

การวางแผนกำลังรีแอกทีฟที่คำนึงถึงผลตอบแทน



นายสมภาพ กนกบรรณกร

ศูนย์วิทยพัทยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต

สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า

คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ปีการศึกษา 2553

ลิขสิทธิ์ของจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

VALUE-BASED REACTIVE POWER PLANNING



Mr. Sompop Kanokbannakorn

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

A Thesis Submitted in Partial Fulfillment of the Requirements
for the Degree of Master of Engineering Program in Electrical Engineering

Department of Electrical Engineering

Faculty of Engineering

Chulalongkorn University

Academic Year 2010

Copyright of Chulalongkorn University

หัวข้อวิทยานิพนธ์

การวางแผนกำลังรีแอกทีฟที่คำนึงถึงผลตอบแทน

โดย

นายสมภพ กนกบรรณกร


สาขาวิชา

วิศวกรรมไฟฟ้า

อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก

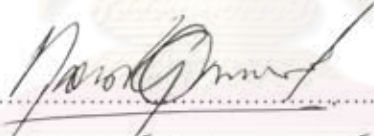
ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.กฤษศ อุตมวงศ์เสรี


คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย อนุมัติให้หัวข้อวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นส่วนหนึ่ง
ของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาโทบัณฑิต



..... คณบดีคณะวิศวกรรมศาสตร์
(รองศาสตราจารย์ ดร.บุญสม เลิศหิรัญวงศ์)

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์


..... ประธานกรรมการ
(ศาสตราจารย์ ดร.บัณฑิต เชื้ออาภรณ์)


..... อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.กฤษศ อุตมวงศ์เสรี)


..... กรรมการ
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.แนบบุญ หุ่นเจริญ)


..... กรรมการภายนอกมหาวิทยาลัย
(ดร.ประติษฐ์ เฟื่องฟู)

สมภพ กนกบรรณกร : การวางแผนกำลังรีแอกทีฟที่คำนึงถึงผลตอบแทน. (VALUE-BASED REACTIVE POWER PLANNING) อ. ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก : ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.กุลยศ อุดมวงศ์เสรี. 107 หน้า.

กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟเป็นส่วนสำคัญของระบบไฟฟ้าไม่สามารถขาดได้ และเนื่องจากความต้องการใช้ไฟฟ้าของประเทศไทยมีการเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง การที่ระบบไฟฟ้าไม่สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าทั้งกำลังจริงและกำลังรีแอกทีฟไปสู่ผู้ใช้ไฟฟ้าอาจจะก่อให้เกิดความเสียหายต่อผู้ใช้อย่างมากได้ ดังนั้น การวางแผนในระบบไฟฟ้าจึงจำเป็นต้องคำนึงถึงกำลังรีแอกทีฟและความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าด้วย การชดเชยกำลังรีแอกทีฟในระบบไฟฟ้านั้นมีข้อดีหลายอย่าง เช่น ช่วยรักษาระดับแรงดัน ช่วยปรับปรุงตัวประกอบกำลัง ช่วยลดกำลังไฟฟ้าสูญเสีย และในบางกรณีสามารถช่วยเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบด้วย วิทยานิพนธ์ฉบับนี้เสนอวิธีการสำหรับแก้ปัญหาการวางแผนกำลังรีแอกทีฟที่คำนึงถึงผลตอบแทนในระบบไฟฟ้าโดยมีจุดประสงค์เพื่อ จะลดการก่อสร้างสายส่ง ลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียของระบบ และเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบ วิธีการที่นำเสนอได้ทดสอบกับระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ผลลัพธ์ที่ได้เป็นที่น่าพอใจ

ศูนย์วิทยทรัพยากร จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ภาควิชา วิศวกรรมไฟฟ้า ลายมือชื่อนิสิต สมภพ กนกบรรณกร
สาขาวิชา วิศวกรรมไฟฟ้า ลายมือชื่อ อ. ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก.
ปีการศึกษา 2553

Paul Grant

5270701321 : MAJOR ELECTRICAL ENGINEERING

KEYWORDS : Reactive power / Reliability / Delay construction / Power loss / Value-based reactive power planning problem

SOMPOP KANOKBANNAKORN : VALUE-BASED REACTIVE POWER PLANNING. ADVISOR : ASSISTANT PROFESSOR KULYOS AUDOMVONGSEREE, Ph.D., 107 pp.

Reactive power is one of many important quantities in a power system. As electricity demand generally increases, the unavailability of supply, both real and reactive power, to customers can lead to serious customers' damage. Thus, power system planning must take reactive power as well as reliability into consideration. Reactive power compensation results in a number of improving issues, i.e. voltage regulation, power factor, power losses and, in some case, enhancing system reliability. This thesis presents a developed method for solving a value-based reactive power planning problem of power system, with an objective to delay construction of new transmission/sub-transmission systems, to reduce system power loss and to enhance system reliability. The proposed method has been tested with a modified system from the Provincial Electricity Authority (PEA) and a modified system from the Electricity Generating Authority of Thailand (EGAT). Satisfactory results have been obtained.

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

Department :..... Electrical Engineering
Field of Study :..... Electrical Engineering
Academic Year :..... 2010

Student's Signature สมพงษ์ อุดมวงษ์
Advisor's Signature [Signature]

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สามารถสำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดี เนื่องมาจากความช่วยเหลืออย่างดียิ่งจาก ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.กฤษศ อุดมวงศ์เสวี อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ ซึ่งได้กรุณาให้คำแนะนำ และข้อคิดเห็นต่างๆ ที่เป็นประโยชน์อย่างยิ่งต่อการทำวิทยานิพนธ์ด้วยดีตลอดมา รวมทั้งได้กรุณาตรวจสอบและแก้ไขเนื้อหาในวิทยานิพนธ์จนสำเร็จเรียบร้อย และขอขอบคุณ คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์ ซึ่งประกอบด้วย ศาสตราจารย์ ดร.ปัทมาธิต เอื้ออาภรณ์ ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.แนบบุญ หุนเจริญ และดร.ประดิษฐ์ เฟื่องฟู ที่ได้เสียสละเวลาตรวจสอบแก้ไข และให้คำแนะนำวิทยานิพนธ์จนสำเร็จลุล่วงด้วยดี

ทำยนี้ ข้าพเจ้าขอขอบพระคุณบิดา มารดา และครอบครัวของข้าพเจ้าที่เป็นกำลังใจตลอดมา ตลอดจน พี่ น้อง และเพื่อนๆทุกคนที่อยู่เบื้องหลังความสำเร็จนี้



ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

สารบัญ

	หน้า
บทคัดย่อภาษาไทย.....	ง
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ.....	จ
กิตติกรรมประกาศ.....	ฉ
สารบัญ.....	ช
สารบัญตาราง.....	ญ
สารบัญภาพ.....	ฎ
บทที่ 1 บทนำ.....	1
1.1 ที่มาและความสำคัญของปัญหา.....	1
1.2 วัตถุประสงค์.....	2
1.3 ขอบเขตวิทยานิพนธ์.....	2
1.4 ขั้นตอนการศึกษาและวิธีดำเนินงาน.....	3
1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์.....	3
1.6 เนื้อหาของวิทยานิพนธ์.....	3
บทที่ 2 การวางแผนกำลังรีแอกทีฟในระบบไฟฟ้ากำลัง.....	5
2.1 จุดประสงค์การวางแผนกำลังรีแอกทีฟ.....	5
2.2 รูปแบบของระบบไฟฟ้ากำลัง.....	6
2.2.1 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียล.....	7
2.2.2 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบวงแหวน.....	8
2.2.3 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบร่างแห.....	8
2.3 หลักการพื้นฐานของตัวเก็บประจุ.....	9
2.4 ประโยชน์ที่ได้รับจากการติดตั้งตัวเก็บประจุ.....	10
2.4.1 การชะลอการลงทุนเพื่อก่อสร้างอุปกรณ์ใหม่ในระบบไฟฟ้ากำลัง	11
2.4.2 การลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบไฟฟ้ากำลัง.....	12
2.4.3 การช่วยเพิ่มความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลัง.....	13
2.4 แบบจำลองของตัวเก็บประจุ.....	17
2.4 แบบจำลองของโหลด.....	18

