมื่อ

$$m = \frac{1}{\lambda} \quad (2.78)$$

$$r = \frac{1}{\mu} \quad (2.79)$$

$$m + r = \frac{1}{f} \quad (2.80)$$

$$f = \frac{1}{T} \quad (2.81)$$

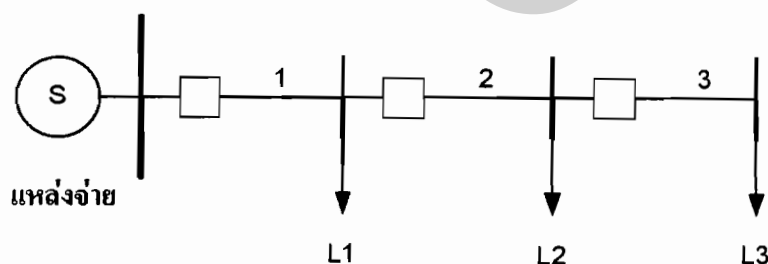
- โดย  $\lambda$  คือ อัตราความเสียหายเฉลี่ย (Failure Rate)  
 $\mu$  คือ อัตราการซ่อมแซม (Repair Rate)  
 $m$  คือ ช่วงเวลาที่ทำงานโดยเฉลี่ย (Mean Time to Fail : MTTF)  
 $r$  คือ ช่วงเวลาในการซ่อมแซม (Mean Time to Repair : MTTR)  
 $m+r$  คือ ช่วงเวลาระหว่างเกิดความเสียหาย  
 $f$  คือ ความถี่ในการเกิดความเสียหาย  
 $T$  คือ คาบเวลาในการเกิดความเสียหาย

2.2.1 ความเชื่อถือได้ของระบบส่งกำลังไฟฟ้าแบบเรเดียล ระบบส่งกำลังไฟฟ้าแบบเรเดียล คือ ระบบที่ประกอบไปด้วยการต่อกันแบบอนุกรมของภาพที่ 21 ในการคำนวณจะใช้หลักการของระบบอนุกรม คำนวณความเชื่อถือได้พื้นฐานของจุดโหนดที่นิยมใช้กัน ได้แก่

อัตราการล้มเหลวเฉลี่ย (Average Outage Time :  $\lambda$ ) หมายถึง ช่วงระยะเวลาเฉลี่ยของการล้มเหลวหรือการไม่สามารถจ่ายไฟฟ้าได้ ณ จุดโหนดตามที่กำหนดไว้โดยเฉลี่ย ความถี่ดังกล่าว มักมีหน่วยเป็นจำนวนครั้งต่อหนึ่งปี

ระยะเวลาที่เกิดไฟฟ้าดับเฉลี่ย (Average Outage Time :  $r$ ) หมายถึง ช่วงระยะเวลาเฉลี่ยที่เกิดเหตุขัดข้องหรือเกิดไฟฟ้าดับ ณ จุดโหนดนั้นในแต่ละครั้งจนระบบกลับคืนสู่สภาวะปกติ

ระยะเวลาที่เกิดไฟฟ้าดับในหนึ่งปี (Average Annual Outage Time :  $U$ ) หมายถึง ช่วงระยะเวลาที่เกิดเหตุขัดข้องรวมกันทั้งหมดในหนึ่งปี



ภาพที่ 2.10 ระบบส่งกำลังแบบเรเดียล

ในการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบส่งกำลังไฟฟ้า ณ จุดโหนดของระบบสายส่งกำลังไฟฟ้าโครงข่ายเรเดียลมีดังนี้

$$\lambda_s = \sum_i \lambda_i \quad (2.82)$$

$$U_s = \sum_i \lambda_i r_i \quad (2.83)$$

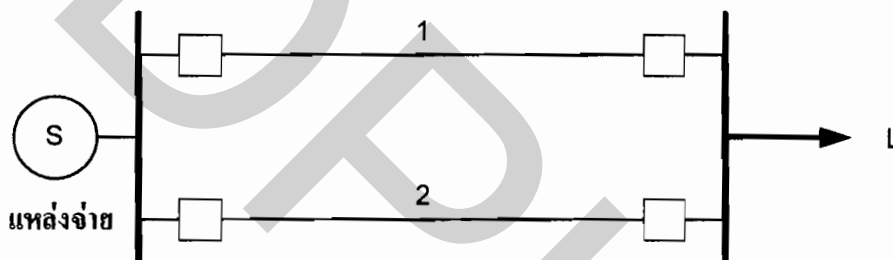
$$r_s = \frac{U_s}{\lambda_s} = \frac{\sum_i \lambda_i r_i}{\sum_i \lambda_i} \quad (2.84)$$

โดยที่  $\lambda$  คือ อัตราการล้มเหลวของอุปกรณ์

$r$  คือ ระยะเวลาที่เกิดเหตุขัดข้องของอุปกรณ์

$i$  คือ จำนวนอุปกรณ์ที่ต่ออนุกรม

2.2.2 ความเชื่อถือได้ของระบบส่งกำลังไฟฟ้าแบบขนาน ระบบส่งกำลังไฟฟ้าแบบขนาน หมายถึง ระบบที่ประกอบด้วยการต่อขนานกันของอุปกรณ์ในระบบถ้าอุปกรณ์ใดอุปกรณ์หนึ่งเกิดความเสียหาย ระบบยังสามารถที่จะทำงานต่อไปได้



ภาพที่ 2.11 ระบบส่งกำลังแบบขนาน

จากภาพที่ 2.11 หากพิจารณาว่าอุปกรณ์ป้องกัน และบัสบาร์สามารถทำงานได้ 100 เปอร์เซ็นต์ ดังนั้นอุปกรณ์ที่เราจะพิจารณาคือสายส่ง ซึ่งได้แก่อุปกรณ์ที่ 1 และ 2 ในการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบส่งกำลังไฟฟ้า ณ จุดโหลดของระบบส่งกำลังไฟฟ้าโครงข่ายขนานมีรายละเอียดดังนี้

$$\lambda_{pp} = \frac{\lambda_1 \lambda_2 (r_1 + r_2)}{1 + \lambda_1 r_1 + \lambda_2 r_2} \quad (2.85)$$

$$\lambda_{pp} = \lambda_1 \lambda_2 (r_1 + r_2) \quad \text{เมื่อ } \lambda_1 r_1 \ll 1 \quad (2.86)$$

$$r_{pp} = \frac{r_1 r_2}{r_1 + r_2} \quad (2.87)$$

$$U_{pp} = \lambda_{pp} r_{pp} = \lambda_1 \lambda_2 r_1 r_2 \quad (2.88)$$

โดยที่  $\lambda$  คือ อัตราการล้มเหลวของอุปกรณ์

$r$  คือ ระยะเวลาที่เกิดเหตุขัดข้องของอุปกรณ์

$i$  คือ จำนวนอุปกรณ์ที่ต่ออนุกรม

2.2.3 การประเมินอัตราความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ จากการพัฒนาแบบจำลองความเสียหายเฉลี่ยจะนำค่าความเสียหายอันเนื่องมาจากไฟฟ้าดับในแต่ละพื้นที่มาเข้าร่วมกับดัชนีสากล โดยใช้วิธีระบุเหตุขั้ข้อง (Contingency Enumeration Method : CEM) วิธีนี้จะทำการคำนวณค่าปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ไม่สามารถจ่ายไฟได้ (Energy Not Supply : ENS) และมูลค่าความเสียหายทั้งหมดที่เกิดจากไฟดับ

ดัชนีแสดงปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ไม่ได้รับการจ่ายของผู้ใช้ไฟ หรือจำนวนพลังงานที่ไม่ได้รับการจ่ายไฟ คำนวณโดย

$$ENS = \sum L_{av(i)} U_i \quad (2.89)$$

เมื่อ ENS คือ ปริมาณพลังงานไฟฟ้า (MW/yr.) ที่ไม่ได้รับการจ่ายไฟของผู้ใช้ไฟ

$i$  คือ จุดโหลดลำดับที่  $i$

$L_{av(i)}$  คือ โหลดเฉลี่ยต่อจุดโหลด  $i$

$U_{(i)}$  คือ ระยะเวลาที่เกิดไฟฟ้าดับในหนึ่งปี (นาท)

สำหรับมูลค่าความเสียหายทั้งหมดที่เกิดขึ้นจากการเกิดไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟคำนวณ

โดย

$$ECOST = \sum_{j=1}^N C(r_j) L_{av} \lambda_j \quad (2.90)$$

เมื่อ ECOST คือ มูลค่าความเสียหายทั้งหมดที่เกิดขึ้นจากการเกิดไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟมีหน่วยเป็น (บาท/ปี)

$C(r_j)$  คือ ค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของเหตุการณ์  $j$  (บาท/kW-เฉลี่ย)

$N$  คือ สาเหตุของการเกิดไฟฟ้าดับ

$r_j$  คือ ระยะเวลาไฟดับเฉลี่ยของเหตุการณ์  $j$  (นาท)

$\lambda_j$  คือ ความถี่ของการเกิดเหตุการณ์  $j$  (ครั้ง/ปี)

2.2.4 การประเมินความสูญเสียทางด้านเทคนิค ความสูญเสียทางด้านเทคนิคซึ่งเกิดจากค่าความต้านทานในสายส่งสำหรับวิทยานิพนธ์นี้จะอาศัยค่าผลต่างของความสูญเสียที่ได้รับเพิ่มขึ้นจากการปรับปรุงสายส่งมาคิดเป็นผลประโยชน์ที่ได้รับสามารถคำนวณได้จากสมการ

$$\text{Total Annual Energy Loss (kWh)} = \text{Average Energy Loss (kW)} \times 8,760 \quad (2.91)$$

เมื่อ Average Energy Loss (kW) คือ พลังงานสูญเสียทางเทคนิค

8,760 คือ จำนวนชั่วโมงในหนึ่งปี

2.2.5 การประเมินค่าเสียโอกาสในการจ่ายไฟเพื่อทำกำไร (Opportunity Benefit) หากเกิดกรณีที่ กฟภ. ไม่สามารถจ่ายไฟได้นั้น กฟภ. จะคิดค่าเสียโอกาสในการทำกำไรตามสมการ

$$\text{Opportunity Cost per year(บาท/ปี)} = \Delta\text{ENS} \times \text{Diff of Energy Cost} \quad (2.91)$$

เมื่อ Diff of Energy Cost คือ ค่าความแตกต่างของราคาพลังงานไฟฟ้าต่อหน่วยเฉลี่ยที่ บมจ. กฟผ. ขายให้กับ กฟภ.

$\Delta\text{ENS}$  คือ ค่าความแตกต่างระหว่างค่า ENS ก่อนปรับปรุงระบบกับหลังปรับปรุงระบบสายส่งกำลังไฟฟ้า

### 2.3 ทฤษฎีการวิเคราะห์ความเหมาะสมทางด้านเศรษฐศาสตร์

ทฤษฎีเศรษฐศาสตร์อยู่บนรากฐานความเชื่อที่ว่า พฤติกรรมการเลือกของบุคคลในการดำเนินกิจกรรมจะเป็นไปอย่างมีเหตุมีผล (Rational Behavior) เสมอ ในการตัดสินใจทุกครั้งบุคคลจะเปรียบเทียบผลประโยชน์ (Benefit) และต้นทุน (Cost) และดำเนินกิจกรรม เมื่อเขาคำนวณว่าผลประโยชน์มากกว่าต้นทุน การวิเคราะห์ต้นทุนและผลประโยชน์ (Cost Benefit Analysis) เป็นเทคนิคการวิเคราะห์นโยบายหรือโครงการทั่วไปสำหรับการวิเคราะห์ต้นทุนและผลประโยชน์ทางสังคม (Social Cost-Benefit Analysis) มาจากพื้นฐานความคิดเดียวกัน แต่เป็นวิธีการคำนวณหามูลค่าทางเศรษฐศาสตร์เพื่อช่วยในการตัดสินใจของภาครัฐ ทั้งนี้ โดยการแทนที่ต้นทุนและผลประโยชน์ส่วนบุคคลด้วยต้นทุนและผลประโยชน์ทางสังคม

เมื่อส่วนต่างๆ ของระบบเศรษฐกิจต่างมีความเกี่ยวพันซึ่งกันและกัน การเปลี่ยนแปลงใดๆ ที่เกิดขึ้นในระบบเศรษฐกิจส่วนใดส่วนหนึ่ง จะส่งผลกระทบต่อการจัดสรรทรัพยากรในทุกๆ ส่วนที่เหลืออยู่ในระบบเศรษฐกิจ การจัดสรรทรัพยากรในระบบเศรษฐกิจที่เกิดขึ้นนั้นเป็นผลให้สวัสดิการของสังคมเพิ่มขึ้นหรือลดลง อันเป็นเรื่องของเศรษฐศาสตร์สวัสดิการที่เกี่ยวข้องกับการประเมินสถานภาพทางเศรษฐกิจของสังคมโดยรวม

2.3.1 การจัดสรรที่เป็นเลิศตามหลักการวิจารณ์ญาณของพารेटโต้ หมายถึง สถานการณ์ที่สังคมไม่สามารถปรับปรุงการจัดสรรให้ดีขึ้นได้อีก โดยที่ “ดีขึ้น” ตามหลักวิจารณ์ญาณของพารेटโต้ คือ การที่สามารถทำให้บุคคลหนึ่งบุคคลใดหรือกลุ่มคนหนึ่งได้รับผลประโยชน์สูงขึ้นกว่าเดิม โดยไม่ทำให้ผู้อื่นต้องได้รับผลเสียหายหรือเสียผลประโยชน์ที่เคยได้รับแม้แต่คนเดียวสังคมที่ไม่มีทางปรับปรุงให้การจัดสรร “ดีขึ้น” ได้อีกตามหลักวิจารณ์ญาณข้างต้นจึงถือได้ว่าสังคมนั้นๆ อยู่ในภาวะที่ดีที่สุดแล้ว สังคมที่มีการจัดสรรทรัพยากรที่มีประสิทธิภาพเป็นเลิศตามความหมายข้างต้นได้จะต้องบรรลุเงื่อนไขที่จำเป็น 3 ประการคือ

1. ความมีประสิทธิภาพในการแลกเปลี่ยน (Exchange efficiency) การจัดสรรแลกเปลี่ยนสินค้าและบริการต่างๆ ในหมู่ผู้บริโภคจะมีประสิทธิภาพสูงสุดเมื่ออัตราการทดแทนในการบริโภคหน่วยสุดท้ายระหว่างสินค้าและบริการต่างๆ ในหมู่ผู้บริโภคจะมีประสิทธิภาพสูงสุดเมื่ออัตราการทดแทนในการบริโภคหน่วยสุดท้ายระหว่างสินค้า 2 ชนิดใดๆ (ซึ่งในที่นี้สมมติให้เป็นสินค้า x และ y) หรือ Marginal Rate of Substitution ระหว่าง x และ y ( $MRS_{xy}$ )<sup>1</sup> ของทุกๆ คนในสังคมเท่ากัน นั่นคือ

$$MRS_{xy}^A = MRS_{xy}^B = MRS_{xy}^C \dots \dots \dots = MRS_{xy}^N$$

โดยที่ A, B, C,.....N คือ ผู้บริโภคในสังคม

และ x, y แทนสินค้า 2 ชนิดใดๆ

ดังนั้น トラบเท่าที่  $MRS_{xy}$  ของบุคคลในสังคมยังมีค่าไม่เท่ากัน การแลกเปลี่ยนที่จะนำไปสู่ความพอใจรวมที่สูงขึ้นย่อมทำได้ แสดงว่า ในภาวะที่  $MRS_{xy}$  ของคนในสังคมไม่เท่ากัน ประสิทธิภาพในการแลกเปลี่ยนการบริโภคยังไม่ดีที่สุด สังคมสามารถที่จะแลกเปลี่ยนการบริโภคสินค้ากันเพื่อให้สังคมดีขึ้นได้ นั่นคือ สังคมยังไม่อยู่ ณ จุดดุลยภาพ แต่เมื่อใด  $MRS_{xy}$  ของสินค้าแต่ละคู่ของทุกๆ คนในสังคมมีค่าเท่ากัน การแลกเปลี่ยนต่อไปจะไม่ช่วยให้สังคมดีขึ้นแต่ประการใด เพราะการแลกเปลี่ยนนั้นจะทำให้คนหนึ่งมีความพอใจสูงขึ้น ในขณะที่อีกคนหนึ่งพอใจน้อยลงเสมอ ซึ่งการเปลี่ยนแปลงของความพอใจในทิศทางตรงกันข้ามเช่นนี้ไม่สามารถระบุได้ว่าสังคมโดยรวมดีขึ้นตามหลักทฤษฎีการดุลยภาพของพาเรโต

2. ดุลยภาพทั่วไปและประสิทธิภาพในการผลิต (General equilibrium in Production and Production efficiency) การจัดสรรปัจจัยการผลิตชนิดต่างๆ ที่ระบบเศรษฐกิจมีอยู่ไปใช้ในการผลิตสินค้าและบริการต่างๆ จะมีประสิทธิภาพสูงสุดเมื่ออัตราการทดแทนในการใช้ปัจจัยหน่วยสุดท้าย หรือ Marginal Rate of Technical Substitution) ระหว่างปัจจัย L และ K ( $MRS_{LK}$ )<sup>2</sup> เท่ากันในการผลิตสินค้าแต่ละชนิดนั่นคือ

$$MRS_{LK}^X = MRS_{LK}^Y = \dots \dots \dots MRS_{LK}^Z$$

โดยที่ L คือ ปัจจัยแรงงาน

และ K คือ ปัจจัยทุนที่ใช้ในการผลิตสินค้า X, Y และ Z

3. ดุลยภาพทั่วไปทั้งการแลกเปลี่ยนและการผลิต หรือประสิทธิภาพในการกำหนดปริมาณการผลิต (General equilibrium in exchange and production of Output efficiency) จะเกิดขึ้นเมื่อเกิดประสิทธิภาพในการผลิตและการบริโภคที่สอดคล้องกัน อันนำไปสู่ภาวะดุลยภาพทั่วไป (General equilibrium) ของระบบเศรษฐกิจ และระบบเศรษฐกิจโดยรวมจะมีประสิทธิภาพสูงสุดเมื่ออัตราการทดแทนในการบริโภคหน่วยสุดท้ายของสินค้า 2 ชนิดใดๆ ( $MRS_{xy}$ ) และอัตราการ

ทดแทนในการผลิตหน่วยสุดท้ายของสินค้า 2 ชนิดนั้นๆ (Marginal Rate of Transformation =  $MRT_{xy}$ ) มีค่าเท่ากับ หรือ  $MRS_{xy} = MRT_{xy}$  ในขณะที่  $MRS_{xy}$  แสดงอัตราการทดแทนกันในความรู้สึกรของผู้บริโภคระหว่างสินค้า 2 ชนิด

แม้ว่าเงื่อนไขทั้ง 3 ข้างต้นจะเป็นเงื่อนไขที่จำเป็น (Necessary conditions) ที่จะทำให้อสังคมนีมีประสิทธิภาพที่สุดในการผลิตและการบริโภค แต่เงื่อนไขดังกล่าวไม่เพียงพอที่จะนำสังคมไปสู่เป้าหมายสวัสดิการสังคมสูงสุด (Welfare optimum) ซึ่งสังคมข้างต้นอาจเป็นสังคมที่อยู่ร่วมกันแบบสังคมนิยมหรือทุนนิยมก็ได้ ครอบงำที่สังคมนั้นๆ มีกลไกที่สามารถจัดสรรทรัพยากรเพื่อการผลิตและการบริโภคให้เป็นไปตามเงื่อนไขข้างต้นได้ทุกประการ

2.3.2 หลักการชดเชย (Compensation principle) ตามหลักทฤษฎีการชดเชยของพาร์โด การเปลี่ยนแปลงที่จะทำให้สังคมดีขึ้นคือ การเปลี่ยนแปลงที่มีผลให้บุคคลอย่างน้อยหนึ่งคนดีขึ้น ในขณะที่ไม่มีบุคคลใดเลยที่รู้สึกเลวลง แต่เกณฑ์ในการตัดสินข้างต้นมีขอบเขตการใช้ได้แคบมาก เพราะทุกวันนี้การเปลี่ยนแปลงใดๆ ย่อมก่อให้เกิดบุคคลหรือกลุ่มบุคคลได้รับประโยชน์ และบุคคลหรือกลุ่มบุคคลผู้สูญเสียผลประโยชน์เสมอ ในกรณีเช่นนี้ หลักทฤษฎีการชดเชยของพาร์โดไม่สามารถตัดสินได้ว่าการเปลี่ยนแปลงนั้นๆ ทำให้สังคมโดยรวมดีขึ้นหรือเลวลง เพราะมีทั้งคนได้และคนเสีย แต่ในการเปลี่ยนแปลงที่มีทั้งคนที่ได้ผลประโยชน์และคนที่เสียผลประโยชน์ ถ้าสามารถพิสูจน์ได้ว่าขนาดของผลประโยชน์โดยรวมที่คนกลุ่มหนึ่งได้รับมากกว่าขนาดของผลประโยชน์ที่สูญเสียไปของกลุ่มหนึ่งเสียไป การเปลี่ยนแปลงนั้นๆ ก็มีความเป็นไปได้ที่จะทำให้สังคมโดยรวมดีขึ้น นักเศรษฐศาสตร์เรียกกรณีเช่นนี้ว่า “Potential Pareto Improvement” ซึ่งแนวความคิดนี้สามารถนำมาประยุกต์ใช้ในโลกรแห่งความเป็นจริงได้อย่างกว้างขวาง เมื่อเป็นเช่นนี้จึงเกิดแนวคิดที่จะใช้ในการทดสอบขนาดของผลประโยชน์และผลเสียที่บุคคลทั้งสองฝ่ายขัดแย้งกัน ซึ่งหลักการชดเชยของ Kaldor และ Hicks หรือที่รู้จักกันในชื่อว่า “Kaldor-Hicks criterion” เป็นวิธีการทดสอบวิธีหนึ่ง ซึ่งหลักการชดเชยของ Kaldor และ Hicks มีใจความว่า “ถ้าการเปลี่ยนแปลงใดมีผลให้บางคนในสังคมดีขึ้น บางคนในสังคมรู้สึกเลวลง และคนที่ดีขึ้นสามารถชดเชยคนที่เลวลงในลักษณะที่ดีที่สุดแล้ว ไม่มีใครเลวลง การเปลี่ยนแปลงนั้นน่าจะทำให้สังคมโดยรวมดีขึ้น (ถึงแม้จะไม่ต้องการชดเชยกันจริงเพียงแต่ทดสอบว่าการชดเชยในลักษณะดังกล่าวมีความเป็นไปได้)”

2.3.3 เกณฑ์การตัดสินใจเพื่อการลงทุนที่ให้ค่าของเงินต่างเวลาไม่เท่ากัน เนื่องจากข้อเท็จจริงที่ว่าโครงการส่วนใหญ่การลงทุนมีอายุมากกว่า 1 ปีขึ้นไป มูลค่าของต้นทุนและผลประโยชน์ที่เกิดขึ้นต่างเวลาในแต่ละปีจะมีค่าไม่เท่ากัน ในการวิเคราะห์ต้นทุนและผลประโยชน์ของโครงการลงทุนจึงต้องปรับมูลค่าของต้นทุนและผลประโยชน์ที่เกิดขึ้นในอนาคตให้เป็นมูลค่าในปัจจุบัน (Present Value) จึงสามารถนำมาเปรียบเทียบกันได้ สำหรับการวิเคราะห์ทางเศรษฐกิจ ตัวปรับค่า



ของเงินอนาคตให้เป็นเงินปัจจุบัน จะเรียกว่าอัตราคิดลดทางสังคม (Social rate of discount) หลักเกณฑ์ที่ใช้ในการตัดสินใจลงทุนที่ให้ค่าของเงินต่างเวลาไม่เท่ากันสามารถคำนวณได้ดังนี้

1. อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (Benefit Cost Ratio : BCR) การที่โครงการปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้าจะเป็นที่ยอมรับว่ามีความเหมาะสมหรือไม่มูลค่าผลประโยชน์ที่ได้หักลดแล้วควรมากกว่ามูลค่าของต้นทุนที่ได้หักลดแล้วเช่นกัน โดยหาได้จากสมการต่อไปนี้

$$BCR = \frac{PWTB}{PWTC} = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{B_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{C_t}{(1+r)^t}} \quad (2.92)$$

เมื่อ PWTB (Present Worth Total Benefit) คือ ผลประโยชน์ที่ได้รับจากการลงทุนทั้งหมด ณ ปีปัจจุบัน

PWTC (Present Worth Total Cost) คือ ค่าใช้จ่ายในการลงทุนทั้งหมด ณ ปีปัจจุบัน

หลักเกณฑ์การตัดสินใจมีดังนี้

$B_t$  คือ ผลประโยชน์ในปีที่  $t$

$C_t$  คือ ต้นทุนในปีที่  $t$

$r$  คือ อัตราคิดลดของสังคม

$n$  คือ ปีที่สิ้นสุดของโครงการ

$BCR > 1$  ยอมรับข้อเสนอของโครงการ

$BCR < 1$  ปฏิเสธข้อเสนอของโครงการ

$BCR = 1$  ไม่ว่าจะยอมรับหรือปฏิเสธโครงการก็ไม่มีผลกระทบใดๆ

2. หลักเกณฑ์มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value : NPV)

มูลค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการ คือ มูลค่าปัจจุบันของกระแสผลตอบแทนสุทธิหรือกระแสเงินสดของโครงการ ซึ่งคำนวณด้วยการทำส่วนลดกระแสผลตอบแทนสุทธิตลอดชั่วอายุของโครงการให้เป็นมูลค่าปัจจุบันมีสูตรคำนวณ คือ

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{(B_t - C_t)}{(1+r)^t} \quad (2.93)$$

ดังนั้นกฎการตัดสินใจก็คือ ควรรับหรืออนุมัติโครงการเมื่อ  $NPV \geq 0$  แต่หาก NPV ของโครงการติดลบหรือต่ำกว่าศูนย์ ก็ไม่ควรรับหรืออนุมัติโครงการ เพราะรายได้ไม่คุ้มกับค่าใช้จ่ายในการลงทุน

3. อัตราผลตอบแทนของโครงการทางเศรษฐกิจ (Internal Rate of Return : IRR) เป็นหลักเกณฑ์การประเมินโครงการที่นิยมมากที่สุดวิธีหนึ่ง เนื่องจากสอดคล้องกับอัตราผลกำไรของโครงการ หลักเกณฑ์นี้สามารถคำนวณได้โดยกำหนดให้  $NPV = 0$  และคำนวณค่า  $r$  หรือ IRR หากเป็นการวิเคราะห์โครงการทางเศรษฐกิจค่า IRR ที่ได้จะเป็นค่า EIRR (Economic Internal Rate of Return : EIRR) และยังสามารถคำนวณได้อีกวิธีหนึ่งโดย

$$EIRR = r_L + (r_H - r_L) \left[ \frac{NPV_L}{NPV_L - NPV_H} \right] \quad (2.94)$$

โดยที่  $r_L$  คือ อัตราคิดลดตัวต่ำ

$r_H$  คือ อัตราคิดลดตัวสูง

$NPV_H$  คือ มูลค่าปัจจุบันสุทธิที่คำนวณจาก  $r_H$

$NPV_L$  คือ มูลค่าปัจจุบันสุทธิที่คำนวณจาก  $r_L$

กฎการตัดสินใจของการใช้หลักเกณฑ์นี้ คือ โครงการจะเป็นที่ยอมรับได้เมื่อ IRR มีค่ามากกว่าอัตราค่าเสียโอกาสของเงินลงทุน

4. การวิเคราะห์ความไว (Sensitivity Analysis) เป็นการวิเคราะห์โดยเลือกตัวแปรที่คาดว่าจะมีการเปลี่ยนแปลงโดยอาจเปลี่ยนแปลงไปในทิศทางที่ไม่พึงประสงค์ เช่น อุปสงค์ของการใช้ไฟฟ้าลดลงจาก 10 เปอร์เซ็นต์/ปี เป็น 7 หรือ 5 เปอร์เซ็นต์/ปี เป็นต้น

5. Switching Value เป็นการทดสอบความไวประเภทหนึ่ง เพื่อตอบคำถามว่าค่าของตัวแปรจะเปลี่ยนไปมากน้อยแค่ไหน โครงการจึงจะยังคงมีความเป็นไปได้ในระดับต่ำสุด การทดสอบความไวโดยใช้ Switching Value มีสองด้าน คือ

การทดสอบความไวเนื่องจากการเปลี่ยนแปลงต้นทุน (Switching Value of Cost : SVC) จะบอกว่าต้นทุนเพิ่มขึ้นได้สูงสุดร้อยละเท่าใด ซึ่งหากค่าสูงกว่านี้แล้ว ผลตอบแทนโครงการจะไม่คุ้มค่ากับการลงทุน ถ้าค่า SVC ค่าแสดงว่าโครงการมีความไวสูง (ไม่ดี)

$$SVC = \frac{PV_B - PV_C}{PV_C} \times 100 \quad (2.95)$$

การทดสอบความไวเนื่องจากการเปลี่ยนแปลงผลประโยชน์ (Switching Value of Benefit : SVB) จะบอกว่าผลประโยชน์ลดลงได้สูงสุดร้อยละเท่าใด ซึ่งหากค่าสูงกว่านี้แล้ว ผลตอบแทนโครงการจะไม่คุ้มค่ากับการลงทุน ถ้าค่า SVB ค่าแสดงว่าโครงการมีความไวสูง (ไม่ดี) คำนวณโดย

$$SVB = \frac{PV_B - PV_C}{PV_B} \times 100 \quad (2.96)$$

2.3.4 อัตราการคิดลดทางสังคม(Social Rate of Discount) ส่วนใหญ่โครงการมักมีอายุโครงการมากกว่า 1 ปี เครื่องมือที่ช่วยในการปรับมูลค่าต้นทุนและผลประโยชน์ให้มีมูลค่าเป็นมูลค่า ณ ปีใดปีหนึ่งและตัดสินใจการลงทุนในโครงการนั้นๆ ก็คือ อัตราการคิดลดทางสังคม ซึ่งมีแนวคิดต่างๆ กัน สามารถที่จะแบ่งแนวคิดเป็น 2 ฝ่ายหลักๆ คือ

1. การคิดอัตราชดเชยการบริโภคข้ามเวลาของสังคม (Social Rate of Time Preference: SRTF) หมายถึง การคิดอัตราเปรียบเทียบความพอใจในการบริโภคของสังคมในอนาคต กับการบริโภคของสังคมในปัจจุบัน ตัวอย่างเช่น สังคมหนึ่งมีการบริโภคเป็นมูลค่า 100 บาท ในปัจจุบัน สมมติว่าสังคมนี้จะต้องเลื่อนการบริโภคสินค้าและบริการมูลค่า 100 บาทออกไปอีก 1 ปี เพื่อให้สังคมมีความพึงพอใจกับการบริโภคในอนาคตเท่ากับการบริโภคในปัจจุบัน ปริมาณการบริโภคของสังคมในอนาคตจึงต้องมีมูลค่ามากกว่า 100 บาท สมมติมีมูลค่า 110 บาท ส่วนแตกต่างมูลค่า 10 บาท นี้เพื่อเป็นการชดเชยที่สังคมนี้ต้องรอคอยการบริโภคออกไปอีก 1 ปี ในตัวอย่างนี้อัตราการคิดลดของสังคมจึงเท่ากับร้อยละ 10 ทั้งนี้ โดยตั้งอยู่บนข้อสมมติที่ว่า โดยปกติแล้วบุคคลในสังคมชอบที่จะบริโภคในปัจจุบันมากกว่าในอนาคต

2. อัตราค่าเสียโอกาสของสังคม (Social Opportunity Cost Rate: SOCR) ตามหลักการนี้ อัตราผลตอบแทนจากการลงทุนในโครงการใดๆ ที่เกิดขึ้นใหม่หน่วยสุดท้าย (Marginal Project) ควรมากกว่าหรือเท่ากับค่าเสียโอกาสของทรัพยากรที่สังคมใช้ไปในโครงการนั้นๆ เช่น ถ้ารัฐบาลทรัพยากรไปใช้เพื่อลงทุนในโครงการของรัฐ อัตราผลตอบแทนจากการลงทุนของรัฐอย่างน้อยที่สุดควรจะเท่ากับอัตราผลตอบแทนการลงทุนหน่วยสุดท้ายโดยภาคเอกชน

นอกจากนี้ ยังเป็นที่ยอมรับว่าอัตราค่าเสียโอกาสของสังคมควรเท่ากับอัตราผลตอบแทนการลงทุนในภาคเอกชนก่อนภาษี เพราะถึงแม้ว่าการเก็บภาษีรายได้ภาคเอกชนของรัฐบาลจะทำให้อัตราผลตอบแทนจากการลงทุนของภาคเอกชนลดลง (ในความคิดของภาคเอกชน) แต่ถ้าพิจารณาสังคมโดยรวมแล้ว ผลประโยชน์ที่สังคมได้รับจากการลงทุนของภาคเอกชนยังคงเท่าเดิม เพียงแต่มีการถ่ายโอนผลประโยชน์บางส่วนจากภาคเอกชน ไปสู่ภาครัฐ ดังนั้น อัตราการคิดลดของสังคมจึงควรจะเท่ากับอัตราผลตอบแทนการลงทุนหน่วยสุดท้ายของภาคเอกชนก่อนภาษี

2.3.5 วิธีกำหนดอัตราการคิดลดของสังคมในทางปฏิบัติ อัตราที่ผู้วิเคราะห์โครงการนิยมใช้แทนอัตราชดเชยของการบริโภคต่างเวลาของสังคม SRTF คือ อัตราดอกเบี้ยพันธบัตรรัฐบาล ซึ่งโดยทั่วไปมักเป็นอัตราดอกเบี้ยต่ำสุดสำหรับพันธบัตรระยะยาว การที่บุคคลหนึ่งยังคงถือพันธบัตรรัฐบาลอยู่ทุกๆ ที่ให้ผลตอบแทนต่ำ แสดงว่าอัตราการชดเชยการบริโภคต่างเวลาของคนกลุ่มนี้ซึ่งเป็นส่วนหนึ่งของสังคมอยู่ในเกณฑ์ที่ไม่สูงไปกว่าอัตราดอกเบี้ยพันธบัตรรัฐบาล ส่วนกลุ่มคนอื่นๆ ที่ไม่ถือพันธบัตรรัฐบาลก็อาจมีอัตราชดเชยการบริโภคต่างเวลาไม่ต่างไปจากคนกลุ่มที่ถือพันธบัตร

รัฐบาลมากนัก ส่วนอัตราที่จะสะท้อนค่าเสียโอกาสของสังคม (SOCR) หรืออัตราผลตอบแทนจากการลงทุนหน่วยสุดท้ายในภาคเอกชนก่อนการหักภาษี ในทางปฏิบัติมักนิยมใช้อัตราดอกเบี้ยเงินกู้ต่ำสุด (ที่ทางสถาบันการเงินคิดกับลูกค้าชั้นดี มีความเสี่ยงต่ำ เป็นค่าประมาณของอัตราผลตอบแทนจากการลงทุนที่มีความเสี่ยงต่ำหลังหักภาษีแล้ว แต่รวมเอาอัตราเงินเฟ้อเอาไว้ด้วย) อัตราผลตอบแทนการลงทุนก่อนหักภาษีจึงสามารถหาได้โดยปรับอัตราดอกเบี้ยเงินกู้ต่ำสุดนั้นด้วยอัตราภาษีรายได้ธุรกิจ ผลที่ได้จะเป็นอัตราค่าเสียโอกาสที่ยังไม่ได้ขจัดอัตราเงินเฟ้อ ถ้าต้องการใช้อัตราคิดลดของสังคมที่เป็นอัตราที่แท้จริง (Real Rate) ต้องหักอัตราข้างต้นออกด้วยอัตราเงินเฟ้ออีกที หนึ่งในการศึกษานี้จะใช้อัตราดอกเบี้ยเงินกู้ต่ำสุดที่ธนาคารให้กับลูกค้าชั้นดี (Minimum Loan Rate : MLR) เป็นอัตราคิดลดทางสังคม

2.3.6 การวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางเศรษฐกิจของโครงการ การวิเคราะห์ทางเศรษฐกิจ เป็นการตีมูลค่าต้นทุนและผลประโยชน์ด้วยราคาประสิทธิภาพ (Efficiency prices) และเป็นราคาที่ผู้ซื้อยินดีจ่าย (Willingness to pay) ราคาประสิทธิภาพนี้อาจเป็นราคาตลาดของสินค้าและบริการในตลาดที่มีการแข่งขันสมบูรณ์หรือเป็นราคาเงา (Shadow prices) ในกรณีที่ราคาถูกบิดเบือนไป (Distortion) ปัจจัยที่ทำให้ราคาตลาดบิดเบือนไปมีหลายประการ เช่น ตลาดอยู่ภายใต้การแข่งขันที่ไม่สมบูรณ์ รัฐบาลเข้าไปแทรกแซงตลาดในรูปแบบต่างๆ เกิดการประหยัดอันเนื่องมาจากขนาด (Economy of scale) สินค้าและบริการสาธารณะและผลกระทบภายนอก (Externalities) ที่เกิดจากโครงการ เป็นต้น ปัจจัยเหล่านี้ทำให้ราคาสินค้าและบริการไม่แสดงมูลค่าที่แท้จริง ดังนั้น ในการวิเคราะห์ทางเศรษฐกิจ นักเศรษฐศาสตร์จึงได้คำนวณราคาเงาขึ้นมา เพื่อตีมูลค่าต้นทุนและผลประโยชน์ของโครงการ เพราะการใช้ราคาเงาซึ่งเป็นราคาประสิทธิภาพจะมีผลทำให้การจัดสรรทรัพยากรมีประสิทธิภาพมากขึ้น