บทที่ 3 การประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลัง.....	21
3.1 การจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล.....	21
3.2 แบบจำลองรอบการทำงานของอุปกรณ์ในระบบ.....	22
3.3 การสุ่มช่วงเวลาการทำงาน.....	23
3.4 การใช้แบบจำลองโหลดโดยคำนึงถึงความไม่แน่นอนของโหลดรวมด้วย.....	25
3.5 การวิเคราะห์โครงสร้างระบบไฟฟ้ากำลัง	27
3.6 การวิเคราะห์ระบบด้วยการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า.....	30
3.7 การแก้ไขปัญหาเมื่อเกิดเหตุขัดข้อง.....	33
3.8 แบบจำลองหม้อแปลงที่สามารถปรับแก้ได้.....	36
3.9 การประมาณฟังก์ชันแบบเชิงเส้น.....	38
3.9.1 การประมาณเชิงเส้นของกำลังไฟฟ้าปรากฏในสายส่ง	38
3.9.2 การประมาณเชิงเส้นของแรงดันที่บัส	40
3.9.3 การประมาณเชิงเส้นของกำลังไฟฟ้าสูญเสีย	42
3.9.4 การจัดรูปของการประมาณเชิงเส้นเพื่อแก้ปัญหาค่าขีดสุด.....	43
3.10 การคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้.....	45
3.11 เกณฑ์การหยุดคำนวณ (Stopping Criteria)	46
3.12 ขั้นตอนการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล.....	47
บทที่ 4 การวิเคราะห์ปัญหาการติดตั้งตัวเก็บประจุ.....	50
4.1 ฟังก์ชันเป้าหมาย.....	50
4.1.1 การคำนวณผลตอบแทนจากการชะลอการลงทุนสำหรับการก่อสร้างสายส่ง.....	50
4.1.2 การคำนวณผลตอบแทนจากพลังงานไฟฟ้าสูญเสียที่ลดลง	53
4.1.3 การคำนวณผลตอบแทนจากความสูญเสียของโหลดที่คาดว่าจะไม่ได้รับการจ่ายพลังงานไฟฟ้าที่ลดลง	53
4.1.4 การคำนวณเงินลงทุนติดตั้งตัวเก็บประจุ	54
4.2 การหาตำแหน่งการติดตั้งตัวเก็บประจุที่เหมาะสม.....	56
4.3 ขั้นตอนการเลือกขนาดและตำแหน่งการติดตั้งตัวเก็บประจุด้วยวิธีที่นำเสนอ	57

บทที่ 5 ผลการทดสอบ.....	59
5.1 ค่าคงที่และตัวแปรต่างๆ.....	59
5.2 ระบบทดสอบพัฒนานิคม.....	60
5.3 ผลการทดสอบระบบทดสอบพัฒนานิคม.....	60
5.4 ระบบทดสอบไฟฟ้ากำลังเขตภาคเหนือ.....	66
5.5 ผลการทดสอบระบบทดสอบไฟฟ้ากำลังเขตภาคเหนือ.....	68
บทที่ 6 สรุปผลการวิจัยและข้อเสนอแนะ.....	76
6.1 สรุปผลการวิจัย.....	76
6.2 ข้อเสนอแนะ.....	77
รายการอ้างอิง.....	78
ภาคผนวก.....	81
ภาคผนวก ก.....	82
ภาคผนวก ข.....	85
ภาคผนวก ค.....	98
ภาคผนวก ง.....	101
ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์.....	107

สารบัญตาราง

ตารางที่		หน้า
2.1	แสดงผลการปรับปรุงตัวประกอบกำลัง โดยกำหนดให้กำลังไฟฟ้าจริงคงที่.....	11
2.2	การติดตั้งตัวเก็บประจุเข้าในระบบไฟฟ้ากำลังเพื่อช่วยลดปริมาณโหลดที่ถูกต้อง ออกจากระบบที่ตัวประกอบกำลังค่าต่างๆ.....	16
3.1	การค้นหาแบบกว้างก่อน.....	29
4.1	แสดงตัวอย่างการคำนวณผลตอบแทนจากการชะลอการลงทุนการก่อสร้าง สายส่งในกรณีที่ 2.....	51
4.2	แสดงตัวอย่างการคำนวณผลตอบแทนจากการชะลอการลงทุนการก่อสร้าง สายส่งในกรณีที่ 3.....	52
5.1	พารามิเตอร์ของสายส่ง.....	59
5.2	พารามิเตอร์ของตัวเก็บประจุ.....	59
5.3	ผลตอบแทนและเงินลงทุนในการติดตั้งตัวเก็บประจุของระบบพัฒนาคอม.....	61
5.4	ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบพัฒนาคอม ก่อนและหลังการติดตั้งตัวเก็บประจุ	61
5.5	ขนาดและตำแหน่งการติดตั้งตัวเก็บประจุของระบบพัฒนาคอม.....	61
5.6	ผลตอบแทนและเงินลงทุนในการติดตั้งตัวเก็บประจุของระบบไฟฟ้ากำลังเขต ภาคเหนือ.....	68
5.7	ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังเขตภาคเหนือ ก่อนและหลังการติดตั้ง ตัวเก็บประจุ.....	68
5.8	ขนาดและตำแหน่งการติดตั้งตัวเก็บประจุของระบบไฟฟ้ากำลังเขตภาคเหนือ...	69
ก.1	ข้อมูลบัสของระบบพัฒนาคอม.....	82
ก.2	ข้อมูลสถานีไฟฟ้าย่อยของระบบพัฒนาคอม.....	83
ก.3	ข้อมูลสายส่งของระบบพัฒนาคอม.....	83
ก.4	ข้อมูลความน่าเชื่อถือของสายส่งของระบบพัฒนาคอม.....	84
ข.1	ข้อมูลบัสของระบบไฟฟ้ากำลังเขตภาคเหนือ.....	85
ข.2	ข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของระบบไฟฟ้ากำลังเขตภาคเหนือ.....	87
ข.3	ข้อมูลสายส่งและหม้อแปลงของระบบไฟฟ้ากำลังเขตภาคเหนือ.....	89
ข.4	ข้อมูลความน่าเชื่อถือของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของระบบไฟฟ้ากำลังเขต ภาคเหนือ.....	93

ตารางที่		หน้า
ข.5	ข้อมูลความน่าเชื่อถือของสายส่งและหม้อแปลงของระบบไฟฟ้ากำลังเขตภาคเหนือ.....	94
ค.1	ข้อมูลการใช้ไฟฟ้า.....	99



ศูนย์วิทยพัทยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

สารบัญภาพ

ภาพที่		หน้า
2.1	การเชื่อมโยงระหว่างส่วนต่างๆ ในระบบไฟฟ้า ตั้งแต่ระบบผลิตไฟฟ้าจนถึงผู้ใช้ไฟฟ้า.....	6
2.2	ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียล.....	7
2.3	ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบวงแหวน.....	7
2.4	ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบร่างแห.....	8
2.5	วงจรไฟฟ้าและแผนภาพเฟสเซอร์ของวงจรไฟฟ้าก่อนการติดตั้งตัวเก็บประจุ.....	9
2.6	วงจรไฟฟ้าและแผนภาพเฟสเซอร์ของวงจรไฟฟ้าหลังการติดตั้งตัวเก็บประจุ.....	9
2.7	แผนภาพสามเหลี่ยมกำลังเปรียบเทียบระหว่างก่อนและหลังการติดตั้งตัวเก็บประจุ.....	10
2.8	แบบวงจรแสดงการติดตั้งตัวเก็บประจุในระบบไฟฟ้ากำลัง.....	11
2.9	ระบบไฟฟ้าตัวอย่าง 2 บัส ก่อนการติดตั้งตัวเก็บประจุ.....	12
2.10	ระบบไฟฟ้าตัวอย่าง 2 บัส หลังการติดตั้งตัวเก็บประจุ.....	13
2.11	แสดงการเปรียบเทียบของระบบไฟฟ้าตัวอย่าง 3 บัส ที่ค่าตัวประกอบกำลัง 0.80 เมื่อสายส่งระหว่างบัส 2 กับบัส 3 หลุดออกจากระบบหนึ่งเส้น	15
2.12	แสดงการเปรียบเทียบของระบบไฟฟ้าตัวอย่าง 3 บัส ที่ค่าตัวประกอบกำลัง 0.85 เมื่อสายส่งระหว่างบัส 2 กับบัส 3 หลุดออกจากระบบหนึ่งเส้น	15
2.13	แสดงการเปรียบเทียบของระบบไฟฟ้าตัวอย่าง 3 บัส ที่ค่าตัวประกอบกำลัง 0.90 เมื่อสายส่งระหว่างบัส 2 กับบัส 3 หลุดออกจากระบบหนึ่งเส้น	16
2.14	ระบบไฟฟ้าจำหน่ายแบบเรเดียลขนาด 3 บัส ที่ค่าตัวประกอบกำลัง 0.90 เมื่อสายส่งระหว่างบัส 2 กับบัส 3 หลุดออกจากระบบหนึ่งเส้น.....	17
2.15	แสดงโหลดที่แปรเปลี่ยนตามเวลา.....	19
3.1	ลักษณะการทำงานของอุปกรณ์.....	22
3.2	การทำงานของอุปกรณ์เมื่อประมาณช่วงเวลาที่อุปกรณ์อยู่ในแต่ละสถานะเป็นค่าเฉลี่ย.....	22
3.3	แบบจำลองมาร์คอฟฟ์ 2 สถานะ.....	23
3.4	ช่วงเวลาการทำงานของอุปกรณ์ ที่เกิดจากการสุ่ม.....	25
3.5	การสุ่มปริมาณโหลดในแต่ละช่วงเวลา.....	26

ภาพที่	หน้า	
3.6	ช่วงเวลาการทำงานของอุปกรณ์และช่วงเวลาไหลด.....	26
3.7	ลำดับการเดินทางของการค้นหาแบบลึกก่อน.....	27
3.8	ลำดับการเดินทางของการค้นหาแบบกว้างก่อน.....	28
3.9	ระบบตัวอย่างสำหรับการวิเคราะห์โครงสร้างระบบ.....	28
3.10	บัลในระบบไฟฟ้ากำลัง.....	30
3.11	แบบจำลองหม้อแปลงที่สามารถปรับแท็ปได้.....	36
3.12	วงจรสมมูลแบบ π ของหม้อแปลงที่สามารถปรับแท็ปได้.....	36
3.13	กำลังไฟฟ้าปรากฏในสายส่ง.....	38
3.14	ขั้นตอนการจำลองเหตุการณ์ด้วยวิธีมอนติคาร์โลแบบสุ่มช่วงเวลาการทำงาน.....	49
4.1	มูลค่าเทียบเท่าของเงิน 100 บาทในแต่ละปี.....	54
4.2	การคิดดอกเบี้ยแบบระบบจ่ายเป็นอนุกรมเท่ากันทุกๆช่วงเวลา.....	55
4.3	ขั้นตอนการเลือกขนาดและตำแหน่งการติดตั้งตัวเก็บประจุ.....	58
5.1	ระบบพัฒนานิคมก่อนการติดตั้งตัวเก็บประจุ.....	60
5.2	ระบบพัฒนานิคมหลังการติดตั้งตัวเก็บประจุ.....	62
5.3	ผลตอบแทน-มูลค่าการลงทุน ต่อขนาดของตัวเก็บประจุทั้งหมดที่ติดตั้งของระบบ พัฒนานิคม.....	62
5.4	การพิสูจน์ ผลตอบแทน-มูลค่าการลงทุน ต่อขนาดของตัวเก็บประจุทั้งหมดที่ ติดตั้งของระบบพัฒนานิคม.....	63
5.5	ดัชนี LOLP ต่อขนาดของตัวเก็บประจุทั้งหมดที่ติดตั้งของระบบพัฒนานิคม.....	63
5.6	ดัชนี LOLF ต่อขนาดของตัวเก็บประจุทั้งหมดที่ติดตั้งของระบบพัฒนานิคม.....	64
5.7	ดัชนี LOLD ต่อขนาดของตัวเก็บประจุทั้งหมดที่ติดตั้งของระบบพัฒนานิคม.....	64
5.8	ดัชนี EPNS ต่อขนาดของตัวเก็บประจุทั้งหมดที่ติดตั้งของระบบพัฒนานิคม.....	65
5.9	ดัชนี SAIFI ต่อขนาดของตัวเก็บประจุทั้งหมดที่ติดตั้งของระบบพัฒนานิคม.....	65
5.10	ดัชนี SAIDI ต่อขนาดของตัวเก็บประจุทั้งหมดที่ติดตั้งของระบบพัฒนานิคม.....	66
5.11	ระบบไฟฟ้ากำลังเขตภาคเหนือก่อนการติดตั้งตัวเก็บประจุ.....	67
5.12	ระบบไฟฟ้ากำลังเขตภาคเหนือหลังการติดตั้งตัวเก็บประจุ.....	70
5.13	ผลตอบแทน-มูลค่าการลงทุน ต่อขนาดของตัวเก็บประจุทั้งหมดที่ติดตั้งของระบบ ไฟฟ้ากำลังเขตภาคเหนือ.....	71

ภาพที่	หน้า
5.14 การพิสูจน์ ผลตอบแทน-มูลค่าการลงทุน ต่อขนาดของตัวเก็บประจุทั้งหมดที่ติดตั้งของระบบไฟฟ้ากำลังเขตภาคเหนือ.....	71
5.15 ดัชนี LOLP ต่อขนาดของตัวเก็บประจุทั้งหมดที่ติดตั้งของระบบไฟฟ้ากำลังเขตภาคเหนือ.....	72
5.16 ดัชนี LOLF ต่อขนาดของตัวเก็บประจุทั้งหมดที่ติดตั้งของระบบไฟฟ้ากำลังเขตภาคเหนือ.....	72
5.17 ดัชนี LODD ต่อขนาดของตัวเก็บประจุทั้งหมดที่ติดตั้งของระบบไฟฟ้ากำลังเขตภาคเหนือ.....	73
5.18 ดัชนี EPNS ต่อขนาดของตัวเก็บประจุทั้งหมดที่ติดตั้งของระบบไฟฟ้ากำลังเขตภาคเหนือ.....	73
5.19 ดัชนี SAIFI ต่อขนาดของตัวเก็บประจุทั้งหมดที่ติดตั้งของระบบไฟฟ้ากำลังเขตภาคเหนือ.....	74
5.20 ดัชนี SAIDI ต่อขนาดของตัวเก็บประจุทั้งหมดที่ติดตั้งของระบบไฟฟ้ากำลังเขตภาคเหนือ.....	74
ง.1 การลู่เข้าของดัชนี LOLP ก่อนการติดตั้งตัวเก็บประจุของระบบพัฒนานิคม.....	101
ง.2 การลู่เข้าของดัชนี LOLF ก่อนการติดตั้งตัวเก็บประจุของระบบพัฒนานิคม.....	101
ง.3 การลู่เข้าของดัชนี LODD ก่อนการติดตั้งตัวเก็บประจุของระบบพัฒนานิคม.....	102
ง.4 การลู่เข้าของดัชนี EPNS ก่อนการติดตั้งตัวเก็บประจุของระบบพัฒนานิคม.....	102
ง.5 การลู่เข้าของดัชนี SAIFI ก่อนการติดตั้งตัวเก็บประจุของระบบพัฒนานิคม.....	103
ง.6 การลู่เข้าของดัชนี SAIDI ก่อนการติดตั้งตัวเก็บประจุของระบบพัฒนานิคม.....	103
ง.7 การลู่เข้าของดัชนี LOLP ก่อนการติดตั้งตัวเก็บประจุของระบบไฟฟ้ากำลังเขตภาคเหนือ.....	104
ง.8 การลู่เข้าของดัชนี LOLF ก่อนการติดตั้งตัวเก็บประจุของระบบไฟฟ้ากำลังเขตภาคเหนือ.....	104
ง.9 การลู่เข้าของดัชนี LODD ก่อนการติดตั้งตัวเก็บประจุของระบบไฟฟ้ากำลังเขตภาคเหนือ.....	105
ง.10 การลู่เข้าของดัชนี EPNS ก่อนการติดตั้งตัวเก็บประจุของระบบไฟฟ้ากำลังเขตภาคเหนือ.....	105

ภาพที่	หน้า
ง.11 การสูญเสียของดัชนี SAIFI ก่อนการติดตั้งตัวเก็บประจุของระบบไฟฟ้ากำลังเขต ภาคเหนือ.....	106
ง.12 การสูญเสียของดัชนี SAIDI ก่อนการติดตั้งตัวเก็บประจุของระบบไฟฟ้ากำลังเขต ภาคเหนือ.....	106



ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

บทที่ 1

บทนำ

บทนี้จะกล่าวถึงที่มาและความสำคัญของปัญหา วัตถุประสงค์ ขอบเขตของวิทยานิพนธ์ รวมทั้งขั้นตอนการดำเนินงาน และประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ ส่วนในหัวข้อสุดท้ายของบทนี้เป็น การกล่าวถึงเนื้อหาของวิทยานิพนธ์ในแต่ละบทที่จะนำเสนอต่อไป

1.1 ที่มาและความสำคัญของปัญหา

ปัจจุบัน พลังงานไฟฟ้ามีบทบาทในชีวิตประจำวันของมนุษย์มากขึ้น การขาดพลังงานไฟฟ้าเพียงชั่วขณะมีผลกระทบต่อกิจกรรมต่างๆที่กำลังดำเนินอยู่ การไฟฟ้าจึงจำเป็นต้องจัดหาพลังงานไฟฟ้าให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้าอย่างต่อเนื่อง มีราคาที่เหมาะสม และมีประสิทธิภาพ ซึ่งระบบไฟฟ้ากำลังที่มีประสิทธิภาพนั้นจะต้องทำการส่งผ่านพลังงานไฟฟ้าไปตามโครงข่ายสายส่งอย่างมีประสิทธิภาพสูงสุด (พลังงานไฟฟ้าสูญเสียน้อยที่สุด) มีความมั่นคงโดยสามารถรักษาความถี่และระดับแรงดันไฟฟ้าให้คงที่สม่ำเสมอ และมีความเชื่อถือได้ต่อผู้ใช้ไฟฟ้า ดังนั้นการศึกษาเพื่อการวางแผนระบบไฟฟ้าด้านการผลิตและส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าจึงจำเป็นต้องมีการประเมินค่าใช้จ่ายด้านการลงทุน ด้านการปฏิบัติการ และความเสียหายต่อผู้ใช้ไฟฟ้าเมื่อเกิดเหตุขัดข้องขึ้น [1]