การวิเคราะห์ทางเศรษฐกิจจะเกี่ยวข้องกับการใช้ทรัพยากรที่แท้จริง (Real use of resources) ไม่เกี่ยวข้องกับการโอนสิทธิทรัพยากรจากบุคคลหนึ่งไปยังอีกบุคคลหนึ่งในสังคม ซึ่งภาษีและเงินอุดหนุนซึ่งเป็นรายการประเภทเงินจ่ายโอนจึงไม่นับรวมว่าเป็นต้นทุนและผลตอบแทนทางเศรษฐกิจสำหรับประเทศไทยราคาตลาดของสินค้าและบริการส่วนใหญ่ถูกบิดเบือน ดังนั้น ในการวิเคราะห์ทางเศรษฐกิจของโครงการจะต้องคำนวณราคาเงาเป็นจำนวนมาก ทำให้ต้องสิ้นเปลืองเวลา ทางเลือกหนึ่งของการวิเคราะห์คือ ใช้ราคาตลาดตีมูลค่าต้นทุนและผลประโยชน์ ซึ่งมูลค่าต้นทุนและผลประโยชน์นี้เป็นมูลค่าทางการเงิน (Financial account) จากนั้นจึงแปลงค่าทางการเงินให้เป็นมูลค่าทางเศรษฐกิจ (Economic account) โดยใช้ตัวแปลงค่า

การปรับตัวแปลงค่าแบ่งเป็น 2 กลุ่มใหญ่ๆ คือ

1. ตัวแปลงค่ามาตรฐาน (SCF)

SCF คือ สัดส่วนระหว่างอัตราแลกเปลี่ยนทางการ (OER) กับอัตราแลกเปลี่ยนเงา (SER) หรือ

$$SCF = \frac{OER}{SER} \quad (2.97)$$

เมื่อ SCF = Standard Conversion Factor

SER = อัตราแลกเปลี่ยนเงา

OER = อัตราแลกเปลี่ยนทางการ

โดยหากถ้า SCF = 1 หมายถึง ไม่มีการบิดเบือนของอัตราแลกเปลี่ยนการค้ารวม

$$SCF = \frac{1 + E}{(1 + il) + (E + eE)} \quad (2.98)$$

โดยที่ E = มูลค่าสินค้าส่งออก

l = มูลค่าสินค้านำเข้า

i = อัตราเฉลี่ยของภยานำเข้า

e = อัตราเฉลี่ยภยานำออก

eE = มูลค่าภยานำออก

il = มูลค่าภยานำเข้า

ดังนั้น อาจกล่าวได้ว่า SCF คือ ตัวแปลงค่าของระบบเศรษฐกิจทั้งหมดที่รวมค่าของปัจจัยการผลิตและผลผลิตที่มีการซื้อขายระหว่างประเทศ

2. ตัวแปลงมูลค่าทางการเงินให้เป็นมูลค่าทางเศรษฐกิจ (Conversion factor: CF) จะแบ่งเป็น 2 ประเภท คือ

2.1 ตัวแปลงค่าเฉพาะ (Specific conversion factor: SCF) สินค้าใดคำนวณจาก

$$CF = \frac{\text{ราคาทางเศรษฐกิจของสินค้า}}{\text{ราคาทางการเงินของสินค้า}} = \frac{\text{ราคาเงา}}{\text{ราคาตลาด}} \quad (2.99)$$

โดยหากถ้า CF = 1 (ราคาตลาดเท่ากับราคาเงา) แสดงว่าราคาตลาดไม่บิดเบือน

2.2 ตัวแปลงค่าทั่วไป (General conversion factor: GF)

เป็นตัวแปลงค่าเฉลี่ยของกลุ่มสินค้าและบริการ เช่น สินค้าบริโภค สินค้าทุน ขนส่ง ไฟฟ้า อาจแยกเป็นสินค้า Traded Goods และ Non-traded Goods โดยหากถ้าค่าเข้าใกล้ 1 แสดงว่าการบิดเบือนของกลุ่มสินค้านั้นน้อย วิธีการแปลงค่าทางการเงินให้เป็นมูลค่าทางเศรษฐกิจ

$$\text{มูลค่าทางเศรษฐกิจ} = \text{มูลค่าทางการเงิน} \times \text{ตัวแปลงค่า}$$

#### 2.4 การตรวจเอกสาร

สามดี หะยีแชะสาและ (2543) ได้ทำการศึกษาเรื่องกรณีที่เกี่ยวข้องกับเศรษฐศาสตร์ของระบบเคเบิลใต้ดินในเขตเมืองท่องเที่ยวชายทะเล ได้ทำการศึกษาพื้นที่บริเวณหาดป่าตอง จังหวัดภูเก็ต โดยการศึกษาประกอบไปด้วยการพยากรณ์ปริมาณการใช้ไฟฟ้า (kWh) ที่เพิ่มขึ้นในแต่ละปี ที่ขึ้นอยู่กับปริมาณของนักท่องเที่ยว โดยจำแนกตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า การจัดทำ Load Profile ของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภท ศึกษามูลค่าปริมาณไฟฟ้าขัดข้องจากการสุ่มแบบสอบถามไปยังผู้ใช้ไฟฟ้าโดยตรง รวมถึงประเภทธุรกิจต่างๆ ทำการศึกษาเปรียบเทียบข้อดีและข้อเสียของการรูปแบบเคเบิลใต้ดินแบบต่างๆ อันได้แก่การก่อสร้างแบบฝังตรง แบบกึ่งฝังตรง และแบบท่อคอนกรีต ทำการวิเคราะห์ถึงค่าบำรุงรักษา มูลค่าความสูญเสียที่เกิดขึ้นจากปริมาณการใช้ไฟฟ้า ทำการวิเคราะห์ตัวแปรทางการเงินและทางเศรษฐศาสตร์ได้แก่ NPV, B/C ratio, EIRR ในการวิเคราะห์เปรียบเทียบส่วนคิส่วนเสียของการก่อสร้างสายเคเบิลใต้ดินแต่ละประเภท

จากการศึกษาได้ทำการสรุปความเหมาะสมของวิธีการก่อสร้างและหากรณีที่เกี่ยวข้องทางด้านเศรษฐศาสตร์โดยเสนอ ปริมาณความหนาแน่นของผู้ใช้ไฟฟ้า ( $\text{kW/km}^2$ ) และมูลค่าไฟฟ้าขัดข้อง (บาท/kW) ซึ่งนำมาใช้ในการตัดสินใจก่อสร้างระบบเคเบิลใต้ดิน

วิวัฒน์ ทิพขจร (2545) ได้ทำการศึกษาการจัดลำดับการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันให้สัมพันธ์กันในระบบสายส่งแบบวงรอบปิด ที่จ่ายจากสถานีไฟฟ้าบางปะอิน 2 ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ซึ่งปัจจุบันยังคงจ่ายไฟแบบวงรอบเปิดโดยมีสายแยกจำนวนมาก ได้กล่าวว่าการจ่ายไฟเป็นแบบวงรอบปิดเป็นการจ่ายไฟในอุดมคติที่จะทำให้ระบบสายส่งมีความมั่นคงสูง ในการวิจัยได้กล่าวถึงข้อเสียของการจ่ายไฟแบบวงรอบเปิด พร้อมทั้งได้ทำการศึกษาการป้องกันของการจ่ายไฟแบบวงรอบปิดเพื่อความมั่นคงแก่ระบบไฟฟ้าในรูปแบบต่างๆ ซึ่งมีข้อดีและข้อด้อยแตกต่างกันออกไป แต่อย่างไรก็ตามการวิจัยได้สรุปว่าหาก กฟภ. มีความต้องการให้ระบบไฟฟ้ามีความมั่นคงมากที่สุดควรหลีกเลี่ยงการมีสายส่งแยกให้กับผู้ใช้ไฟฟ้า

ทรงวุฒิ พรพันธ์เดชวิทยา (2547) ได้ทำการศึกษาวิธีการเลือกสายไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุดสำหรับระบบจำหน่าย 22 เควี ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ได้นำเสนอแนวทางการศึกษา และการพัฒนาเครื่องมือและวิธีการเลือกสายไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุดเพื่อให้ผู้ออกแบบโครงการใช้ในการพิจารณาเลือกสายไฟฟ้าที่เหมาะสมสำหรับระบบ 22 เควี ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เพื่อให้เกิดการลงทุนที่คุ้มค่าที่สุดที่สุด โดยการพิจารณาเงินลงทุนแบบราคาแบบวงรอบชีวิตมาใช้ให้เกิดความเหมาะสมในงานด้านวิศวกรรม เช่น แรงดันตกปลายสาย และกระแสไฟฟ้าสูงสุดที่ไหลผ่าน

การพิจารณาเงินลงทุนแบบราคาแบบวงรอบชีวิต เป็นการคิดค่าใช้จ่ายตลอดอายุการใช้งานทั้งหมด 3 ส่วนคือ ค่าใช้จ่ายในการติดตั้งเริ่มแรกต่อกิโลเมตร ค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาทั้งหมดต่อ

กิโลเมตร และค่าใช้จ่ายจากพลังงานไฟฟ้าสูญเสียทั้งหมดต่อกิโลเมตร โดยค่าใช้จ่ายในสองส่วนแรกไม่แปรผันตามค่าพลังงานไฟฟ้าที่ส่งผ่านโดยค่าใช้จ่ายส่วนแรกเป็นค่าใช้จ่ายในการติดตั้งเริ่มแรก (Fixed Cost) ค่าใช้จ่ายส่วนที่สองเป็นค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานและการบำรุงรักษาทั้งหมดต่อกิโลเมตรที่ขึ้นกับกิจกรรมต่างๆ ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ส่วนที่สามได้จากการประเมินพลังงานสูญเสียเฉลี่ย ซึ่งคำนวณจากตัวประกอบพลังงานไฟฟ้าสูญเสีย โดยมีพิจารณาผลของอัตราเงินเฟ้อเป็นส่วนประกอบ

วราวุธ จิตตพันธ์ (2547) ได้ทำการศึกษาการวางแผนโดยคำนึงถึงความเชื่อถือได้ของระบบส่งกำลังไฟฟ้าโดยใช้ความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟ โดยทำการศึกษาถึงการวางแผนในระบบสายส่งระดับแรงดัน 115 เควี โดยการใช้วิธีการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าเพื่อแสดงให้เห็นถึงประสิทธิภาพของระบบไฟฟ้าที่เพิ่มมากขึ้น โดยคำนวณออกมาเป็นค่าดัชนีต่างๆ เช่น อัตราการล้มเหลวเฉลี่ย (Average Failure Rate) ระยะเวลาที่เกิดไฟฟ้าดับเฉลี่ย (Average Outage Time) ระยะเวลาเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับในหนึ่งปี (Average Annual Outage Time) และจำนวนพลังงานที่ไม่ได้รับการจ่าย (Energy Not Supply) โดยเน้นที่การวางแผนที่เปรียบเทียบระหว่างค่าใช้จ่ายในการเพิ่มความเชื่อถือได้และประโยชน์ที่ได้รับนั้นแตกต่างกันอย่างไรเพื่อก่อให้เกิดความคุ้มค่าในการลงทุน

## 2.5 ลำดับขั้นตอนการศึกษา

ในการศึกษาวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางด้านเศรษฐศาสตร์เพื่อการเชื่อมโยงระบบสายส่งไฟฟ้าวงรอบปิด จำเป็นต้องอาศัยแบบจำลองทางวิศวกรรมเพื่อวิเคราะห์และประเมินความความเป็นไปได้ทางวิศวกรรมศาสตร์ก่อน หลังจากนั้นจึงนำไปวิเคราะห์และประเมินทางด้านเศรษฐกิจต่อ ลำดับขั้นตอนการศึกษาแบ่งออกได้เป็น 7 ลำดับขั้นตอน ตามภาพที่ 2.12 ดังนี้

2.5.1 ศึกษาสภาพการจ่ายไฟในขั้นตอนแรกเนื่องจาก กฟภ. เป็นหน่วยงานที่รับผิดชอบด้านการให้บริการในการจำหน่ายพลังงานไฟฟ้าให้กับประชาชนทั่วประเทศดังนั้นระบบสายส่งและระบบจำหน่ายของ กฟภ. จึงมีเป็นจำนวนมาก การปรับปรุงระบบสายส่งไฟฟ้ากำลังเพื่อให้เกิดประโยชน์สูงสุดจึงจำเป็นต้องศึกษาสภาพการจ่ายไฟในภาพรวมทั้งหมดทั้ง 12 พื้นที่ กฟภ. และวิเคราะห์ว่าเบื้องต้นว่าพื้นที่ใดมีความเหมาะสมในกรณีนี้จะคัดเลือกพื้นที่ที่มีการจ่ายไฟในลักษณะใกล้เคียงกับการเป็นวงรอบปิดให้มากที่สุดเพื่อลดค่าใช้จ่ายในการลงทุนเบื้องต้น เพราะโดยทั่วไปแล้วระบบไฟฟ้าของ กฟภ. จะเป็นแบบวงรอบเปิด จากนั้นจึงนำไปคัดเลือกในรายละเอียดในลำดับต่อไป

เป็นวงรอบปิด ซึ่งประกอบไปด้วยการพิจารณาถึงสิ่งต่างๆ ดังภาพที่ 21 นอกจากนี้ในการคัดเลือกระบบสายส่งได้พิจารณาถึงองค์ประกอบ 2 ส่วนที่สำคัญได้แก่

1. สถิติการเกิดกระแสไฟฟ้าขัดข้อง ซึ่งเป็นตัวแปรหนึ่งที่ต้องคำนึงถึงเนื่องจากเป็นตัวแปรที่ กฟภ. ถูกนำไปประเมินประสิทธิภาพ และภาพลักษณ์ขององค์กร ดังนั้นจึงมีความจำเป็นต้องคำนึงถึงสถิติการเกิดกระแสไฟฟ้าขัดข้อง

2. ความสำคัญของกลุ่มโหลด เนื่องจากระบบสายส่งไฟฟ้ากำลังโดยทั่วไปแล้วจะจ่ายโหลดให้กับกลุ่มผู้ใช้ไฟประเภทอุตสาหกรรม และผู้ใช้ไฟรายใหญ่ ซึ่งถือได้ว่าเป็นกลุ่มโหลดที่มีความสำคัญ และได้รับผลกระทบที่มีมูลค่าความเสียหายค่อนข้างสูงเนื่องจากปริมาณความต้องการพลังงานไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟกลุ่มนี้มีปริมาณสูงตามไปด้วย

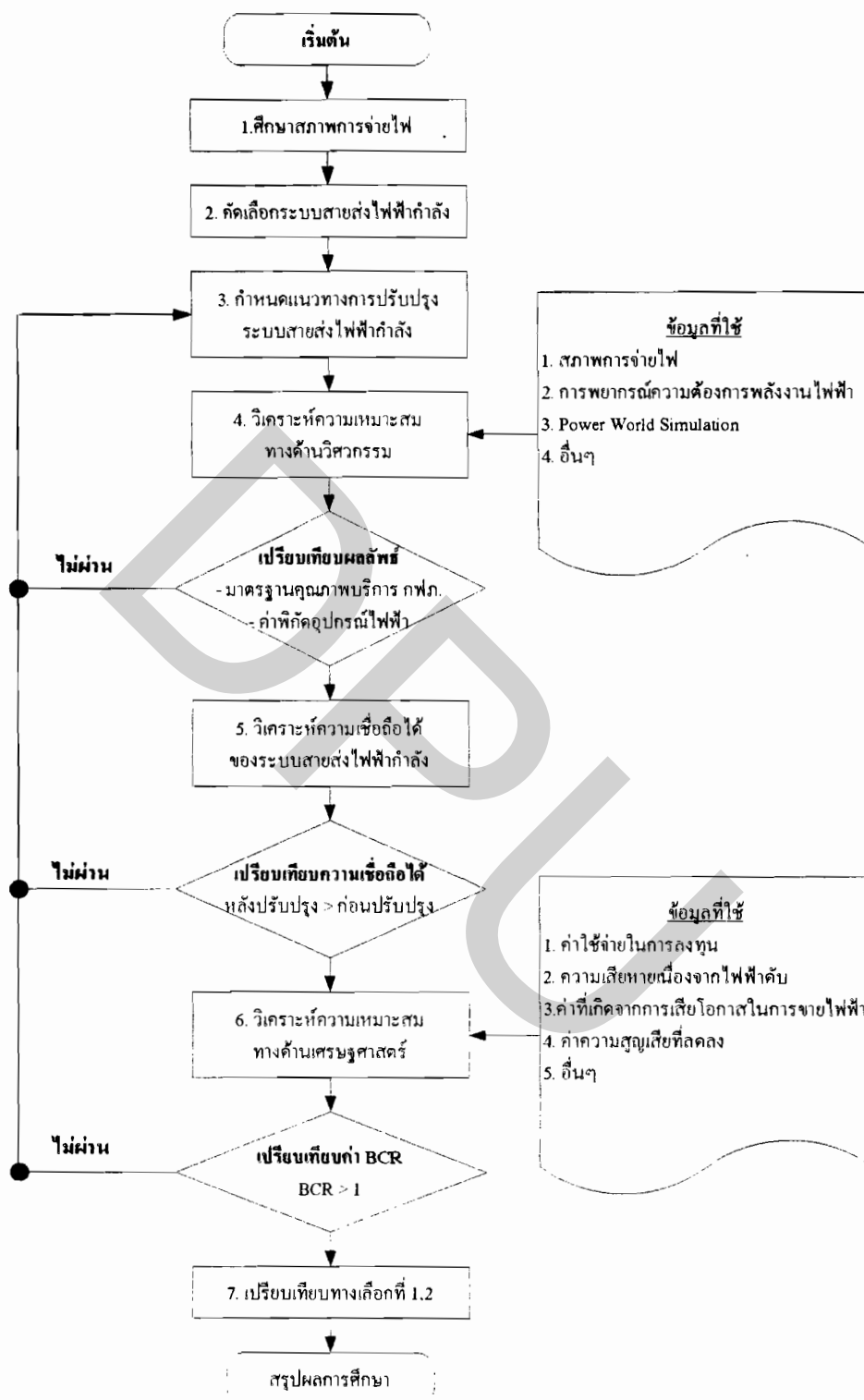
2.5.3 กำหนดแนวทางการปรับปรุงระบบสายส่งไฟฟ้ากำลัง ในการกำหนดแนวทางการปรับปรุงระบบสายส่งไฟฟ้ากำลังเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าจะต้องทำการสำรวจความเป็นไปได้ในการดำเนินการ โดยพิจารณาสภาพแวดล้อมประกอบได้แก่

1. ความเป็นไปได้ในการปรับปรุงระบบสายส่งไฟฟ้ากำลัง เช่น การก่อสร้างสวิตช์เกียร์ และอุปกรณ์ป้องกันรวมทั้ง ต้องสำรวจพื้นที่ในการติดตั้งอุปกรณ์ในสถานีไฟฟ้าในพื้นที่ที่ต้องการ และสำรวจจุดเชื่อมต่อสายส่งเข้ากับโครงสร้างสวิตช์เกียร์ เป็นต้น

2. การก่อสร้างสายส่งไฟฟ้ากำลังต้องสำรวจแนวถนนที่จะใช้ปักเสาพาดสาย เป็นต้น

3. ค่าใช้จ่ายในการลงทุนต้องอยู่ในภาวะที่หน่วยงานผู้รับผิดชอบจะสามารถดำเนินการได้ โดยแนวทางการปรับปรุงระบบสายส่งไฟฟ้ากำลังดังกล่าวเมื่อพิจารณาประกอบกันต้องสามารถดำเนินการได้จริงในทางปฏิบัติ





ภาพที่ 2.12 ลำดับขั้นตอนการศึกษา

#### 2.5.4 วิเคราะห์ความเหมาะสมทางด้านวิศวกรรม

การวิเคราะห์ความเหมาะสมทางด้านวิศวกรรมทำเพื่อเปรียบเทียบความเหมาะสมในการปรับปรุงระบบสายส่งไฟฟ้ากำลัง โดยอาศัยทฤษฎีที่กล่าวไว้แล้วในบทที่ 1 ประกอบด้วย

1. การวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้า จะพิจารณาค่าแรงดันไฟฟ้าที่บัสต่างๆ โดยเปรียบเทียบกับค่าแรงดันมาตรฐานที่ กฟภ. รักษาให้กับผู้ใช้ไฟตามตารางที่ 2.1 ซึ่งเป็นตารางมาตรฐานแรงดันไฟฟ้าของ กฟภ. โดยการปรับปรุงระบบสายส่งไฟฟ้ากำลังต้องทำให้แรงดันไฟฟ้าอยู่ในเกณฑ์ที่ กฟภ. กำหนด
2. การวิเคราะห์การลัดวงจร จะพิจารณาว่าเมื่อมีการปรับปรุงระบบสายส่งไฟฟ้ากำลังจะก่อให้เกิดกระแสไฟฟ้าลัดวงจรผ่านอุปกรณ์ไฟฟ้าเกินกว่าที่อุปกรณ์ไฟฟ้าจะสามารถทนได้หรือไม่ โดยกระแสลัดวงจรต้องไม่เกินค่าในตารางที่ 2.2 ที่กำหนดจากผู้ผลิต

ตารางที่ 2.1 แสดงค่ามาตรฐานแรงดันไฟฟ้าระบบแรงดัน 115 kV ที่จุดจ่ายไฟของ กฟภ.

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

ตารางที่ 2.2 แสดงค่าพิกัดกระแสลัดวงจรของอุปกรณ์ในสถานีไฟฟ้า

อุปกรณ์	Voltage Rating (kV)	Current Rating (A)	Interrupt Capacity (kA)
Circuit Breaker	123-145	2,000-3,150	31.5-40
Air Break Switch	123	2,000	40

ในการวิเคราะห์ความเหมาะสมทางด้านวิศวกรรม ต้องอาศัยข้อมูลที่ได้อาจจากการเก็บข้อมูลในลักษณะสถิติ ข้อมูลจากการสำรวจ ซึ่งประกอบไปด้วย

1. ค่าพารามิเตอร์ของสายไฟฟ้า ประกอบด้วย ชนิด ขนาด และความยาวของสาย โดยเป็นไปตามมาตรฐานของผู้ผลิตและ กฟภ. ซึ่งในการวิจัยนี้จะใช้มาตรฐานของสายส่ง เป็นแบบระบบสายส่งวงจรเดี่ยวตัวนำคู่ ซึ่งทำด้วยสายอลูมิเนียมเปลือยขนาด 400 ตร.มม. แบบวงจรเดี่ยวตัวนำคู่วางพาดบนเสาไฟฟ้าคอนกรีตขนาด 22 ม. แนวตั้ง 3 เฟส ลักษณะตามภาพที่ 2.13 โดยมีค่าพารามิเตอร์ดังนี้

$R_1$  มีค่าเท่ากับ  $0.043 \Omega/\text{km}$ .

$X_1$  มีค่าเท่ากับ  $0.305 \Omega/\text{km}$ .

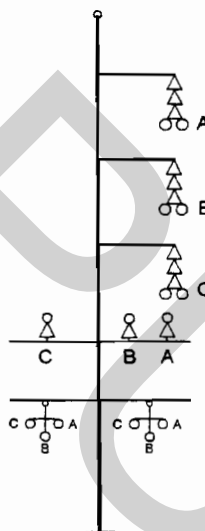
B<sub>1</sub> มีค่าเท่ากับ  $4.35 \times 10^{-6} \Omega/\text{km}$ .

R<sub>0</sub> มีค่าเท่ากับ  $0.2779 \Omega/\text{km}$ .

X<sub>0</sub> มีค่าเท่ากับ  $1.3246 \Omega/\text{km}$ .

B<sub>0</sub> มีค่าเท่ากับ  $2.07 \times 10^{-6} \Omega/\text{km}$ .

2. ข้อมูลโหลดจะใช้ข้อมูลโหลดสูงสุดของพื้นที่ศึกษาในรอบหนึ่งปีที่ผ่านมา (ปี พ.ศ. 2547) และนำมาหาข้อมูลโหลดเฉลี่ยของพื้นที่ศึกษา โดยอาศัยตัวประกอบโหลด (Load Factor) ซึ่งได้จากอัตราส่วนของโหลดเฉลี่ยต่อโหลดสูงสุดของพื้นที่ภาคกลางซึ่งเป็นพื้นที่ศึกษาที่เฉลี่ยมาจากผู้ใช้ไฟทุกประเภท (วรารุช , 2547) มีค่าเท่ากับ 0.7 เพื่อคำนวณค่าแรงดัน ค่ากระแสลัดวงจร และค่าความสูญเสียเฉลี่ย



ภาพที่ 2.13 แบบจำลองระบบสายส่งไฟฟ้า 115 kV กำลังตามมาตรฐานระบบไฟฟ้าของ กฟภ. ที่ใช้ในการศึกษา

3. ค่าพารามิเตอร์ที่จุดขับเคลื่อน (Driving Point) เป็นข้อมูลพารามิเตอร์สมมูลเทวินินของสถานีไฟฟ้า บมจ. กฟผ. ที่จ่ายไฟให้กับ กฟภ. และค่าพารามิเตอร์ของหน่วยผลิตกำลังไฟฟ้าภาคเอกชน โดยข้อมูลจะแบ่งออกเป็นข้อมูลของปี ค.ศ. 2004 และปี ค.ศ. 2010

ส่วนกรณีของการศึกษาภาวะลัดวงจรซึ่งมีการปรับค่าให้ใกล้เคียงกับค่ากระแสลัดวงจรนั้น เพื่อให้กระแสลัดวงจรในแบบจำลองใกล้เคียงกับภาวะปัจจุบันมากที่สุดแบบจำลองได้กำหนดค่าความต้านทานกรณีเกิดการลัดวงจร ( $R_p$ ) ไว้ตามตารางที่ 2.3

ตารางที่ 2.3 แสดงค่าพารามิเตอร์ ณ จุดเชื่อมต่อของ กฟผ. และบริษัทผลิตไฟฟ้าภาคเอกชน

ปี	พารามิเตอร์	$R_1(p.u.)$	$X_1(p.u.)$	$R_0(p.u.)$	$X_0(p.u.)$	$R_f(p.u.)$	
						1 $\phi$ -G	3 $\phi$ -G
2004	Diving Point	0.0040	0.0336	0.0109	0.0523	0.0250	0.0115
	บริษัทผลิตไฟฟ้า	0.0500	0.2500	0.1500	1.000		
2010	Diving Point	0.0050	0.0333	0.0124	0.0500	0.0245	0.0110
	บริษัทผลิตไฟฟ้า	0.0500	0.2500	0.1500	1.000		

หมายเหตุ : 1. ค่าแรงดันไฟฟ้าและกำลังไฟฟ้าฐาน 115 kV , 100 MVA ตามลำดับ

: 2. ค่าพารามิเตอร์ Positive Sequence เท่ากับ Negative Sequence

4. ค่าการพยากรณ์ตามความต้องการพลังงานไฟฟ้าของ กฟผ. กรณีการเติบโตของภาวะเศรษฐกิจขยายตัวปานกลาง (Moderate Economic Growth : MEG) พื้นที่ศึกษาของ กฟผ.1 ซึ่งได้จากส่วนงานวางแผนของ กฟผ.

2.5.5 การวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า การวิเคราะห์ความเชื่อถือได้จะอาศัยข้อมูลสถิติกระแสไฟฟ้าขัดข้องของระบบสายส่งกำลังไฟฟ้าที่คัดเลือกมาใช้ในการประเมินค่าความเชื่อถือได้ของระบบสายส่งกำลังไฟฟ้า ทั้งในสภาพปัจจุบันและสภาพอนาคตที่ใช้ในการปรับปรุงระบบสายส่งกำลังไฟฟ้า โดยคำนึงถึงความเชื่อถือได้ของระบบก่อนและหลังการปรับปรุงระบบสายส่งกำลังไฟฟ้าเพื่อนำประโยชน์ที่เพิ่มขึ้นแปลงเป็นมูลค่าทางการเงินและทางเศรษฐกิจ โดยค่าดัชนีความเชื่อถือได้ที่ใช้ในการประเมิน ได้แก่

1. อัตราการล้มเหลวเฉลี่ย (Average Outage Time :  $\lambda$ )
2. ระยะเวลาที่เกิดไฟฟ้าดับเฉลี่ย (Average Outage Time : r)
3. ระยะเวลาที่เกิดไฟฟ้าดับในหนึ่งปี (Average Annual Outage Time : U)
4. ค่าปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ไม่สามารถจ่ายไฟได้ (Energy Not Supply : ENS)
5. มูลค่าความเสียหายทางเศรษฐกิจเนื่องจากไฟฟ้าดับ (Economic Outage Cost :

ECOST)

โดยระบบสายส่งกำลังไฟฟ้าจะมีค่าความเชื่อถือได้มากขึ้นเมื่อปรับปรุงระบบการจ่ายไฟให้เป็นแบบวงรอบปิด โดยค่า ENS และ ECOST จะลดลง ส่งผลให้เกิดผลประโยชน์ที่เกิดขึ้นจากการปรับปรุงระบบสายส่งกำลังไฟฟ้า

2.5.6 การวิเคราะห์ความเหมาะสมทางด้านเศรษฐศาสตร์ เมื่อแนวทางการปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้ามีความเหมาะสมทางด้านวิศวกรรมและความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าดีขึ้น ขั้นตอนต่อไปจะวิเคราะห์ความคุ้มค่าในการลงทุนโดยใช้วิธีวิเคราะห์ต้นทุนผลประโยชน์ (Cost - Benefit Analysis) หลักเกณฑ์ที่ใช้ในการประเมิน คือ อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน มูลค่าปัจจุบันสุทธิ และอัตราผลตอบแทนภายใน ข้อมูลที่ใช้ในการวิเคราะห์ความเหมาะสมทางด้านเศรษฐศาสตร์ ประกอบด้วย

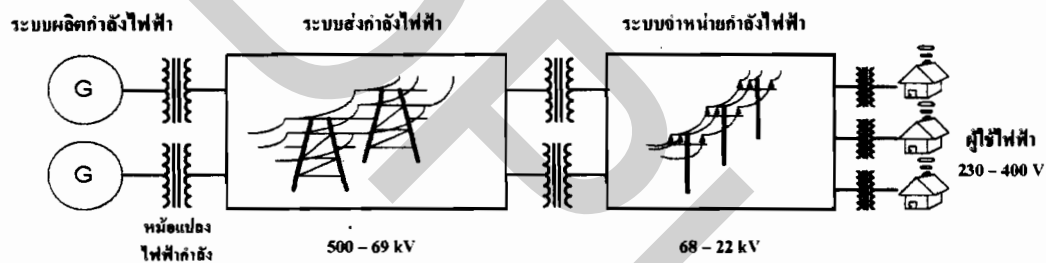
1. ทรัพยากรที่ใช้ในการลงทุน ได้จากการสำรวจและประมาณการค่าใช้จ่ายในการปรับปรุงระบบสายส่งกำลังไฟฟ้า ค่าบำรุงรักษารายปี
2. ผลประโยชน์ที่ได้รับจากการลงทุน ซึ่งเกิดจากการปรับปรุงระบบ ได้แก่
  - 2.1 มูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (ECOST) ที่ลดลง
  - 2.2 ค่าเสียโอกาสในการทำกำไรอื่นเนื่องจากพลังงานไฟฟ้าที่ไม่ได้รับการจ่ายไฟ (ENS) ที่ลดลง
  - 2.3 มูลค่าความสูญเสียที่ลดลง (Technical Loss Saving)
3. ราคาทรัพยากรตามตารางภาคผนวก ข. , ค. และค่าไฟฟ้า ณ เดือน กรกฎาคม พ.ศ. 2548 มีค่าเฉลี่ยที่ กฟผ. ขายให้กับ กฟภ. เท่ากับ 2.0166 บาท/หน่วย กับราคาขายพลังงานไฟฟ้าต่อหน่วยเฉลี่ยให้กับผู้ใช้ไฟซึ่งประกอบไปด้วยผู้ใช้ไฟหลายประเภท ณ เดือน กรกฎาคม พ.ศ. 2548 มีค่าเท่ากับ 2.6111 บาท/หน่วย ดังนั้น Diff of Energy Cost จึงมีค่าเท่ากับ 0.5945 บาท/หน่วย
4. อัตราคิดลดเท่ากับค่าเฉลี่ยอัตราดอกเบี้ยเงินกู้ขั้นต่ำ (Minimum Loan Rates : MLR) ที่ได้จากธนาคารแห่งประเทศไทย หักลบด้วยอัตราเงินเฟ้อเฉลี่ยที่ได้จากกรมการค้าภายใน กระทรวงพาณิชย์ ย้อนหลัง 10 ปี ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2538 ถึงปี พ.ศ. 2547 ซึ่งมีค่าเท่ากับ 5.63 % (9.00-3.37)

2.5.7 สรุปผลการศึกษา หลังจากทำการวิเคราะห์ความเหมาะสมทางด้านวิศวกรรม วิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าและวิเคราะห์ความเหมาะสมทางด้านเศรษฐศาสตร์ ขั้นตอนสุดท้ายจะนำผลลัพธ์ที่ได้จากการวิเคราะห์มาพิจารณาและสรุปผลการศึกษาและให้ข้อเสนอแนะแก่ กฟภ.