โดยทั่วไป การประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังสามารถแบ่งออกได้เป็น 2 วิธี คือ วิธีการวิเคราะห์ (Analytical method) และวิธีการจำลองเหตุการณ์ (Simulation method) ซึ่งทั้งสองวิธีดังกล่าวได้พิจารณาผลของความไม่แน่นอนของอุปกรณ์ในระบบโดยอาศัยพื้นฐานของทฤษฎีความน่าจะเป็น ทั้งนี้วิธีการวิเคราะห์เป็นวิธีที่มีสูตรการคำนวณที่แน่นอนทำให้ใช้งานง่ายและสามารถคำนวณได้อย่างรวดเร็ว แต่วิธีการวิเคราะห์มีข้อจำกัดบางอย่าง เช่น หากระบบมีขนาดใหญ่ จำนวนเหตุการณ์ที่จะต้องทำการพิจารณาก็จะมีจำนวนเพิ่มขึ้นมาก ซึ่งเป็นการยากที่จะทำการวิเคราะห์ให้ครบทุกกรณี ทำให้บางครั้งในการคำนวณจะต้องกำหนดระดับความเชื่อถือได้ของระบบด้วยเกณฑ์อุปกรณ์ในสถานะเสียหนึ่งหรือสองอุปกรณ์ (N-1, N-2) ซึ่งอาจจะไม่ครอบคลุมเหตุการณ์ส่วนใหญ่ของระบบไฟฟ้ากำลัง เป็นต้น ส่วนการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังด้วยการจำลองเหตุการณ์จะอาศัยการสุ่มสถานะของอุปกรณ์ต่างๆในระบบ และทำการวนการนี้ซ้ำด้วยคอมพิวเตอร์จนกระทั่งผลตอบลู่อเข้า การวิเคราะห์ด้วยวิธีนี้ใช้เวลาในการคำนวณค่อนข้างสูงแต่ก็สามารถจัดการกับปัญหาที่ซับซ้อนได้ดี

การเพิ่มความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลังนั้นสามารถทำได้หลากหลายวิธี เช่น การหุ้มฉนวนสายส่ง การเพิ่มอุปกรณ์ป้องกันที่มีความสามารถเปิดและปิดวงจรได้แบบอัตโนมัติ การจัดรูปแบบระบบไฟฟ้าใหม่ (System reconfiguration) ในรูปแบบที่เหมาะสม เป็นต้น ส่วนการ

ปรับปรุงสมรรถนะของระบบส่งเป็นอีกวิธีการหนึ่งที่จะช่วยเพิ่มความสามารถในการส่งพลังงานไฟฟ้าไปสู่ผู้ใช้ไฟฟ้าได้มากขึ้น เป็นการทำให้ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังเพิ่มขึ้นในทางอ้อมด้วย การปรับปรุงสมรรถนะของระบบส่งมีหลากหลายวิธี วิธีที่นิยมใช้คือการติดตั้งตัวเก็บประจุแบบขนานเข้าในระบบไฟฟ้ากำลังเนื่องจากมีราคาถูก มีวิธีการใช้ไม่ซับซ้อนมากนัก และก่อให้เกิดประโยชน์ทั้งทางตรงและทางอ้อมหลายอย่างดังนี้ [2]-[8] ประโยชน์ทางตรง เช่น ช่วยทำให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบลดลง ช่วยรักษาระดับแรงดันไฟฟ้า ช่วยปรับปรุงตัวประกอบกำลังของระบบให้ดีขึ้น ช่วยเพิ่มความสามารถรับโหลดได้ให้มากขึ้น เป็นต้น และประโยชน์ทางอ้อม เช่น ช่วยปรับปรุงความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังให้ดีขึ้น ช่วยชะลอการลงทุนการก่อสร้างสายส่ง เป็นต้น สำหรับวิธีการติดตั้งตัวเก็บประจุโดยทั่วไปนั้นจะเลือกตำแหน่งที่ติดตั้งและขนาดตัวเก็บประจุ [2]-[9] โดยมีฟังก์ชันเป้าหมาย คือการหาค่าสูงสุดของผลตอบแทนจากมูลค่าพลังงานไฟฟ้าสูญเสียที่ลดลงหักออกด้วยมูลค่าในการลงทุนติดตั้งตัวเก็บประจุ ซึ่งเป็นการคำนึงถึงแค่ประโยชน์ทางตรงเพียงอย่างเดียว ดังนั้นในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะนำเสนอการวางแผนการติดตั้งตัวเก็บประจุในระบบไฟฟ้ากำลัง ด้วยการพิจารณาประโยชน์ทั้งทางตรงและทางอ้อมไปพร้อมๆกัน โดยคำนึงถึงผลตอบแทนและมูลค่าการลงทุนจากการติดตั้งตัวเก็บประจุด้านอื่นๆด้วย

1.2 วัตถุประสงค์

1. เพื่อศึกษาวิธีการวางแผนกำลังรีแอกทีฟที่คำนึงถึงผลตอบแทน
2. ออกแบบ และพัฒนาโปรแกรมคอมพิวเตอร์เพื่อช่วยในการวางแผนกำลังรีแอกทีฟที่คำนึงถึงผลตอบแทนในระบบไฟฟ้ากำลังของประเทศไทย

1.3 ขอบเขตวิทยานิพนธ์

1. พิจารณาระบบไฟฟ้ากำลังเป็นแบบ 3 เฟส สมดุล
2. ไม่พิจารณาฮาร์มอนิกในระบบ
3. พิจารณาเฉพาะเงื่อนไข พิกัดของสายส่ง พิกัดขนาดแรงดัน และพิกัดกำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า
4. พิจารณาโหลดเป็นแบบกำลังไฟฟ้าคงที่ (Constant Power Load)
5. พิจารณาการตัดโหลดเป็นแบบการตัดโหลดด้วยตัวประกอบกำลังคงที่
6. พิจารณาเฉพาะช่วงการทำงานในสภาวะคงตัว (Steady State)
7. ใช้แบบจำลองสองสถานะ (Two-state model) เพื่อจำลองสภาวะการทำงานของอุปกรณ์ในระบบไฟฟ้ากำลัง
8. พิจารณาเฉพาะตัวเก็บประจุชนิดคงที่ (Fixed capacitor)

1.4 ขั้นตอนการศึกษาและวิธีดำเนินงาน

1. ศึกษาการวางแผนกำลังรีแอกทีฟที่คำนึงถึงผลตอบแทนในระบบไฟฟ้ากำลัง
2. ศึกษาการเขียนโปรแกรมคอมพิวเตอร์ด้วยโปรแกรม MATLAB
3. กำหนดขอบเขตรวมถึงรายละเอียดของข้อมูลต่างๆที่ใช้อ้างอิงในงานวิจัย
4. ออกแบบ ปรับปรุงและพัฒนาโปรแกรมเพื่อช่วยในการวางแผนกำลังรีแอกทีฟที่คำนึงถึงผลตอบแทนในระบบไฟฟ้ากำลัง
5. ทดสอบวิธีการที่น่าเสนอกับระบบไฟฟ้าของประเทศไทย
6. วิเคราะห์และสรุปผลงานวิจัย

1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์

1. วิธีการวางแผนกำลังรีแอกทีฟที่คำนึงถึงผลตอบแทนในระบบไฟฟ้ากำลัง
2. โปรแกรมสำหรับช่วยในการวางแผนกำลังรีแอกทีฟที่คำนึงถึงผลตอบแทนในระบบไฟฟ้ากำลังของประเทศไทย

1.6 เนื้อหาของวิทยานิพนธ์

บทที่ 1 กล่าวถึงที่มาและความสำคัญของปัญหา วัตถุประสงค์ ขอบเขต รวมทั้งขั้นตอนการดำเนินงาน และประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์

บทที่ 2 กล่าวถึงจุดประสงค์การวางแผนกำลังรีแอกทีฟในระบบไฟฟ้ากำลัง รูปแบบของระบบไฟฟ้ากำลัง หลักการพื้นฐานของตัวเก็บประจุ ประโยชน์ที่ได้รับจากการติดตั้งตัวเก็บประจุเข้าในระบบไฟฟ้ากำลัง แบบจำลองของตัวเก็บประจุ และแบบจำลองของโหลด