## บทที่ 3 ระบบไฟฟ้ากำลัง

โครงสร้างของระบบไฟฟ้ากำลัง ไม่ว่าจะเป็นระบบเล็กหรือระบบใหญ่จะถูกแบ่งย่อยออกเป็น 3 ระบบย่อยที่สำคัญหลัก คือ

1. ระบบผลิตกำลังไฟฟ้า
2. ระบบส่งกำลังไฟฟ้า
3. ระบบจำหน่ายกำลังไฟฟ้า



ภาพที่ 3.1 โครงสร้างระบบไฟฟ้ากำลัง

โดยทั่วไปแล้วระบบผลิตกำลังไฟฟ้าและระบบส่งกำลังไฟฟ้าจะหมายถึง แหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าขนาดใหญ่ (Bulk Power Supply) สำหรับระบบจำหน่ายกำลังไฟฟ้าจะหมายถึงระบบที่นำกำลังไฟฟ้าส่งไปยังโหนดของผู้ใช้ไฟฟ้าหรือลูกค้า (Customers)

### 3.1 ระบบผลิตกำลังไฟฟ้า

ระบบผลิตกำลังไฟฟ้า หมายถึง โรงไฟฟ้าที่ใช้กันอยู่อย่างมากมายหลายรูปแบบและมีอยู่หลายลักษณะในปัจจุบันประกอบด้วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เช่น โรงไฟฟ้าพลังน้ำ โรงจักรไอน้ำ โรงจักรแบบกังหันแก๊ส ตลอดจนโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ โรงจักรใช้ถ่านหิน การที่เราจะพิจารณาใช้โรงไฟฟ้าแบบนี้ขึ้นขึ้นอยู่กับปัจจัยหลายอย่าง เช่น สภาพแวดล้อม ทรัพยากร และระดับราคาเป็นต้น ซึ่งโดยทั่วไปแล้วจะมีระดับแรงดันตั้งแต่ระดับ 11 kV ถึง 27 kV ซึ่งผู้ผลิตจะต้องทำการยกระดับแรงดันผ่านหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง โรงไฟฟ้าประกอบไปด้วยส่วนสำคัญ 3 ส่วนดังนี้

1. ระบบผลิตกระแสไฟฟ้า ประกอบไปด้วยตัวเดินกำลังหรือเครื่องกังหันไฟฟ้าซึ่งทำหน้าที่เป็นตัวหมุนเครื่องกำเนิดไฟฟ้า แรงดันไฟฟ้าที่ผลิตออกมาจะเป็นแรงดัน 3 เฟส โดยส่วนใหญ่ไม่เกิน 20 kV เช่น เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เขื่อนภูมิพลผลิตที่ 13.8 kV เป็นต้น เพราะหากมากกว่า 20 kV จะก่อให้เกิดอันตรายต่อจนวนตัวนำและส่งผลกระทบต่ออายุการใช้งานของโรงไฟฟ้าได้

2. ส่วนลานไกไฟฟ้า หรือ Switchyard เป็นส่วนที่ทำหน้าที่แปลงแรงดันที่ผลิตจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าให้สูงขึ้นเพื่อส่งต่อไปยังสถานีไฟฟ้าที่อยู่ห่างไกล ลดความสูญเสียในระบบ ซึ่งประกอบไปด้วยหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังที่ทำหน้าที่ขั้วกระดืบแรงดันขึ้นและระบบป้องกันทางไฟฟ้า



ภาพที่ 3.2 ลานไกไฟฟ้า

3. ส่วนป้องกันการเดินเครื่องและการควบคุมไฟฟ้า ได้แก่ การป้องกันเครื่องกำเนิดไฟฟ้า หม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง และรีเลย์ตรวจจับความผิดปกติทางไฟฟ้า

ความสามารถในการผลิตจะถูกกำหนดให้เป็น “กิโลวัตต์” หรือ “เมกะวัตต์” ส่วนความสามารถในการผลิตหรือกำลังการผลิตที่ควบคุมไว้กับระยะเวลาในการผลิต เรียกว่า “พลังงานไฟฟ้าที่ได้” ถ้ามองในแง่กำลังไฟฟ้าที่ผลิตนำมาใช้ควบคุมกับระยะเวลาในการใช้ เรียกว่า “พลังงานไฟฟ้าที่ใช้ไป” มีหน่วยเป็น “วัตต์-ชั่วโมง” หรือ “กิโลวัตต์-ชั่วโมง” โดยพลังงานไฟฟ้าที่เราได้มาใช้งานนี้จะได้จากการเปลี่ยนพลังงานรูปอื่นมาเป็นพลังงานไฟฟ้า โดยแหล่งกำเนิดของพลังงานไฟฟ้านี้แบ่งออกเป็น 2 ประเภทใหญ่ๆ คือ

1. แหล่งพลังงานประเภทให้ความร้อน (thermal) ซึ่งได้แก่แหล่งพลังงานสำคัญ คือ ถ่านหิน (coal) น้ำมัน (oil) ก๊าซธรรมชาติ (natural gas) พลังงานนิวเคลียร์แบบแตกตัวของยูเรเนียม (nuclear fission of uranium) แสงอาทิตย์ (solar) และ ชีวมวลต่างๆ จำพวกสารอินทรีย์ เป็นต้น

2. แหล่งพลังงานประเภทไม่ให้ความร้อน (nonthermal) ซึ่งได้แก่แหล่งพลังงานสำคัญ คือ พลังงานน้ำ (hydro) น้ำขึ้น-น้ำลง พลังงานลม การเปลี่ยนพลังงานแสงอาทิตย์โดยตรง และ เซลล์เชื้อเพลิง (fuel cell) ที่อาศัยกระบวนการแลกเปลี่ยนความร้อนและการทำปฏิกิริยาระหว่างก๊าซและออกซิเจน

### 3.2 ระบบส่งกำลังไฟฟ้า

ระบบส่งกำลังไฟฟ้า เป็นระบบที่รับพลังงานไฟฟ้าที่ถูกยกกระดับแรงดันต่อจากระบบผลิตกำลังไฟฟ้าสำหรับประเทศไทยนั้นจะมีระดับแรงดันตั้งแต่ระดับ 69 kV จนถึงระดับ 500 kV ซึ่งสามารถส่งพลังงานไฟฟ้าไปเป็นระยะทางที่ไกลได้โดยรักษาระดับแรงดันนั้นไว้ได้เนื่องจากระยะทางจากระบบผลิตกำลังไฟฟ้าจะอยู่ห่างไกลจากโหลดมาก ระบบส่งกำลังไฟฟ้าแบ่งออกได้ดังนี้

1. ระบบไฟฟ้าเหนือศีรษะ (Overhead line System) เป็นระบบที่ซึ่งสายตัวนำบนเสาส่งผ่านที่โล่งแจ้งจากสถานีไฟฟ้าหนึ่งไปยังอีกสถานีไฟฟ้าหนึ่ง ง่ายต่อการบำรุงรักษาและตรวจสอบข้อขัดข้องของระบบ

2. ระบบไฟฟ้าใต้ดิน (Under Ground Cable System) สายตัวนำจะถูกฝังลงไปใต้ดินตามรางเดินสาย และมีบ่อพักเป็นช่วงๆ เหมาะสำหรับการติดตั้งในที่ชุมชนหรือพื้นที่แออัด มีความต้องการพลังงานไฟฟ้า (โหลด) สูง แต่การบำรุงรักษาทำได้ไม่สะดวกและมีราคาค่อนข้างสูงตามไปด้วย

ระบบส่งกำลังไฟฟ้ามี 3 ระดับ ตามมาตรฐาน ANSI C-84 (American National Standard Institute) คือ

- ไฟฟ้าแรงสูง (High Voltage : HV) มีระดับแรงดันไฟฟ้าไม่เกิน 115-230 kV
- ไฟฟ้าแรงสูงเอกซ์ตรา (Extra High Voltage : EHV) มีระดับแรงดันไฟฟ้าตั้งแต่ 230 ถึง 765 kV
- ส่วนระดับแรงดันไฟฟ้าที่สูงกว่า 765 kV เรียกว่า ไฟฟ้าแรงสูงอัลตรา (Ultra High Voltage : UHV)

#### 3.2.1 ความมุ่งหมายหลักของระบบส่งกำลังไฟฟ้า

1. เพื่อการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าจากแหล่งผลิตไปยังผู้ใช้หรือแหล่งจ่ายไฟ
2. ส่งกำลังไฟฟ้าไปยังศูนย์กลางการจ่ายโหลด
3. เพื่อเชื่อมโยงระบบส่งกำลังไฟฟ้าเข้าด้วยกัน เพื่อเพิ่มความเชื่อถือได้ (Reliability)

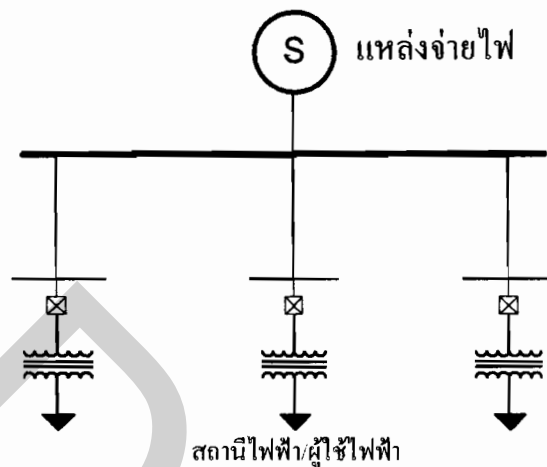
และลดความสูญเสียในระบบไฟฟ้า

#### 3.2.2 รูปแบบของการส่งกำลังไฟฟ้า

ระบบส่งกำลังไฟฟ้าจะแบ่งรูปแบบของการจ่ายกำลังไฟฟ้าออกได้ดังต่อไปนี้

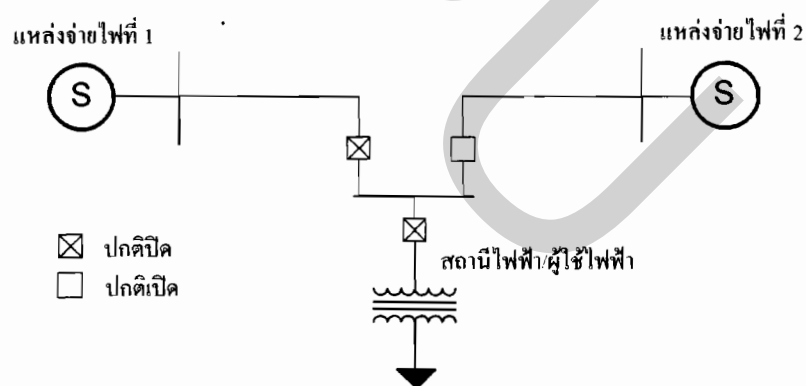


1. ระบบเรเดียล (Radial System) หรือระบบเปิดวงจรของสายส่งกำลังไฟฟ้าจะถูกจ่ายไฟออกจากบัสไปยังสถานีไฟฟ้าแต่ละแห่งโดยตรงเพียง 1 วงจร



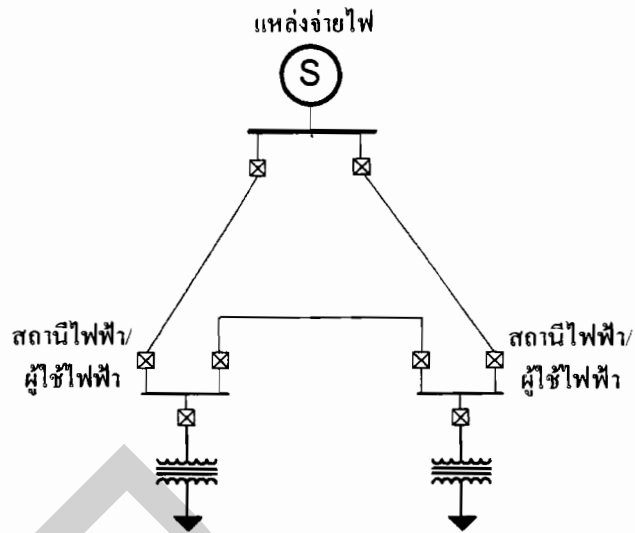
ภาพที่ 3.3 การจ่ายไฟแบบระบบเปิด

2. ระบบเปิดที่มีการต่อเชื่อมแหล่งจ่ายไฟ (Tapped-Tie Normally Open) เป็นระบบเปิดที่มีการพัฒนาให้เป็นระบบที่สามารถรับแหล่งจ่ายได้จากสองทิศทาง



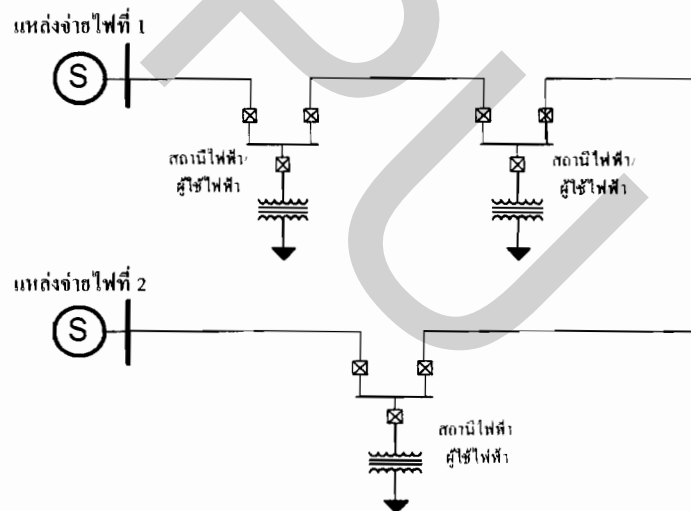
ภาพที่ 3.4 ระบบเปิดที่มีการต่อเชื่อมแหล่งจ่ายไฟ

3. ระบบวงรอบปิดหรือระบบลูป (Loop System) เพื่อเป็นการเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าให้มากยิ่งขึ้นจึงมีการพัฒนาให้สายส่งมีการรับกำลังไฟฟ้ามากกว่า 1 วงจร โดยมุ่งหวังให้เมื่อเกิดความผิดปกติอุปกรณ์ป้องกันจะสามารถปลดวงจรที่ผิดปกติออกทำให้การจ่ายกำลังไฟฟ้าเป็นไปด้วยความต่อเนื่องมีประสิทธิภาพ



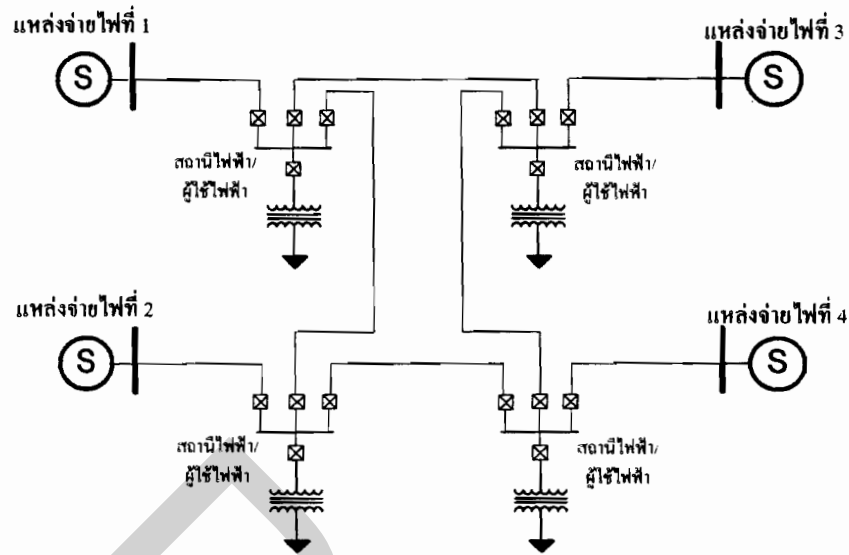
ภาพที่ 3.5 การจ่ายไฟแบบวงรอบปิด

4. ระบบวงรอบปิดที่มีแหล่งจ่ายไฟ 2 แหล่งจ่าย (Tapped-Tie System) เป็นระบบที่ถูกพัฒนามาจากระบบวงรอบปิดปกติซึ่งจะมีความเชื่อถือได้สูงขึ้น



ภาพที่ 3.6 การจ่ายไฟแบบวงรอบปิด 2 แหล่งจ่าย

5. ระบบวงรอบตาข่าย (Network System) เป็นระบบการจ่ายไฟที่มีลักษณะของวงรอบตาข่ายเชื่อมโยงสถานีไฟฟ้าเข้าด้วยกันอีกทั้งยังมีแหล่งจ่ายไฟเชื่อมต่อหลายแหล่งจ่ายด้วยกันทำให้มีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังสูงสุดแต่ต้องใช้งบลงทุนสูง ระบบมีความซับซ้อนด้านการป้องกัน



ภาพที่ 3.7 ระบบการจ่ายไฟแบบวงรอบค้ำขาย

### 3.3 ระบบจำหน่ายกำลังไฟฟ้า

ระบบจำหน่ายกำลังไฟฟ้า เป็นระบบที่รับพลังงานไฟฟ้าที่ถูกสร้างมาจากระบบผลิตกำลังไฟฟ้า ผ่านมายังระบบส่งกำลังไฟฟ้าเพื่อทำการกระจายกำลังไฟฟ้าไปยังโหลดผู้ใช้ไฟ ซึ่งมีส่วนประกอบที่สำคัญคือสถานีไฟฟ้าซึ่งมีหน้าที่ปรับลดระดับแรงดันให้กับผู้ใช้ไฟ โดยส่วนใหญ่แล้วระบบจำหน่ายกำลังไฟฟ้าจะมีระดับแรงดันครอบคลุมทั้งทางด้านปฐมภูมิและทุติยภูมิ และสูงสุด สำหรับประเทศไทยจะมีระดับแรงดัน 12 -115 kV ซึ่งโดยส่วนใหญ่มีการจ่ายกำลังไฟฟ้าในลักษณะของระบบเปิด หรือเป็นระบบเปิดที่มีสวิตช์เพื่อใช้สำหรับเลือกจ่ายไฟจากแหล่งจ่ายอื่นกรณีเกิดเหตุฉุกเฉิน โดยทำการปลดระบบจำหน่ายส่วนที่มีความผิดปกติออกก่อน ซึ่งในภาพรวมแล้วจะมีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าค่อนข้างต่ำ

ระบบจำหน่ายกำลังไฟฟ้าที่ดีต้องมีการวางแผนการก่อสร้างระบบจำหน่ายกำลังไฟฟ้า โดยคำนึงถึงองค์ประกอบต่างๆ เช่นระดับแรงดันไฟฟ้า ชนิดวงจรการจ่ายไฟ ตลอดจนความเหมาะสมสำหรับสถานที่ใช้งานแต่ละแห่ง

### 3.4 หน่วยงานที่รับผิดชอบในระบบไฟฟ้ากำลังของประเทศไทย

หน่วยงานที่ทำหน้าที่รับผิดชอบในการให้บริการด้านพลังงานไฟฟ้าในประเทศไทย ประกอบไปด้วยหน่วยงานหลัก 3 หน่วยงาน อันได้แก่ บริษัท การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย จำกัด มหาชน (บมจ. กฟผ.) การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ซึ่งแต่ละหน่วยงานมีอำนาจหน้าที่ดังนี้

บมจ. กฟผ. มีอำนาจหน้าที่ในการจัดหาพลังงานไฟฟ้าแก่ประชาชน โดยการผลิตและจำหน่ายพลังงานไฟฟ้า ให้แก่ การไฟฟ้านครหลวง การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และผู้ใช้พลังงานไฟฟ้า รายอื่นตามที่กฎหมายกำหนด รวมทั้งประเทศใกล้เคียง และดำเนินการต่างๆ ที่เกี่ยวข้องทางด้าน พลังงานไฟฟ้า ตลอดจนงานอื่นๆ ที่ส่งเสริมกิจการของ บมจ. กฟผ. อย่างไรก็ตาม เพื่อให้สามารถ ดำเนินการตามวัตถุประสงค์ข้างต้น บมจ. กฟผ. จึงมีหน้าที่รวมไปถึงการสร้างเขื่อน อ่างเก็บน้ำ โรงไฟฟ้า ระบบส่งไฟฟ้า และสิ่งอื่นอันเป็นอุปกรณ์ประกอบต่างๆ รวมทั้งการวางแผนนโยบาย ควบคุมการผลิต การส่ง การจำหน่ายพลังงานไฟฟ้า และวัตถุดิบจากถ่านหิน ระเบิดแรงดันไฟฟ้าที่ บมจ. กฟผ. ผลิตได้แก่ 500 ,230 ,115,69,33 และ 22 kV โดย กฟผ. จะดำเนินการก่อสร้างสถานี ไฟฟ้าแรงสูงเพื่อลดระดับแรงดันตามที่ได้รับซื้อที่มีความต้องการ ปัจจุบัน บมจ. กฟผ. มีแหล่งกำเนิด พลังงานไฟฟ้าดังนี้

ตารางที่ 3.1 แสดงชนิด โรงไฟฟ้าและกำลังผลิตติดตั้งของ บมจ. กฟผ.

ชนิดของโรงไฟฟ้า	จำนวน (เครื่อง)	กำลังผลิตติดตั้ง (MW)
โรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดใหญ่	49	3,423.74
โรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็ก	8	0.45
โรงไฟฟ้าพลังความร้อน	20	6,370.00
โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม	35	5,146.95
โรงไฟฟ้ากังหันแก๊ส	13	847.00
โรงไฟฟ้าดีเซล	6	5.40
โรงไฟฟ้าพลังงานทดแทน	12	1.03
รวม	145	15,794.57

ที่มา : บริษัท กฟผ. จำกัด มหาชน พ.ศ. 2548

นอกจากนี้ บมจ. กฟผ. ซึ่งเป็นผู้รับผิดชอบในการผลิตและจัดหาพลังงานไฟฟ้าให้ เพียงพอกับความต้องการของประชาชนยังได้มีการรับซื้อพลังงานไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าประเทศเพื่อน บ้าน และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของผู้ผลิต กว่า 55 เครื่อง รวมกำลังผลิตติดตั้งกว่า 11,569.50 MW

กฟผ. มีอำนาจหน้าที่ในการให้บริการด้านการจัดจำหน่ายพลังงานไฟฟ้าให้กับผู้ใช้ไฟ โดยเป็นรับซื้อพลังงานไฟฟ้าจาก กฟผ. และผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็กมาก (Very Small Power Producer) มาจัดจำหน่ายให้กับผู้ใช้ไฟ ภายในเขตกรุงเทพมหานคร สมุทรปราการ และนนทบุรี โดยเป็นผู้ดำเนินการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าย่อย ระบบจำหน่ายและสายส่ง ซึ่งประกอบ ไปด้วยผู้ใช้ไฟระดับแรงดัน 69 , 24 , 12 kV 400 และ 240 Volt

กฟก. มีอำนาจหน้าที่ในการให้บริการด้านการจัดจำหน่ายพลังงานไฟฟ้าให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งภายในและภายนอกประเทศ โดยเป็นรับซื้อพลังงานไฟฟ้าจาก กฟผ. และผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็กมาก มาจัดจำหน่ายให้กับผู้ใช้ไฟฟ้า โดยเป็นผู้ดำเนินการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าระบบจำหน่ายและสายส่ง ซึ่งประกอบไปด้วยผู้ใช้ไฟระดับแรงดัน 115 , 69 , 33 , 22 kV 400 และ 230 Volt

### 3.5 ความต้องการพลังงานไฟฟ้าของประเทศไทย

เนื่องด้วยประเทศไทยมีการพัฒนาทางด้านอุตสาหกรรมและมีการอัตราการเจริญเติบโตทางเศรษฐกิจอย่างต่อเนื่อง ในรอบตั้งแต่ปี พ.ศ. 2538 ถึง 2547 ประเทศไทยมีความต้องการพลังงานไฟฟ้าตามตารางที่ 3.2

ตารางที่ 3.2 ความต้องการพลังงานไฟฟ้าแยกตามภาคของประเทศไทย

ปี พ.ศ.	ความต้องการพลังงานไฟฟ้า (หน่วย : million kWh)				รวม
	เขตนครหลวงและภาคกลาง	ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ	ภาคใต้	ภาคเหนือ	
2538	56,823	5,501	5,206	5,248	72,779
2539	61,770	6,239	5,644	5,796	79,450
2540	66,163	7,052	6,087	6,593	85,896
2541	64,538	7,564	6,507	6,987	85,597
2542	65,319	7,513	6,495	6,983	84,512
2543	68,226	8,033	7,139	7,325	90,725
2544	73,291	8,955	7,634	7,831	97,712
2545	77,053	9,067	8,130	8,233	102,485
2546	83,156	9,870	8,675	8,972	110,675
2547	89,276	10,430	9,294	9,660	118,662

ที่มา : บริษัท กฟผ. จำกัด มหาชน

หากแยกปริมาณความต้องการพลังงานไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายซึ่งได้แก่ กฟน. และ กฟก. ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2538 ถึง 2547 จะมีตามตารางที่ 3.3

ตารางที่ 3.3 แสดงปริมาณความต้องการพลังงานไฟฟ้าของ กฟน. และ กฟภ.

ปี พ.ศ.	ความต้องการพลังงานไฟฟ้า (หน่วย : million kWh)	
	การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.)	การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.)
2538	30,603	40,163
2539	32,366	44,981
2540	33,707	50,192
2541	32,341	51,400
2542	30,873	51,819
2543	32,808	56,172
2544	35,327	60,303
2545	36,288	64,230
2546	38,587	70,107
2547	40,217	76,310

ที่มา : บริษัท กฟผ. จำกัด มหาชน

ระบบสายส่งและระบบจำหน่ายของ กฟภ. ได้ขยายวงจรถอบคลุมพื้นที่ให้บริการอย่างต่อเนื่องตลอดเวลาสอดคล้องกับการขยายตัวทางเศรษฐกิจและรองรับภาคการลงทุน โดยปัจจุบันสถานะสิ้นสุด ณ เดือน ก.ย. 2548 ความยาวของระบบสายส่ง (69-115 kV) มีจำนวนทั้งสิ้น 7,093.41 วงจร-กม. และความยาวของระบบจำหน่าย (19-33 kV) มีจำนวนทั้งสิ้น 269,846.86 วงจร-กม. สำหรับค่าการพยากรณ์ปริมาณความต้องการพลังงานไฟฟ้าของพื้นที่ศึกษาซึ่งมีอยู่ในพื้นที่ กฟภ.1 จะมีค่าตามตารางที่ 3.4 มีค่าเฉลี่ยเท่ากับ 9.99 หรือประมาณ 10 เปอร์เซ็นต์ต่อปี อย่างไรก็ตามก็ขึ้นอยู่กับคู่มือการวางแผนระบบสายส่งไฟฟ้ากำลัง การวางแผนก่อสร้างสถานีไฟฟ้า การวางแผนระบบไฟฟ้าแรงดันสูง และการศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการติดตั้งระบบศูนย์ส่งจ่ายไประยะที่ 2 ของ กฟภ. กำหนดค่าการเติบโตของประมาณ 5-7 เปอร์เซ็นต์ต่อปี โดยกำหนดไว้ที่ 6.00 เปอร์เซ็นต์ต่อปี

ตารางที่ 3.4 แสดงค่าการพยากรณ์กรณีการเติบโตของของโหลด  
ภาวะเศรษฐกิจขยายตัวปานกลาง ในพื้นที่เขต กฟภ.1

ปี พ.ศ.	2545	2547	2549	2551	2553	2555	2557	2559
ค่าการพยากรณ์ (MW)	1,319	1,733	2,060	2,515	2,979	3,484	4,044	4,696
อัตราการ เติบโต (%)	12.03	16.50	10.35	9.02	8.59	7.93	7.68	7.78

ที่มา : การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

หมายเหตุ : พื้นที่ กฟภ.1 หมายถึง พื้นที่ศึกษา

## บทที่ 4

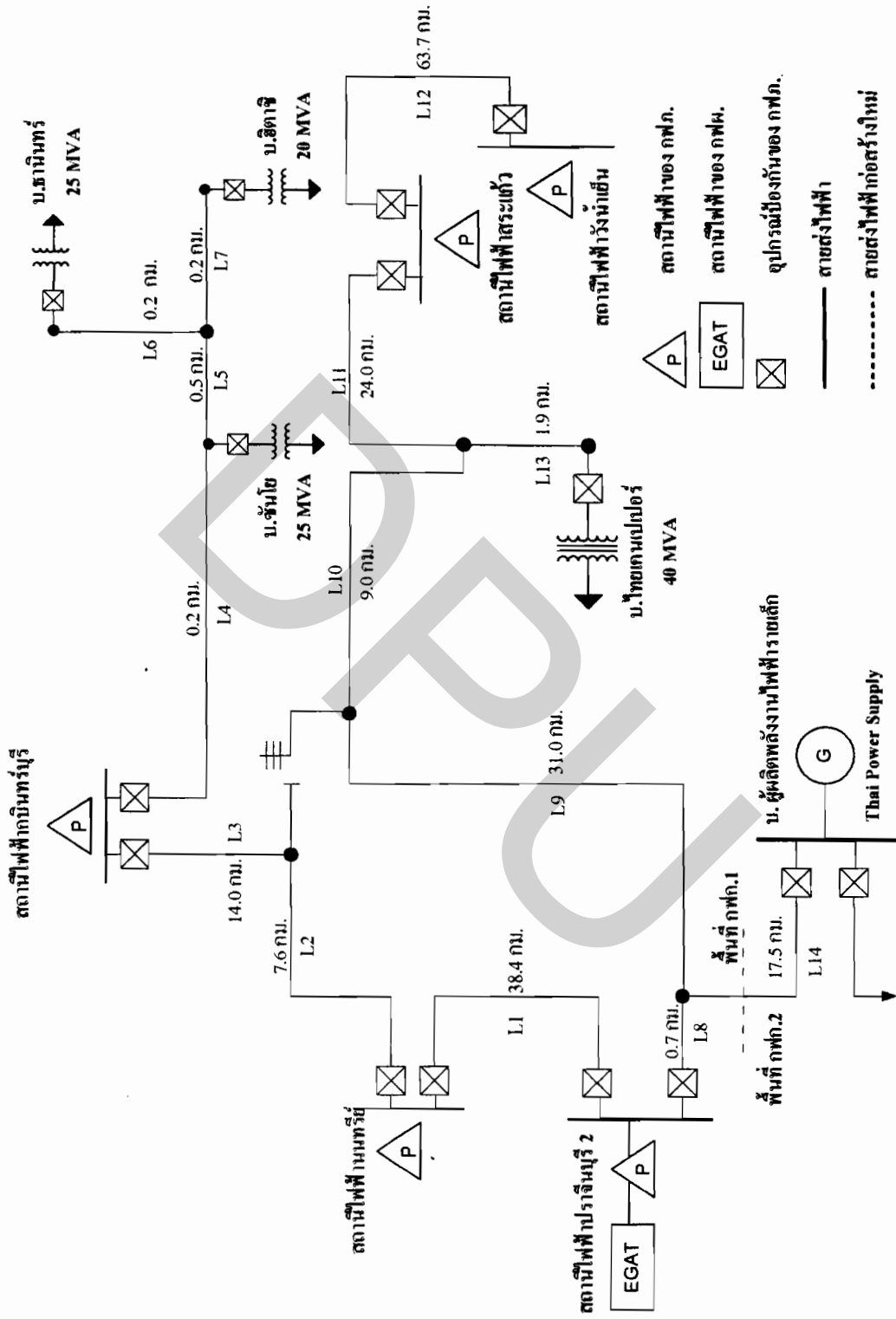
### การศึกษาความเป็นไปได้ทางวิศวกรรม

ในบทนี้จะนำเสนอผลการศึกษาการปรับปรุงระบบสายส่งไฟฟ้ากำลังในระบบแรงดัน 115 kV ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จากสภาพการจ่ายไฟแบบเดิม (การจ่ายไฟแบบวงรอบเปิด) ที่ได้ทำการเปรียบเทียบกับกรณีการจ่ายไฟในพื้นที่วงรอบเดียวกันเป็นแบบวงรอบปิด และกรณีการจ่ายไฟกรณีก่อสร้างสถานีแยกจ่ายไฟ ซึ่งเป็นกรณีศึกษาในพื้นที่วงรอบสถานีไฟฟ้าปราจีนบุรี 2 - นนทบุรี - กบินทร์บุรี - สระแก้ว - ปราจีนบุรี 2 ซึ่งมีผลการศึกษา ดังนี้

#### 4.1 สภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน

จากการวิเคราะห์สภาพการจ่ายไฟระบบสายส่งไฟฟ้ากำลังของสถานีไฟฟ้าปราจีนบุรี 2 โล้น 3 และ โล้น 4 ซึ่งเป็นไปตามภาพที่ 3.1 พบว่าเป็นแบบการจ่ายไฟวงรอบเปิด (Radial System) ซึ่งการจ่ายไฟในลักษณะนี้จะมีความเชื่อถือได้ต่ำ เช่น หากเกิดกระแสไฟฟ้าขัดข้องที่ L1 จะทำให้ สถานีไฟฟ้านนทบุรี สถานีไฟฟ้ากบินทร์บุรี และผู้ใช้ไฟทั้ง 3 ราย ได้แก่ บริษัท ชันโยยูนิเวอร์แซล อิเล็กทริก จำกัด (มหาชน) บริษัท ฮิตาชิคอนซูมเมอร์โปรดักส์(ประเทศไทย) จำกัด บริษัท ธานินทร์ เอลน่า จำกัด จะได้รับผลกระทบไม่มีไฟฟ้าใช้เป็นเวลานาน นอกจากนี้หากเกิดกระแสไฟฟ้าขัดข้องที่ L8 จะทำให้ สถานีไฟฟ้าสระแก้ว สถานีไฟฟ้าวังน้ำเย็น และ บริษัท ไทยเคนเปเปอร์ จำกัด (มหาชน) ได้รับผลกระทบไม่มีไฟฟ้าใช้เป็นเวลานานเช่นเดียวกัน โดยปริมาณความต้องการโหลดสูงสุดของแต่ละสถานีไฟฟ้าและระยะทางมีค่าดังตารางที่ 4.1 และ 4.2 ตามลำดับ





ภาพที่ 4.1 สภาพการจ่ายไฟฟ้าปัจจุบันวงรอบศึกษา

ตารางที่ 4.1 แสดงปริมาณความต้องการพลังงานไฟฟ้าสูงสุดของปี พ.ศ. 2547

รายชื่อกลุ่มโหลด	MW	MVar
สถานีไฟฟ้านนทบุรี (NSI)	46.10	15.21
สถานีไฟฟ้ากบินทร์บุรี (KBI)	22.20	7.33
สถานีไฟฟ้าสระแก้ว (SKW)	22.20	7.33
สถานีไฟฟ้าวังน้ำเย็น (WYA)	11.40	3.76
บริษัท ซันโยนิเวออร์แซลทีเลคทริค จำกัด (มหาชน) (SANYO)	7.40	2.37
บริษัท ฮิตาชิคอนซูมเมอร์โปรดักส์(ประเทศไทย) จำกัด (HITACHI)	9.60	3.07
บริษัท ธานีทรอลีน่า จำกัด (TANIN)	2.56	0.82
บริษัท ไทยเคนเปเปอร์ จำกัด (มหาชน) (THAI CANE PAPER : TCP)	19.68	6.30

ที่มา : การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

หมายเหตุ : ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าเท่ากับ 0.95

ตารางที่ 4.2 ตารางความยาวสายส่ง

สายส่ง	ระยะทาง (กม.)
L1	38.4
L2	7.6
L3	14.0
L4	0.2
L5	0.5
L6	0.2
L7	0.2
L8	0.7
L9	31.0
L10	9.0
L11	24.0

ที่มา : การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ตารางที่ 4.2 ตารางความยาวสายส่ง (ต่อ)

สายส่ง	ระยะทาง (กม.)
L12	63.7
L13	1.9
L14	13.2
L15	21.6
L16	40.0
L17	41.0
L18	41.9
L19	25.9

ที่มา : การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

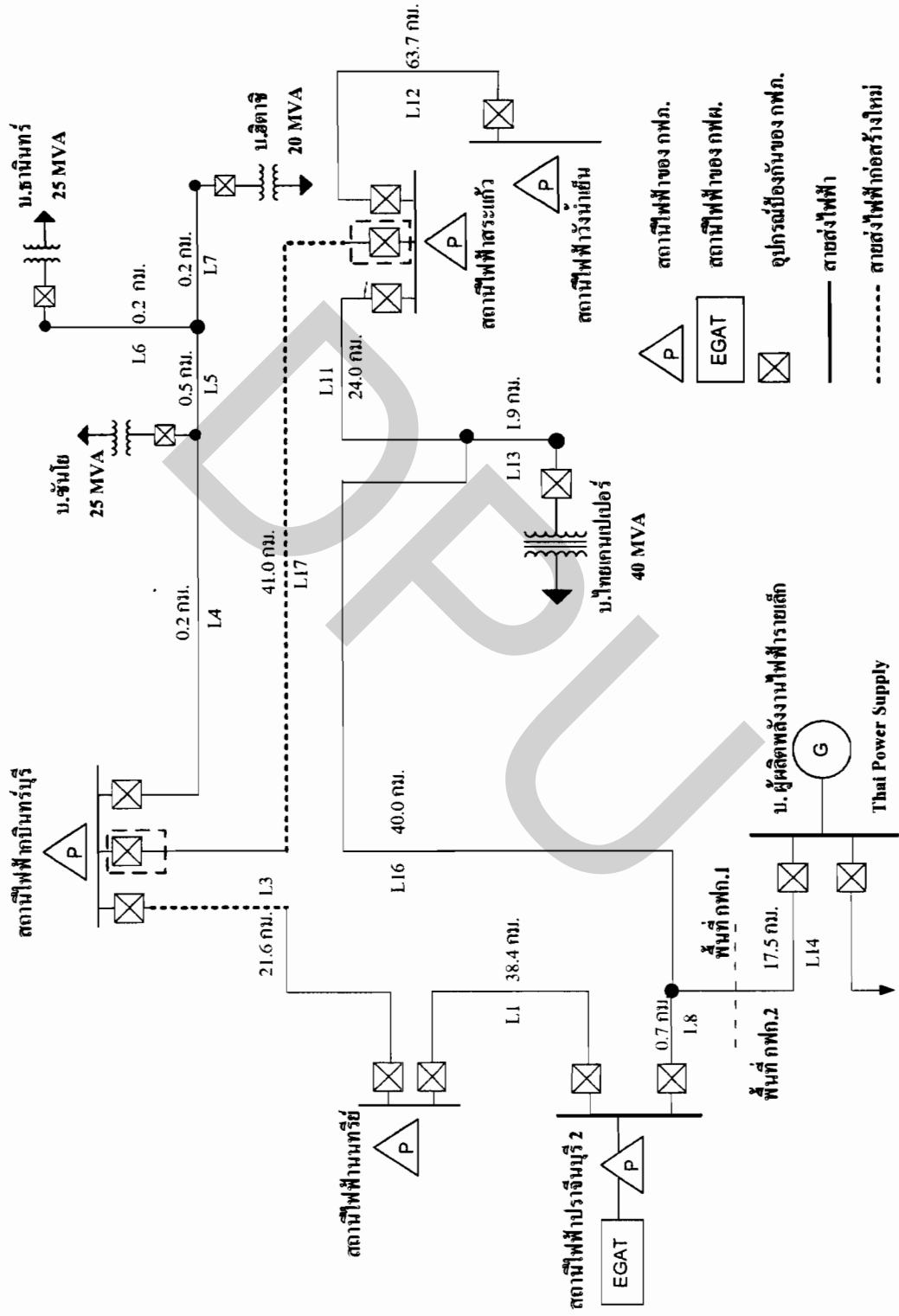
#### 4.2 แนวทางการปรับปรุงสายส่งกำลังไฟฟ้า

4.2.1 แนวทางการปรับปรุงสายส่งกำลังไฟฟ้าเป็นสภาพการจ่ายไฟวงรอบปิด จากการพิจารณา สภาพการจ่ายไฟปัจจุบันของระบบสายส่งไฟฟ้ากำลังที่ทำการศึกษา เมื่อวิเคราะห์เบื้องต้นจาก สภาพพื้นที่พบว่ามีความเป็นไปได้ในการจัดท้าววงรอบปิดในระบบสายส่งดังกล่าว โดยทั้งนี้จะ ปรับปรุงโดยการก่อสร้างสายส่งไฟฟ้ากำลังแบ่งออกเป็น 2 แนวคือ

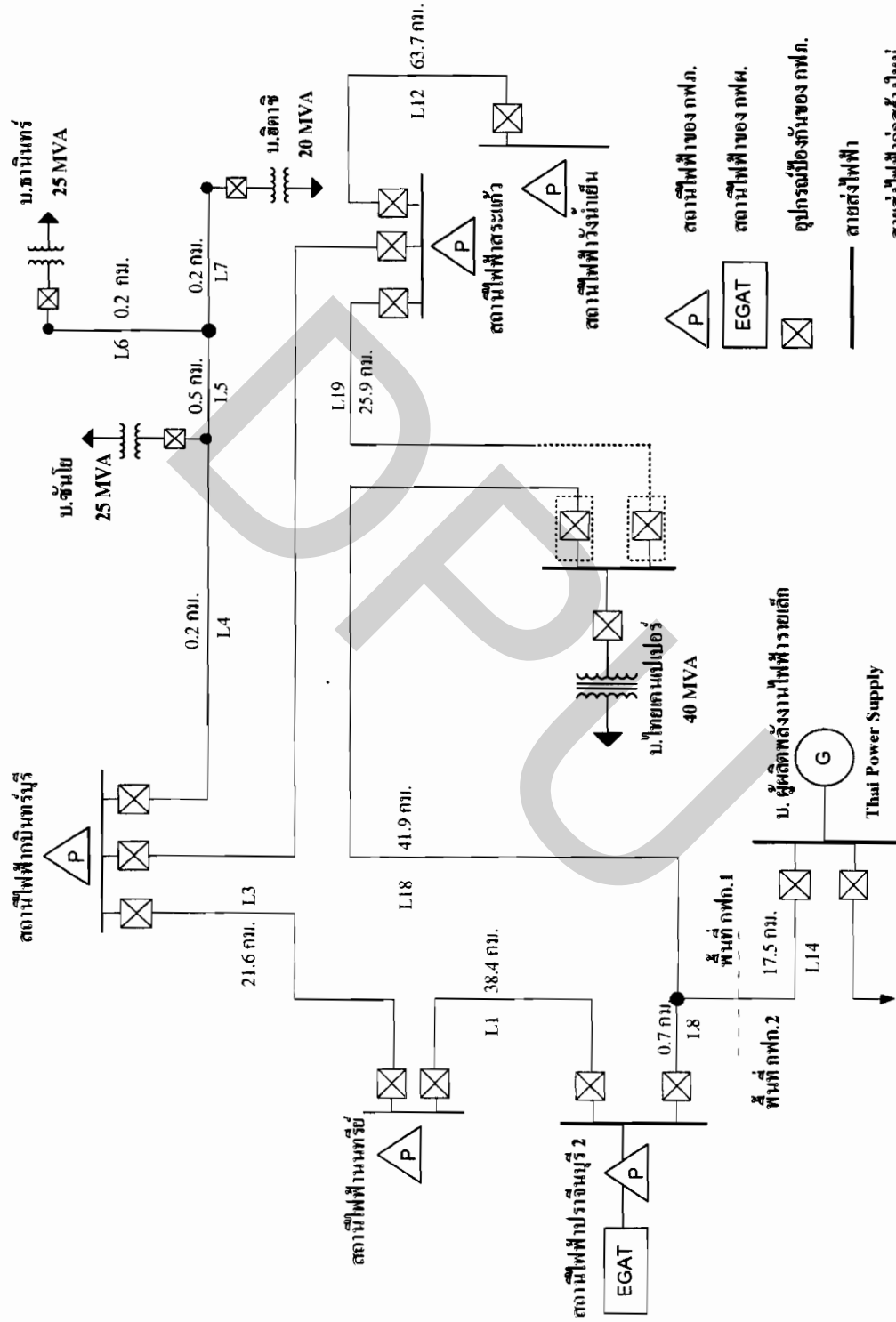
1. จากบริเวณสี่แยกกบินทร์บุรีถึงสถานีไฟฟ้ากบินทร์บุรี
2. จากบริเวณสี่แยกกบินทร์บุรีถึงสถานีไฟฟ้าสระแก้ว

การก่อสร้างสายส่งไฟฟ้ากำลังดังกล่าวจะก่อให้เกิดผลดีด้านความมั่นคงของระบบ เมื่อ เกิดความผิดปกติขึ้นที่สายส่ง L1 สถานีไฟฟ้ากบินทร์บุรี และสถานีไฟฟ้านนทบุรี สามารถรับการ จ่ายไฟได้ผ่านทางสถานีไฟฟ้าสระแก้วได้ หรือกรณีเกิดความผิดปกติขึ้นที่สายส่ง L8 บริษัท ไทย เคนเปเปอร์ จำกัด (มหาชน) และสถานีไฟฟ้าสระแก้วสามารถรับไฟผ่านทางสถานีไฟฟ้ากบินทร์ บุรีได้ซึ่งเป็นไปตามภาพที่ 4.2

4.2.2 แนวทางการปรับปรุงสายส่งไฟฟ้ากำลังกรณีระบบสายส่งวงรอบปิดแบบสมบูรณ์ (ก่อสร้างสถานีแยกจ่ายไฟ) จากการปรับปรุงสภาพการจ่ายไฟให้เป็นแบบวงรอบปิดในหัวข้อที่ผ่านมา พบว่าหากเกิดความผิดปกติที่สายส่ง L8,L11,L13,L14 และ L16 พบว่า บริษัท ไทยเคนเปเปอร์ จำกัด (มหาชน) จะได้รับผลกระทบไม่มีไฟฟ้าใช้ ซึ่งบริษัทฯ ดังกล่าวเป็นบริษัทที่มีปริมาณความ ต้องการพลังงานไฟฟ้ามาก จึงมีแนวความคิดในการปรับปรุงให้จุดรับไฟของ บริษัท ไทยเคนเป เปอร์ จำกัด (มหาชน) เป็นแบบสถานีแยกจ่ายไฟ (Terminal Substation) เพื่อให้รับไฟได้จาก สองทิศทางตามภาพที่ 4.3



ภาพที่ 4.2 สถานภาพการจ่ายไฟฟ้าภายหลังจากการปรับปรุงเป็นวงรอบปิด



ภาพที่ 4.3 สภาพการจ่ายไฟฟ้าหลังจากการก่อสร้างสถานีแยกจ่ายไฟ (วงรอบปิดแบบสมบูรณ)

### 4.3 การวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางวิศวกรรม

4.3.1 การวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้ากรณีวงรอบเปิด ในการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าของวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะใช้โปรแกรม Power World Simulator Version 8.0 วิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าของระบบสายส่งไฟฟ้ากำลังของพื้นที่ศึกษาโดยเปรียบเทียบระหว่างสภาพการจ่ายไฟในปัจจุบัน ซึ่งเป็นการจ่ายไฟแบบวงรอบปิด และการจ่ายไฟผ่านสถานีแยกจ่ายไฟ ตัวอย่างได้ในภาคผนวก ก.1-ก.3

โดยกำหนดให้แหล่งจ่ายปรับแรงดันเท่ากับ 1.05 p.u. ใช้ปริมาณความต้องการพลังงานไฟฟ้า (โหลด) สูงสุด (MW) ในปี 2547 นำมาแปลงเป็นความต้องการพลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยตามตารางที่ 4.3 ใช้ค่าตัวประกอบโหลดเท่ากับค่าเฉลี่ยของเขต กฟก.1 ที่ประกอบไปด้วยผู้ใช้ไฟลักษณะต่างๆ ซึ่งมีค่าประมาณ 0.7 นำมาพยากรณ์ต่อไปอีก 14 ปีข้างหน้าจากการใช้อัตราการเติบโตของโหลดประมาณ 10, 7 และ 5 เปอร์เซ็นต์ต่อปีตามตารางที่ 4.4 ผลของการวิเคราะห์แรงดันไฟฟ้าอัตราการเติบโตของโหลดประมาณ 10 เปอร์เซ็นต์ต่อปี เป็นไป ตามตารางที่ 4.5

ตารางที่ 4.3 แสดงปริมาณความต้องการพลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยของปี พ.ศ. 2547

รายชื่อกลุ่มโหลด	MW	MVar
สถานีไฟฟ้านนทรี (NSI)	32.27	10.65
สถานีไฟฟ้ากบินทร์บุรี (KBI)	15.54	5.13
สถานีไฟฟ้าสระแก้ว (SKW)	15.54	5.13
สถานีไฟฟ้าวังน้ำเย็น (WYA)	7.98	2.63
บริษัท ชัน โยชุนิเวอร์แซลอิเล็กทรอนิกส์ จำกัด (มหาชน) (SANYO)	5.18	1.66
บริษัท ฮิตาชิคอนซูมเมอร์โปรดักส์(ประเทศไทย) จำกัด (HITACHI)	6.72	2.15
บริษัท ธานินทร์เอลน่า จำกัด (TANIN)	1.79	0.57
บริษัท ไทยเคนเปเปอร์ จำกัด (มหาชน) (THAI CANE PAPER : TCP)	13.78	4.41
<b>รวม</b>	<b>98.80</b>	<b>32.33</b>

หมายเหตุ : ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าเท่ากับ 0.95

ตารางที่ 4.4 แสดงปริมาณความต้องการพลังงานไฟฟ้าปี พ.ศ. 2547-2561

ปี	อัตราการเติบโตของปริมาณความต้องการพลังงานไฟฟ้า (%)					
	10		7		5	
	MW	MVar	MW	MVar	MW	MVar
2547	98.80	32.33	98.80	32.33	98.80	32.33
2549	119.55	39.12	113.11	37.01	108.92	35.64
2551	144.65	47.33	129.50	42.38	120.09	39.30
2553	175.03	57.27	148.27	48.52	132.40	43.32
2555	211.78	69.30	169.75	55.55	145.97	47.76
2557	256.26	83.85	194.35	63.60	160.93	52.66
2559	308.79	101.04	222.51	72.81	177.43	58.06
2561	334.61	109.38	254.75	83.36	195.61	64.01

ตารางที่ 4.5 แสดงแรงดันที่บัสสถานี่ไฟฟ้ากรณีวงรอบเปิด ณ ปีต่างๆ ปี พ.ศ. 2547-2561

ที่อัตราการเติบโต 10 เปอร์เซ็นต์ต่อปี

ปี	แรงดันที่บัส (kV) สถานี่ไฟฟ้า							
	NSI	KBI	SKW	WAY	SANYO	HITACHI	TANIN	TCP
2547	117.95	117.21	119.14	118.85	117.21	117.20	117.20	119.52
2551	116.34	115.21	117.81	117.20	115.21	115.21	115.20	118.52
2555	115.05	114.76	117.48	118.10	114.75	114.74	114.74	118.04
2559	111.53	109.24	115.33	115.90	109.23	109.20	109.21	116.24
2561	110.36	107.91	114.78	114.99	107.89	107.82	107.82	115.62

4.3.2 การวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้ากรณีวงรอบเปิด การวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้ากรณีวงรอบเปิดจะใช้วิธีการเดียวกับวิธีวงรอบเปิดกรณีมีอัตราการเติบโตของโหลดปีละ 10 เปอร์เซ็นต์ โดยมีผลการวิเคราะห์แรงดันที่บัสต่างๆ ตามตารางที่ 4.6 นอกจากนี้การศึกษาครั้งนี้ได้วิเคราะห์ถึงความเป็นไปได้กรณีเกิดภาวะผิดปกติขึ้นในสถานะที่ร้ายแรงโดยจำลองให้เกิดภาวะลัดวงจรขึ้นที่สายส่ง L1 และ L8 (L11,L13,L14,L16) ของกรณีการจ่ายไฟแบบวงรอบปิดพร้อมทั้งตรวจสอบแรงดันของบัสว่าอยู่ในเกณฑ์มาตรฐานหรือไม่ มีสถานะแรงดันเป็นไปตามตารางที่ 4.7 และ 4.8

ตารางที่ 4.6 แสดงแรงดันที่บัสสถานีไฟฟ้ากรณีวงรอบปิด ณ ปี พ.ศ. 2547-2561

ที่อัตราการเติบโตของโหลด 10 เปอร์เซ็นต์ต่อปี

ปี	แรงดันที่บัส (kV) สถานีไฟฟ้า							
	NSI	KBI	SKW	WAY	SANYO	HITACHI	TANIN	TCP
2547	119.64	119.44	119.40	119.10	119.43	119.42	119.42	119.67
2551	119.10	118.82	118.96	118.36	118.81	118.80	118.80	119.18
2555	118.37	118.34	118.14	117.09	118.33	118.32	118.32	118.64
2559	117.32	119.74	116.89	117.61	116.72	116.70	116.70	117.32
2561	116.75	116.09	116.05	116.31	116.07	116.04	116.05	116.71

ตารางที่ 4.7 แสดงแรงดันที่บัส (kV) NSI กรณีสายส่ง L1 เกิดความผิดปกติ (กรณีวงรอบปิด)

ปี พ.ศ. 2547-2561

ปี	2547	2549	2551	2553	2555	2557	2559	2561
NSI(10)	118.91	118.77	118.01	118.42	117.29	116.62	114.77	113.82
NSI(7)	118.91	118.52	118.07	118.32	118.57	118.35	117.20	116.67

หมายเหตุ : (10) หมายถึง กรณีอัตราการเติบโตของโหลดเพิ่มขึ้นปีละ 10 เปอร์เซ็นต์

: (7) หมายถึง กรณีอัตราการเติบโตของโหลดเพิ่มขึ้นปีละ 7 เปอร์เซ็นต์

ตารางที่ 4.8 แสดงแรงดันที่บัส (kV) WYA กรณีสายส่ง L8 (L11,L13,L14,L16)

เกิดความผิดปกติ (กรณีวงรอบปิด) ปี พ.ศ. 2547-2561

ปี	2547	2549	2551	2553	2555	2557	2559	2561
WAY(10)	116.46	117.89	119.72	119.86	117.26	112.09	104.57	100.17
WAY(7)	116.46	115.33	118.05	119.40	118.14	116.85	116.10	112.88

หมายเหตุ : (10) หมายถึง กรณีอัตราการเติบโตของโหลดเพิ่มขึ้นปีละ 10 เปอร์เซ็นต์

: (7) หมายถึง กรณีอัตราการเติบโตของโหลดเพิ่มขึ้นปีละ 7 เปอร์เซ็นต์

จากผลการศึกษาพบว่าแรงดันไฟฟ้าที่บัสต่าง ๆ ทางวิศวกรรมตามตารางที่ 4.7 และ 4.8 พบว่า กรณีที่อัตราการเติบโตของโหลดที่ 10 เปอร์เซ็นต์ต่อปี นั้นหากเกิดความผิดปกติที่สายส่ง L1 นั้นระบบการจ่ายไฟแบบวงรอบปิดสามารถรองรับปริมาณโหลดได้จนถึงปี พ.ศ. 2561 อย่างไรก็ตามระบบไม่สามารถรองรับการจ่ายไฟอย่างสมบูรณ์ของการจ่ายไฟแบบวงรอบปิดได้หากเกิดความ



ผิดปกติที่สายส่ง L8 (L11,L13,L14,L16) ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2559 เป็นต้นไป เนื่องจากระดับแรงดันต่ำกว่ามาตรฐานในกรณีจ่ายไฟฉุกเฉิน (103.5 kV) แต่หากปริมาณโหลดที่เพิ่มขึ้นลดลงเป็นปีละ 7 เปอร์เซ็นต์ลงไป พบว่าทั้งกรณีปกติและภาวะลัดวงจรแรงดันไฟฟ้าที่บัสต่างๆ ยังคงอยู่ในเกณฑ์มาตรฐานที่ไม่ต่ำกว่า 10 เปอร์เซ็นต์ ซึ่งเป็นกรณีที่สามารถจ่ายโหลดได้

4.3.3 การวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้ากรณีมีการก่อสร้างสถานีแยกจ่ายไฟ(วงรอบปิดแบบสมบูรณ์) การวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้ากรณีมีการก่อสร้างสถานีแยกจ่ายไฟจะวิเคราะห์แรงดันที่บัสต่างๆ อัตราการเติบโตของโหลดปีละ 10 เปอร์เซ็นต์ ตามตารางที่ 4.9 นอกจากนี้การศึกษานี้ได้วิเคราะห์ถึงความเป็นไปได้กรณีเกิดภาวะผิดปกติขึ้นในสถานะที่ร้ายแรงโดยจำลองให้เกิดภาวะลัดวงจรขึ้นที่สายส่ง L1 , L8 (L14,L18) และ L19 พร้อมทั้งตรวจสอบแรงดันของบัสว่าอยู่ในเกณฑ์มาตรฐานหรือไม่ มีสถานะแรงดันเป็นไปตามตารางที่ 4.10, 4.11 และ 4.12

ตารางที่ 4.9 แสดงแรงดันที่บัสกรณีก่อสร้างสถานีแยกจ่ายไฟ ณ ปี พ.ศ. 2547-2561

ที่อัตราการเติบโตของโหลด 10 เปอร์เซ็นต์ต่อปี

ปี	แรงดันที่บัส (kV) สถานีไฟฟ้า							
	NSI	KBI	SKW	WAY	SANYO	HITACHI	TANIN	TCP
2547	119.92	119.73	119.88	119.58	119.72	119.71	119.71	120.02
2551	119.31	118.98	119.14	118.54	118.97	118.96	118.96	119.50
2555	119.30	118.92	119.12	118.51	118.91	118.90	118.90	119.41
2559	118.14	117.54	118.07	118.90	117.52	117.50	117.50	118.44
2561	117.74	117.03	117.53	117.58	117.02	116.99	117.00	118.02

ตารางที่ 4.10 แสดงแรงดันที่บัส (kV) NSI กรณีสายส่ง L1 เกิดความผิดปกติ

(กรณีก่อสร้างสถานีแยกจ่ายไฟ) ปี พ.ศ. 2547-2561

ปี	2547	2549	2551	2553	2555	2557	2559	2561
NSI(10)	119.48	119.07	118.56	118.93	118.48	117.57	116.68	116.08
NSI(7)	119.48	119.19	118.86	119.18	119.04	118.78	118.25	117.96

หมายเหตุ : (10) หมายถึง กรณีอัตราการเติบโตของโหลดเพิ่มขึ้นปีละ 10 เปอร์เซ็นต์

: (7) หมายถึง กรณีอัตราการเติบโตของโหลดเพิ่มขึ้นปีละ 7 เปอร์เซ็นต์

ตารางที่ 4.11 แสดงแรงดันที่บัส (kV) TCP กรณีสายส่ง L8 (L14,L18) เกิดความผิดปกติ  
(กรณีก่อสร้างสถานีแยกจ่ายไฟ) ปี พ.ศ. 2547-2561

ปี	2547	2549	2551	2553	2555	2557	2559	2561
TCP(10)	117.23	115.84	116.99	116.50	114.04	109.57	102.86	98.26
TCP(7)	117.23	116.28	116.44	116.72	116.92	115.59	113.03	109.37

หมายเหตุ : (10) หมายถึง กรณีอัตราการเติบโตของโหลดเพิ่มขึ้นปีละ 10 เปอร์เซ็นต์

: (7) หมายถึง กรณีอัตราการเติบโตของโหลดเพิ่มขึ้นปีละ 7 เปอร์เซ็นต์

ตารางที่ 4.12 แสดงแรงดันที่บัส (kV) WYA กรณีสายส่ง L19 เกิดความผิดปกติ  
(กรณีก่อสร้างสถานีแยกจ่ายไฟ) ปี พ.ศ. 2547-2561

ปี	2547	2549	2551	2553	2555	2557	2559	2561
WAY(10)	119.39	119.37	119.30	119.23	117.96	113.81	108.01	104.88
WAY(7)	119.39	119.03	118.62	118.51	118.19	118.08	117.92	117.96

หมายเหตุ : (10) หมายถึง กรณีอัตราการเติบโตของโหลดเพิ่มขึ้นปีละ 10 เปอร์เซ็นต์

: (7) หมายถึง กรณีอัตราการเติบโตของโหลดเพิ่มขึ้นปีละ 7 เปอร์เซ็นต์

จากผลการศึกษาพบว่าแรงดันไฟฟ้าที่บัสต่าง ๆ กรณีมีการก่อสร้างสถานีแยกจ่ายไฟ ที่อัตราการเติบโตของโหลดต่อปี 10 เปอร์เซ็นต์ หากเกิดภาวะผิดปกติตามตารางที่ 4.11 แล้ว ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2559 การจ่ายไฟในกรณีนี้จะไม่สามารถรองรับภาวะแรงดันไฟฟ้าที่ต่ำกว่ามาตรฐานได้ (103.5 kV) ส่วนที่อัตราการเติบโตของโหลดที่ 7 เปอร์เซ็นต์ พบว่าทั้งกรณีปกติและภาวะลัดวงจรแรงดันไฟฟ้าที่บัสต่างๆ ยังคงอยู่ในเกณฑ์มาตรฐานที่ไม่ต่ำกว่า 10 เปอร์เซ็นต์ ซึ่งเป็นกรณีการจ่ายโหลดได้ เช่นเดียวกับกรณีจ่ายไฟแบบวงรอบปิด ซึ่งพบว่าทั้งสองกรณีที่มีการปรับปรุงระบบสายส่งกำลังไฟฟ้าทำให้ กฟภ. สามารถจ่ายโหลดได้ปกติในกรณีเกิดภาวะลัดวงจรขึ้นในระบบสายส่งไฟฟ้ากำลังในพื้นที่ศึกษา

4.3.4 การศึกษาภาวะลัดวงจร การศึกษาภาวะลัดวงจรวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะทำการวิเคราะห์ภาวะลัดวงจรแบบ Single Line to Ground Fault (1 $\phi$ -G) และกรณี Three Phase to Ground Fault (3 $\phi$ -G) โดยวิเคราะห์ที่ปี 2004 และปี 2010 เนื่องจาก บมจ. กฟผ. คาดการณ์ว่าระบบไฟฟ้าอาจมีการเปลี่ยนแปลงซึ่งอาจส่งผลกระทบต่อกระแสภาวะลัดวงจรที่แหล่งจ่าย โดยใช้พารามิเตอร์ที่ได้กำหนดไว้

จากข้อมูลของค่ากระแสลัดวงจรที่สถานีไฟฟ้าปราจีนบุรี 2 ในปี 2547 จะมีค่า 12.9 kA และ 15.4 สำหรับกรณี 1 $\Phi$ -G และ 3 $\Phi$ -G ตามลำดับ สำหรับปี 2553 จะมีค่า 13.1 kA และ 15.4 สำหรับกรณี 1 $\Phi$ -G และ 3 $\Phi$ -G ตามลำดับเช่นกัน การศึกษาจะแบ่งการวิเคราะห์เป็นแบบกรณี วงรอบเปิด วงรอบปิด และกรณีก่อสร้างสถานีแยกจ่ายไฟ ซึ่งมีผลการทดลองดังตารางที่ 4.13 และ 4.14 ซึ่งหากเปรียบเทียบค่าพิคคของอุปกรณ์มาตรฐานตามตารางที่ 2.2 แล้วพบว่าหากเกิดภาวะลัดวงจรทั้งกรณีจ่ายไฟแบบวงรอบปิดกับกรณีมีการก่อสร้างสถานีแยกจ่ายไฟค่ากระแสลัดวงจรจะไม่เกินค่าที่กำหนดไว้ในตารางที่ 2.2 แสดงว่าโครงการปรับปรุงระบบไฟฟ้าเป็นระบบปิดมีความเหมาะสมและเป็นไปได้ทางวิศวกรรม

ตารางที่ 4.13 ตารางแสดงค่าลัดวงจรปี พ.ศ. 2547

สถานีไฟฟ้า	ค่ากระแสลัดวงจร ปี พ.ศ. 2547					
	1 $\Phi$ -G (Amp)			3 $\Phi$ -G(Amp)		
	Open	Loop	Terminal	Open	Loop	Terminal
NSI	2,222	4,768	5,252	4,267	8,048	8,596
KBI	1,556	3,814	4,009	3,027	6,724	6,985
SKW	1,405	2,874	3,643	2,850	5,158	6,470
WAY	743	1,026	1,115	1,562	2,073	2,267
SANYO	1,502	3,785	3,977	3,017	6,680	6,938
HITACHI	1,486	3,688	3,871	2,987	6,535	6,782
TANIN	1,486	3,688	3,871	2,987	6,535	6,782
TCP	2,035	4,029	5,307	3,969	7,041	8,378

ตารางที่ 4.14 ตารางแสดงค่าตัดวงจรปี 2553

สถานีไฟฟ้า	ค่ากระแสตัดวงจร ปี พ.ศ. 2553					
	1 $\Phi$ -G(Amp)			3 $\Phi$ -G(Amp)		
	Open	Loop	Terminal	Open	Loop	Terminal
NSI	2,230	4,784	5,270	4,258	8,057	8,607
KBI	1,541	3,822	4,017	3,016	6,728	6,989
SKW	1,402	2,867	3,648	2,844	5,157	6,742
WAY	741	1,023	1,113	1,558	2,069	2,262
SANYO	1,509	3,793	3,985	3,007	6,684	6,942
HITACHI	1,493	3,695	3,878	2,977	6,538	6,785
TANIN	1,493	3,695	3,878	2,977	6,538	6,785
TCP	2,034	4,039	5,090	3,963	7,045	8,383

4.3.5 การวิเคราะห์ความสูญเสีย การวิเคราะห์ความสูญเสียในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะใช้โปรแกรม Power World Simulator Version 8.0 วิเคราะห์ค่าความสูญเสียที่เกิดขึ้นที่อัตราการเติบโตของโหลดที่ 10,7 และ 5 เปอร์เซ็นต์ โดยวิเคราะห์ไปในอนาคตอีก 14 ปีข้างหน้าแยกตามรูปแบบการจ่ายไฟแบบวงรอบปิด วงรอบเปิด และกรณีก่อสร้างสถานีแยกจ่ายไฟ ซึ่งผลการวิเคราะห์ค่าความสูญเสียมีค่าตามตารางที่ 4.15 จากผลการพยากรณ์ตามตารางที่ 4.15 พบว่าการปรับปรุงระบบสายส่งกำลังไฟฟ้าจะทำให้ค่าความสูญเสียทางไฟฟ้าลดลงและพบว่าค่าความสูญเสียทางไฟฟ้ากรณีก่อสร้างสถานีแยกจ่ายไฟ (วงรอบปิดแบบสมบูรณ์) จะลดลงมากกว่ากรณีจ่ายไฟแบบวงรอบปิดปกติ

ตารางที่ 4.15 แสดงค่าความสูญเสียทางไฟฟ้า (MW)

ปีที่	10%			7%			5%		
	Open	Loop	Terminal	Open	Loop	Terminal	Open	Loop	Terminal
1	0.87	0.53	0.43	0.87	0.53	0.43	0.87	0.53	0.43
2	1.05	0.64	0.54	0.99	0.60	0.49	0.95	0.58	0.47
3	1.27	0.75	0.65	1.12	0.68	0.55	1.05	0.63	0.51
4	1.53	0.89	0.72	1.29	0.77	0.64	1.15	0.69	0.56
5	1.85	1.06	0.83	1.47	0.87	0.70	1.26	0.76	0.61
6	2.17	1.26	0.98	1.68	0.97	0.80	1.39	0.83	0.67
7	2.65	1.48	1.17	1.94	1.09	0.88	1.53	0.91	0.73
8	3.24	1.78	1.40	2.14	1.24	1.00	1.69	1.10	0.80
9	3.65	2.18	1.70	2.46	1.38	1.12	1.87	1.21	0.88
10	4.57	2.62	2.04	2.84	1.57	1.26	1.98	1.21	0.96
11	5.54	3.17	2.49	3.28	1.80	1.44	2.15	1.33	1.06
12	6.87	3.87	3.00	3.56	2.05	1.64	2.43	1.46	1.16
13	8.38	4.61	3.63	4.12	2.37	1.88	2.69	1.61	1.28
14	9.17	5.12	3.99	4.79	2.71	2.18	2.98	1.78	1.41
15	9.97	5.56	4.36	5.57	3.11	2.46	3.31	1.96	1.55

#### 4.4 การวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของระบบสายส่งกำลังไฟฟ้า

การวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของระบบสายส่งกำลังไฟฟ้าในวิทยานิพนธ์นี้จะใช้สถิติการเกิดกระแสไฟฟ้าขัดข้องที่อุปกรณ์ป้องกันของสถานีไฟฟ้าปราจีนบุรี 2 โลင်းที่ 3 และ 4 นำมาคำนวณ โดยใช้ค่าสถิติการเกิดกระแสไฟฟ้าขัดข้องช่วงระหว่างปี 2542 – 2547 มีดังตารางที่ 4.16 โดยพื้นที่ศึกษากรณีจ่ายไฟแบบวงรอบเปิดมีความยาวระบบสายส่งกำลังไฟฟ้าเท่ากับ 204.6 กม.

ตารางที่ 4.16 แสดงสถิติกระแสไฟฟ้าขัดข้องของสถานีไฟฟ้าปราจีนบุรี ปี 2542-2547

ปี	จำนวนครั้งที่เกิดไฟฟ้าดับ (ครั้ง)	ระยะเวลาไฟดับรวม (นาที)
2542	9	185
2543	8	286
2544	5	494
2545	6	79
2546	7	110
2547	11	220
รวม	46	1,374

ที่มา : การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

จากข้อมูลในตารางแสดงสถิติกระแสไฟฟ้าขัดข้องพบว่าความถี่ความล้มเหลวของสายส่งและระยะเวลาไฟดับเฉลี่ยได้ตามสมการ 2.72 และ 2.74 ดังนี้

$$\lambda = \frac{46}{6 \times 204.6} = 0.037 \quad \text{ครั้ง/กม./ปี}$$

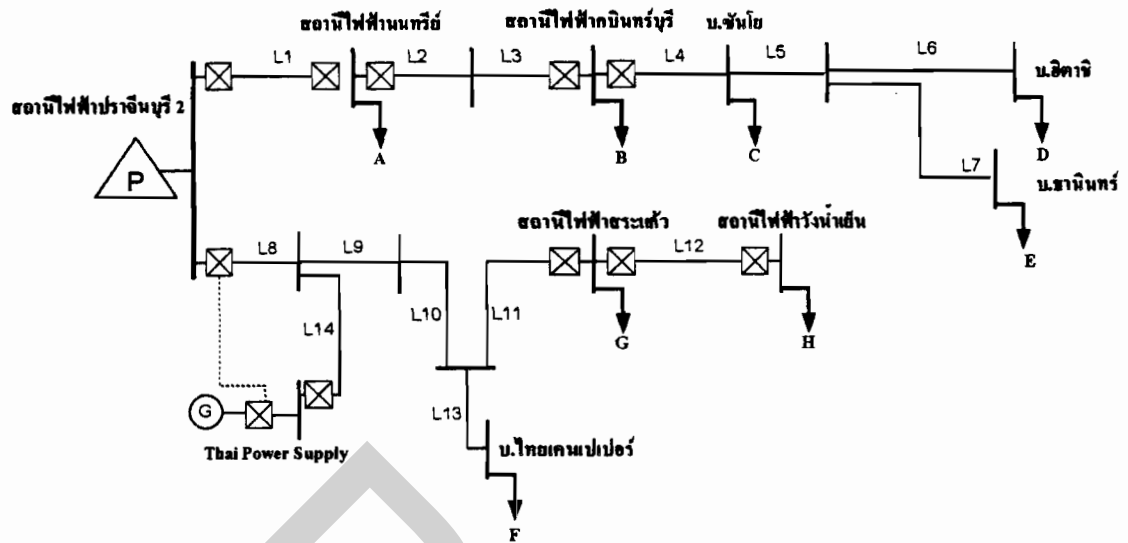
$$r = \frac{1374}{46} = 29.870 \approx 30 \quad \text{นาที/ครั้ง}$$

ในการวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของระบบสายส่งกำลังไฟฟ้าจะตั้งสมมติฐานว่าอัตราความล้มเหลวของสายส่งทุกเส้นมีค่าเท่ากันและความเชื่อถือได้ของเซอร์กิตเบรกเกอร์เท่ากับ 100% ระยะเวลาการแยกวงจรของเซอร์กิตเบรกเกอร์เท่ากับ 0.005 นาที และพบว่าสายส่งไฟฟ้ากำลังในพื้นที่ศึกษาทั้ง 3 กรณี จะมีค่าดังตารางที่ 4.17

4.4.1 ความเชื่อถือได้ของระบบสายส่งกำลังไฟฟ้าสภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน (วงรอบเปิด) สภาพการจ่ายไฟระบบสายส่งกำลังไฟฟ้าแรงดัน 115 kV ของสถานีไฟฟ้าปราจีนบุรี 2 ที่มีการจ่ายไฟแบบวงรอบเปิดไลน์ 3 และ ไลน์ 4 สามารถเขียนแบบจำลองเพื่อนำไปวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ตามภาพที่ 4.4 โดย Load A หมายถึง สถานีไฟฟ้านนทรี , Load B หมายถึง สถานีไฟฟ้ากบินทร์บุรี , Load C หมายถึง บ.ชันโฮ , Load D หมายถึง บ.ธิดาธิ , Load E หมายถึง บ.ธานินทร์ , Load F หมายถึง บ.ไทยเคนเปเปอร์ , Load G หมายถึง สถานีไฟฟ้าสระแก้ว , Load H หมายถึง สถานีไฟฟ้าวังน้ำเย็น

ตารางที่ 4.17 แสดงอัตราความล้มเหลวของสายส่งระบบกำลังไฟฟ้า

สายส่ง	ความยาว (กม.)	$\lambda$ (ครั้ง/ปี)
L 1	38.4	1.439
L 2	7.6	0.285
L 3	14.0	0.525
L 4	0.2	0.007
L 5	0.5	0.019
L 6	0.2	0.007
L 7	0.2	0.007
L 8	0.7	0.026
L 9	31.0	1.162
L 10	9.0	0.337
L 11	24.0	0.899
L 12	63.7	2.387
L 13	1.9	0.071
L 14	13.2	0.495
L 15	21.6	0.809
L 16	40.0	1.499
L 17	41.0	1.536
L 18	41.9	1.570
L 19	25.9	0.971



ภาพที่ 4.4 แบบจำลองสภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน

ตารางที่ 4.18 แสดงค่าความเชื่อถือได้สถานีไฟฟ้าปราจีนบุรี 2 โล้น 4 สภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน

สายส่ง	ความยาว (กม.)	$\lambda$ (ครั้ง/ปี)	r (นาท)	U (นาท/ปี)
L 1	38.4	1.439	30	43.167
L 2	7.6	0.285	30	8.543
L 3	14.0	0.525	30	15.738
L 4	0.2	0.007	30	0.225
L 5	0.5	0.019	30	0.562
L 6	0.2	0.007	30	0.225
L 7	0.2	0.007	30	0.225
รวม		2.290	30	68.685



ตารางที่ 4.19 แสดงค่าความเชื่อถือได้สถานีไฟฟ้าปราจีนบุรี 2 โลว์ 3 สภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน

สายส่ง	ความยาว (กม.)	$\lambda$ (ครั้ง/ปี)	r (นาที)	U (นาที/ปี)
L 8	0.7	0.026	30	0.787
L 9	31.0	1.162	30	34.848
L 10	9.0	0.337	30	10.117
L 11	24.0	0.899	30	26.979
L 12	63.7	2.387	30	71.608
L 13	1.9	0.071	30	2.136
L 14	13.2	0.495	30	14.839
รวม		5.377	30	161.315

ตารางที่ 4.18 และ 4.19 แสดงค่าความเชื่อถือได้ของระบบส่งกำลังไฟฟ้าสถานีไฟฟ้าปราจีนบุรี 2 โลว์ 4 และ 3 สภาพการจ่ายไฟปัจจุบันตามลำดับ เห็นได้ว่าสายส่งไลน์ 4 สถานีไฟฟ้าปราจีนบุรี 2 มีอัตราความล้มเหลวเฉลี่ย 2.290 ครั้ง/ปี ระยะเวลาเกิดไฟฟ้าดับเฉลี่ย 68.685 นาที/ปี ส่วนสายส่งไลน์ 3 มีอัตราความล้มเหลวเฉลี่ย 5.377 ครั้ง/ปี ระยะเวลาเกิดไฟฟ้าดับเฉลี่ย 161.315 นาที/ปี

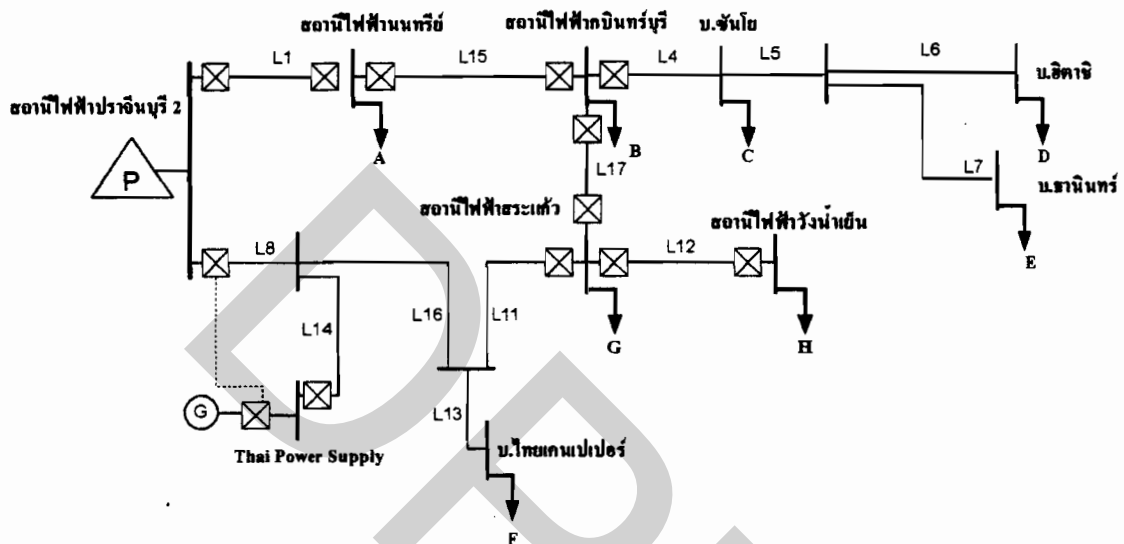
ตารางผนวกที่ ง.1 และ ง.2 เป็นตารางแสดงค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสายส่งกำลังไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าปราจีนบุรี 2 โลว์ 4 และ 3 สภาพการจ่ายไฟปัจจุบันตามลำดับ จากนั้นนำค่าที่ได้ไปคำนวณค่าดัชนีพลังงานไฟฟ้าที่ไม่ได้รับการจ่ายไฟ (ENS) ได้ดังตารางภาคผนวกที่ ง.3

ค่าดัชนีพลังงานไฟฟ้าที่ไม่ได้รับการจ่ายไฟในตารางผนวกที่ ง.3 เป็นพลังงานไฟฟ้าที่ไม่ได้รับการจ่ายไฟกรณีอัตราการเติบโตของโหลดปีละ 10 เปอร์เซ็นต์ต่อปี ในวิทยานิพนธ์นี้จะศึกษากรณีของอัตราการเติบโตของโหลดปีละ 7 และ 5 เปอร์เซ็นต์ต่อปี รวมแล้วเป็นระยะเวลา 15 ปี ตามตารางที่ 4.20

ตารางที่ 4.20 แสดงดัชนีพลังงานไฟฟ้าที่ไม่ได้รับการจ่ายไฟตามอัตราการเติบโตของโหลด 10.7 และ 5 เปอร์เซ็นต์ต่อปี (MW/ปี)  
กรณีสภาพจ่ายไฟปัจจุบัน

อัตราการเติบโตของโหลด (เปอร์เซ็นต์ต่อปี)	ปีที่														
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
10	121.65 (2547)	133.82 (2548)	147.20 (2549)	161.92 (2550)	178.11 (2551)	195.92 (2552)	215.52 (2553)	237.07 (2554)	260.78 (2555)	286.85 (2556)	315.54 (2557)	347.09 (2558)	380.88 (2559)	402.22 (2560)	422.15 (2561)
7	121.65	130.17	139.28	149.03	159.46	170.63	182.57	195.35	209.02	223.66	239.31	256.06	273.99	293.17	313.69
5	121.65	127.74	134.12	140.83	147.87	155.26	163.03	171.18	179.74	188.72	198.16	208.07	218.47	229.40	240.87

4.4.2 ความเชื่อถือได้ของระบบสายส่งกำลังไฟฟ้ากรณีจ่ายไฟแบบวงรอบปิด สภาพการจ่ายไฟระบบสายส่งกำลังไฟฟ้าแรงดัน 115 kV ของสถานีไฟฟ้าปราจีนบุรี 2 ที่มีการจ่ายไฟแบบวงรอบปิด สามารถเขียนแบบจำลองเพื่อนำไปวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ตามภาพที่ 4.5 โดยวงรอบปิดจะมีสายส่ง L15 , L16 และ L17



ภาพที่ 4.5 แบบจำลองสภาพการจ่ายไฟแบบวงรอบปิด

ตารางที่ 4.21 แสดงค่าดัชนีความเชื่อถือได้สายส่งกำลังไฟฟ้าสถานีไฟฟ้าปราจีนบุรี 2 กรณีจ่ายไฟแบบวงรอบปิด