บทที่ 3 กล่าวถึงหลักการและขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลัง ด้วยการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล ซึ่งประกอบด้วย แบบจำลองรอบการทำงานของอุปกรณ์ในระบบ การสุ่มช่วงเวลาการทำงาน การใช้แบบจำลองโหลดโดยคำนึงถึงความไม่แน่นอนของโหลด การวิเคราะห์โครงสร้างระบบไฟฟ้ากำลัง การวิเคราะห์ระบบด้วยการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า การแก้ไขปัญหาเมื่อเกิดเหตุขัดข้อง แบบจำลองหม้อแปลงที่สามารถปรับแท็ปได้ การประมาณฟังก์ชันแบบเชิงเส้น การคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ และเกณฑ์การหยุดการคำนวณ

บทที่ 4 กล่าวถึงหลักการและขั้นตอนการวิเคราะห์ปัญหาการติดตั้งตัวเก็บประจุ ซึ่งประกอบด้วย ฟังก์ชันเป้าหมาย คือ การหาค่าสูงสุดของผลรวมระหว่างผลตอบแทนจากการชะลอการลงทุนสำหรับการก่อสร้างสายส่ง ผลตอบแทนจากมูลค่าพลังงานไฟฟ้าสูญเสียที่ลดลง และผลตอบแทนจากมูลค่าความสูญเสียของโหลดที่คาดว่าจะไม่ได้รับการจ่ายพลังงานไฟฟ้าที่ลดลง หักออกด้วยมูลค่าในการลงทุนติดตั้งตัวเก็บประจุ และการใช้ดัชนีความไวของกำลังไฟฟ้าสูญเสียสำหรับการหาตำแหน่งการติดตั้งตัวเก็บประจุ

บทที่ 5 แสดงผลการทดสอบของการวางแผนกำลังรีแอกทีฟที่คำนึงถึงผลตอบแทนในระบบไฟฟ้ากำลัง ซึ่งได้ทำการทดสอบกับ 2 ระบบคือ ระบบที่ดัดแปลงจากระบบพัฒนานิคมของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และระบบที่ดัดแปลงจากระบบไฟฟ้ากำลังเขตภาคเหนือของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

บทที่ 6 กล่าวถึงการสรุปผลการวิจัยและวิเคราะห์ผลการทดสอบ รวมทั้งได้ทำการเปรียบเทียบให้เห็นถึงข้อดีและข้อเสียของวิธีการที่ได้พัฒนาขึ้น นอกจากนั้นยังได้แนะนำข้อเสนอแนะสำหรับการศึกษาและพัฒนาต่อไป



ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

บทที่ 2

การวางแผนกำลังรีแอกทีฟในระบบไฟฟ้ากำลัง

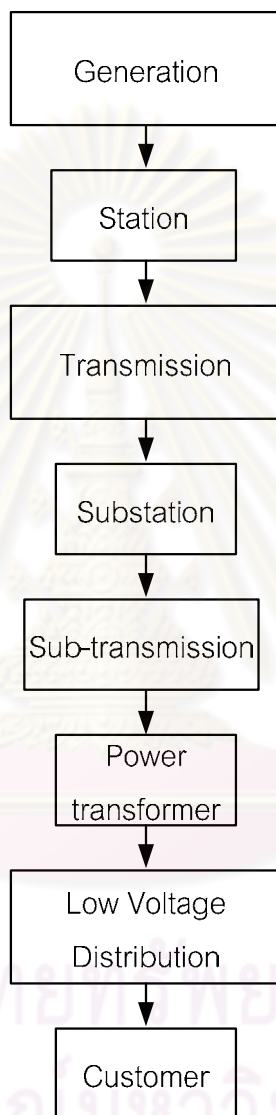
บทนี้จะกล่าวถึงจุดประสงค์การวางแผนกำลังรีแอกทีฟในระบบไฟฟ้ากำลัง รูปแบบของระบบไฟฟ้ากำลัง หลักการพื้นฐานของตัวเก็บประจุ ประโยชน์ที่ได้รับจากการติดตั้งตัวเก็บประจุเข้าในระบบไฟฟ้ากำลัง แบบจำลองของตัวเก็บประจุ และแบบจำลองของโหลด ซึ่งจะมีการกล่าวถึงรายละเอียดต่อไป

2.1 จุดประสงค์การวางแผนกำลังรีแอกทีฟ

การวางแผนกำลังรีแอกทีฟเป็นวิธีการหนึ่งในการปรับปรุงประสิทธิภาพของระบบส่งไฟฟ้ากำลัง ซึ่งหลักการโดยทั่วไปคือ การติดตั้งอุปกรณ์ที่สามารถจ่ายหรือรับกำลังรีแอกทีฟในระบบไฟฟ้ากำลังด้วยขนาดและตำแหน่งที่เหมาะสม อุปกรณ์ดังกล่าวสามารถแบ่งออกคร่าวๆ [3], [10] ได้เป็น 3 ประเภท คือ 1. อุปกรณ์ประเภทที่สามารถจ่ายและรับกำลังรีแอกทีฟได้ เช่น เครื่องจักรซิงโครนัส (Synchronous machine), SVC และ STATCOM เป็นต้น 2. อุปกรณ์ประเภทที่สามารถจ่ายกำลังรีแอกทีฟได้อย่างเดียว เช่น ตัวเก็บประจุ เป็นต้น และ 3. อุปกรณ์ประเภทที่สามารถรับกำลังรีแอกทีฟได้อย่างเดียว เช่น ตัวเหนี่ยวนำ เป็นต้น ซึ่งอุปกรณ์แต่ละชนิดมีข้อดีและข้อเสียที่ต่างกัน การเลือกใช้อุปกรณ์เหล่านี้จึงขึ้นอยู่กับจุดประสงค์ในการติดตั้ง โดยคำนึงถึงเงินลงทุนและผลตอบแทนที่ได้จากการติดตั้งอุปกรณ์ชดเชยกำลังรีแอกทีฟในระบบ วิทยานิพนธ์นี้มีจุดประสงค์ในการติดตั้งอุปกรณ์ชดเชยกำลังรีแอกทีฟเพื่อชะลอการลงทุนก่อสร้างสายส่ง ลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบ และเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลัง เมื่อพิจารณาถึงจุดประสงค์การลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบแล้ว พบว่า การลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบส่งแรงดันต่ำ (Sub-transmission system; ≤ 115 kV) นั้นใช้เงินลงทุนต่ำกว่าการลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบส่งแรงดันสูง (High voltage transmission system; > 115 kV) และการลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบแรงดันต่ำก็จะมีผลทางอ้อมช่วยให้สามารถลดพลังงานไฟฟ้าสูญเสียในระบบแรงดันสูงที่อยู่ต้นทางได้ด้วย [11] ซึ่งการลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบส่งแรงดันต่ำนั้น นิยมใช้วิธีการติดตั้งตัวเก็บประจุแบบขนานเข้าในระบบไฟฟ้ากำลังเนื่องจากเป็นวิธีที่ไม่ยุ่งยากมากนักและใช้เงินลงทุนต่ำเมื่อเทียบกับวิธีอื่นๆ วิธีการนี้ก่อให้เกิดประโยชน์ทั้งทางตรงและทางอ้อมหลายอย่าง ดังนี้ ประโยชน์ทางตรง เช่น ช่วยทำให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบไฟฟ้าลดลง ช่วยรักษาระดับแรงดันไฟฟ้า ช่วยปรับปรุงตัวประกอบกำลังของระบบให้ดีขึ้น ช่วยเพิ่มความสามารถรับโหลดได้ให้มากขึ้น เป็นต้น และประโยชน์ทางอ้อม เช่น ช่วยปรับปรุงความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังให้ดีขึ้น ช่วยชะลอการลงทุนสำหรับการก่อสร้างอุปกรณ์ในระบบไฟฟ้ากำลัง เป็นต้น

2.2 รูปแบบของระบบไฟฟ้ากำลัง

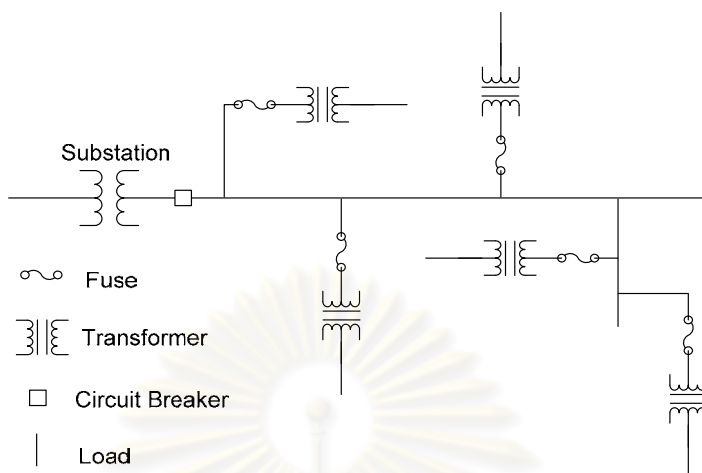
ระบบไฟฟ้ากำลังสามารถแบ่งออกได้เป็น 3 ส่วนหลักๆ คือ ระบบผลิตไฟฟ้า (Generating system) ระบบส่งกำลังไฟฟ้า (Transmission system) และระบบจำหน่ายไฟฟ้า (Distribution system) ซึ่งมีการเชื่อมโยงระบบดังกล่าว ดังรูปที่ 2.1