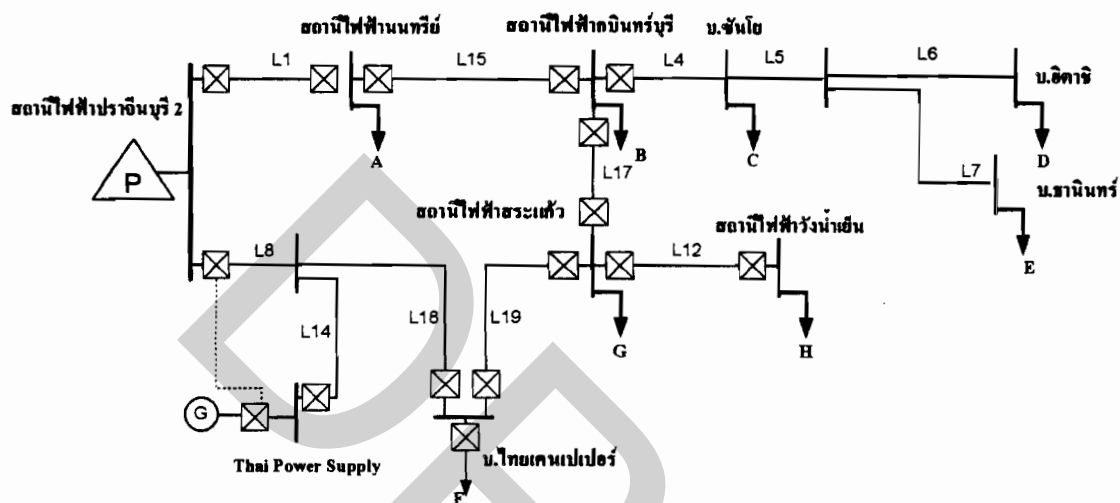
สายส่ง	ความยาว (กม.)	$\lambda$ (ครั้ง/ปี)	r (นาทีก)	U (นาทีก/ปี)
L 15	21.6	0.809	30	24.282
L 16	40.0	1.499	30	44.966
L 17	41.0	1.536	30	46.090
รวม		3.845	30	115.337

ตารางที่ 4.22 แสดงดัชนีพลังงานไฟฟ้าที่ไม่ได้รับการจ่ายไฟตามอัตราการเติบโตของโหลด 10,7 และ 5 เปอร์เซ็นต์ต่อปี (MWb/ปี)

กรณีจ่ายไฟแบบวงรอบปิด

อัตราการเติบโตของโหลด (เปอร์เซ็นต์/ปี)	ปีที่														
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
10	30.47 (2547)	33.52 (2548)	36.87 (2549)	40.56 (2550)	44.62 (2551)	49.08 (2552)	53.99 (2553)	59.38 (2554)	65.32 (2555)	71.85 (2556)	79.04 (2557)	86.94 (2558)	95.64 (2559)	105.19 (2560)	115.69 (2561)
7	30.47	32.61	34.89	37.33	39.94	42.74	45.73	48.93	52.36	56.02	59.95	64.14	68.63	73.44	78.58
5	30.47	32.00	33.60	35.28	37.04	38.89	40.84	42.88	45.02	47.27	49.64	52.12	54.73	57.46	60.34

4.4.3 ความเชื่อถือได้ของระบบสายส่งกำลังไฟฟ้ากรณีก่อสร้างสถานีแยกจ่ายไฟ สภาพการจ่ายไฟระบบสายส่งกำลังไฟฟ้าแรงดัน 115 kV ของสถานีไฟฟ้าปราจีนบุรี 2 ที่มีการจ่ายไฟกรณีก่อสร้างสถานีแยกจ่ายไฟ สามารถเขียนแบบจำลองเพื่อนำไปวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ตามภาพที่ 4.6



ภาพที่ 4.6 แบบจำลองสภาพการจ่ายไฟกรณีก่อสร้างสถานีแยกจ่ายไฟ

ตารางที่ 4.23 แสดงค่าดัชนีความเชื่อถือได้สายส่งกำลังไฟฟ้าสถานีไฟฟ้าปราจีนบุรี 2 กรณีก่อสร้างสถานีแยกจ่ายไฟ

สายส่ง	ความยาว (กม.)	$\lambda$ (ครั้ง/ปี)	r (นาทิจ)	U (นาทิจ/ปี)
L 18	41.9	1.570	30	47.102
L 19	25.9	0.971	30	29.115
รวม		2.541	30	76.217

ตารางที่ 4.24 แสดงดัชนีพลังงานไฟฟ้าที่ไม่ได้รับการจ่ายไฟตามอัตราการเติบโตของโหลด 10,7 และ 5 เปอร์เซ็นต์ต่อปี (MWh/ปี)

กรณีก่อสร้างสถานีแยกจ่ายไฟ

อัตราการเติบโต ของโหลด (เปอร์เซ็นต์/ปี)	ปีที่														
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
10	9.88 (2547)	10.87 (2548)	11.96 (2549)	13.15 (2550)	14.47 (2551)	15.91 (2552)	17.50 (2553)	19.25 (2554)	21.18 (2555)	23.30 (2556)	25.63 (2557)	28.19 (2558)	31.01 (2559)	34.10 (2560)	37.49 (2561)
7	9.88	10.57	11.31	12.10	12.95	13.86	14.83	15.87	16.98	18.17	19.44	20.80	22.25	23.81	25.48
5	9.88	10.37	10.89	11.44	12.01	12.61	13.24	13.90	14.60	15.33	16.09	16.90	17.74	18.63	19.56

#### 4.5 มูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ

การพิจารณามูลค่าความเสียหายอันเนื่องมาจากไฟฟ้าดับ (ECOST) สามารถคิดจากสมการ 2.80 โดยมูลค่าความเสียหายอันเนื่องมาจากไฟฟ้าดับที่ศึกษาโดยสถาบันวิจัยพลังงานจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ในตารางภาคผนวก ก.4 พบว่าที่เวลา 30 นาที ความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของพื้นที่เขต กฟก.1 จะมีค่าเท่ากับ 40.324 บาท/kW<sub>avg</sub> ซึ่งสามารถคำนวณมูลค่าความเสียหายได้คือ

$$ECOST = (40.32) \times L_{avg} \times 0.037 \times I \times 10^3 \quad \text{บาท/ปี}$$

เมื่อ  $L_{avg}$  คือ โหลดเฉลี่ยที่ได้รับผลกระทบจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ

$I$  คือ ระยะทางสายส่งที่เกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ

ตัวอย่าง  $ECOST (L1) = 40.32 \times 61.50 \times 0.037 \times 38.4 \times 1,000$

แทนค่าตามสมการเพื่อคำนวณค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับเนื่องจากเกิดภาวะลัดวงจร รายละเอียดการคำนวณของกรณีจ่ายไฟสภาพปัจจุบัน(วงรอบเปิด) กรณีการจ่ายไฟแบบวงรอบปิด และกรณีมีการก่อสร้างสถานีแยกจ่ายไฟ กรณีอัตราการเติบโตของโหลดปีละ 10 เปอร์เซ็นต์ต่อปี เป็นไปตามตารางที่ 4.25 , 4.26 และ 4.27 ตามลำดับ

ค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับตามอัตราการเติบโตของโหลดตั้งแต่ปี 2547-2561 ของกรณีจ่ายไฟสภาพปัจจุบัน(วงรอบเปิด) กรณีการจ่ายไฟแบบวงรอบปิด และกรณีมีการก่อสร้างสถานีแยกจ่ายไฟ แยกตามอัตราการเติบโตของโหลดเป็นไปตามตารางที่ 4.28 และตารางภาคผนวกที่ ง.8 และ ง.9 ตามลำดับ

ตารางที่ 4.25 แสดงความสูญเสียเนื่องจากไฟฟ้าดับ ณ ปี 2547 สภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน

ตำแหน่ง เกิดเหตุลัดวงจร	ระยะทาง (กม.)	โหลดที่ได้รับ ผลกระทบ	ปริมาณโหลดที่ ได้รับผลกระทบ (MW <sub>avg</sub> )	ECOST (บาท/ปี)
L 1	38.4	A,B,C,D,E	61.50	3,568,140.43
L 2	7.6	B,C,D,E	29.23	335,655.37
L 3	14.0	B,C,D,E	29.23	618,312.52
L 4	0.2	C,D,E	13.69	4,137.31
L 5	0.5	C,D,E	13.69	10,343.28
L 6	0.2	C,D,E	13.69	4,137.31
L 7	0.2	C,D,E	13.69	4,137.31
L 8	0.7	F,G,H	37.30	39,444.07
L 9	31.0	F,G,H	37.30	1,746,809.02
L 10	9.0	F,G,H	37.30	507,138.10
L 11	24.0	F,G,H	37.30	1,352,368.27
L 12	63.7	H	7.98	768,004.56
L 13	1.9	F,G,H	37.30	107,062.49
L 14	13.2	F,G,H	37.30	743,802.55
รวม				9,809,492.61



ตารางที่ 4.26 แสดงความสูญเสียเนื่องจากไฟฟ้าดับ ณ ปี 2547 สภาพการจ่ายไฟแบบวงรอบปิด

ตำแหน่ง เกิดเหตุกักดวงจร	ระยะทาง (กม.)	โหนดที่ได้รับ ผลกระทบ	ปริมาณโหลดที่ ได้รับผลกระทบ (MW <sub>avg</sub> )	ECOST (บาท/ปี)
L 1	38.4	-	0.00	-
L 4	0.2	C,D,E	13.69	4,137.31
L 5	0.5	C,D,E	13.69	10,343.28
L 6	0.2	C,D,E	13.69	4,137.31
L 7	0.2	C,D,E	13.69	4,137.31
L 8	0.7	-	0.00	-
L 11	24.0	-	0.00	-
L 12	63.7	H	7.98	768,004.56
L 13	1.9	F	13.78	39,545.60
L 14	13.2	-	0.00	-
L 15	21.6	-	0.00	-
L 16	40.0	-	0.00	-
L 17	41.0	-	0.00	-
รวม				830,305.39

ตารางที่ 4.27 แสดงความสูญเสียเนื่องจากไฟฟ้าดับ ณ ปี 2547 กรณีก่อสร้างสถานีแยกจ่ายไฟ  
(วงรอบปิดแบบสมบูรณ์)

ตำแหน่ง เกิดเหตุขัดข้อง	ระยะทาง (กม.)	โหนดที่ได้รับ ผลกระทบ	ปริมาณโหนดที่ ได้รับผลกระทบ (MW <sub>avg</sub> )	ECOST (บาท/ปี)
L 1	38.4	-	0.00	-
L 4	0.2	C,D,E	13.69	4,137.31
L 5	0.5	C,D,E	13.69	10,343.28
L 6	0.2	C,D,E	13.69	4,137.31
L 7	0.2	C,D,E	13.69	4,137.31
L 8	0.7	-	0.00	-
L 12	63.7	H	7.98	768,004.56
L 14	13.2	-	0.00	-
L 15	21.6	-	0.00	-
L 17	41.0	-	0.00	-
L 18	41.9	-	0.00	-
L 19	25.9	-	0.00	-
รวม				790,759.78

ตารางที่ 4.28 แสดงค่าความสูญเสียเนื่องจากไฟฟ้าดับอัตราการเติบโตของโหลด  
10 เปอร์เซ็นต์ต่อปี (บาท/ปี) ปี พ.ศ. 2547 - 2561

ปีที่	วงรอบเปิด	วงรอบปิด	สถานีแยกจ่ายไฟ
1	9,809,492.61	830,305.39	790,759.78
2	10,790,441.87	913,335.92	869,835.76
3	11,869,486.06	1,004,669.52	956,819.34
4	13,056,434.66	1,105,136.47	1,052,501.27
5	14,362,078.13	1,215,650.11	1,157,751.40
6	15,798,285.94	1,337,215.13	1,273,526.54
7	17,378,114.53	1,470,936.64	1,400,879.19
8	19,115,925.99	1,618,030.30	1,540,967.11
9	21,027,518.59	1,779,833.33	1,695,063.82
10	23,130,270.44	1,957,816.67	1,864,570.20
11	25,443,297.49	2,153,598.33	2,051,027.22
12	27,987,627.24	2,368,958.17	2,256,129.94
13	30,786,389.96	2,605,853.98	7,818,517.87
14	33,865,028.96	8,463,847.51	8,600,369.66
15	37,251,531.85	9,310,232.26	9,460,406.62

## บทที่ 5

### การศึกษาความเป็นไปได้ทางเศรษฐกิจ

ภายหลังจากโครงการปรับปรุงระบบสายส่งไฟฟ้ากำลังผ่านการวิเคราะห์ทางด้านวิศวกรรมแล้วส่วนต่อไปของการวิเคราะห์ในวิทยานิพนธ์นี้คือการวิเคราะห์ความเหมาะสมทางด้านเศรษฐศาสตร์โดยใช้วิธีการวิเคราะห์ต้นทุนและผลประโยชน์ (Benefit-Cost Analysis) ซึ่งหลักเกณฑ์ที่ใช้ประเมินความเหมาะสมทางเศรษฐกิจคือ อัตราส่วนต้นทุนต่อผลประโยชน์ (Benefit-Cost Ratio : BCR) มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value : NPV) และ อัตราผลตอบแทนภายในทางเศรษฐกิจ (Economic Rate of Return : EIRR) ในการวิเคราะห์นี้จะใช้ราคาตลาดตีมูลค่าทรัพยากรและผลผลิต (พลังงานไฟฟ้า) มูลค่าที่ได้จะเป็นมูลค่าทางการเงินจากนั้นจึงแปลงมูลค่าทางการเงินเป็นมูลค่าทางเศรษฐกิจแล้วจึงสร้างตารางกระแสเงินสด (Economic Cash Flow) ตลอดอายุทางเศรษฐกิจของโครงการคือ 15 ปี เนื่องจากต้นทุนและผลประโยชน์ทางเศรษฐกิจของโครงการเกิดขึ้นต่างเวลาดังนั้น การวิเคราะห์จึงต้องทอนค่าของเงินอนาคตให้เป็นเงินปัจจุบัน (Present Value) ในการศึกษานี้ใช้อัตราดอกเบี้ยเงินกู้ที่ธนาคารให้กับลูกค้าชั้นดี (MLR) เป็นอัตราทอนค่าหรืออัตราคิดลดทางสังคม จากนั้นจึงคำนวณค่า NPV , BCR , EIRR รวมทั้งทดสอบความอ่อนไหวหรือความไวของโครงการ โดยกำหนดให้ MLR ซึ่งเป็นอัตราคิดลดหรืออัตราค่าเสียโอกาสของเงินลงทุนเพิ่มจากกรณีฐาน (5.6 %) เป็น 8 และ 12 % และถ้าต้นทุนเพิ่มจากกรณีฐานเป็น 5 % และ 10 % นอกจากนี้ยังทำการทดสอบความไวอีกประเภทหนึ่ง คือ Switching Value เพื่อให้ทราบว่าต้นทุนจะเพิ่มขึ้นสูงสุดร้อยละเท่าไร และผลประโยชน์จะลดลงร้อยละเท่าไร โครงการจะยังคงมีความเป็นไปได้ในระดับต่ำสุด ( $NPV = 0$  และ  $BCR = 1$  และ  $EIRR = MLR$ ) สำหรับกระบวนการวิเคราะห์และผลการวิเคราะห์มีดังนี้

#### 5.1 การวิเคราะห์ต้นทุน

ในการปรับปรุงระบบสายส่งไฟฟ้ากำลังแรงดัน 115 kV ของพื้นที่ศึกษา โดยการก่อสร้างสายส่งไฟฟ้ากำลังให้เป็นแบบวงรอบปิด แบ่งออกเป็นช่วงบริเวณสี่แยกกบินทร์บุรี-สถานีไฟฟ้ากบินทร์บุรี ระยะทางประมาณ 13.2 กม. และช่วงแยกสถานีไฟฟ้ากบินทร์บุรี-สถานีไฟฟ้า

สระแก้ว ระยะทางประมาณ 27.8 กม.พร้อมทั้งปรับปรุงระบบป้องกันทางไฟฟ้า (Protection System) ที่เหมาะสม ระบบสื่อสาร ฯลฯ โดยแบ่งต้นทุนออกเป็น 2 ประเภท คือ

5.1.1 ค่าใช้จ่ายในการลงทุนเริ่มแรก (Initial Cost) ตามตารางในภาคผนวกที่ ข.2 และ ค.4 เป็นค่าใช้จ่ายในการเริ่มต้นในการปรับปรุงระบบสายส่งกำลังไฟฟ้า ซึ่งประกอบไปด้วยต้นทุนสำหรับการปรับปรุงจากสภาพการจ่ายไฟปัจจุบันเป็นการจ่ายไฟแบบวงรอบปิด และต้นทุนเริ่มแรกสำหรับการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยทางด้านการเงินและเศรษฐศาสตร์โดยใช้ค่า ตามตารางที่ 5.1 และ 5.2 ตามลำดับ

5.1.2 ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการและบำรุงรักษา (Operating and Maintenance Cost) สำหรับงานด้านการวางแผนเพื่อปรับปรุงระบบสายส่งกำลังไฟฟ้า กฟภ. จะคิดมูลค่าบำรุงรักษาระบบสายส่งกำลังไฟฟ้าต่อปีประมาณ 1.5 % ของมูลค่าการก่อสร้างโครงการทั้งหมด (คู่มือการวางแผนระบบไฟฟ้า การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค , 2547) ดังนั้นจากตารางที่ 5.1 และ 5.2 พบว่ามูลค่าการดำเนินการและบำรุงรักษาต่อปีทางเศรษฐกิจของกรณีจ่ายไฟแบบวงรอบปิดจะมีมูลค่าเท่ากับ 1,601,330.32 บาทต่อปี และมูลค่าการดำเนินการและบำรุงรักษาต่อปีของกรณีก่อสร้างสถานีแยกจ่ายไฟทางการเงินมีมูลค่าเท่ากับ 2,024,735.18 บาทต่อปี

ตารางที่ 5.1 แสดงค่าใช้จ่ายเริ่มต้นสำหรับปรับปรุงให้เป็นการจ่ายไฟแบบวงรอบปิด

ลำดับที่	รายละเอียด	มูลค่าทางการเงิน (บาท)	มูลค่าทางเศรษฐกิจ (บาท)
1	งานก่อสร้างสายส่งช่วง สี่แยกกบินทร์บุรี-สถานีไฟฟ้ากบินทร์บุรี ระยะทาง 13.2 กม.	20,597,728.80	15,181,537.46
2	งานก่อสร้างสายส่งช่วง สี่แยกกบินทร์บุรี-สถานีไฟฟ้าสระแก้ว ระยะทาง 27.8 กม.	43,380,065.20	31,973,237.98
3	งานก่อสร้างสวิตช์เกียร์ 2 ชุด - สถานีไฟฟ้ากบินทร์บุรี 1 ชุด - สถานีไฟฟ้าสระแก้ว 1 ชุด	16,881,767.89	16,307,567.48
4	งานก่อสร้างระบบสื่อสารบริเวณวงรอบปิดระยะทางประมาณ 245.6 กม.	54,032,000.00	42,739,312.00
5	อุปกรณ์ป้องกัน จำนวน 2 ชุด	700,000.00	553,700.00
	รวม	135,591,561.89	106,755,354.91

หมายเหตุ : รายการที่ 4 และ 5 ใช้ตัวประกอบแปลงค่าเท่ากับ 0.791 (SCF)

ตารางที่ 5.2 แสดงค่าใช้จ่ายเริ่มต้นสำหรับปรับปรุงให้เป็นการจ่ายไฟแบบสถานีแยกจ่ายไฟ

ลำดับที่	รายละเอียด	มูลค่าทางการเงิน (บาท)	มูลค่าทางเศรษฐกิจ (บาท)
1	งานก่อสร้างสายส่งช่วง สีแยกกบินทร์บุรี- สถานีไฟฟ้ากบินทร์บุรี ระยะทาง 13.2 กม.	20,597,728.80	15,181,537.46
2	งานก่อสร้างสายส่งช่วง สีแยกกบินทร์บุรี- สถานีไฟฟ้าสระแก้ว ระยะทาง 27.8 กม.	43,380,065.20	31,973,237.98
3	งานก่อสร้างสายส่งช่วง ทางแยกเข้า บริษัท ไทยเคนเปเปอร์ จำกัด - บริษัท ไทยเคนเปเปอร์ จำกัด ระยะทาง 1.9 กม.	2,964,824.60	2,185,221.30
4	งานก่อสร้างสวิตช์เกียร์ 5 ชุด - สถานีไฟฟ้ากบินทร์บุรี 1 ชุด - สถานีไฟฟ้าสระแก้ว 1 ชุด - สถานีแยกจ่ายไฟ (บ.ไทยเคนเป- เปอร์ จำกัด) 3 ชุด	42,204,419.72	40,768,918.70
5	งานก่อสร้างระบบสื่อสารบริเวณวงรอบปิด ระยะทางประมาณ 247.5 กม.	54,450,000.00	43,069,950.00
6	อุปกรณ์ต่อเชื่อมระบบสื่อสาร (Fiber Optic Modem) จำนวน 1 ชุด	80,000.00	63,280.00
7	อุปกรณ์ป้องกัน จำนวน 5 ชุด	2,200,000.00	1,740,200.00
	รวม	165,877,038.32	134,982,345.44

หมายเหตุ : รายการที่ 5 , 6 และ 7 ใช้ตัวประกอบแปลงค่าเท่ากับ 0.791 (SCF)

## 5.2 การวิเคราะห์ผลประโยชน์

ผลประโยชน์ที่ได้รับจากการปรับปรุงระบบสายส่งกำลังไฟฟ้าให้เป็นแบบวงรอบปิด และกรณีก่อสร้างสถานีแยกจ่ายไฟ สามารถจำแนกออกได้เป็น 3 ประเภท คือ

5.2.1 ผลประโยชน์ที่ได้รับจากการความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับที่ลดลง (ECOST) ที่ส่งผลกระทบต่อระบบเศรษฐกิจของผู้ใช้ไฟ ผลประโยชน์ที่ได้รับนี้เป็นค่าผลต่างระหว่างมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับที่ลดลงต่อปีเมื่อเปรียบเทียบกับระหว่างกรณีจ่ายไฟสถานะปัจจุบันกับกรณีจ่ายไฟแบบวงรอบปิด และกรณีก่อสร้างสถานีแยกจ่ายไฟ ตามสมการที่ 2.80 และผลการประมาณการในหัวข้อที่ 4.5 ตามอัตราการเติบโตของโหลด 10 , 7 และ 5 % เป็นไปตามตารางที่ 5.3 และตารางผนวกที่ ง.10 และ ง.11 ตามลำดับ

$$ECOST = \sum_{j=1}^N C(r_j) L_{av} \lambda_j$$

ตารางที่ 5.3 แสดงมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับอัตราการเติบโตของโหลด 10 เปอร์เซ็นต์ต่อปี

ปีที่	ความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (บาท)			ผลประโยชน์ทางการเงิน(บาท)		ผลประโยชน์ทางเศรษฐกิจ(บาท)	
	Open	Loop	Terminal	Loop	Terminal	Loop	Terminal
1	9,809,493	830,305	790,760	8,979,187	9,018,733	7,102,537	7,133,818
2	10,790,442	913,336	869,836	9,877,106	9,920,606	7,812,791	7,847,199
3	11,869,486	1,004,670	956,819	10,864,817	10,912,667	8,594,070	8,631,919
4	13,056,435	1,105,136	1,052,501	11,951,298	12,003,933	9,453,477	9,495,111
5	14,362,078	1,215,650	1,157,751	13,146,428	13,204,327	10,398,825	10,444,622
6	15,798,286	1,337,215	1,273,527	14,461,071	14,524,759	11,438,707	11,489,085
7	17,378,115	1,470,937	1,400,879	15,907,178	15,977,235	12,582,578	12,637,993
8	19,115,926	1,618,030	1,540,967	17,497,896	17,574,959	13,840,835	13,901,792
9	21,027,519	1,779,833	1,695,064	19,247,685	19,332,455	15,224,919	15,291,972
10	23,130,270	1,957,817	1,864,570	21,172,454	21,265,700	16,747,411	16,821,169
11	25,443,297	2,153,598	2,051,027	23,289,699	23,392,270	18,422,152	18,503,286
12	27,987,627	2,368,958	2,256,130	25,618,669	25,731,497	20,264,367	20,353,614
13	30,786,390	2,605,854	2,481,518	28,180,536	28,296,872	22,290,804	22,367,587
14	33,865,029	2,863,848	2,720,370	31,041,181	31,264,659	24,492,335	24,584,346
15	37,251,532	3,140,232	2,980,407	34,111,300	34,391,125	26,910,568	27,082,780

5.2.2 ผลประโยชน์ที่ได้รับจากการลดลงของพลังงานไฟฟ้าที่ไม่ได้รับการจ่ายไฟ (ENS) ผลประโยชน์ที่ได้รับนี้เป็นค่าผลต่างระหว่างพลังงานไฟฟ้าที่ไม่ได้รับการจ่ายไฟที่ลดลงต่อปีเมื่อเปรียบเทียบกับระหว่างกรณีจ่ายไฟสภาวะปัจจุบันกับกรณีจ่ายไฟแบบวงรอบปิด และ กรณีก่อสร้างสถานีแยกจ่ายไฟ ซึ่งเป็นผลประโยชน์ที่เกิดขึ้นกับ กฟภ. เอง โดยคิดจากส่วนต่างของราคา ซื้อกับราคาขายต่อหน่วยใช้ไฟเฉลี่ย (kWh) (Different of Energy Cost) ซึ่งปัจจุบันส่วนต่างระหว่างมูลค่ารับซื้อ (ราคาขายเฉลี่ยของ บมจ.กฟผ.) และราคาขายเฉลี่ย ของ กฟภ. ณ เดือนกรกฎาคม พ.ศ. 2548 มีค่าเท่ากับ 0.5945 บาท/kWh (2.6111-2.0166) ตามสมการที่ 2.81 ผลการประมาณการที่อัตราการเติบโตของโหลดที่ 10,7 และ 5 % ในหัวข้อที่ 4.4 ตามตารางที่ 5.4 และตารางผนวกที่ ง.12 และ ง.13 ตามลำดับ



ตารางที่ 5.4 แสดงมูลค่าพลังงานที่ไม่ได้รับการจ่ายไฟต่อรายการเคบ โดยของโหลด 10 เปอร์เซนต์ต่อปี

ปีที่	พลังงานที่ไม่ได้รับการจ่ายไฟ (kW)		ผลต่างของพลังงาน (kW)		ผลประโยชน์ทางการเงิน(บาท)		ผลประโยชน์ทางเศรษฐกิจ (บาท)		
	Open	Loop	Terminal	Loop	Terminal	Loop	Terminal	Loop	Terminal
1	121,653.67	30,473.42	9,880.77	91,180.25	111,772.90	54,207	66,449	42,877	52,561
2	133,819.03	33,520.76	10,868.85	100,298.27	122,950.18	59,627	73,094	47,165	57,817
3	147,200.94	36,872.84	11,955.73	110,328.10	135,245.20	65,590	80,403	51,882	63,599
4	161,921.03	40,560.12	13,151.31	121,360.91	148,769.72	72,149	88,444	57,070	69,959
5	178,113.13	44,616.13	14,466.44	133,497.00	163,646.70	79,364	97,288	62,777	76,955
6	195,924.45	49,077.75	15,913.08	146,846.70	180,011.37	87,300	107,017	69,055	84,650
7	215,516.89	53,985.52	17,504.39	161,531.37	198,012.50	96,030	117,718	75,960	93,115
8	237,068.58	59,384.08	19,254.83	177,684.50	217,813.75	105,633	129,490	83,556	102,427
9	260,775.44	65,322.48	21,180.31	195,452.95	239,595.13	116,197	142,439	91,912	112,669
10	286,852.98	71,854.73	23,298.34	214,998.25	263,554.64	127,816	156,683	101,103	123,936
11	315,538.28	79,040.20	25,628.17	236,498.07	289,910.10	140,598	172,352	111,213	136,330
12	347,092.11	86,944.22	28,190.99	260,147.88	318,901.11	154,658	189,587	122,334	149,963
13	380,882.42	95,637.67	31,009.10	285,244.76	349,873.32	169,578	208,000	134,136	164,528
14	402,218.87	105,188.17	34,096.65	297,030.70	368,122.23	176,585	218,849	139,679	173,109
15	422,148.23	115,691.65	37,490.85	306,456.58	384,657.37	182,188	228,679	144,111	180,885

5.2.3 ผลประโยชน์ที่ได้รับจากการลดความสูญเสีย ผลประโยชน์ที่ได้รับนี้เป็นค่าผลต่างระหว่างค่าความสูญเสียทางไฟฟ้าที่ได้จากการวิเคราะห์ทางวิศวกรรมที่ลดลงต่อปีเมื่อเปรียบเทียบระหว่างกรณีจ่ายไฟสภาวะปัจจุบันกับกรณีจ่ายไฟแบบวงรอบปิด และกรณีก่อสร้างสถานีแยกจ่ายไฟ ซึ่งจะนำมาคิดเป็นหน่วยทางไฟฟ้าที่สามารถนำมาจำหน่ายได้โดยคิดเป็นราคาต่อหน่วยใช้ไฟ ซึ่งมีค่าเท่ากับ 2.6111 บาท/kWh โดยคิดเป็นหน่วยต่อปี (1 ปีมีจำนวน 8,760 ชั่วโมง)

ตารางที่ 5.5 ตารางมูลค่าความสูญเสียทางไฟฟ้าอัตราการเติบโตของโหลด 10 เปอร์เซ็นต์ต่อปี

ปีที่	ความสูญเสีย (kW)			ผลประโยชน์ทางการเงิน (บาท)		ผลประโยชน์ทางเศรษฐกิจ (บาท)	
	Open	Loop	Terminal	Loop	Terminal	Loop	Terminal
1	866	531	432	7,662,534	9,926,984	6,061,064	7,852,245
2	1052	640	540	9,423,773	11,711,097	7,454,205	9,263,478
3	1267	750	650	11,825,463	14,112,787	9,353,941	11,163,214
4	1533	890	716	14,707,491	18,687,434	11,633,625	14,781,760
5	1854	1060	828	18,161,349	23,467,940	14,365,627	18,563,141
6	2170	1260	980	20,814,645	27,219,151	16,464,384	21,530,348
7	2647	1480	1165	26,693,066	33,898,136	21,114,216	26,813,425
8	3239	1780	1398	33,372,051	42,109,627	26,397,293	33,308,715
9	3647	2180	1699	33,555,037	44,557,064	26,542,034	35,244,637
10	4573	2620	2042	44,671,430	57,892,160	35,335,101	45,792,699
11	5538	3170	2494	54,163,823	69,626,130	42,843,584	55,074,269
12	6866	3870	3002	68,528,215	88,382,184	54,205,818	69,910,307
13	8375	4610	3629	86,117,734	108,556,378	68,119,127	85,868,095
14	9171	5120	3991	92,659,479	118,483,362	73,293,648	93,720,340
15	9971	5560	4364	100,893,844	128,250,234	79,807,031	101,445,935

หมายเหตุ : ผลประโยชน์ทางการเงินในปีที่ 1 เท่ากับ  $(866-531) \times 8,760 \times 2.6111$

### 5.3 การจัดทำข้อมูลตารางกระแสเงินสดทางเศรษฐกิจ (Economic Cash Flow)

หลังจากที่ศึกษาต้นทุนและผลประโยชน์ทางเศรษฐกิจแล้ว ลำดับต่อไปของวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้นำข้อมูลดังกล่าวมาลงในตารางกระแสเงินสดตลอดอายุโครงการคือ 15 ปี ที่อัตราการเติบโตของโหลดที่ 10 เปอร์เซ็นต์ต่อปี ของสองทางเลือก (Based Case) มีดังนี้ การจ่ายไฟแบบวงรอบปิดและการก่อสร้างสถานีแยกจ่ายไฟ (การจ่ายไฟแบบวงรอบปิดแบบสมบูรณ์) อัตราคิดลดทางสังคมที่ใช้เท่ากับ 5.60 % ซึ่งเป็นอัตราดอกเบี้ยแท้จริง (Real Interest Rate)

ทางเลือกที่ 1 กรณีจ่ายไฟแบบวงรอบปิดมีอัตราการเติบโตของโหลด 10 เปอร์เซ็นต์ต่อปี เมื่อนำไปสร้างเป็นตารางกระแสเงินสดทางเศรษฐกิจจะปรากฏดังตารางที่ 5.6 จากการวิเคราะห์พบว่าอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุนมีค่า 3.49 ซึ่งมีค่ามากกว่า 1 ที่อัตราคิดลดทางสังคม 5.60 % พบว่ามูลค่าปัจจุบันสุทธิมีค่าเท่ากับ 291,346,918.04 บาท มีค่ามากกว่า 0 และอัตราผลตอบแทนภายในของโครงการเท่ากับ 27.54 % ซึ่งมีค่าสูงกว่าอัตราคิดลดทางสังคมแสดงว่าที่อัตราการเจริญเติบโตของโหลด 10 เปอร์เซ็นต์ต่อปี ถ้ามีการก่อสร้างระบบการจ่ายไฟแบบวงรอบปิดแล้วจะให้ผลคุ้มค่าต่อการลงทุน ตามตารางที่ 5.8

ทางเลือกที่ 2 กรณีก่อสร้างสถานีแยกจ่ายไฟ (การจ่ายไฟแบบวงรอบปิดแบบสมบูรณ์) ที่อัตราการเติบโตของโหลด 10 เปอร์เซ็นต์ต่อปี เมื่อนำไปสร้างตารางกระแสเงินสดทางเศรษฐกิจจะปรากฏดังตารางที่ 5.7 จากการวิเคราะห์พบว่าอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุนมีค่า 3.27 ซึ่งมีค่ามากกว่า 1 ที่อัตราคิดลดทางสังคม 5.60 % พบว่ามูลค่าปัจจุบันสุทธิมีค่าเท่ากับ 335,594,502.48 บาท มีค่ามากกว่า 0 และอัตราผลตอบแทนภายในของโครงการเท่ากับ 25.57 % มีค่าสูงกว่าอัตราคิดลดทางสังคมหรืออัตราค่าเสียโอกาสของเงินลงทุนแสดงว่าที่อัตราการเจริญเติบโตของโหลดที่ 10 เปอร์เซ็นต์ต่อปี ถ้ามีการก่อสร้างสถานีแยกจ่ายไฟแล้วจะให้ผลคุ้มค่าต่อการลงทุนตามตารางที่ 5.8

จากผลการวิเคราะห์กรณีฐานนี้ ทั้งสองทางเลือกคือกรณีก่อสร้างระบบการจ่ายไฟแบบวงรอบปิดและกรณีก่อสร้างสถานีแยกจ่ายไฟ ให้ผลคุ้มค่าต่อการลงทุน แต่เมื่อเปรียบเทียบทางเลือกของทั้งสองกรณีพบว่า การก่อสร้างสถานีแยกจ่ายไฟให้ผลประโยชน์สุทธิทางเศรษฐกิจคิดเป็นมูลค่าปัจจุบันสูงกว่ากรณีก่อสร้างระบบการจ่ายไฟแบบวงรอบปิดเป็นเงิน 44,247,584.44 บาท

ตารางที่ 5.6 แสดงตารางกระแสเงินสดกรณีจ่ายไฟแบบวงรอบปีต่อรายการเติบโตของโหลด 10 เปอร์เซ็นต์ต่อปี (อัตราคิดลดที่ 5.60%)

ปีที่	ต้นทุน			ผลประโยชน์					อัตรา คิดลด	PV Cost (บาท)	PV Benefit (บาท)	NPV (บาท)
	ค่าลงทุน เริ่มต้น (บาท)	ค่าบำรุงรักษา ต่อปี (บาท)	รวม (บาท)	ECOST (บาท)	ENS (บาท)	Loss (บาท)	รวม (บาท)					
1	106,755,355	1,601,330	108,356,685	7,102,537	42,877	6,061,064	13,206,479	0.947	102,610,497	12,506,135	- 90,104,362	
2	-	1,601,330	1,601,330	7,812,791	47,165	7,454,205	15,314,161	0.897	1,435,996	13,732,998	12,297,003	
3	-	1,601,330	1,601,330	8,594,070	51,882	9,353,941	17,999,893	0.849	1,359,844	15,285,448	13,925,604	
4	-	1,601,330	1,601,330	9,453,477	57,070	11,633,625	21,144,172	0.804	1,287,731	17,003,370	15,715,639	
5	-	1,601,330	1,601,330	10,398,825	62,777	14,365,627	24,827,229	0.762	1,219,443	18,906,392	17,686,949	
6	-	1,601,330	1,601,330	11,438,707	69,055	16,464,384	27,972,146	0.721	1,154,775	20,171,689	19,016,914	
7	-	1,601,330	1,601,330	12,582,578	75,960	21,114,216	33,772,753	0.683	1,093,537	23,063,172	21,969,635	
8	-	1,601,330	1,601,330	13,840,835	83,556	26,397,293	40,321,684	0.647	1,035,546	26,075,180	25,039,634	
9	-	1,601,330	1,601,330	15,224,919	91,912	26,542,034	41,858,865	0.612	980,631	25,633,752	24,653,121	
10	-	1,601,330	1,601,330	16,747,411	101,103	35,335,101	52,183,615	0.580	928,628	30,261,815	29,333,187	
11	-	1,601,330	1,601,330	18,422,152	111,213	42,843,584	61,376,949	0.549	879,383	33,705,610	32,826,228	
12	-	1,601,330	1,601,330	20,264,367	122,334	54,205,818	74,592,520	0.520	832,749	38,790,757	37,958,009	
13	-	1,601,330	1,601,330	22,290,804	134,136	68,119,127	90,544,067	0.492	788,588	44,589,137	43,800,549	
14	-	1,601,330	1,601,330	20,092,335	139,679	73,293,648	93,525,661	0.466	746,769	43,615,005	42,868,237	
15	-	1,601,330	1,601,330	22,101,568	144,111	79,807,031	102,052,710	0.442	707,167	45,067,739	44,360,571	
				รวม			รวม		117,061,283	408,408,201	291,346,918	

ตารางที่ 5.7 แสดงตารางกระแสเงินสดกรณีก่อสร้างสถานีแยกจ่ายไฟฟ้าโครงการเคบีโดยของโกลด์ 10 เปรอร์เซ็นต์ต่อปี (อัตราคิดลดที่ 5.60 %)