รูปที่ 2.1 การเชื่อมโยงระหว่างส่วนต่างๆ ในระบบไฟฟ้า ตั้งแต่ระบบผลิตไฟฟ้าจนถึงผู้ใช้ไฟฟ้า

จากรูปที่ 2.1 จะพบว่า ระหว่างระบบส่งกำลังไฟฟ้าและระบบจำหน่ายไฟฟ้ามีสถานีไฟฟ้าย่อย เป็นส่วนกลางเชื่อมโยงระบบทั้งสองเข้าด้วยกันโดยทำหน้าที่ในการลดระดับแรงดันไฟฟ้าและส่งจ่ายกระแสไฟฟ้าให้กับระบบจำหน่ายไฟฟ้า ซึ่งระบบจำหน่ายไฟฟ้าทำหน้าที่ส่งผ่านกำลังไฟฟ้าจากสถานีจ่ายไฟฟ้าย่อย ไปยังผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทต่างๆ สำหรับลักษณะรูปแบบของระบบจำหน่าย สามารถแยกออกได้เป็น 3 ประเภทหลักๆ [12] คือ 1.ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบ

เรเดียล (Radial network) 2.ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบวงแหวน (Ring network) และ 3.ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบร่างแห (Mesh network) ซึ่งรายละเอียดเพิ่มเติมของแต่ละระบบมีดังต่อไปนี้

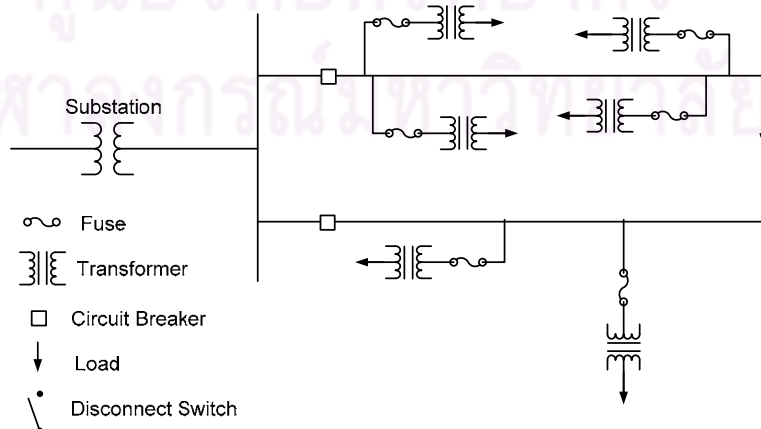


รูปที่ 2.2 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียล

2.2.1 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียล

ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียลคือระบบที่มีการป้อนพลังงานไฟฟ้าเข้าไปในสายจำหน่ายเพียงด้านเดียวและมีสายแยกออกไป ดังแสดงในรูปที่ 2.2 การวางแผนใช้ระบบจำหน่ายนี้หากมีโหลดผู้ใช้ไฟฟ้าเพิ่มมากขึ้นในอนาคตก็สามารถที่จะเพิ่มระบบจำหน่ายแบบเรเดียลให้กลายเป็นระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบวงแหวน หรือ ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบร่างแห ต่อไปได้

ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียลนิยมใช้สำหรับจ่ายพลังงานไฟฟ้าไปยังผู้ใช้ไฟฟ้าในพื้นที่ทั่วไปหรือในชนบทเนื่องจากระบบจำหน่ายไฟฟ้าประเภทที่ลงทุนต่ำ มีการป้องกันระบบได้โดยวิธีง่าย ๆ และลักษณะของการวางสายแบบนี้สามารถเข้าใจได้ง่าย แต่มีข้อเสียคือความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าต่ำ

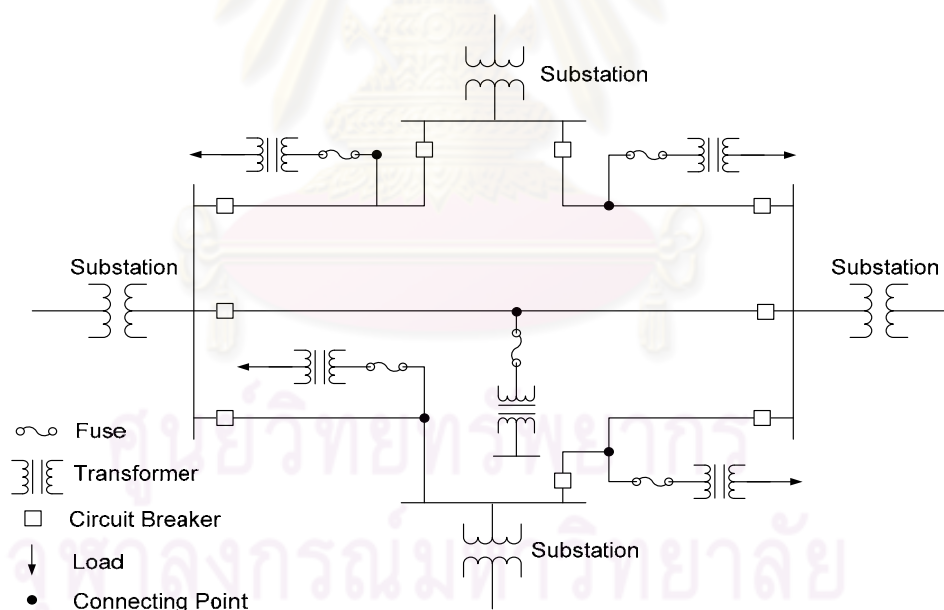


รูปที่ 2.3 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบวงแหวน

2.2.2 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบวงแหวน

ลักษณะระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบนี้จะทำเป็นรูปแบบวงแหวนกล่าวคือมีการจ่ายไฟเข้าที่ต้นทางและปลายทางโดยสถานีจ่ายไฟฟ้าแห่งเดียวกันตามรูปที่ 2.3 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบนี้ในการใช้งานจริงบางครั้งจะเปิดวงจรออกทำให้ระบบเป็นวงจรแบบเรเดียลก็ได้ การกระทำเช่นนี้จะทำให้การจัดระบบป้องกันให้ทำงานประสานกันนั้นสามารถทำได้ง่ายขึ้น

ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบวงแหวนนี้สามารถนำไปใช้จ่ายพลังงานไฟฟ้าให้กับชุมชนใหญ่และโรงงานอุตสาหกรรมได้ ข้อดีของระบบนี้คือ เมื่ออุปกรณ์ตัวหนึ่งตัวใดเกิดขัดข้องก็สามารถทำการตัดส่วนนั้นออกไปและวงจรส่วนที่เหลืออยู่ก็สามารถทำการจ่ายไฟฟ้าต่อไปอีกได้ ทำให้ระบบมีความเชื่อถือได้สูงขึ้นกว่าระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียล แต่ข้อเสียของระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบวงแหวนคือ การจ่ายพลังงานไฟฟ้าจะกระทำได้โดยผ่านสถานีจ่ายไฟฟ้าเพียงสถานีเดียว ดังนั้นถ้าเกิดการขัดข้องขึ้นภายในสถานีจ่ายไฟฟ้า ย่อมทำให้เกิดไฟฟ้าดับเป็นบริเวณกว้าง และระบบป้องกันของระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบวงแหวนก็ยังคงมีขีดความสามารถสูงขึ้นกว่าระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียลเนื่องจากระบบป้องกันต้องสามารถตรวจสอบว่าเกิดการลัดวงจรขึ้นที่อุปกรณ์ตัวใดเพื่อที่จะทำการตัดอุปกรณ์ส่วนนั้นออกจากการจ่ายพลังงานไฟฟ้า



รูปที่ 2.4 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบร่างแห

2.2.3 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบร่างแห

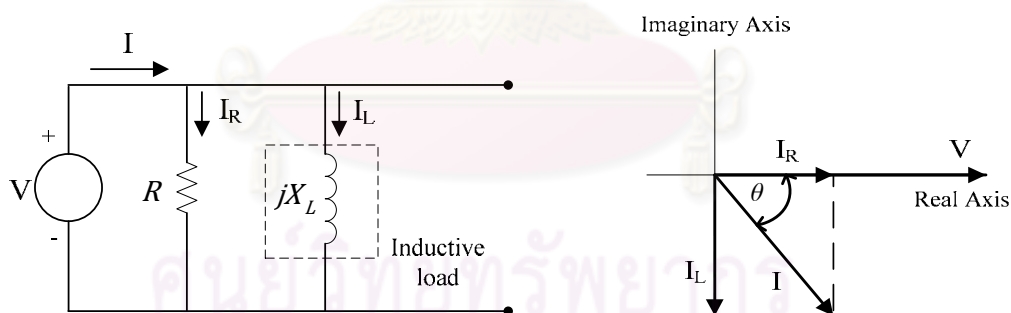
จากระบบจำหน่ายแบบร่างแห จะสังเกตเห็นว่าการต่อกันของสายจำหน่ายจะมีลักษณะเหมือนแหที่กระจายออกไปครอบคลุมแหล่งผู้ใช้ไฟฟ้าต่างๆ และมีสถานีจ่ายไฟฟ้าเข้าในระบบจำหน่ายได้หลายจุดดังรูปที่ 2.4 ข้อดีของระบบนี้คือระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบนี้มีความเชื่อถือได้

สูงสุดกว่าทุกระบบที่กล่าวมาและสามารถสร้างสถานีจ่ายไฟฟ้าเพิ่มขึ้นได้ง่ายเมื่อโหลดผู้ใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้น แต่ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบนี้ต้องลงทุนในการก่อสร้างระบบค่อนข้างสูงเช่นกัน เนื่องจากระบบดังกล่าวต้องสร้างสายส่งและอุปกรณ์ป้องกันจำนวนมาก และในขณะที่ทำการจ่ายไฟฟ้าเมื่อเกิดการลัดวงจร (Short circuit) จะทำให้กระแสลัดวงจรมีขนาดสูงมากได้

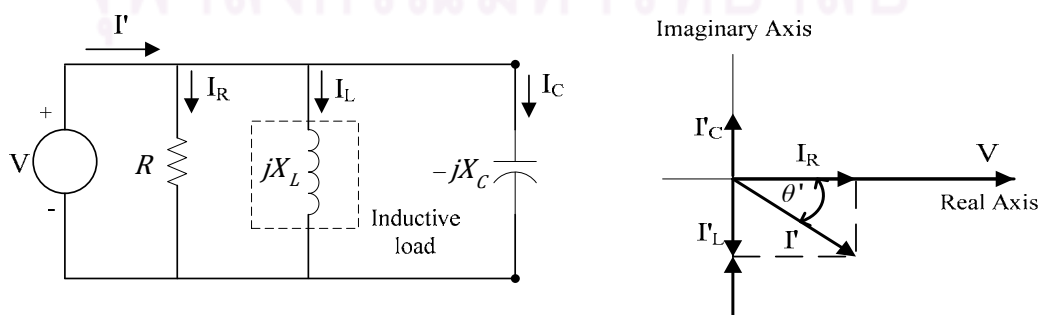
เมื่อพิจารณารูปแบบระบบไฟฟ้ากำลังทั้ง 3 ประเภท พบว่า การติดตั้งตัวเก็บประจุในระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียลจะไม่ส่งผลต่อความเชื่อถือได้ของระบบให้ดีขึ้นได้ แต่การติดตั้งตัวเก็บประจุในระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบวงแหวนและระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบร่างแหนั้นสามารถช่วยให้ระบบมีระดับความเชื่อถือได้ดีขึ้นได้ ซึ่งจะอธิบายถึงรายละเอียดในหัวข้อที่ 2.4 เพิ่มเติม

2.3 หลักการพื้นฐานของตัวเก็บประจุ

โดยทั่วไป โครงสร้างของตัวเก็บประจุจะประกอบด้วยโลหะสองแผ่นที่ถูกคั่นกลางด้วยวัสดุไดอิเล็กตริก (Dielectric material) [10] ซึ่งเป็นอุปกรณ์พื้นฐานทางไฟฟ้าชนิดหนึ่งที่จัดหาได้ง่ายและมีราคาถูก จึงนิยมใช้ในการปรับปรุงประสิทธิภาพของระบบไฟฟ้ากำลังด้วยการติดตั้งตัวเก็บประจุแบบขนานเข้ากับระบบไฟฟ้ากำลัง ตัวเก็บประจุจะทำหน้าที่จ่ายกำลังรีแอกทีฟด้วยการให้กระแสที่มีเฟสนำหน้าซึ่งจะไปหักล้างกับองค์ประกอบบางส่วนของกระแสที่มีเฟสล้าหลังจากอินดักทีฟโหลด (Inductive load) ซึ่งสามารถอธิบายได้ด้วยแผนภาพเฟสเซอร์ (Phasor diagram) ได้ดังรูปที่ 2.5 และ 2.6

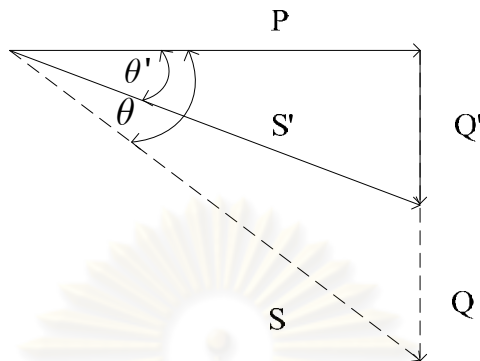


รูปที่ 2.5 วงจรไฟฟ้าและแผนภาพเฟสเซอร์ของวงจรไฟฟ้าก่อนการติดตั้งตัวเก็บประจุ



รูปที่ 2.6 วงจรไฟฟ้าและแผนภาพเฟสเซอร์ของวงจรไฟฟ้าหลังการติดตั้งตัวเก็บประจุ

จากแผนภาพเฟสเซอร์รูปที่ 2.5 และรูปที่ 2.6 สามารถแสดงเป็นความสัมพันธ์ระหว่างกำลังปรากฏและกำลังจริงได้ ด้วยแผนภาพสามเหลี่ยมกำลัง ดังรูปที่ 2.7

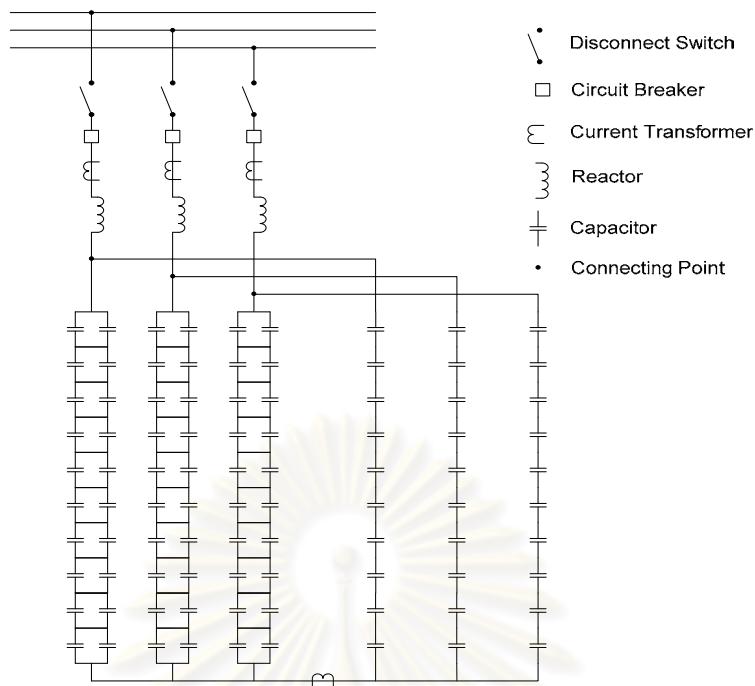


รูปที่ 2.7 แผนภาพสามเหลี่ยมกำลังเปรียบเทียบระหว่างก่อนและหลังการติดตั้งตัวเก็บประจุ

จากแผนภาพเฟสเซอร์กำลังได้แสดงให้เห็นว่า การติดตั้งตัวเก็บประจุจะทำให้กระแสไหลด(I)มีขนาดลดลงและมุมระหว่างกระแสกับแรงดันที่จุดไหลด(θ)มีขนาดเล็กลง และจากแผนภาพสามเหลี่ยมกำลังนั้น ได้แสดงให้เห็นว่า การติดตั้งตัวเก็บประจุจะทำให้กำลังปรากฏที่จุดไหลดนั้นมีขนาดลดลงด้วย และจากนิยามที่ว่า ตัวประกอบกำลัง (Power factor) คือ ค่าโคไซน์ (cosine) ของมุมระหว่างกระแสกับแรงดันที่ตำแหน่งใดๆ ของระบบไฟฟ้ากำลัง ทำให้เราสามารถกล่าวได้ว่า ในภาวะที่ไหลดมีค่าตัวประกอบกำลังต่ำจะทำให้แหล่งจ่ายไฟฟ้าต้องจ่ายกระแสมากกว่าภาวะที่ไหลดมีค่าตัวประกอบกำลังสูงในการจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงที่เท่ากัน ผลเสียจากไหลดที่มีค่าตัวประกอบกำลังต่ำ เช่น เกิดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบมาก เกิดแรงดันตกที่จุดไหลด เป็นต้น สิ่งต่างๆ เหล่านี้เป็นผลเสียกับผู้จำหน่ายและผู้ใช้ไฟฟ้า ปัญหาเหล่านี้จึงนำไปสู่การปรับปรุงตัวประกอบกำลังให้ดีขึ้น ด้วยการติดตั้งตัวเก็บประจุแบบขนานเข้าไปในระบบไฟฟ้ากำลัง โดยทั่วไป ในระบบจำหน่ายไฟฟ้านั้น จะติดตั้งตัวเก็บประจุโดยมีจุดประสงค์เพื่อลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียของระบบให้มากที่สุด แต่ในระบบส่งกำลังไฟฟ้า จะติดตั้งตัวเก็บประจุโดยมีจุดประสงค์เพื่อเพิ่มแรงดันโดยรวมให้มากที่สุด

2.4 ประโยชน์ที่ได้รับจากการติดตั้งตัวเก็บประจุ

การปรับปรุงตัวประกอบกำลังด้วยการติดตั้งตัวเก็บประจุแบบขนานเข้าไปในระบบไฟฟ้ากำลังในทางปฏิบัติมีลักษณะดังรูปที่ 2.8 [13] ซึ่งเป็นการนำตัวเก็บประจุหลายๆตัวมาต่อรวมกัน แต่ในวิทยานิพนธ์นี้จะพิจารณาตัวเก็บประจุเหล่านี้รวมเป็นตัวเก็บประจุ 1 ตัว



รูปที่ 2.8 แบบวงจรแสดงการติดตั้งตัวเก็บประจุในระบบไฟฟ้ากำลัง

และในวิทยานิพนธ์นี้จะพิจารณาประโยชน์ที่ได้รับจากการติดตั้งตัวเก็บประจุ 3 ส่วน คือ 1.การชะลอการก่อสร้างอุปกรณ์ในระบบไฟฟ้ากำลัง 2.การลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบไฟฟ้ากำลัง และ 3.การช่วยเพิ่มความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลัง ซึ่งมีรายละเอียดดังนี้

2.4.1 การชะลอการลงทุนเพื่อก่อสร้างอุปกรณ์ใหม่ในระบบไฟฟ้ากำลัง

โดยทั่วไปแล้ว การเลือกใช้อุปกรณ์ในระบบไฟฟ้ากำลัง เช่น หม้อแปลง สายส่ง สวิตช์เกียร์ อุปกรณ์ป้องกันต่างๆ ฯลฯ จะเลือกอุปกรณ์ที่มีค่าพิกัดที่เหมาะสมกับปริมาณโหลด เช่น พิกัดของแรงดัน พิกัดของกระแส เป็นต้น เนื่องจากการเลือกใช้อุปกรณ์ที่มีค่าพิกัดสูงกว่าปริมาณโหลดมาก จะทำให้ต้องใช้เงินลงทุนที่สูงกว่ามาก ดังนั้น ถ้าเราสามารถลดปริมาณโหลดลงได้จะทำให้เราสามารถลดการใช้เงินลงทุนให้น้อยลงได้ [14] ซึ่งการปรับปรุงตัวประกอบกำลังด้วยตัวเก็บประจุเป็นวิธีการหนึ่งที่ทำให้อินดักทีฟโหลดมีค่าลดลงได้ การปรับปรุงตัวประกอบกำลังที่ค่าตัวประกอบกำลังที่ค่าต่างๆ โดยกำหนดให้กำลังไฟฟ้าจริงคงที่ สามารถแสดงได้ดังตารางที่ 2.1

ตารางที่ 2.1 แสดงผลการปรับปรุงตัวประกอบกำลัง โดยกำหนดให้กำลังไฟฟ้าจริงคงที่

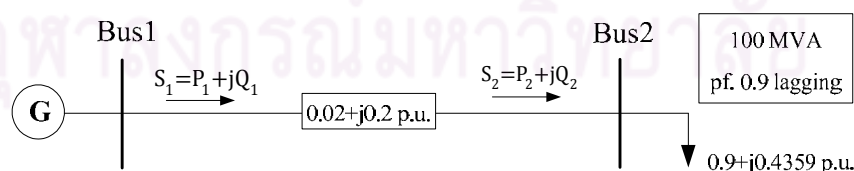
Power Factor	0.6	0.7	0.8	0.9	1.0
Active Power (kW)	600	600	600	600	600
Reactive Power (kVAr)	800	612	450	291	0
Apparent Power (kVA)	1000	857	750	667	600

เมื่อพิจารณาผลการปรับปรุงที่ค่าตัวประกอบกำลังค่าต่างๆแล้ว พบว่า กำลังปรากฏในสถานะที่มีค่าตัวประกอบกำลังต่ำนั้นมีค่าสูงกว่ากำลังปรากฏในสถานะที่มีค่าตัวประกอบกำลังสูง แสดงให้เห็นว่า การปรับปรุงให้ค่าตัวประกอบกำลังให้สูงขึ้นนั้นเป็นการช่วยลดปริมาณโหลดในระบบไฟฟ้ากำลังได้ อุปกรณ์ในระบบไฟฟ้ากำลังส่วนมากนั้นจะกำหนดส่วนเผื่อการใช้งานไว้เพื่อความปลอดภัยเมื่อเกิดเหตุไม่คาดหมาย (Contingencies) ซึ่งเป็นเกณฑ์ในการตัดสินใจที่จะสร้างอุปกรณ์ใหม่เพื่อที่จะสามารถรองรับการใช้งานที่เพิ่มขึ้นได้ เช่น เมื่อสายส่งมีการใช้งานถึง 70% ของพิกัดสายก็จะสร้างสายส่งเพิ่มเพื่อที่จะรองรับการใช้งาน เป็นต้น ดังนั้น การลดปริมาณโหลดด้วยการปรับปรุงตัวประกอบกำลังจึงเป็นการทำให้การใช้งานอุปกรณ์ในระบบไฟฟ้ากำลังน้อยลงหรือห่างไกลจากส่วนเผื่อนั้นมากขึ้น นั่นหมายถึง การปรับปรุงให้ค่าตัวประกอบกำลังให้สูงขึ้นนั้นเป็นการช่วยชะลอการลงทุนก่อสร้างอุปกรณ์ใหม่ในระบบไฟฟ้ากำลังได้

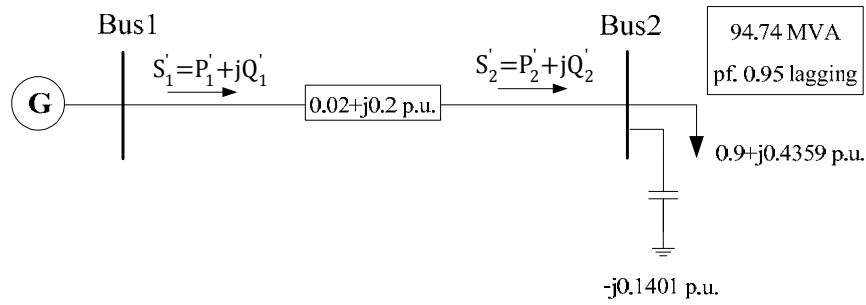
2.4.2 การลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบไฟฟ้ากำลัง

การลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบไฟฟ้ากำลังด้วยการติดตั้งตัวเก็บประจุนั้นเป็นวิธีที่ใช้กันมานานแล้ว ซึ่งได้กล่าวมาแล้วในหัวข้อที่ 2.3 แต่ในหัวข้อนี้จะยกตัวอย่างมาอธิบายการติดตั้งตัวเก็บประจุเพื่อลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบไฟฟ้ากำลังให้ชัดเจนมากยิ่งขึ้น ด้วยการเปรียบเทียบ กำลังไฟฟ้าสูญเสียก่อนและหลังการติดตั้งตัวเก็บประจุ ซึ่งมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

บัส 1 มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าต่ออยู่เป็นด้านส่ง (Sending end) เพื่อส่งกำลังไฟฟ้าไปยังบัสที่ 2 ซึ่งเป็นด้านรับ (Receiving end) โดยมีโหลดต่ออยู่ขนาด 100 MVA ตัวประกอบกำลัง 0.9 lagging ($0.9+j0.4359$ per unit) มีอิมพีแดนซ์ในสายขนาด $0.02+j0.2$ per unit ดังรูปที่ 2.9 และเมื่อติดตั้งตัวเก็บประจุแบบขนานด้วยขนาด 14.01 MVAR (0.1401 per unit) เพื่