ปีที่	ต้นทุน			ผลประโยชน์					อัตรา คิดลด	PV Cost (บาท)	PV Benefit (บาท)	NPV (บาท)
	ค่าลงทุน เริ่มต้น (บาท)	ค่าบำรุงรักษา ต่อปี (บาท)	รวม (บาท)	ECOST (บาท)	ENS (บาท)	Loss (บาท)	รวม (บาท)					
1	134,982,345	2,024,735	137,007,081	7,133,818	52,561	7,852,245	15,038,623	0.947	129,741,554	14,241,121	-115,500,433	
2	-	2,024,735	2,024,735	7,847,199	57,817	9,263,478	17,168,494	0.897	1,815,685	15,395,875	13,580,190	
3	-	2,024,735	2,024,735	8,631,919	63,599	11,163,214	19,858,733	0.849	1,719,398	16,863,968	15,144,570	
4	-	2,024,735	2,024,735	9,495,111	69,959	14,781,760	24,346,830	0.804	1,628,218	19,578,831	17,950,613	
5	-	2,024,735	2,024,735	10,444,622	76,955	18,563,141	29,084,718	0.762	1,541,873	22,148,548	20,606,675	
6	-	2,024,735	2,024,735	11,489,085	84,650	21,530,348	33,104,083	0.721	1,460,107	23,872,508	22,412,401	
7	-	2,024,735	2,024,735	12,637,993	93,115	26,813,425	39,544,534	0.683	1,382,677	27,004,680	25,622,003	
8	-	2,024,735	2,024,735	13,901,792	102,427	33,308,715	47,312,935	0.647	1,309,353	30,596,274	29,286,921	
9	-	2,024,735	2,024,735	15,291,972	112,669	35,244,637	50,649,279	0.612	1,239,918	31,016,872	29,776,954	
10	-	2,024,735	2,024,735	16,821,169	123,936	45,792,699	62,737,804	0.580	1,174,165	36,382,298	35,208,134	
11	-	2,024,735	2,024,735	18,503,286	136,330	55,074,269	73,713,885	0.549	1,111,898	40,480,531	39,368,633	
12	-	2,024,735	2,024,735	20,353,614	149,963	69,910,307	90,413,885	0.520	1,052,934	47,018,429	45,965,495	
13	-	2,024,735	2,024,735	18,167,587	164,528	85,868,095	104,200,210	0.492	997,097	51,314,211	50,317,114	
14	-	2,024,735	2,024,735	19,984,346	173,109	93,720,340	113,877,795	0.466	944,220	53,106,074	52,161,853	
15	-	2,024,735	2,024,735	21,982,780	180,885	101,445,935	123,609,600	0.442	894,148	54,587,528	53,693,380	
				รวม					148,013,246	483,607,748	335,594,502	

ตารางที่ 5.8 ผลการวิเคราะห์กรณีฐาน (Based Case) ที่อัตราการเจริญเติบโตของโลก  
10 เปอร์เซ็นต์ต่อปี และอัตราคิดลดทางสังคม 5.60 เปอร์เซ็นต์

กรณี	เกณฑ์การประเมิน		
	NPV (บาท)	BCR	EIRR (%)
วงรอบปิด (ทางเลือกที่ 1)	291,346,918	3.49	27.54
ก่อสร้างสถานีแยกจ่ายไฟ (ทางเลือกที่ 2)	335,594,502	3.27	25.57

#### 5.4 การทดสอบความไว (Sensitivity Analysis)

เมื่อผลการวิเคราะห์กรณีฐานของทั้งสองทางเลือกพบว่าการลงทุนทั้งสองทางเลือกมีความเป็นไปได้ แต่ในอนาคตปัจจัยต่างๆ อาจเปลี่ยนแปลงไป ปัจจัยเหล่านี้ได้แก่ อัตราคิดลดทางสังคม การเจริญเติบโตของโลก และต้นทุนของโครงการ การเปลี่ยนแปลงของปัจจัยต่างๆ เหล่านี้ อาจทำให้โครงการขาดความเหมาะสมได้ ดังนั้นในการศึกษานี้จึงต้องทดสอบความไวในสองกรณีคือ

กรณีที่ 1 กำหนดให้อัตราการเจริญเติบโตของโลกลดลงจาก 10 % เป็น 7 และ 5 % ตามลำดับ และต้นทุนเพิ่มขึ้นเป็น 5 และ 10 % โดยที่อัตราคิดลดทางสังคมหรืออัตราค่าเสียโอกาสของเงินลงทุนคงที่ หรือไม่เปลี่ยนแปลงไปจากกรณีฐาน

กรณีที่ 2 กำหนดให้อัตราการเจริญเติบโตของโลกลดลงจาก 10 % เป็น 7 และ 5 % ตามลำดับ และอัตราคิดลดทางสังคมเพิ่มจาก 5.6% เป็น 8 และ 12% ตามลำดับ

ผลจากการทดสอบความอ่อนไหวของกรณีที่ 1 ยืนยันได้ว่าแม้อัตราการเจริญเติบโตของโลกลดลงจาก 10% เป็น 7 และ 5 % พร้อมกับต้นทุนเพิ่มขึ้นเป็น 5 และ 10% รวมทั้งเปอร์เซ็นต์การเพิ่มขึ้นของต้นทุนและผลประโยชน์ ของการลงทุนสร้างระบบสายส่งไฟฟ้าวงรอบปิด และการลงทุนก่อสร้างสถานีแยกจ่ายไฟยังคงมีความเป็นไปได้ทางเศรษฐกิจ

ผลจากการทดสอบความอ่อนไหวของกรณีที่ 2 ยืนยันได้ว่าแม้อัตราการเจริญเติบโตของโลกลดลงจาก 10% เป็น 7 และ 5 % พร้อมกับอัตราคิดลดทางสังคมเพิ่มขึ้นจากกรณีฐานเป็น 8 และ 12% รวมทั้งเปอร์เซ็นต์การเพิ่มขึ้นของต้นทุนและผลประโยชน์ ของการลงทุนสร้างระบบสายส่งไฟฟ้าวงรอบปิด และการลงทุนก่อสร้างสถานีแยกจ่ายไฟยังคงมีความเป็นไปได้ทางเศรษฐกิจ

ตารางที่ 5.9 ตารางแสดงเกณฑ์ประเมินโครงการกรณีราคาต้นทุนปรับตัวเพิ่มขึ้น  
ณ อัตราดอกเบี้ย 5.6 % (กรณีฐาน)

	การเพิ่มขึ้น ของต้นทุน(%)	Load Growth Rate (%)	NPV (บาท)	EIRR (%)	BCR	SVB (%)	SVC (%)
วงรอบปิด (Loop)	5	10	285,493,854	26.37	3.32	69.90	232.27
		7	160,216,875	20.56	2.30	56.59	130.35
		5	91,445,281	16.02	1.74	42.66	74.40
	10	10	279,640,790	25.26	3.17	68.47	217.17
		7	154,363,811	19.52	2.20	54.52	119.88
		5	85,592,217	15.01	1.66	39.93	66.47
สถานีแยก จ่ายไฟ (Terminal)	5	10	328,193,840	24.49	3.11	67.86	211.17
		7	173,509,957	18.56	2.12	52.75	111.64
		5	98,052,765	14.43	1.63	38.68	63.09
	10	10	320,793,178	23.48	2.97	66.33	197.03
		7	166,109,295	17.59	2.02	50.50	102.02
		5	90,652,103	13.49	1.56	35.76	55.68

### 5.5 การปรับการลงทุนให้เท่ากันระหว่างสองทางเลือก

จากการวิเคราะห์ทางเลือกที่ผ่านมาจะพบว่าต้นทุนในการปรับปรุงสำหรับทางเลือกที่ 1 และทางเลือกที่ 2 จะมีมูลค่าการลงทุนที่แตกต่างกัน ดังนั้นหากพิจารณาแล้วพบว่าผลการวิเคราะห์ที่ได้ อาจยังไม่สามารถสรุปเป็นหลักเกณฑ์ที่แน่ชัดได้ สำหรับวิทยานิพนธ์นี้ได้ทำการศึกษาเพิ่มเติมเพื่อเปรียบเทียบให้เห็นอย่างชัดเจน ทั้งนี้จะปรับมูลค่าการลงทุนในทางเลือกที่ 1 ให้เท่ากับทางเลือกที่ 2 โดยอาศัยการนำผลต่างจากการลงทุนเริ่มต้นและมูลค่าผลต่างของการบำรุงรักษาในแต่ละปีมารวมกันและนำไปลงทุนหาผลตอบแทนในพันธบัตรรัฐบาลโดยใช้อัตราดอกเบี้ยพันธบัตรรัฐบาลเฉลี่ยมีค่าเท่ากับ 5.25 % โดยที่ผลประโยชน์ตอบแทนในส่วนอื่นมีค่าเท่าเดิมผลการศึกษาเป็นไปตามตารางที่ 5.11 และพบว่าอัตราผลตอบแทนสุทธิของการปรับเพิ่มต้นทุนให้เท่ากันมีค่าสูงกว่าอัตราผลตอบแทนสุทธิของทางเลือกที่ 1 แต่อย่างน้อยกว่าทางเลือกที่ 2 จึงสรุปได้ว่าทางเลือกที่สองเป็นทางเลือกที่ดีที่สุด

ตารางที่ 5.10 แสดงค่าความอ่อนไหวของโครงการปรับปรุงระบบสายส่งกำลังไฟฟ้า

รูปแบบ การลงทุน	Load Growth Rate (%)	อัตราดอกเบี้ย											
		5.6			8.0			12.0					
		10	7	5	10	7	5	10	7	5			
วงรอบปิด (Loop)	NPV	291,346,918	166,069,939	97,298,344	217,011,036	119,627,197	65,887,249	131,066,244	65,558,744	29,103,670			
	SVB (%)	71.34	58.65	45.39	65.85	51.52	36.92	55.23	38.16	21.51			
	SVC (%)	248.88	141.87	83.12	192.81	106.28	58.54	123.39	61.72	27.40			
	BCR	3.49	2.42	1.83	2.93	2.06	1.59	2.23	1.62	1.27			
	EIRR (%)	27.54	21.68	17.21	27.54	21.68	17.21	27.54	21.68	17.21			
สถานีแยก จ่ายไฟ (Terminal)	NPV	335,594,502	180,910,619	105,453,427	247,249,272	127,082,657	68,320,713	145,310,733	64,610,199	24,958,486			
	SVB (%)	69.39	55.00	41.60	63.47	47.17	32.44	51.97	32.48	15.67			
	SVC (%)	226.73	122.23	71.25	173.73	89.30	48.01	108.19	48.11	18.58			
	BCR	3.27	2.22	1.71	2.74	1.89	1.48	2.08	1.48	1.19			
	EIRR (%)	25.57	19.61	15.47	25.57	19.61	15.47	25.57	19.61	15.47			



ตารางที่ 5.11 กระแสเงินสดกรณีฐานกรณีสองปีต่อเนื่องลงทุนในพื้นที่รับตราหลักทรัพย์โดยของไหลคที่ 10 เปอร์เซนต์ต่อปี

ปีที่	ต้นทุน		ผลประโยชน์				อัตราคิดลด	PV Cost (บาท)	PV Benefit (บาท)	NPV <sub>Normalize</sub> (บาท)
	ค่าลงทุน เริ่มต้น (บาท)	ค่าบำรุงรักษาต่อ ปี (บาท)	ECOST (บาท)	ENS (บาท)	Loss (บาท)	Bond (Int.) (บาท)				
1	106,755,355	1,601,330	7,102,537	42,877	6,061,064	1,504,146	102,610,497	13,930,516	-88,679,982	
2	-	1,601,330	7,812,791	47,165	7,454,205	1,526,375	1,435,996	15,101,777	13,665,781	
3	-	1,601,330	8,594,070	51,882	9,353,941	1,548,603	1,359,844	16,600,516	15,240,672	
4	-	1,601,330	9,453,477	57,070	11,633,625	1,570,832	1,287,731	18,266,576	16,978,845	
5	-	1,601,330	10,398,825	62,777	14,365,627	1,593,061	1,219,443	20,119,537	18,900,094	
6	-	1,601,330	11,438,707	69,055	16,464,384	1,615,290	1,154,775	21,336,531	20,181,756	
7	-	1,601,330	12,582,578	75,960	21,114,216	1,637,518	1,093,537	24,181,422	23,087,885	
8	-	1,601,330	13,840,835	83,556	26,397,293	1,659,747	1,035,546	27,148,503	26,112,957	
9	-	1,601,330	15,224,919	91,912	26,542,034	1,681,976	980,631	26,663,770	25,683,139	
10	-	1,601,330	16,747,411	101,103	35,335,101	1,704,205	928,628	31,250,101	30,321,473	
11	-	1,601,330	18,422,152	111,213	42,843,584	1,726,433	879,383	34,653,694	33,774,312	
12	-	1,601,330	20,264,367	122,334	54,205,818	1,748,662	832,749	39,700,124	38,867,375	
13	-	1,601,330	22,290,804	134,136	68,119,127	1,770,891	788,588	45,461,226	44,672,638	
14	-	1,601,330	20,092,335	139,679	73,293,648	1,793,120	746,769	44,451,214	43,704,445	
15	-	1,601,330	22,101,568	144,111	79,807,031	1,815,348	707,167	45,869,419	45,162,252	
<b>รวม</b>								117,061,283	424,734,925	307,673,642

## บทที่ 6

### สรุปและข้อเสนอแนะ

#### 6.1 สรุป

สภาพโดยทั่วไปของการจ่ายไฟในระบบสายส่งกำลังไฟฟ้าของ กฟภ. นั้นจะจ่ายไฟแบบวงรอบเปิดซึ่งพบว่าการจ่ายไฟในลักษณะดังกล่าวเกิดผลเสียหลายประการกล่าวคือ เมื่อเกิดการลัดวงจรหรือความผิดปกติในระบบสายส่งแล้ว การจ่ายไฟกลับคืนจำเป็นต้องอาศัยระยะเวลาในการเข้าดำเนินการแก้ไขปัญหาก็เกิดความสูญเสียทางเศรษฐกิจ อีกทั้งยังทำให้เกิดความสูญเสียทางไฟฟ้ามากอีกด้วย ปัจจุบันจึงเกิดแนวคิดในการปรับปรุงการจ่ายไฟในระบบสายส่งกำลังไฟฟ้าให้เป็นแบบวงรอบปิดเพื่อเป็นการเพิ่มประสิทธิภาพด้านการผ่านกำลังไฟฟ้าให้เกิดประสิทธิภาพสูงสุด เพิ่มความเชื่อถือได้ ลดความสูญเสียทางไฟฟ้าลง อย่างไรก็ตามการลงทุนเพื่อการปรับปรุงระบบสายส่งกำลังไฟฟ้าควรศึกษาความเป็นไปได้ทางด้านเทคนิคทางวิศวกรรม และความเป็นไปได้ทางเศรษฐกิจ อย่างรอบคอบก่อนการลงทุนในโครงการตามแนวคิดดังกล่าว

การศึกษาความเป็นไปได้ทางเศรษฐกิจของการลงทุนปรับปรุงระบบสายส่งกำลังไฟฟ้ามีวัตถุประสงค์หลักเพื่อศึกษาความเป็นไปได้ทางเศรษฐกิจในการปรับปรุงระบบสายส่งไฟฟ้าเป็นแบบวงรอบปิดและวงรอบเปิดแบบสมบูรณ์โดยการก่อสร้างสถานีแยกจ่ายไฟการศึกษามีสองทางเลือกคือการจ่ายไฟแบบวงรอบปิดและการจ่ายไฟแบบวงรอบเปิดแบบสมบูรณ์ วิธีการวิเคราะห์ผลตอบแทนทางเศรษฐกิจ อาศัยหลักการสองประการ คือ หลักการทางด้านวิศวกรรมศาสตร์ และหลักการทางด้านเศรษฐศาสตร์ เพื่อให้ผลการศึกษาสอดคล้องกับแนวทางการปฏิบัติและเพื่อสามารถนำไปเป็นแนวทางปฏิบัติได้จริง การศึกษาจึงเริ่มจากการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางวิศวกรรมก่อนโดยวิเคราะห์ถึงการไหลของกำลังไฟฟ้า ภาวะลัดวงจร มาตรฐานแรงดัน และความสูญเสียทางเทคนิคในระบบสายส่งกำลังไฟฟ้า นอกจากนี้จำเป็นต้องศึกษาถึงความเชื่อถือได้ของระบบกำลังไฟฟ้า อันประกอบไปด้วย ดัชนีแสดงจำนวนพลังงานไฟฟ้าที่ไม่ได้รับการจ่ายไฟ (Energy Not Supply : ENS) ซึ่งต้องนำคิดเป็นมูลค่าความเสียหายที่เกิดจากการไฟฟ้าดับ (Economic Outage Cost : ECOST) การวิเคราะห์ทางด้านวิศวกรรมอาศัยข้อมูลไฟฟ้าดับที่เก็บบันทึกเป็นสถิติ หากดัชนีที่ได้ผ่านเกณฑ์ต่างๆ ทางด้านวิศวกรรมที่มีความเหมาะสมตามมาตรฐานแล้วจึงวิเคราะห์ทางเศรษฐกิจโดยการวิเคราะห์ต้นทุนและผลประโยชน์ทางเศรษฐกิจของทางเลือกการลงทุนเพื่อปรับปรุงการจ่ายไฟเป็นสองทางเลือก คือการจ่ายไฟแบบวงรอบปิด กับ การจ่ายไฟ

แบบวงรอบปิดแบบสมบูรณ์ อย่างไรก็ตามก็คิดก่อนทำการศึกษาทั้งสองทางเลือกนั้นจำเป็นต้องคัดเลือกพื้นที่ศึกษาที่มีความเหมาะสมก่อน ทั้งนี้เพื่อให้เกิดแนวโน้มความเป็นไปได้ ซึ่งหมายรวมถึงงบประมาณในการลงทุนที่อาจเพิ่มขึ้นหรือลดลงได้ หลักการคัดเลือกที่สำคัญคือต้องคำนึงถึงสภาพพื้นที่ที่มีความเป็นไปได้ในการปรับปรุงระบบสายส่งไฟฟ้ากำลังในระบบ 115 kV แนวนอน และสภาพการจ่ายโหลดในพื้นที่นั้นๆ จากการศึกษาปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟในพื้นที่ทั่วทั้งประเทศพบว่า พื้นที่เขตภาคกลางและเขตนครหลวงเป็นพื้นที่ที่ควรได้รับการปรับปรุงระบบสายส่งกำลังไฟฟ้า เนื่องจากมีสัดส่วนของปริมาณการใช้ไฟฟ้ากว่า 70 เปอร์เซ็นต์ของปริมาณความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าทั่วทั้งประเทศ และจากการศึกษาพบว่าพื้นที่ศึกษานี้มีผู้ใช้ไฟที่มีปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าที่สูงและเป็นสัดส่วนที่สม่ำเสมอ และมีแนวโน้มเพิ่มมากขึ้นทุกปีคือเขตพื้นที่ กฟภ.1 ดังนั้น พื้นที่ศึกษาวงรอบ สถานีไฟฟ้าปราจีนบุรี 2 - นนทบุรี - กบินทร์บุรี - สระแก้ว - ปราจีนบุรี 2 นี้จึงเป็นพื้นที่ที่มีความเหมาะสม ซึ่งมีแนวนอนสองข้างทางกว้าง รวมทั้งระยะทางการก่อสร้างสายส่งเพิ่มเติมไม่มากนัก หลังจากทราบพื้นที่ศึกษาแล้วจึงดำเนินการศึกษาในสองแนวทางดังที่กล่าวไว้แล้ว

การศึกษาความเป็นไปได้ในทางวิศวกรรมศาสตร์ เน้นไปทางด้านการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าซึ่งเป็นหน้าที่หลักของผู้ให้บริการในเขตพื้นที่ศึกษา คือ กฟภ. การศึกษาได้ทำการสร้างแบบจำลองขึ้นเพื่อใช้ในการศึกษาโดยอาศัยโปรแกรมวิเคราะห์ทางด้านระบบไฟฟ้ากำลัง เพื่อศึกษาการไหลของกำลังไฟฟ้า (Power-flow Studies) ตรวจสอบระดับแรงดันและกระแสลัดวงจรที่บัสต่างๆของผู้ใช้ไฟที่อัตราการเติบโตของโหลดที่ 10 , 7 และ 5 เปอร์เซ็นต์ต่อปี ผลการศึกษาพบว่า ที่อัตราการเติบโตของโหลดที่ต่ำกว่า 7 เปอร์เซ็นต์ต่อปี ความเป็นไปได้ในการจ่ายไฟแบบวงรอบปิดและกรณีก่อสร้างสถานีแยกจ่ายไฟนั้น มีความเหมาะสมและเป็นไปได้ทางวิศวกรรม ทั้งเมื่อภาวะปกติและภาวะผิดปกติ แต่หากการเติบโตของโหลดมีมากกว่า 7 เปอร์เซ็นต์ต่อปี ในระยะยาว (มากกว่า 10 ปีขึ้นไป) เมื่อเกิดความผิดปกติเข้าสู่ภาวะฉุกเฉินแล้ว กรณีก่อสร้างสถานีแยกจ่ายไฟผลการวิเคราะห์ทางวิศวกรรมพบว่าในพื้นที่ศึกษามีความจำเป็นต้องตัดโหลดบางส่วนออกไป (บ.ไทยเคนเบเปอร์จำกัด) เพื่อการรักษาระดับแรงดันให้อยู่ในเกณฑ์มาตรฐาน

การศึกษาทางเศรษฐกิจของโครงการใช้วิธีวิเคราะห์ต้นทุนและผลประโยชน์ของทั้งสองทางเลือก ต้นทุนของแต่ละทางเลือกประกอบด้วยค่าใช้จ่ายในการลงทุนและค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษา ส่วนผลประโยชน์ของแต่ละทางเลือกจำแนกได้ 3 ประการคือ

1. ผลประโยชน์ที่ได้รับเมื่อความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับลดลง
2. ผลประโยชน์ที่ได้รับจากการลดลงของพลังงานไฟฟ้าที่ไม่ได้รับการจ่ายไฟ

3. ผลประโยชน์ที่ได้รับจากการลดความสูญเสียเมื่อปรับปรุงระบบสายส่งไฟฟ้าจากระบบเปิดมาเป็นระบบปิดและระบบปิดแบบสมบูรณ์

การตีมูลค่าทรัพย์สินและผลผลิต (จำนวนพลังงานไฟฟ้า) ใช้ราคาตลาด ซึ่งเป็นราคาคงที่ (Constant Price) มูลค่าต้นทุนและผลประโยชน์ที่เกิดขึ้นจึงเป็นมูลค่าทางการเงินมูลค่านี้แปลงให้เป็นมูลค่าทางเศรษฐกิจโดยใช้ตัวแปลงค่า (Conversion Factor) สำหรับเกณฑ์ที่ใช้ในการประเมินโครงการคือ NPV, BCR และ EIRR และอัตราคิดลดทางสังคมหรืออัตราค่าเสียโอกาสของเงินลงทุนใช้อัตราดอกเบี้ยต่ำสุดที่ธนาคารให้กับลูกค้าชั้นดี (MLR) ที่ 5.6 % ซึ่งอัตราคิดลดนี้เป็นอัตราคิดลดที่แท้จริงเพื่อให้หักอัตราเงินเพื่อออกไปแล้ว ผลของการวิเคราะห์กรณีฐาน (Based Case) มีดังนี้

ทางเลือกที่ 1 กรณีจ่ายไฟแบบวงรอบปิดมีอัตราการเติบโตของโหลด 10 เปอร์เซ็นต์ต่อปี อายุโครงการ 15 ปี จากการวิเคราะห์พบว่าอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุนมีค่า 3.49 มูลค่าปัจจุบันสุทธิมีค่าเท่ากับ 291,346,918.04 บาท ที่อัตราคิดลดทางสังคม 5.60 % และอัตราผลตอบแทนภายในของโครงการเท่ากับ 27.54 % สรุปได้ว่าโครงการมีความเหมาะสมทางเศรษฐกิจ

ทางเลือกที่ 2 กรณีก่อสร้างสถานีแยกจ่ายไฟ (การจ่ายไฟแบบวงรอบปิดแบบสมบูรณ์) ที่อัตราการเติบโตของโหลด 10 เปอร์เซ็นต์ต่อปี อายุโครงการ 15 ปี จากการวิเคราะห์พบว่าอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุนมีค่า 3.27 มูลค่าปัจจุบันสุทธิมีค่าเท่ากับ 335,594,502.48 บาท ที่อัตราคิดลดทางสังคม 5.60 % และอัตราผลตอบแทนภายในของโครงการเท่ากับ 25.57 % สรุปได้ว่าโครงการมีความเหมาะสมทางเศรษฐกิจ

เมื่อเปรียบเทียบทางเลือกทั้งสองทางเลือกปรากฏว่าทางเลือกที่ 2 ดีกว่าทางเลือกที่ 1 เพราะว่าทางเลือกที่ 2 มีค่า NPV ที่สูงกว่าทางเลือกที่ 1 กว่า 44.3 ล้านบาท

จากการทดสอบความไวพบว่า

1. ที่อัตราการเจริญเติบโตของโหลดลดลงจาก 10% เป็น 7 และ 5 % พร้อมกับต้นทุนเพิ่มขึ้นเป็น 5 และ 10% ทั้งทางเลือกที่ 1 และทางเลือกที่ 2 ยังคงมีความเป็นไปได้ทางเศรษฐกิจ นอกจากนี้ความเสี่ยงในการลงทุนของทั้งสองทางเลือกยังต่ำเพราะค่า SVC และ SVC มีค่าสูง

2. ที่อัตราการเจริญเติบโตของโหลดลดลงจาก 10% เป็น 7 และ 5 % พร้อมกับอัตราคิดลดที่เพิ่มขึ้นจาก 5.6 % เป็น 8 และ 12 ทั้งทางเลือกที่ 1 และทางเลือกที่ 2 ยังคงมีความเป็นไปได้ทางเศรษฐกิจ นอกจากนี้ความเสี่ยงในการลงทุนของทั้งสองทางเลือกยังต่ำเพราะค่า SVC และ SVC มีค่าสูง

การปรับมูลค่าการลงทุนในทางเลือกที่ 1 ให้เท่ากับทางเลือกที่ 2 โดยอาศัยการนำผลต่างจากการลงทุนเริ่มต้นและมูลค่าผลต่างของการบำรุงรักษาในแต่ละปีมารวมกันและนำไปลงทุนหาผลตอบแทนในพันธบัตรรัฐบาลโดยใช้อัตราดอกเบี้ยพันธบัตรรัฐบาลเฉลี่ยมีค่าเท่ากับ 5.25 % โดยที่ผลประโยชน์ตอบแทนในส่วนอื่นมีค่าเท่าเดิมผลการศึกษาพบว่าอัตราผลตอบแทนสุทธิภายในของการปรับเพิ่มต้นทุนให้เท่ากันมีค่าสูงกว่าอัตราผลตอบแทนสุทธิของทางเลือกที่ 1 แต่อย่างน้อยกว่าทางเลือกที่ 2 จึงสรุปได้ว่าทางเลือกที่สองมีความเหมาะสมในการลงทุนที่สุด

## 6.2 ข้อเสนอแนะ

6.2.1 จากการศึกษาพบว่าปัจจัยสำคัญที่มีผลกระทบต่อ การปรับปรุงระบบสายส่งกำลังไฟฟ้า ได้แก่ อัตราปริมาณความต้องการพลังงานไฟฟ้าและอัตราดอกเบี้ยที่ใช้ในการลงทุน หากเปรียบเทียบกันแล้วพบว่าในพื้นที่ศึกษานี้ควรเลือกวิธีปรับปรุงระบบเป็นแบบวงรอบปิดแบบสมบูรณ์ จะให้ผลตอบแทนที่คุ้มค่ากว่าเพราะมีอัตราผลประโยชน์ปัจจุบันสุทธิที่สูงกว่า ซึ่งจะทำให้เกิดภาพลักษณ์ที่ดีด้านการให้บริการของ กฟภ. อีกทั้งยังเพิ่มความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้าให้มีมากยิ่งขึ้นด้วย ดังนั้นทุกครั้งที่มีการศึกษาความเป็นไปได้ในการปรับปรุงระบบสายส่งเป็นแบบวงรอบปิดจึงต้องศึกษาการปรับปรุงสายส่งวงรอบปิดแบบสมบูรณ์ด้วยทุกครั้ง

6.2.2 สำหรับในส่วนของ กฟภ. จากการศึกษาพบว่าหาก กฟภ. จะพิจารณาพื้นที่ใดในการก่อสร้างสายส่งไฟฟ้ากำลังให้เป็นแบบวงรอบปิดควรพิจารณาถึงพฤติกรรมการใช้ไฟในพื้นที่เป็นสำคัญ เพราะจะเป็นตัวแปรหลักในการพิจารณาการลงทุน อย่างไรก็ตามก็ควรศึกษาในวิทยานิพนธ์นี้พบว่าสิ่งสำคัญอย่างหนึ่งในการวิเคราะห์นั้น ก็คือความแม่นยำในข้อมูล เช่น ข้อมูลการพยากรณ์ความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าในพื้นที่นั้นควรมีความแม่นยำสูง จึงจะทำให้การประเมินความเป็นไปได้ของโครงการใกล้เคียงกับความเป็นจริงมากที่สุด

6.2.3 สำหรับผู้ที่ จะทำการศึกษาความเป็นไปได้ทางเศรษฐกิจของโครงการการปรับปรุงระบบสายส่งในอนาคต ควรขอเสนอแนะให้ผู้ที่จะทำการประเมินความเป็นไปได้ของการปรับปรุงระบบไฟฟ้ากำลังพิจารณาถึงความประหยัดได้จากความสูญเสียทางเทคนิคด้วยทุกครั้งเนื่องจากเป็นตัวแปรที่สำคัญอย่างยิ่ง

6.2.4 ข้อเสนอแนะสำหรับการวิเคราะห์ทางเศรษฐกิจให้ใกล้เคียงกับความเป็นจริงมากที่สุด จำเป็นต้องใช้ตัวประกอบการแปลงมูลค่าจากมูลค่าทางการเงินเป็นมูลค่าทางเศรษฐกิจที่มีการจำแนกรายละเอียดให้มากที่สุดและค่าตัวประกอบที่ใช้ควรเป็นค่าที่ปรับปรุงขึ้นมาใหม่เนื่องจากค่าที่นำมาใช้ในวิทยานิพนธ์นี้เป็นค่าที่ใช้กันมาในระยะเวลาหนึ่งแล้ว นอกจากนี้อัตราดอกเบี้ยยัง

สามารถเปลี่ยนแปลงด้วยซึ่งในการศึกษาโครงการที่มีลักษณะที่คล้ายกันจำเป็นต้องปรับปรุงเรื่องอัตราดอกเบี้ยหรืออัตราคิดลดหรือค่าเสียโอกาส ให้สอดคล้องกับสภาพปัจจุบันที่ศึกษาขณะนั้นด้วย

6.2.5 เทคโนโลยีมีผลต่อการลงทุนดังนั้นการศึกษาค่าความเป็นไปได้ของโครงการปรับปรุงสายส่งเป็นแบบวงรอบปิดจึงต้องอาศัยข้อมูลต้นทุนที่มีความสอดคล้องกับภาวะปัจจุบัน เช่น ราคาวัสดุอุปกรณ์ป้องกันที่มีความทันสมัยมากขึ้น นอกจากนี้อาจพิจารณาถึงเทคโนโลยีด้านการสื่อสารที่ปัจจุบัน กฟภ. ได้มีโครงการลงทุนปรับปรุงระบบสื่อสารเป็นแบบเส้นใยแก้วนำแสงที่ทันสมัยครอบคลุมทั้งพื้นที่ให้บริการการสื่อสารนี้อาจเป็นพื้นฐานที่สำคัญในการปรับปรุงระบบสายส่งด้วย

6.2.6 เนื่องจากภาวะปัจจุบันความผันแปรของต้นทุนการผลิตพลังงานไฟฟ้าได้รับผลกระทบจากราคาน้ำมันอย่างต่อเนื่องดังนั้นการศึกษาค่าความเป็นไปได้ควรศึกษาการเปลี่ยนแปลงของผลประโยชน์ประกอบที่ได้รับอิทธิพลจากราคาน้ำมันอีกด้วย

สำหรับ กฟภ. การประหยัดพลังงานไฟฟ้าของชาติด้วยการลดความสูญเสียในระบบไฟฟ้า ไม่ว่าจะเป็นการรณรงค์ประหยัดไฟ หรือการปรับปรุงระบบจำหน่ายและสายส่งนั้นเป็นสิ่งที่ควรกระทำเป็นอันดับแรกก่อนการลดค่าใช้จ่ายขององค์กรด้านอื่นๆ

DRPU

บรรณานุกรม

## บรรณานุกรม

### ภาษาไทย

#### หนังสือ

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค. รายงานพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้า ชุดกรณีเศรษฐกิจ ขยายตัวปานกลาง ปี พ.ศ. 2547-2559 .กรุงเทพฯ.

คณะกรรมการวางแผนระบบไฟฟ้า สาขาการวางแผนระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงสูง . (2547) .  
คู่มือวางแผนระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงสูง . การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค.พฤษภาคม .  
กรุงเทพฯ.

คณะกรรมการวางแผนระบบสายส่ง . (2547) . คู่มือการวางแผนระบบสายส่งกำลังไฟฟ้า.  
การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค. กรุงเทพฯ.

ซัด อินทะสี .(2540). การส่งและจ่ายกำลังไฟฟ้า . กรุงเทพฯ : ซีเอ็ดดูเคชั่น.

โตศักดิ์ ทัศนานุตริยะ .(2540). การผลิต การส่งและจ่ายไฟฟ้า . กรุงเทพฯ : ซีเอ็ดดูเคชั่น .

ประสิทธิ์ ดงยิ่งศิริ. (2545). การวางแผนและการวิเคราะห์โครงการ. กรุงเทพฯ : ซีเอ็ดดูเคชั่น.

เขาวเรศ ทับพันธุ์ .(2541). การประเมินโครงการตามแนวทางเศรษฐศาสตร์ . กรุงเทพฯ :  
สำนักพิมพ์ มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์.

สุรัตน์ นันตะสุคนธ์ .ระบบไฟฟ้ากำลัง เล่ม 1 . กรุงเทพฯ : สมาคมส่งเสริมเทคโนโลยี  
(ไทย-ญี่ปุ่น) . สำนักพิมพ์ บริษัท ประชาชน จำกัด .

#### วิทยานิพนธ์

ทรงวุฒิ พรพันธ์เดชวิทยา . (2547) . วิธีการเลือกสายไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุดสำหรับระบบจำหน่าย  
22 เควี ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค . วิทยานิพนธ์ปริญญาโท สาขาวิชา  
วิศวกรรมไฟฟ้า.กรุงเทพฯ:สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง.

วรารุช จิตตพันธ์ .(2547). การวางแผนโดยคำนึงถึงความเชื่อถือได้ของระบบส่งกำลังไฟฟ้าโดยใช้  
ความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟ . วิทยานิพนธ์ปริญญาโท สาขาวิชา  
สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า.กรุงเทพฯ: สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหาร  
ลาดกระบัง.



- วิวัฒน์ ทิพขจร .(2545). การจัดลำดับการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันให้สัมพันธ์กันในระบบสายส่งแบบวงรอบปิด . วิทยานิพนธ์ปริญญาโทมหาบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า. กรุงเทพฯ: มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์.
- ฮามดี หะยีแจ๊ะสาและ . (2543). วรรณคดีที่เกี่ยวข้องกับเศรษฐศาสตร์ของระบบเคเบิลใต้ดินในเขตเมืองท่องเที่ยวชายทะเลบริเวณหาดป่าตอง จังหวัดภูเก็ต . วิทยานิพนธ์ปริญญาโทมหาบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า. กรุงเทพฯ: มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์.

### ภาษาต่างประเทศ

#### BOOKS

- Stevenson , William D. (1982). **Elements of Power System Analysis** Forth Edition. International Edition .
- Tennessee Valley Public Power Association Research and Development . (1994). **Distribution System Loss Reduction Manual** .Tennessee United State of America .

Draft

ภาคผนวก



ตารางภาคผนวกที่ ก.1 ข้อมูลโหลดเฉลี่ยของพื้นที่ศึกษาอัตราการเติบโตของโหลด  
10 เปอร์เซ็นต์ต่อปี

ปี พ.ศ.	ปีที่	นนทรีย์		กบินทร์บุรี		สระแก้ว		วังน้อย	
		MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
2547	1	32.27	10.65	15.54	5.13	15.54	5.13	7.98	2.63
2548	2	35.50	11.71	17.09	5.64	17.09	5.64	8.78	2.90
2549	3	39.05	12.89	18.80	6.21	18.80	6.21	9.66	3.19
2550	4	42.95	14.17	20.68	6.83	20.68	6.83	10.62	3.51
2551	5	47.25	15.59	22.75	7.51	22.75	7.51	11.68	3.86
2552	6	51.97	17.15	25.03	8.26	25.03	8.26	12.85	4.24
2553	7	57.17	18.87	27.53	9.08	27.53	9.08	14.14	4.67
2554	8	62.89	20.75	30.28	9.99	30.28	9.99	15.55	5.13
2555	9	69.17	22.83	33.31	10.99	33.31	10.99	17.11	5.64
2556	10	76.09	25.11	36.64	12.09	36.64	12.09	18.82	6.21
2557	11	83.70	27.62	40.31	13.30	40.31	13.30	20.70	6.83
2558	12	92.07	30.38	44.34	14.63	44.34	14.63	22.77	7.51
2559	13	100.00	33.00	48.77	16.09	48.77	16.09	25.04	8.26
2560	14	100.00	33.00	50.00	16.50	50.00	16.50	27.55	9.09
2561	15	100.00	33.00	50.00	16.50	50.00	16.50	30.30	10.00

ตารางภาคผนวกที่ ก.1 (ต่อ)

ปี พ.ศ.	ปีที่	SANYO		HITACHI		TANIN		THAICANE		รวม	
		MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
2547	1	5.18	1.66	6.72	2.15	1.79	0.57	13.78	4.41	98.80	32.33
2548	2	5.70	1.82	7.39	2.37	1.97	0.63	15.15	4.85	108.68	35.56
2549	3	6.27	2.01	8.13	2.60	2.17	0.69	16.67	5.33	119.55	39.12
2550	4	6.89	2.21	8.94	2.86	2.39	0.76	18.34	5.87	131.50	43.03
2551	5	7.58	2.43	9.84	3.15	2.62	0.84	20.17	6.45	144.65	47.33
2552	6	8.34	2.67	10.82	3.46	2.89	0.92	22.19	7.10	159.12	52.07
2553	7	9.18	2.94	11.90	3.81	3.17	1.02	24.41	7.81	175.03	57.27
2554	8	10.09	3.23	13.10	4.19	3.49	1.12	26.85	8.59	192.53	63.00
2555	9	11.10	3.55	14.40	4.61	3.84	1.23	29.53	9.45	211.78	69.30
2556	10	12.21	3.91	15.85	5.07	4.23	1.35	32.48	10.39	232.96	76.23
2557	11	13.44	4.30	17.43	5.58	4.65	1.49	35.73	11.43	256.26	83.85
2558	12	14.78	4.73	19.17	6.14	5.11	1.64	39.30	12.58	281.88	92.24
2559	13	16.26	5.20	21.09	6.75	5.62	1.80	43.23	13.84	308.79	101.04
2560	14	17.88	5.72	23.20	7.42	6.19	1.98	47.56	15.22	322.38	105.44
2561	15	19.67	6.29	25.52	8.17	6.81	2.18	52.31	16.74	334.61	109.38

ตารางภาคผนวกที่ ก.2 ข้อมูลโหลดเฉลี่ยของพื้นที่ศึกษาอัตรการเติบโตของโหลด

7 เปอร์เซ็นต์ต่อปี

ปี พ.ศ.	ปีที่	นนทรีย์		กบินทร์บุรี		สระแก้ว		วังน้อย	
		MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
2547	1	32.27	10.65	15.54	5.13	15.54	5.13	7.98	2.63
2548	2	34.53	11.39	16.63	5.49	16.63	5.49	8.54	2.82
2549	3	36.95	12.19	17.79	5.87	17.79	5.87	9.14	3.01
2550	4	39.53	13.05	19.04	6.28	19.04	6.28	9.78	3.23
2551	5	42.30	13.96	20.37	6.72	20.37	6.72	10.46	3.45
2552	6	45.26	14.94	21.80	7.19	21.80	7.19	11.19	3.69
2553	7	48.43	15.98	23.32	7.70	23.32	7.70	11.98	3.95
2554	8	51.82	17.10	24.95	8.23	24.95	8.23	12.81	4.23
2555	9	55.45	18.30	26.70	8.81	26.70	8.81	13.71	4.52
2556	10	59.33	19.58	28.57	9.43	28.57	9.43	14.67	4.84
2557	11	63.48	20.95	30.57	10.09	30.57	10.09	15.70	5.18
2558	12	67.92	22.41	32.71	10.79	32.71	10.79	16.80	5.54
2559	13	72.68	23.98	35.00	11.55	35.00	11.55	17.97	5.93
2560	14	77.77	25.66	37.45	12.36	37.45	12.36	19.23	6.35
2561	15	83.21	27.46	40.07	13.22	40.07	13.22	20.58	6.79

ตารางภาคผนวกที่ ก.2 (ต่อ)

ปี พ.ศ.	ปีที่	SANYO		HITACHI		TANIN		THAICANE		รวม	
		MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
2547	1	5.18	1.66	6.72	2.15	1.79	0.57	13.78	4.41	98.80	32.33
2548	2	5.54	1.77	7.19	2.30	1.92	0.61	14.74	4.72	105.71	34.59
2549	3	5.93	1.90	7.69	2.46	2.05	0.66	15.77	5.05	113.11	37.01
2550	4	6.35	2.03	8.23	2.63	2.20	0.70	16.88	5.40	121.03	39.60
2551	5	6.79	2.17	8.81	2.82	2.35	0.75	18.06	5.78	129.50	42.38
2552	6	7.27	2.32	9.43	3.02	2.51	0.80	19.32	6.18	138.57	45.34
2553	7	7.77	2.49	10.08	3.23	2.69	0.86	20.67	6.62	148.27	48.52
2554	8	8.32	2.66	10.79	3.45	2.88	0.92	22.12	7.08	158.65	51.91
2555	9	8.90	2.85	11.55	3.69	3.08	0.99	23.67	7.57	169.75	55.55
2556	10	9.52	3.05	12.35	3.95	3.29	1.05	25.33	8.10	181.64	59.43
2557	11	10.19	3.26	13.22	4.23	3.53	1.13	27.10	8.67	194.35	63.60
2558	12	10.90	3.49	14.14	4.53	3.77	1.21	29.00	9.28	207.96	68.05
2559	13	11.67	3.73	15.13	4.84	4.04	1.29	31.03	9.93	222.51	72.81
2560	14	12.48	3.99	16.19	5.18	4.32	1.38	33.20	10.62	238.09	77.91
2561	15	13.36	4.27	17.33	5.54	4.62	1.48	35.52	11.37	254.75	83.36

ตารางภาคผนวกที่ ก.3 ข้อมูลโหลดเฉลี่ยของพื้นที่ศึกษาอัตราการเติบโตของโหลด  
5 เปอร์เซ็นต์ต่อปี

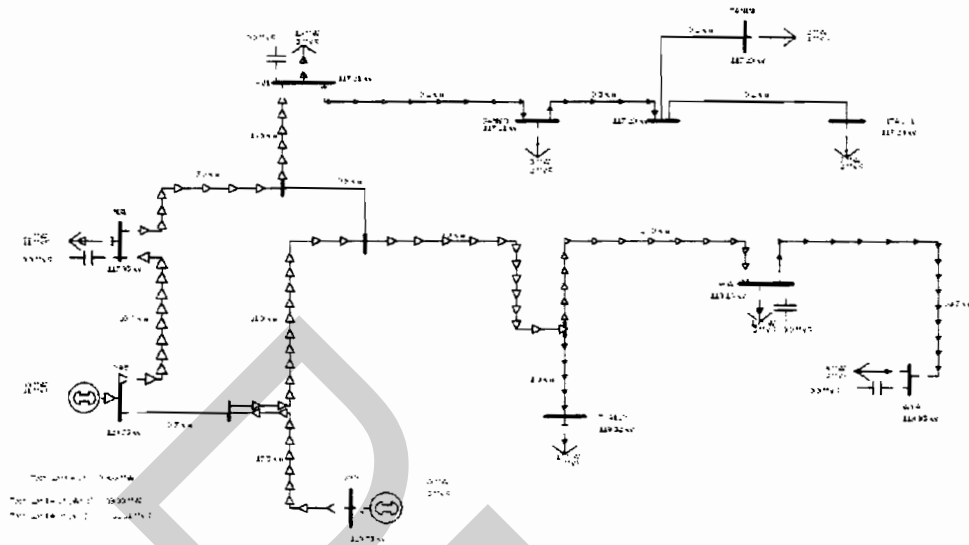
ปี พ.ศ.	ปีที่	นนทรีชัย		กบินทร์บุรี		สระแก้ว		วังน้อย	
		MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
2547	1	32.27	10.65	15.54	5.13	15.54	5.13	7.98	2.63
2548	2	33.88	11.18	16.32	5.38	16.32	5.38	8.38	2.77
2549	3	35.58	11.74	17.13	5.65	17.13	5.65	8.80	2.90
2550	4	37.36	12.33	17.99	5.94	17.99	5.94	9.24	3.05
2551	5	39.22	12.94	18.89	6.23	18.89	6.23	9.70	3.20
2552	6	41.19	13.59	19.83	6.55	19.83	6.55	10.18	3.36
2553	7	43.24	14.27	20.83	6.87	20.83	6.87	10.69	3.53
2554	8	45.41	14.98	21.87	7.22	21.87	7.22	11.23	3.71
2555	9	47.68	15.73	22.96	7.58	22.96	7.58	11.79	3.89
2556	10	50.06	16.52	24.11	7.96	24.11	7.96	12.38	4.09
2557	11	52.56	17.35	25.31	8.35	25.31	8.35	13.00	4.29
2558	12	55.19	18.21	26.58	8.77	26.58	8.77	13.65	4.50
2559	13	57.95	19.12	27.91	9.21	27.91	9.21	14.33	4.73
2560	14	60.85	20.08	29.30	9.67	29.30	9.67	15.05	4.97
2561	15	63.89	21.08	30.77	10.15	30.77	10.15	15.80	5.21

ตารางภาคผนวกที่ ก.3 (ต่อ)

ปี พ.ศ.	ปีที่	SANYO		HITACHI		TANIN		THAICANE		รวม	
		MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
2547	1	5.18	1.66	6.72	2.15	1.79	0.57	13.78	4.41	98.80	32.33
2548	2	5.44	1.74	7.06	2.26	1.88	0.60	14.46	4.63	103.74	33.95
2549	3	5.71	1.83	7.41	2.37	1.98	0.63	15.19	4.86	108.92	35.64
2550	4	6.00	1.92	7.78	2.49	2.07	0.66	15.95	5.10	114.37	37.42
2551	5	6.30	2.01	8.17	2.61	2.18	0.70	16.74	5.36	120.09	39.30
2552	6	6.61	2.12	8.58	2.74	2.29	0.73	17.58	5.63	126.09	41.26
2553	7	6.94	2.22	9.01	2.88	2.40	0.77	18.46	5.91	132.40	43.32
2554	8	7.29	2.33	9.46	3.03	2.52	0.81	19.38	6.20	139.02	45.49
2555	9	7.65	2.45	9.93	3.18	2.65	0.85	20.35	6.51	145.97	47.76
2556	10	8.04	2.57	10.42	3.34	2.78	0.89	21.37	6.84	153.27	50.15
2557	11	8.44	2.70	10.95	3.50	2.92	0.93	22.44	7.18	160.93	52.66
2558	12	8.86	2.84	11.49	3.68	3.06	0.98	23.56	7.54	168.98	55.29
2559	13	9.30	2.98	12.07	3.86	3.22	1.03	24.74	7.92	177.43	58.06
2560	14	9.77	3.13	12.67	4.05	3.38	1.08	25.98	8.31	186.30	60.96
2561	15	10.26	3.28	13.31	4.26	3.55	1.14	27.28	8.73	195.61	64.01

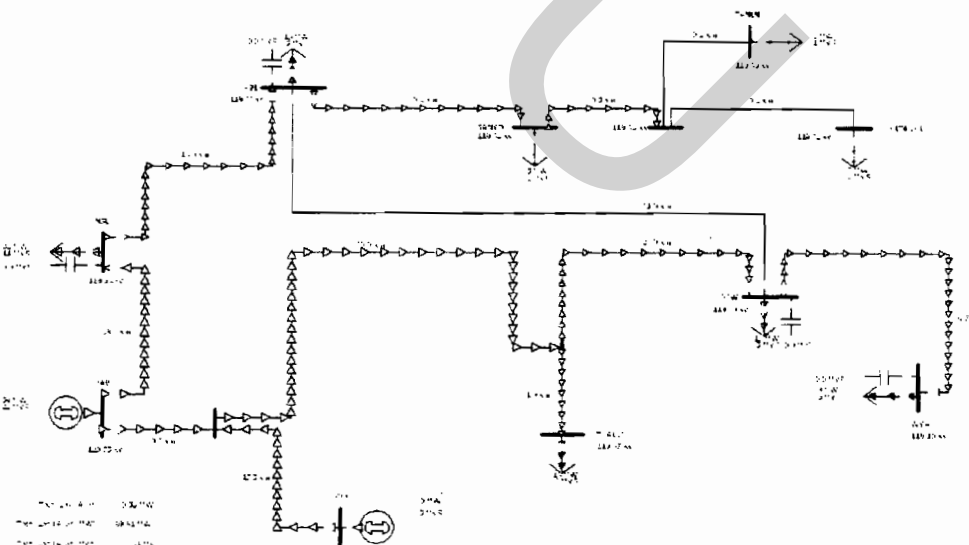
ภาพภาคผนวกที่ ก.1 แบบจำลองใน โปรแกรม Power World Simulator V.8.0

กรณีจ่ายไฟสถานะปัจจุบัน

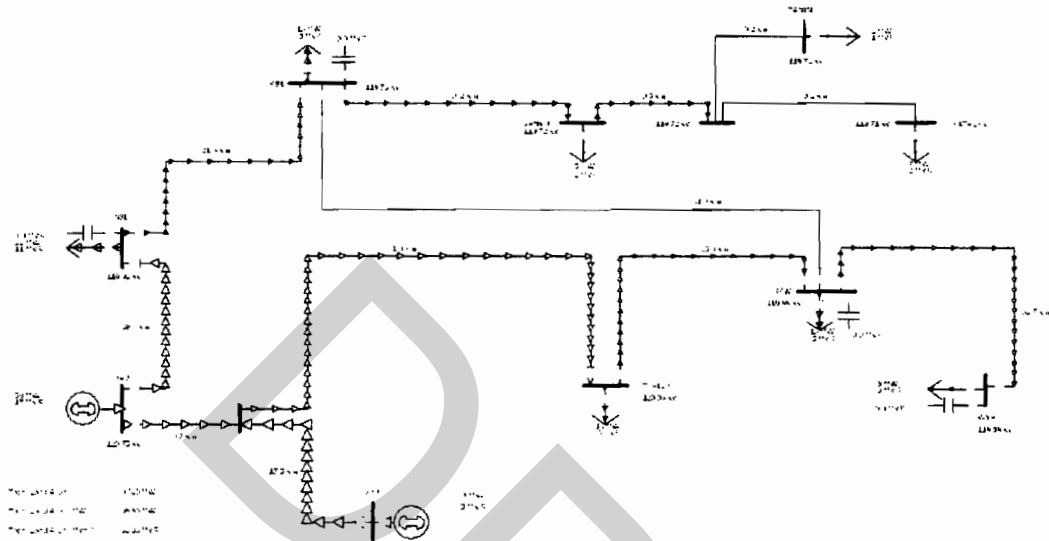


ภาพภาคผนวกที่ ก.2 แบบจำลองใน โปรแกรม Power World Simulator V.8.0

กรณีจ่ายไฟแบบวงรอบปิด



ภาพภาคผนวกที่ ก.3 แบบจำลองในโปรแกรม Power World Simulator V.8.0  
กรณีจ่ายไฟกรณีก่อสร้างสถานีย่อยจ่ายไฟ





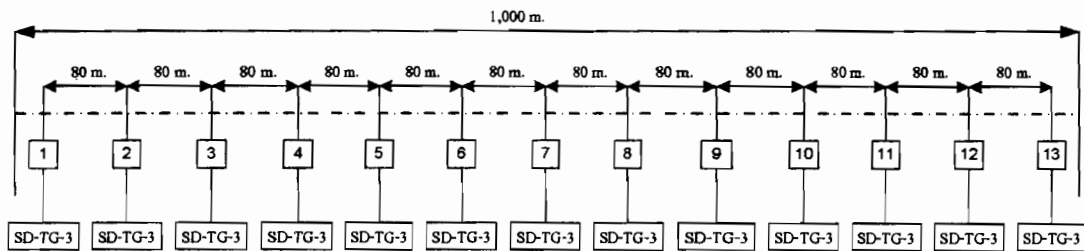
ตารางภาคผนวกที่ ก.4 แบบจำลองความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับเฉลี่ย (บาท/kW<sub>เฉลี่ย</sub>)

ข้อมูลจากสถาบันวิจัยพลังงาน จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

พื้นที่	ไฟกระพริบ	1 นาทีก	30 นาทีก	1 ชั่วโมง	2 ชั่วโมง	4 ชั่วโมง	8 ชั่วโมง
กฟน.1	11.003	15.988	42.866	74.089	128.08	257.37	467.6
กฟน.2	9.882	14.428	38.198	67.943	119.76	242.87	444.6
กฟน.3	9.067	14.047	40.19	69.033	118.46	236.27	429.87
กฟก.1	8.691	13.596	40.324	64.161	104.88	201.2	357.1
กฟก.2	9.427	14.387	41.484	67.662	112.11	218.87	391.47
กฟก.3	10.382	15.837	44.9	75.37	126.21	250.76	452.12
กฟฉ.1	13.232	18.304	45.172	78.545	136.97	276.19	499.61
กฟฉ.2	13.01	17.941	43.592	76.669	134.81	272.79	494.54
กฟฉ.3	11.57	16.632	43.81	74.623	128.02	255.56	461.4
กฟต.1	7.792	12.107	35.039	58.716	99.269	195.63	353.3
กฟต.2	8.435	12.492	33.821	59.558	103.46	209.51	382.54
กฟต.3	8.506	12.903	35.827	61.735	105.77	211.76	384.55
รวมทั้ง ประเทศ	6.452	8.905	30.587	63.881	117.097	221.618	405.735

ภาคผนวก ข.  
ค่าใช้จ่ายในการก่อสร้างสายส่งกำลังไฟฟ้าแรงดัน 115 kV

ภาพภาคผนวกที่ ข.1 แสดงแผนผังประมาณการก่อสร้างสายส่งกำลังไฟฟ้า  
แรงดันไฟฟ้า 115 กิโลโวลต์ ระยะทาง 1 กิโลเมตร



ตารางภาคผนวกที่ ข.1 แสดงราคาวัสดุและค่าแรงการก่อสร้างสายส่งกำลังไฟฟ้า  
แรงดัน 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	

## ตารางภาคผนวกที่ ข.1 (ต่อ)

Item	Description	Amount	Material Cost (Baht)	Labour Cost (Baht)
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	
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

ตารางภาคผนวกที่ ข.2 แสดงราคาประมาณการก่อสร้างสายส่งกำลังไฟฟ้าแรงดัน 115 กิโลโวลต์ ระยะทาง 1 กิโลเมตร

ลำดับที่	รายละเอียด	มูลค่าทางการเงินรวม (บาท)	ตัวประกอบแปลงค่า	มูลค่าทางเศรษฐกิจรวม (บาท)
1	ค่าวัสดุของงานก่อสร้าง	1,206,550.00	0.740	892,847.00
2	ค่าแรงงานของงานก่อสร้าง	114,217.00	0.721	82,350.46
3	ค่าควบคุมงาน 30% ของค่าแรง (114,217)	34,265.00	0.721	24,705.07
4	ค่าขนส่ง 5% ของค่าวัสดุ (1,206,550)	60,328.00	0.759	45,788.95
5	ค่าเบ็ดเตล็ด 5% ของค่าใช้จ่ายทั้งหมด (1,415,360)	70,768.00	0.791	55,977.49
6	ค่าดำเนินการ 5% ของค่าใช้จ่ายรวมทั้งหมด (1,486,128)	74,306.00	0.652	48,447.51
รวม	รวมเงิน (ค่าวัสดุ+ค่าแรง+ค่าควบคุมงาน+ค่าขนส่ง+ค่าเบ็ดเตล็ด+ค่าดำเนินการ)	1,560,434.00	-	1,150,116.47

ภาคผนวก ก.  
ค่าใช้จ่ายในการก่อสร้างสวิตช์เกียร์สถานีไฟฟ้าแรงดัน 115 kV

ตารางภาคผนวกที่ ค.1 แสดงราคามาตรฐานวัสดุอุปกรณ์ในการก่อสร้างสวิทช์เกียร์สถานีไฟฟ้า

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

ตารางภาคผนวกที่ ค.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		



ตารางภาคผนวกที่ ค.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

ตารางภาคผนวกที่ ค.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						

ตารางภาคผนวกที่ ค.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

ตารางภาคผนวกที่ ค.2 แสดงรายการมาตรฐานการขนส่งและติดตั้งวัสดุที่เกี่ยวข้องกับสถานไฟฟ้า

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

ตารางภาคผนวกที่ ค.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

ตารางภาคผนวกที่ ค.2 (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 IPS (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

ตารางภาคผนวกที่ ค.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						

ตารางภาคผนวกที่ ค.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. (pes.)	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



ตารางภาคผนวกที่ ค.3 แสดงราคามาตรฐานงานก่อสร้างติดตั้งสถานไฟฟ้า

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	VI/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

ตารางภาคผนวกที่ ค.4 แสดงราคารวมมาตรฐานงานก่อสร้างสวิตช์เกียร์สถานีไฟฟ้า

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			
มูลค่าทางการเงิน (บาท)	4,028,942.73	4,161,450.71	52,625.00	88,740.00	109,125.50
ตัวประกอบแปลงค่า	1.00	0.74	0.759	0.721	0.740
มูลค่าทางเศรษฐกิจ (บาท)	4,028,942.73	3,940,164.22	39,942.38	63,981.54	80,752.87
รวมมูลค่าทางการเงินเป็นเงิน (บาท)			8,440,883.94*		
รวมมูลค่าทางเศรษฐกิจเป็นเงิน (บาท)			8,153,783.74*		

\* อัตราแลกเปลี่ยน 1 EUR = 50.72 THB : ธนาคารกรุงเทพ วันที่ 13 ก.ย. 2548

1 USD = 41.18 THB

**ภาคผนวก ง.**  
**ตารางประกอบการศึกษาความเป็นไปได้ทางวิศวกรรมและเศรษฐกิจ**

ตารางภาคผนวกที่ ง. 1 แสดงค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสายส่งโด่ง 4 สถานีไฟฟ้าบริเวณบุรี 2 สภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน

สายส่ง	Load A			Load B			Load C			Load D			Load E		
	$\lambda$	r	U	$\lambda$	r	U	$\lambda$	r	U	$\lambda$	r	U	$\lambda$	r	U
L 1	1.439	30	43.16716	1.439	30	43.167	1.439	30	43.167	1.439	30	43.167	1.439	30	43.167
L 2	0.285	0.005	0.00142	0.285	30	8.543	0.285	30	8.543	0.285	30	8.543	0.285	30	8.543
L 3	0.525	0.005	0.00262	0.525	30	15.73803	0.525	30	15.738	0.525	30	15.738	0.525	30	15.738
L 4	0.007	0.005	0.00004	0.007	0.005	0.00004	0.007	30	0.225	0.007	30	0.225	0.007	30	0.225
L 5	0.019	0.005	0.00009	0.019	0.005	0.00009	0.019	30	0.562	0.019	30	0.562	0.019	30	0.562
L 6	0.007	0.005	0.00004	0.007	0.005	0.00004	0.007	30	0.225	0.007	30	0.225	0.007	30	0.225
L 7	0.007	0.005	0.00004	0.007	0.005	0.000	0.007	30	0.225	0.007	30	0.225	0.007	30	0.225
	<b>รวม</b>		43.171	<b>รวม</b>		67.449	<b>รวม</b>		68.685	<b>รวม</b>		68.685	<b>รวม</b>		68.685

ตารางภาคผนวกที่ ง. 2 แสดงค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของสายส่ง โด่ง 3 สถานไฟฟ้าปรำจิ้นบุรี 2 สภำภกรำยไฟฟ้าจุดบ้น

สายส่ง	Load F			Load G			Load H		
	$\lambda$	r	U	$\lambda$	r	U	$\lambda$	r	U
L 8	0.026	30	0.787	0.026	30	0.787	0.026	30	0.787
L 9	1.162	30	34.848	1.162	30	34.848	1.162	30	34.848
L 10	0.337	30	10.117	0.337	30	10.117	0.337	30	10.117
L 11	0.899	30	26.979	0.899	30	26.979	0.899	30	26.979
L 12	2.387	0.005	0.012	2.387	0.005	0.012	2.387	30	71.608
L 13	0.071	30	2.136	0.071	30	2.136	0.071	30	2.136
L 14	0.495	30	14.839	0.495	30	14.839	0.495	30	14.839
	รวม		89.719	รวม		89.719	รวม		161.315

ตารางภาคผนวกที่ 3 แสดงค่าดัชนีพลังงานที่ไม่ได้รับการจ่ายไฟสภาพการจ่ายไฟปัจจุบันกรณีอัตราการผลิตของโหนดปีละ 10 เปอร์เซ็นต์ต่อปี

ปีที่	Load A			Load B			Load C			Load D		
	Load (MW)	U (บาท/ปี)	ENS (MWh/ปี)	Load (MW)	U (บาท/ปี)	ENS (MWh/ปี)	Load (MW)	U (บาท/ปี)	ENS (MWh/ปี)	Load (MW)	U (บาท/ปี)	ENS (MWh/ปี)
1	32.27	43.171	23.22	15.54	67.449	17.47	5.18	68.685	5.93	6.72	68.685	7.69
2	35.50	43.171	25.54	17.09	67.449	19.22	5.70	68.685	6.52	7.39	68.685	8.46
3	39.05	43.171	28.10	18.80	67.449	21.14	6.27	68.685	7.18	8.13	68.685	9.31
4	42.95	43.171	30.90	20.68	67.449	23.25	6.89	68.685	7.89	8.94	68.685	10.24
5	47.25	43.171	33.99	22.75	67.449	25.58	7.58	68.685	8.68	9.84	68.685	11.26
6	51.97	43.171	37.39	25.03	67.449	28.13	8.34	68.685	9.55	10.82	68.685	12.39
7	57.17	43.171	41.13	27.53	67.449	30.95	9.18	68.685	10.51	11.90	68.685	13.63
8	62.89	43.171	45.25	30.28	67.449	34.04	10.09	68.685	11.56	13.10	68.685	14.99
9	69.17	43.171	49.77	33.31	67.449	37.45	11.10	68.685	12.71	14.40	68.685	16.49
10	76.09	43.171	54.75	36.64	67.449	41.19	12.21	68.685	13.98	15.85	68.685	18.14
11	83.70	43.171	60.22	40.31	67.449	45.31	13.44	68.685	15.38	17.43	68.685	19.95
12	92.07	43.171	66.25	44.34	67.449	49.84	14.78	68.685	16.92	19.17	68.685	21.95
13	100.00	43.171	71.95	48.77	67.449	54.83	16.26	68.685	18.61	21.09	68.685	24.14
14	100.00	43.171	71.95	50.00	67.449	56.21	17.88	68.685	20.47	23.20	68.685	26.56
15	100.00	43.171	71.95	50.00	67.449	56.21	19.67	68.685	22.52	25.52	68.685	29.21

ตารางภาคผนวกที่ ง. 3 (ต่อ)

ปีที่	Load E			Load F			Load G			Load H		
	Load (MW)	U (นาทิจ/ปี)	ENS (MWh/ปี)	Load (MW)	U (นาทิจ/ปี)	ENS (MWh/ปี)	Load (MW)	U (นาทิจ/ปี)	ENS (MWh/ปี)	Load (MW)	U (นาทิจ/ปี)	ENS (MWh/ปี)
1	1.79	68.685	2.05	13.78	89.719	20.60	15.54	89.72	23.24	7.98	161.315	21.45
2	1.97	68.685	2.26	15.15	89.719	22.66	17.09	89.72	25.56	8.78	161.315	23.60
3	2.17	68.685	2.48	16.67	89.719	24.93	18.80	89.72	28.12	9.66	161.315	25.96
4	2.39	68.685	2.73	18.34	89.719	27.42	20.68	89.72	30.93	10.62	161.315	28.56
5	2.62	68.685	3.00	20.17	89.719	30.16	22.75	89.72	34.02	11.68	161.315	31.41
6	2.89	68.685	3.30	22.19	89.719	33.18	25.03	89.72	37.42	12.85	161.315	34.55
7	3.17	68.685	3.63	24.41	89.719	36.49	27.53	89.72	41.17	14.14	161.315	38.01
8	3.49	68.685	4.00	26.85	89.719	40.14	30.28	89.72	45.28	15.55	161.315	41.81
9	3.84	68.685	4.40	29.53	89.719	44.16	33.31	89.72	49.81	17.11	161.315	45.99
10	4.23	68.685	4.84	32.48	89.719	48.57	36.64	89.72	54.79	18.82	161.315	50.59
11	4.65	68.685	5.32	35.73	89.719	53.43	40.31	89.72	60.27	20.70	161.315	55.65
12	5.11	68.685	5.85	39.30	89.719	58.77	44.34	89.72	66.30	22.77	161.315	61.21
13	5.62	68.685	6.44	43.23	89.719	64.65	48.77	89.72	72.93	25.04	161.315	67.33
14	6.19	68.685	7.08	47.56	89.719	71.11	50.00	89.72	74.77	27.55	161.315	74.07
15	6.81	68.685	7.79	52.31	89.719	78.23	50.00	89.72	74.77	30.30	161.315	81.47

ตารางภาพผนวกที่ ง. 4 แสดงค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของ สถานีไฟฟ้าปรามจิบุรี 2 กรณีจ่ายไฟแบบวงรอบปีครบการเปิดการเดินโดยของโหลดคือ  
 IO เปอร์เซ็นต่อปี

สายส่ง	Load A			Load B			Load C			Load D			
	$\lambda$	r	U	$\lambda$	r	U	$\lambda$	r	U	$\lambda$	r	U	
L.1	1.439	0.005	0.00719	1.439	0.005	0.00719	0.005	0.00719	1.439	0.005	0.00719	0.005	0.00719
L.4	0.007	0.005	0.00004	0.007	0.005	0.00004	30	0.00004	0.007	30	0.00004	30	0.00004
L.5	0.019	0.005	0.00009	0.019	0.005	0.00009	30	0.00009	0.019	30	0.00009	30	0.00009
L.6	0.007	0.005	0.00004	0.007	0.005	0.00004	30	0.00004	0.007	30	0.00004	30	0.00004
L.7	0.007	0.005	0.00004	0.007	0.005	0.00004	30	0.00004	0.007	30	0.00004	30	0.00004
L.8	0.026	0.005	0.00013	0.026	0.005	0.00013	0.005	0.00013	0.026	0.005	0.00013	0.005	0.00013
L.11	0.899	0.005	0.00450	0.899	0.005	0.00450	0.005	0.00450	0.899	0.005	0.00450	0.005	0.00450
L.12	2.387	0.005	0.01193	2.387	0.005	0.01193	0.005	0.01193	2.387	0.005	0.01193	0.005	0.01193
L.13	0.071	0.005	0.00036	0.071	0.005	0.00036	0.005	0.00036	0.071	0.005	0.00036	0.005	0.00036
L.14	0.495	0.005	0.00247	0.495	0.005	0.00247	0.005	0.00247	0.495	0.005	0.00247	0.005	0.00247
L.15	0.809	0.005	0.00405	0.809	0.005	0.00405	0.005	0.00405	0.809	0.005	0.00405	0.005	0.00405
L.16	1.499	0.005	0.00749	1.499	0.005	0.00749	0.005	0.00749	1.499	0.005	0.00749	0.005	0.00749
L.17	1.536	0.005	0.00768	1.536	0.005	0.00768	0.005	0.00768	1.536	0.005	0.00768	0.005	0.00768
<b>รวม</b>	<b>รวม</b>		<b>0.046</b>	<b>รวม</b>		<b>0.046</b>	<b>รวม</b>		<b>รวม</b>		<b>รวม</b>		<b>รวม</b>
													<b>1.282</b>



ตารางภาคผนวกที่ 3.4 (ต่อ)

สถานี	Load E			Load F			Load G			Load H			
	$\lambda$	r	U	$\lambda$	r	U	$\lambda$	r	U	$\lambda$	r	U	
L 1	1.439	0.005	0.007	1.439	0.005	0.007	0.005	0.007	1.439	0.005	0.0072	0.005	0.0072
L 4	0.007	30	0.225	0.007	0.00004	0.007	0.005	0.00004	0.007	0.005	0.00004	0.005	0.00004
L 5	0.019	30	0.562	0.019	0.0001	0.019	0.005	0.0001	0.019	0.005	0.0001	0.005	0.0001
L 6	0.007	30	0.225	0.007	0.00004	0.007	0.005	0.00004	0.007	0.005	0.00004	0.005	0.00004
L 7	0.007	30	0.225	0.007	0.00004	0.007	0.005	0.00004	0.007	0.005	0.00004	0.005	0.00004
L 8	0.026	0.005	0.0001	0.026	0.787	0.026	0.005	0.0001	0.026	0.005	0.0001	0.005	0.0001
L 11	0.899	0.005	0.004	0.899	26.979	0.899	0.005	0.0045	0.899	0.005	0.0045	0.005	0.0045
L 12	2.387	0.005	0.012	2.387	0.012	2.387	0.005	0.0119	2.387	0.005	0.0119	30	71.6080
L 13	0.071	0.005	0.000	0.071	2.136	0.071	0.005	0.0004	0.071	0.005	0.0004	0.005	0.0004
L 14	0.495	0.005	0.002	0.495	14.839	0.495	0.005	0.0025	0.495	0.005	0.0025	0.005	0.0025
L 15	0.809	0.005	0.004	0.809	0.004	0.809	0.005	0.0040	0.809	0.005	0.0040	0.005	0.0040
L 16	1.499	0.005	0.007	1.499	44.966	1.499	0.005	0.0075	1.499	0.005	0.0075	0.005	0.0075
L 17	1.536	0.005	0.008	1.536	0.008	1.536	0.005	0.0077	1.536	0.005	0.0077	0.005	0.0077
	รวม		1.282	รวม	89.738	รวม	รวม	0.046	รวม	รวม	รวม	รวม	71.642

ตารางภาคผนวกที่ ง. 5 แสดงค่าดัชนีพลังงานที่ไม่ได้รับการจ่ายไฟกรณีการจ่ายไฟแบบวงรอบปีโครงการนิคมอุตสาหกรรมโตของโกลด์ฟิลด์  
10 ปีข้างหน้า

ปีที่	Load A			Load B			Load C			Load D		
	Load (MW)	U (นาทีก/ปี)	ENS (MWh/ปี)	Load (MW)	U (นาทีก/ปี)	ENS (MWh/ปี)	Load (MW)	U (นาทีก/ปี)	ENS (MWh/ปี)	Load (MW)	U (นาทีก/ปี)	ENS (MWh/ปี)
1	32.27	0.046	0.02	15.54	0.046	0.01	5.18	1.282	0.11	6.72	1.282	0.14
2	35.50	0.046	0.03	17.09	0.046	0.01	5.70	1.282	0.12	7.39	1.282	0.16
3	39.05	0.046	0.03	18.80	0.046	0.01	6.27	1.282	0.13	8.13	1.282	0.17
4	42.95	0.046	0.03	20.68	0.046	0.02	6.89	1.282	0.15	8.94	1.282	0.19
5	47.25	0.046	0.04	22.75	0.046	0.02	7.58	1.282	0.16	9.84	1.282	0.21
6	51.97	0.046	0.04	25.03	0.046	0.02	8.34	1.282	0.18	10.82	1.282	0.23
7	57.17	0.046	0.04	27.53	0.046	0.02	9.18	1.282	0.20	11.90	1.282	0.25
8	62.89	0.046	0.05	30.28	0.046	0.02	10.09	1.282	0.22	13.10	1.282	0.28
9	69.17	0.046	0.05	33.31	0.046	0.03	11.10	1.282	0.24	14.40	1.282	0.31
10	76.09	0.046	0.06	36.64	0.046	0.03	12.21	1.282	0.26	15.85	1.282	0.34
11	83.70	0.046	0.06	40.31	0.046	0.03	13.44	1.282	0.29	17.43	1.282	0.37
12	92.07	0.046	0.07	44.34	0.046	0.03	14.78	1.282	0.32	19.17	1.282	0.41
13	100.00	0.046	0.08	48.77	0.046	0.04	16.26	1.282	0.35	21.09	1.282	0.45
14	100.00	0.046	0.08	50.00	0.046	0.04	17.88	1.282	0.38	23.20	1.282	0.50
15	100.00	0.046	0.08	50.00	0.046	0.04	19.67	1.282	0.42	25.52	1.282	0.55

ตารางภาคผนวกที่ ง. 5 (ต่อ)

ปีที่	Load E			Load F			Load G			Load H		
	Load (MW)	U (นาที/ปี)	ENS (MWh/ปี)	Load (MW)	U (นาที/ปี)	ENS (MWh/ปี)	Load (MW)	U (นาที/ปี)	ENS (MWh/ปี)	U (นาที/ปี)	ENS (MWh/ปี)	Load (MW)
1	1.79	1.282	0.04	13.78	89.738	15.54	0.046	0.01	7.98	71.642	9.53	
2	1.97	1.282	0.04	15.15	89.738	17.09	0.046	0.01	8.78	71.642	10.48	
3	2.17	1.282	0.05	16.67	89.738	18.80	0.046	0.01	9.66	71.642	11.53	
4	2.39	1.282	0.05	18.34	89.738	20.68	0.046	0.02	10.62	71.642	12.68	
5	2.62	1.282	0.06	20.17	89.738	22.75	0.046	0.02	11.68	71.642	13.95	
6	2.89	1.282	0.06	22.19	89.738	25.03	0.046	0.02	12.85	71.642	15.35	
7	3.17	1.282	0.07	24.41	89.738	27.53	0.046	0.02	14.14	71.642	16.88	
8	3.49	1.282	0.07	26.85	89.738	30.28	0.046	0.02	15.55	71.642	18.57	
9	3.84	1.282	0.08	29.53	89.738	33.31	0.046	0.03	17.11	71.642	20.42	
10	4.23	1.282	0.09	32.48	89.738	36.64	0.046	0.03	18.82	71.642	22.47	
11	4.65	1.282	0.10	35.73	89.738	40.31	0.046	0.03	20.70	71.642	24.71	
12	5.11	1.282	0.11	39.30	89.738	44.34	0.046	0.03	22.77	71.642	27.19	
13	5.62	1.282	0.12	43.23	89.738	48.77	0.046	0.04	25.04	71.642	29.90	
14	6.19	1.282	0.13	47.56	89.738	50.00	0.046	0.04	27.55	71.642	32.89	
15	6.81	1.282	0.15	52.31	89.738	50.00	0.046	0.04	30.30	71.642	36.18	



ตารางภาคผนวกที่ 4. 6 (ต่อ)

สายส่ง	Load E			Load F			Load G			Load H		
	$\lambda$	r	U	$\lambda$	r	U	$\lambda$	r	U	$\lambda$	r	U
L.1	1.439	0.005	0.007	1.439	0.005	0.007	1.439	0.005	0.0072	1.439	0.005	0.0072
L.4	0.007	30	0.225	0.007	0.005	0.0000	0.007	0.005	0.0000	0.007	0.005	0.0000
L.5	0.019	30	0.562	0.019	0.005	0.0001	0.019	0.005	0.0001	0.019	0.005	0.0001
L.6	0.007	30	0.225	0.007	0.005	0.00004	0.007	0.005	0.00004	0.007	0.005	0.00004
L.7	0.007	30	0.225	0.007	0.005	0.00004	0.007	0.005	0.00004	0.007	0.005	0.00004
L.8	0.026	0.005	0.0001	0.026	0.005	0.0001	0.026	0.005	0.0001	0.026	0.005	0.0001
L.12	2.387	0.005	0.012	2.387	0.005	0.012	2.387	0.005	0.0119	2.387	30	71.6080
L.14	0.495	0.005	0.002	0.495	0.005	0.002	0.495	0.005	0.0025	0.495	0.005	0.0025
L.15	0.809	0.005	0.004	0.809	0.005	0.004	0.809	0.005	0.0040	0.809	0.005	0.0040
L.17	1.536	0.005	0.008	1.536	0.005	0.008	1.536	0.005	0.0077	1.536	0.005	0.0077
L.18	1.570	0.005	0.008	1.570	0.005	0.008	1.570	0.005	0.0079	1.570	0.005	0.0079
L.19	0.971	0.005	0.005	0.971	0.005	0.005	0.971	0.005	0.0049	0.971	0.005	0.0049
	รวม		1.283	รวม		0.046	รวม		0.046	รวม		71.642

ตารางภาคผนวกที่ ง. 7 แสดงค่าดัชนีพลังงานที่ไม่ได้รับการจ่ายไฟกรณีก่อสร้างสถานีแยกจ่ายไฟกรณีอัตราการเติบโตของโหลดคือ  
10 เปอร์เซ็นต์ต่อปี

ปีที่	Load A			Load B			Load C			Load D		
	Load (MW)	U (นาทีก่อนปี)	ENS (MWh/ปี)	Load (MW)	U (นาทีก่อนปี)	ENS (MWh/ปี)	Load (MW)	U (นาทีก่อนปี)	ENS (MWh/ปี)	Load (MW)	U (นาทีก่อนปี)	ENS (MWh/ปี)
1	32.27	0.05	0.02	15.54	0.046	0.01	5.18	1.283	0.11	6.72	1.283	0.14
2	35.50	0.05	0.03	17.09	0.046	0.01	5.70	1.283	0.12	7.39	1.283	0.16
3	39.05	0.05	0.03	18.80	0.046	0.01	6.27	1.283	0.13	8.13	1.283	0.17
4	42.95	0.05	0.03	20.68	0.046	0.02	6.89	1.283	0.15	8.94	1.283	0.19
5	47.25	0.05	0.04	22.75	0.046	0.02	7.58	1.283	0.16	9.84	1.283	0.21
6	51.97	0.05	0.04	25.03	0.046	0.02	8.34	1.283	0.18	10.82	1.283	0.23
7	57.17	0.05	0.04	27.53	0.046	0.02	9.18	1.283	0.20	11.90	1.283	0.25
8	62.89	0.05	0.05	30.28	0.046	0.02	10.09	1.283	0.22	13.10	1.283	0.28
9	69.17	0.05	0.05	33.31	0.046	0.03	11.10	1.283	0.24	14.40	1.283	0.31
10	76.09	0.05	0.06	36.64	0.046	0.03	12.21	1.283	0.26	15.85	1.283	0.34
11	83.70	0.05	0.06	40.31	0.046	0.03	13.44	1.283	0.29	17.43	1.283	0.37
12	92.07	0.05	0.07	44.34	0.046	0.03	14.78	1.283	0.32	19.17	1.283	0.41
13	100.00	0.05	0.08	48.77	0.046	0.04	16.26	1.283	0.35	21.09	1.283	0.45
14	100.00	0.05	0.08	50.00	0.046	0.04	17.88	1.283	0.38	23.20	1.283	0.50
15	100.00	0.05	0.08	50.00	0.046	0.04	19.67	1.283	0.42	25.52	1.283	0.55

ตารางภาคผนวกที่ ง. 7 (ต่อ)

ปีที่	Load E			Load F			Load G			Load H		
	Load (MW)	U (นาที/ปี)	ENS (MWh/ปี)	Load (MW)	U (นาที/ปี)	ENS (MWh/ปี)	Load (MW)	U (นาที/ปี)	ENS (MWh/ปี)	Load (MW)	U (นาที/ปี)	ENS (MWh/ปี)
1	1.79	1.283	0.04	13.78	0.046	0.01	15.54	0.046	0.01	7.98	71.64	9.53
2	1.97	1.283	0.04	15.15	0.046	0.01	17.09	0.046	0.01	8.78	71.64	10.48
3	2.17	1.283	0.05	16.67	0.046	0.01	18.80	0.046	0.01	9.66	71.64	11.53
4	2.39	1.283	0.05	18.34	0.046	0.01	20.68	0.046	0.02	10.62	71.64	12.68
5	2.62	1.283	0.06	20.17	0.046	0.02	22.75	0.046	0.02	11.68	71.64	13.95
6	2.89	1.283	0.06	22.19	0.046	0.02	25.03	0.046	0.02	12.85	71.64	15.35
7	3.17	1.283	0.07	24.41	0.046	0.02	27.53	0.046	0.02	14.14	71.64	16.88
8	3.49	1.283	0.07	26.85	0.046	0.02	30.28	0.046	0.02	15.55	71.64	18.57
9	3.84	1.283	0.08	29.53	0.046	0.02	33.31	0.046	0.03	17.11	71.64	20.43
10	4.23	1.283	0.09	32.48	0.046	0.03	36.64	0.046	0.03	18.82	71.64	22.47
11	4.65	1.283	0.10	35.73	0.046	0.03	40.31	0.046	0.03	20.70	71.64	24.71
12	5.11	1.283	0.11	39.30	0.046	0.03	44.34	0.046	0.03	22.77	71.64	27.19
13	5.62	1.283	0.12	43.23	0.046	0.03	48.77	0.046	0.04	25.04	71.64	29.90
14	6.19	1.283	0.13	47.56	0.046	0.04	50.00	0.046	0.04	27.55	71.64	32.89
15	6.81	1.283	0.15	52.31	0.046	0.04	50.00	0.046	0.04	30.30	71.64	36.18

ตารางภาคผนวกที่ ง.8 แสดงค่าความสูญเสียเนื่องจากไฟฟ้าดับอัตรการเติบโตของโหลด  
7 เปอร์เซ็นต์ต่อปี (บาท/ปี)

ปีที่	วงรอบเปิด	วงรอบปิด	สถานีแยกจ่ายไฟ
1	9,809,492.61	830,305.39	790,759.78
2	10,496,157.09	888,426.76	846,112.97
3	11,230,888.09	950,616.64	905,340.87
4	12,017,050.25	1,017,159.80	968,714.73
5	12,858,243.77	1,088,360.99	1,036,524.77
6	13,758,320.83	1,164,546.25	1,109,081.50
7	14,721,403.29	1,246,064.49	1,186,717.20
8	15,751,901.52	1,333,289.01	1,269,787.41
9	16,854,534.63	1,426,619.24	1,358,672.53
10	18,034,352.05	1,526,482.58	1,453,779.60
11	19,296,756.70	1,633,336.37	1,555,544.18
12	20,647,529.67	1,747,669.91	1,664,432.27
13	22,092,856.74	1,870,006.80	1,780,942.53
14	23,639,356.71	2,000,907.28	1,905,608.51
15	25,294,111.68	2,140,970.79	2,039,001.10



ตารางภาคผนวกที่ ง.9 แสดงค่าความสูญเสียเนื่องจากไฟฟ้าดับอัตราการเติบโตของโหลด  
5 เปอร์เซ็นต์ต่อปี (บาท/ปี)

ปีที่	วงรอบเปิด	วงรอบปิด	สถานีแยกจ่ายไฟ
1	9,809,492.61	830,305.39	790,759.78
2	10,299,967.24	871,820.65	830,297.77
3	10,814,965.60	915,411.69	871,812.66
4	11,355,713.88	961,182.27	915,403.29
5	11,923,499.57	1,009,241.39	961,173.46
6	12,519,674.55	1,059,703.45	1,009,232.13
7	13,145,658.28	1,112,688.63	1,059,693.74
8	13,802,941.19	1,168,323.06	1,112,678.42
9	14,493,088.25	1,226,739.21	1,168,312.34
10	15,217,742.67	1,288,076.17	1,226,727.96
11	15,978,629.80	1,352,479.98	1,288,064.36
12	16,777,561.29	1,420,103.98	1,352,467.58
13	17,616,439.35	1,491,109.18	1,420,090.96
14	18,497,261.32	1,565,664.64	1,491,095.50
15	19,422,124.39	1,643,947.87	1,565,650.28

ตารางภาคผนวกที่ ง.10 แสดงมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับอัตราการเติบโตของโลก  
7 เปอร์เซ็นต์ต่อปี

ปีที่	ความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (บาท)			ผลประโยชน์ทางการเงิน (บาท)		ผลประโยชน์ทางเศรษฐกิจ (บาท)	
	Open	Loop	Terminal	Loop	Terminal	Loop	Terminal
1	9,809,493	830,305	790,760	8,979,187	9,018,733	7,102,537	7,133,818
2	10,496,157	888,427	846,113	9,607,730	9,650,044	7,599,715	7,633,185
3	11,230,888	950,617	905,341	10,280,271	10,325,547	8,131,695	8,167,508
4	12,017,050	1,017,160	968,715	10,999,890	11,048,336	8,700,913	8,739,233
5	12,858,244	1,088,361	1,036,525	11,769,883	11,821,719	9,309,977	9,350,980
6	13,758,321	1,164,546	1,109,081	12,593,775	12,649,239	9,961,676	10,005,548
7	14,721,403	1,246,064	1,186,717	13,475,339	13,534,686	10,658,993	10,705,937
8	15,751,902	1,333,289	1,269,787	14,418,613	14,482,114	11,405,122	11,455,352
9	16,854,535	1,426,619	1,358,673	15,427,915	15,495,862	12,203,481	12,257,227
10	18,034,352	1,526,483	1,453,780	16,507,869	16,580,572	13,057,725	13,115,233
11	19,296,757	1,633,336	1,555,544	17,663,420	17,741,213	13,971,765	14,033,299
12	20,647,530	1,747,670	1,664,432	18,899,860	18,983,097	14,949,789	15,015,630
13	22,092,857	1,870,007	1,780,943	20,222,850	20,311,914	15,996,274	16,066,724
14	23,639,357	2,000,907	1,905,609	21,638,449	21,733,748	17,116,014	17,191,395
15	25,294,112	2,140,971	2,039,001	23,153,141	23,255,111	18,314,134	18,394,792

ตารางภาคผนวกที่ ง.11 แสดงมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับอัตราการเติบโตของโหลด  
5 เปอร์เซ็นต์ต่อปี

ปีที่	ความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (บาท)			ผลประโยชน์ทางการเงิน (บาท)		ผลประโยชน์ทางเศรษฐกิจ (บาท)	
	Open	Loop	Terminal	Loop	Terminal	Loop	Terminal
1	9,809,493	830,305	790,760	8,979,187	9,018,733	7,102,537	7,133,818
2	10,299,967	871,821	830,298	9,428,147	9,469,669	7,457,664	7,490,509
3	10,814,966	915,412	871,813	9,899,554	9,943,153	7,830,547	7,865,034
4	11,355,714	961,182	915,403	10,394,532	10,440,311	8,222,075	8,258,286
5	11,923,500	1,009,241	961,173	10,914,258	10,962,326	8,633,178	8,671,200
6	12,519,675	1,059,703	1,009,232	11,459,971	11,510,442	9,064,837	9,104,760
7	13,145,658	1,112,689	1,059,694	12,032,970	12,085,965	9,518,079	9,559,998
8	13,802,941	1,168,323	1,112,678	12,634,618	12,690,263	9,993,983	10,037,998
9	14,493,088	1,226,739	1,168,312	13,266,349	13,324,776	10,493,682	10,539,898
10	15,217,743	1,288,076	1,226,728	13,929,666	13,991,015	11,018,366	11,066,893
11	15,978,630	1,352,480	1,288,064	14,626,150	14,690,565	11,569,285	11,620,237
12	16,777,561	1,420,104	1,352,468	15,357,457	15,425,094	12,147,749	12,201,249
13	17,616,439	1,491,109	1,420,091	16,125,330	16,196,348	12,755,136	12,811,312
14	18,497,261	1,565,665	1,491,096	16,931,597	17,006,166	13,392,893	13,451,877
15	19,422,124	1,643,948	1,565,650	17,778,177	17,856,474	14,062,538	14,124,471

ตารางภาคผนวกที่ ง.12 แสดงมูลค่าพลังงานที่ไม่ได้รับการจ่ายเพื่อโครงการเติบโตของโหลด 7 เปอร์เซ็นต์ต่อปี

ปีที่	พลังงานที่ไม่ได้รับการจ่ายไฟ (kW)		ผลต่างของพลังงาน (kW)		ผลประโยชน์ทางการเงิน(บาท)		ผลประโยชน์ทางเศรษฐกิจ (บาท)		
	Open	Loop	Terminal	Loop	Terminal	Loop	Terminal	Loop	Terminal
1	121,653.67	30,473.42	9,880.77	91,180.25	111,772.90	54,207	66,449	42,877	52,561
2	130,169.42	32,606.56	10,572.42	97,562.86	119,597.00	58,001	71,100	45,879	56,240
3	139,281.28	34,889.02	11,312.49	104,392.26	127,968.79	62,061	76,077	49,090	60,177
4	149,030.97	37,331.25	12,104.37	111,699.72	136,926.60	66,405	81,403	52,527	64,390
5	159,463.14	39,944.44	12,951.67	119,518.70	146,511.47	71,054	87,101	56,204	68,897
6	170,625.56	42,740.55	13,858.29	127,885.01	156,767.27	76,028	93,198	60,138	73,720
7	182,569.35	45,732.39	14,828.37	136,836.96	167,740.98	81,350	99,722	64,348	78,880
8	195,349.20	48,933.65	15,866.36	146,415.55	179,482.84	87,044	106,703	68,852	84,402
9	209,023.65	52,359.01	16,977.00	156,664.64	192,046.64	93,137	114,172	73,671	90,310
10	223,655.30	56,024.14	18,165.39	167,631.16	205,489.91	99,657	122,164	78,828	96,632
11	239,311.17	59,945.83	19,436.97	179,365.34	219,874.20	106,633	130,715	84,346	103,396
12	256,062.96	64,142.04	20,797.56	191,920.92	235,265.40	114,097	139,865	90,251	110,633
13	273,987.36	68,631.98	22,253.39	205,355.38	251,733.97	122,084	149,656	96,568	118,378
14	293,166.48	73,436.22	23,811.13	219,730.26	269,355.35	130,630	160,132	103,328	126,664
15	313,688.13	78,576.75	25,477.90	235,111.38	288,210.23	139,774	171,341	110,561	135,531

ตารางภาคผนวกที่ ง.13 แสดงมูลค่าพลังงานที่ไม่ได้รับการจ่ายไฟ้อตราการเติบโตของโหลด 5 เปอร์เซ็นต์ต่อปี

ปีที่	พลังงานที่ไม่ได้รับการจ่ายไฟ (kW)		ผลต่างของพลังงาน (kW)		ผลประโยชน์ทางการเงิน(บาท)		ผลประโยชน์ทางเศรษฐกิจ (บาท)		
	Open	Loop	Terminal	Loop	Terminal	Loop	Terminal	Loop	Terminal
1	121,653.67	30,473.42	9,880.77	91,180.25	111,772.90	54,207	66,449	42,877	52,561
2	127,736.35	31,997.09	10,374.81	95,739.26	117,361.54	56,917	69,771	45,021	55,189
3	134,123.17	33,596.95	10,893.55	100,526.22	123,229.62	59,763	73,260	47,272	57,949
4	140,829.32	35,276.79	11,438.23	105,552.53	129,391.10	62,751	76,923	49,636	60,846
5	147,870.79	37,040.63	12,010.14	110,830.16	135,860.65	65,889	80,769	52,118	63,888
6	155,264.33	38,892.66	12,610.65	116,371.67	142,653.69	69,183	84,808	54,724	67,083
7	163,027.55	40,837.30	13,241.18	122,190.25	149,786.37	72,642	89,048	57,460	70,437
8	171,178.92	42,879.16	13,903.24	128,299.76	157,275.69	76,274	93,500	60,333	73,959
9	179,737.87	45,023.12	14,598.40	134,714.75	165,139.47	80,088	98,175	63,350	77,657
10	188,724.76	47,274.28	15,328.32	141,450.49	173,396.45	84,092	103,084	66,517	81,540
11	198,161.00	49,637.99	16,094.73	148,523.01	182,066.27	88,297	108,238	69,843	85,617
12	208,069.05	52,119.89	16,899.47	155,949.16	191,169.58	92,712	113,650	73,335	89,897
13	218,472.51	54,725.88	17,744.44	163,746.62	200,728.06	97,347	119,333	77,002	94,392
14	229,396.13	57,462.18	18,631.67	171,933.95	210,764.46	102,215	125,299	80,852	99,112
15	240,865.94	60,335.29	19,563.25	180,530.65	221,302.69	107,325	131,564	84,894	104,067

ตารางภาคผนวกที่ ง.14 ตารางมูลค่าความสูญเสียทางไฟฟ้าอัตรการเติบโตของโหลด  
7 เปอร์เซนต์ต่อปี

ปี ที่	ความสูญเสีย (kW)			ผลประโยชน์ทางการเงิน (บาท)		ผลประโยชน์ทางเศรษฐกิจ (บาท)	
	Open	Loop	Terminal	Loop	Terminal	Loop	Terminal
1	866	531	432	7,662,534	9,926,984	6,061,064	7,852,245
2	985	602	488	8,760,449	11,367,998	6,929,515	8,992,087
3	1123	680	545	10,132,844	13,220,730	8,015,079	10,457,598
4	1288	770	641	11,848,336	14,798,984	9,372,034	11,705,996
5	1466	870	701	13,632,449	17,498,026	10,783,267	13,840,938
6	1680	970	795	16,239,998	20,242,814	12,845,838	16,012,066
7	1937	1090	875	19,373,631	24,291,377	15,324,542	19,214,479
8	2135	1240	996	20,471,546	26,052,616	16,192,993	20,607,619
9	2462	1380	1119	24,748,841	30,718,756	19,576,334	24,298,536
10	2838	1570	1263	29,003,263	36,025,347	22,941,581	28,496,049
11	3276	1800	1443	33,760,896	41,926,642	26,704,869	33,163,973
12	3557	2050	1644	34,469,967	43,756,500	27,265,744	34,611,392
13	4123	2370	1884	40,096,783	51,213,175	31,716,555	40,509,622
14	4785	2710	2175	47,461,965	59,699,146	37,542,414	47,222,024
15	5573	3110	2458	56,336,780	71,250,130	44,562,393	56,358,853

ตารางภาคผนวกที่ ง.15 ตารางมูลค่าความสูญเสียทางไฟฟ้าอัตรการเติบโตของโหลด  
5 เปอร์เซ็นต์ต่อปี

ปีที่	ความสูญเสีย (kW)			ผลประโยชน์ทางการเงิน (บาท)		ผลประโยชน์ทาง เศรษฐกิจ (บาท)	
	Open	Loop	Terminal	Loop	Terminal	Loop	Terminal
1	866	531	432	7,662,534	9,926,984	6,061,064	7,852,245
2	952	580	470	8,508,844	11,024,900	6,730,495	8,720,696
3	1045	630	512	9,492,393	12,191,435	7,508,483	9,643,425
4	1,149	690	558	10,498,815	13,518,082	8,304,563	10,692,803
5	1,264	760	609	11,528,111	14,981,970	9,118,736	11,850,738
6	1,391	830	666	12,831,885	16,583,096	10,150,021	13,117,229
7	1,533	910	728	14,250,026	18,412,955	11,271,771	14,564,647
8	1,691	1,100	798	13,518,082	20,425,800	10,692,803	16,156,808
9	1,866	1,210	875	15,004,843	22,667,377	11,868,831	17,929,895
10	1,977	1,210	960	17,543,772	23,262,081	13,877,124	18,400,306
11	2,149	1,330	1,055	18,733,180	25,023,320	14,817,946	19,793,446
12	2,428	1,460	1,159	22,141,292	29,026,136	17,513,762	22,959,674
13	2,690	1,610	1,276	24,703,095	32,342,756	19,540,148	25,583,120
14	2,982	1,780	1,405	27,493,630	36,071,093	21,747,461	28,532,235
15	3,308	1,960	1,548	30,833,122	40,256,895	24,389,000	31,843,204

ตารางภาคผนวกที่ ง.16 แสดงตารางกระแสเงินสดกรณีจ่ายไฟแบบวงรอบปีต่อโครงการเคบีโดยของโหมด 7 เมอร์เซ็นต์ต่อปี (อัตราคิดลดที่ 5.60 %)

ปีที่	ต้นทุน		ผลประโยชน์					อัตรา คิดลด	PV Cost (บาท)	PV Benefit (บาท)	NPV (บาท)
	ค่าลงทุน เริ่มต้น (บาท)	ค่าบำรุงรักษา ต่อปี (บาท)	รวม (บาท)	ECOST (บาท)	ENS (บาท)	Loss (บาท)	รวม (บาท)				
1	106,755,355	1,601,330	108,356,685	7,102,537	42,877	6,061,064	13,206,479	0.947	102,610,497	12,506,135	- 90,104,362
2	-	1,601,330	1,601,330	7,599,715	45,879	6,929,515	14,575,109	0.897	1,435,996	13,070,252	11,634,257
3	-	1,601,330	1,601,330	8,131,695	49,090	8,015,079	16,195,864	0.849	1,359,844	13,753,473	12,393,629
4	-	1,601,330	1,601,330	8,700,913	52,527	9,372,034	18,125,474	0.804	1,287,731	14,575,844	13,288,112
5	-	1,601,330	1,601,330	9,309,977	56,204	10,783,267	20,149,448	0.762	1,219,443	15,344,176	14,124,733
6	-	1,601,330	1,601,330	9,961,676	60,138	12,845,838	22,867,652	0.721	1,154,775	16,490,661	15,335,886
7	-	1,601,330	1,601,330	10,658,993	64,348	15,324,542	26,047,883	0.683	1,093,537	17,787,913	16,694,376
8	-	1,601,330	1,601,330	11,405,122	68,852	16,192,993	27,666,967	0.647	1,035,546	17,891,643	16,856,096
9	-	1,601,330	1,601,330	12,203,481	73,671	19,576,334	31,853,486	0.612	980,631	19,506,606	18,525,975
10	-	1,601,330	1,601,330	13,057,725	78,828	22,941,581	36,078,134	0.580	928,628	20,922,082	19,993,454
11	-	1,601,330	1,601,330	13,971,765	84,346	26,704,869	40,760,981	0.549	879,383	22,384,197	21,504,815
12	-	1,601,330	1,601,330	14,949,789	90,251	27,265,744	42,305,783	0.520	832,749	22,000,509	21,167,760
13	-	1,601,330	1,601,330	15,996,274	96,568	31,716,555	47,809,398	0.492	788,588	23,544,113	22,755,525
14	-	1,601,330	1,601,330	17,116,014	103,328	37,542,414	54,761,756	0.466	746,769	25,537,743	24,790,974
15	-	1,601,330	1,601,330	18,314,134	110,561	44,562,393	62,987,089	0.442	707,167	27,815,877	27,108,710
รวม									117,061,283	283,131,223	166,069,939



ตารางภาคผนวกที่ 1.17 แสดงตารางกระแสเงินสดกรณีก่อสร้างสถานีแยกจ่ายไฟฟ้าการเคหะฯ โดยของโหลด 7 เปอร์เซ็นต์ต่อปี (อัตราคิดลดที่ 5.60 %)

ปีที่	ต้นทุน			ผลประโยชน์					อัตรา คิดลด	PV Cost (บาท)	PV Benefit (บาท)	NPV (บาท)
	ค่าลงทุน เริ่มต้น (บาท)	ค่าบำรุงรักษา ต่อปี (บาท)	รวม (บาท)	ECOST (บาท)	ENS (บาท)	Loss (บาท)	รวม (บาท)					
1	134,982,345	2,024,735	137,007,081	7,133,818	52,561	7,852,245	15,038,623	0.947	129,741,554	14,241,121	-115,500,433	
2	-	2,024,735	2,024,735	7,633,185	56,240	8,992,087	16,681,512	0.897	1,815,685	14,959,173	13,143,488	
3	-	2,024,735	2,024,735	8,167,508	60,177	10,457,598	18,685,283	0.849	1,719,398	15,867,479	14,148,080	
4	-	2,024,735	2,024,735	8,739,233	64,390	11,705,996	20,509,619	0.804	1,628,218	16,493,086	14,864,868	
5	-	2,024,735	2,024,735	9,350,980	68,897	13,840,938	23,260,815	0.762	1,541,873	17,713,539	16,171,666	
6	-	2,024,735	2,024,735	10,005,548	73,720	16,012,066	26,091,334	0.721	1,460,107	18,815,370	17,355,263	
7	-	2,024,735	2,024,735	10,705,937	78,880	19,214,479	29,999,296	0.683	1,382,677	20,486,305	19,103,628	
8	-	2,024,735	2,024,735	11,455,352	84,402	20,607,619	32,147,373	0.647	1,309,353	20,789,026	19,479,673	
9	-	2,024,735	2,024,735	12,257,227	90,310	24,298,536	36,646,073	0.612	1,239,918	22,441,515	21,201,597	
10	-	2,024,735	2,024,735	13,115,233	96,632	28,496,049	41,707,914	0.580	1,174,165	24,186,848	23,012,684	
11	-	2,024,735	2,024,735	14,033,299	103,396	33,163,973	47,300,668	0.549	1,111,898	25,975,516	24,863,617	
12	-	2,024,735	2,024,735	15,015,630	110,633	34,611,392	49,737,655	0.520	1,052,934	25,865,346	24,812,412	
13	-	2,024,735	2,024,735	16,066,724	118,378	40,509,622	56,694,724	0.492	997,097	27,919,762	26,922,665	
14	-	2,024,735	2,024,735	17,191,395	126,664	47,222,024	64,540,084	0.466	944,220	30,097,794	29,153,574	
15	-	2,024,735	2,024,735	18,394,792	135,531	56,358,853	74,889,176	0.442	894,148	33,071,986	32,177,838	
				รวม					148,013,246	328,923,865	180,910,620	

ตารางภาคผนวกที่ ง.18 แสดงตารางกระแสเงินสดกรณีจ่ายไฟแบบวงรอบปีต่อตารางการเติบโตของโหลด 5 เปอร์เซ็นต์ต่อปี (อัตราคิดลดที่ 5.60 %)

ปีที่	ต้นทุน			ผลประโยชน์					อัตราคิด ลด	PV Cost (บาท)	PV Benefit (บาท)	NPV (บาท)
	ค่าลงทุน เริ่มต้น (บาท)	ค่าบำรุงรักษา ต่อปี (บาท)	รวม (บาท)	ECOST (บาท)	ENS (บาท)	Loss (บาท)	รวม (บาท)					
1	106,755,355	1,601,330	108,356,685	7,102,537	42,877	6,061,064	13,206,479	0.947	102,610,497	12,506,135	- 90,104,362	
2	-	1,601,330	1,601,330	7,457,664	45,021	6,730,495	14,233,181	0.897	1,435,996	12,763,628	11,327,632	
3	-	1,601,330	1,601,330	7,830,547	47,272	7,508,483	15,386,302	0.849	1,359,844	13,065,996	11,706,151	
4	-	1,601,330	1,601,330	8,222,075	49,636	8,304,563	16,576,273	0.804	1,287,731	13,330,033	12,042,302	
5	-	1,601,330	1,601,330	8,633,178	52,118	9,118,736	17,804,032	0.762	1,219,443	13,558,098	12,338,656	
6	-	1,601,330	1,601,330	9,064,837	54,724	10,150,021	19,269,582	0.721	1,154,775	13,895,967	12,741,192	
7	-	1,601,330	1,601,330	9,518,079	57,460	11,271,771	20,847,309	0.683	1,093,537	14,236,479	13,142,942	
8	-	1,601,330	1,601,330	9,993,983	60,333	10,692,803	20,747,119	0.647	1,035,546	13,416,723	12,381,177	
9	-	1,601,330	1,601,330	10,493,682	63,350	11,868,831	22,425,862	0.612	980,631	13,733,268	12,752,637	
10	-	1,601,330	1,601,330	11,018,366	66,517	13,877,124	24,962,007	0.580	928,628	14,475,725	13,547,097	
11	-	1,601,330	1,601,330	11,569,285	69,843	14,817,946	26,457,073	0.549	879,383	14,529,099	13,649,717	
12	-	1,601,330	1,601,330	12,147,749	73,335	17,513,762	29,734,846	0.520	832,749	15,463,175	14,630,427	
13	-	1,601,330	1,601,330	12,755,136	77,002	19,540,148	32,372,286	0.492	788,588	15,941,986	15,153,399	
14	-	1,601,330	1,601,330	13,392,893	80,852	21,747,461	35,221,206	0.466	746,769	16,425,151	15,678,382	
15	-	1,601,330	1,601,330	14,062,538	84,894	24,389,000	38,536,432	0.442	707,167	17,018,165	16,310,998	
							รวม		117,061,283	214,359,628	97,298,345	

ตารางภาคผนวกที่ ง.19 แสดงตารางกระแสเงินสดกรณีก่อสร้างสถานีแยกจ่ายไฟอัตรากำลังเต็ม โดยองโกลด 5 เปอร์เซ็นต์ต่อปี (อัตราคิดลดที่ 5.60 %)

ปีที่	ต้นทุน			ผลประโยชน์					อัตราคิดลด	PV Cost (บาท)	PV Benefit (บาท)	NPV (บาท)
	ค่าลงทุนเริ่มต้น (บาท)	ค่าบำรุงรักษาต่อปี (บาท)	รวม (บาท)	ECOST (บาท)	ENS (บาท)	Loss (บาท)	รวม (บาท)					
1	134,982,345	2,024,735	137,007,081	7,133,818	52,561	7,852,245	15,038,623	0.947	129,741,554	14,241,121	-115,500,433	
2	-	2,024,735	2,024,735	7,490,509	55,189	8,720,696	16,266,393	0.897	1,815,685	14,586,914	12,771,230	
3	-	2,024,735	2,024,735	7,865,034	57,949	9,643,425	17,566,408	0.849	1,719,398	14,917,334	13,197,935	
4	-	2,024,735	2,024,735	8,258,286	60,846	10,692,803	19,011,935	0.804	1,628,218	15,288,703	13,660,485	
5	-	2,024,735	2,024,735	8,671,200	63,888	11,850,738	20,585,826	0.762	1,541,873	15,676,486	14,134,613	
6	-	2,024,735	2,024,735	9,104,760	67,083	13,117,229	22,289,072	0.721	1,460,107	16,073,427	14,613,320	
7	-	2,024,735	2,024,735	9,559,998	70,437	14,564,647	24,195,082	0.683	1,382,677	16,522,649	15,139,972	
8	-	2,024,735	2,024,735	10,037,998	73,959	16,156,808	26,268,764	0.647	1,309,353	16,987,454	15,678,101	
9	-	2,024,735	2,024,735	10,539,898	77,657	17,929,895	28,547,450	0.612	1,239,918	17,482,038	16,242,120	
10	-	2,024,735	2,024,735	11,066,893	81,540	18,400,306	29,548,738	0.580	1,174,165	17,135,618	15,961,453	
11	-	2,024,735	2,024,735	11,620,237	85,617	19,793,446	31,499,300	0.549	1,111,898	17,298,076	16,186,178	
12	-	2,024,735	2,024,735	12,201,249	89,897	22,959,674	35,250,820	0.520	1,052,934	18,331,678	17,278,743	
13	-	2,024,735	2,024,735	12,811,312	94,392	25,583,120	38,488,824	0.492	997,097	18,954,123	17,957,027	
14	-	2,024,735	2,024,735	13,451,877	99,112	28,532,235	42,083,224	0.466	944,220	19,625,202	18,680,982	
15	-	2,024,735	2,024,735	14,124,471	104,067	31,843,204	46,071,743	0.442	894,148	20,345,851	19,451,703	
รวม									148,013,246	253,466,674	105,453,428	

ตารางภาคผนวกที่ ง.20 กระแสเงินสดกรณีวงรอบปิดและลงทุนในพันธบัตรรัฐบาลอสังหาริมทรัพย์ของโครงการ 7 เปรอ์เซนต์ต่อปี

ปีที่	ต้นทุน		ผลประโยชน์					อัตราคิดลด	PV Cost (บาท)	PV Benefit (บาท)	NPV <sub>Normalize</sub> (บาท)
	ค่าลงทุน เริ่มต้น (บาท)	ค่าบำรุงรักษา ต่อปี (บาท)	ECOST (บาท)	ENS (บาท)	Loss (บาท)	Bond (Int.) (บาท)					
1	106,755,355	1,601,330	7,102,537	42,877	6,061,064	1,504,146	0.947	102,610,497	13,930,516	- 88,679,982	
2	-	1,601,330	7,599,715	45,879	6,929,515	1,526,375	0.897	1,435,996	14,439,031	13,003,036	
3	-	1,601,330	8,131,695	49,090	8,015,079	1,548,603	0.849	1,359,844	15,068,542	13,708,697	
4	-	1,601,330	8,700,913	52,527	9,372,034	1,570,832	0.804	1,287,731	15,839,049	14,551,318	
5	-	1,601,330	9,309,977	56,204	10,783,267	1,593,061	0.762	1,219,443	16,557,321	15,337,878	
6	-	1,601,330	9,961,676	60,138	12,845,838	1,615,290	0.721	1,154,775	17,655,502	16,500,727	
7	-	1,601,330	10,658,993	64,348	15,324,542	1,637,518	0.683	1,093,537	18,906,163	17,812,626	
8	-	1,601,330	11,405,122	68,852	16,192,993	1,659,747	0.647	1,035,546	18,964,966	17,929,419	
9	-	1,601,330	12,203,481	73,671	19,576,334	1,681,976	0.612	980,631	20,536,623	19,555,992	
10	-	1,601,330	13,057,725	78,828	22,941,581	1,704,205	0.580	928,628	21,910,367	20,981,739	
11	-	1,601,330	13,971,765	84,346	26,704,869	1,726,433	0.549	879,383	23,332,281	22,452,899	
12	-	1,601,330	14,949,789	90,251	27,265,744	1,748,662	0.520	832,749	22,909,875	22,077,126	
13	-	1,601,330	15,996,274	96,568	31,716,555	1,770,891	0.492	788,588	24,416,202	23,627,615	
14	-	1,601,330	17,116,014	103,328	37,542,414	1,793,120	0.466	746,769	26,373,951	25,627,182	
15	-	1,601,330	18,314,134	110,561	44,562,393	1,815,348	0.442	707,167	28,617,558	27,910,390	
รวม								117,061,283	299,457,947	182,396,663	

ตารางภาคผนวกที่ ง.21 กระแสเงินสดกรณีฐานกรณีสถิติและลงทุนในพันธบัตรรัฐบาลอัตราดอกเบี้ยของโครงการ 5 เปอร์เซ็นต์ต่อปี

ปีที่	ต้นทุน		ผลประโยชน์					อัตราคิดลด	PV Cost (บาท)	PV Benefit (บาท)	NPV <sub>Normalize</sub> (บาท)
	ค่าลงทุน เริ่มต้น (บาท)	ค่าบำรุงรักษา ต่อปี (บาท)	ECOST (บาท)	ENS (บาท)	Loss (บาท)	Bond (Int.) (บาท)					
1	106,755,355	1,601,330	7,102,537	42,877	6,061,064	1,504,146	0.947	102,610,497	13,930,516	- 88,679,982	
2	-	1,601,330	7,457,664	45,021	6,730,495	1,526,375	0.897	1,435,996	14,132,406	11,327,632	
3	-	1,601,330	7,830,547	47,272	7,508,483	1,548,603	0.849	1,359,844	14,381,064	11,706,151	
4	-	1,601,330	8,222,075	49,636	8,304,563	1,570,832	0.804	1,287,731	14,593,239	12,042,302	
5	-	1,601,330	8,633,178	52,118	9,118,736	1,593,061	0.762	1,219,443	14,771,243	12,338,656	
6	-	1,601,330	9,064,837	54,724	10,150,021	1,615,290	0.721	1,154,775	15,060,809	12,741,192	
7	-	1,601,330	9,518,079	57,460	11,271,771	1,637,518	0.683	1,093,537	15,354,728	13,142,942	
8	-	1,601,330	9,993,983	60,333	10,692,803	1,659,747	0.647	1,035,546	14,490,046	12,381,177	
9	-	1,601,330	10,493,682	63,350	11,868,831	1,681,976	0.612	980,631	14,763,285	12,752,637	
10	-	1,601,330	11,018,366	66,517	13,877,124	1,704,205	0.580	928,628	15,464,011	13,547,097	
11	-	1,601,330	11,569,285	69,843	14,817,946	1,726,433	0.549	879,383	15,477,183	13,649,717	
12	-	1,601,330	12,147,749	73,335	17,513,762	1,748,662	0.520	832,749	16,372,542	14,630,427	
13	-	1,601,330	12,755,136	77,002	19,540,148	1,770,891	0.492	788,588	16,814,075	15,153,399	
14	-	1,601,330	13,392,893	80,852	21,747,461	1,793,120	0.466	746,769	17,261,359	15,678,382	
15	-	1,601,330	14,062,538	84,894	24,389,000	1,815,348	0.442	707,167	17,819,845	16,310,998	
รวม								117,061,283	230,686,352	98,722,725.38	

## ประวัติผู้เขียน

ชื่อ-สกุล

นายธนัทพงศ์ ปราโมทย์

ประวัติการศึกษา

พ.ศ. 2542 สำเร็จการศึกษาปริญญาวิศวกรรมศาสตร์  
บัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์  
จากสถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหาร  
ลาดกระบัง

ตำแหน่งและสถานที่ทำงานปัจจุบัน

พ.ศ. 2545 สำเร็จการศึกษาปริญญาวิศวกรรมศาสตร์  
มหาบัณฑิต สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์  
จากมหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์  
ผู้ช่วยหัวหน้าแผนกปฏิบัติการสังเคราะห์ระบบไฟฟ้า  
ศูนย์สังเคราะห์ระบบไฟฟ้า การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค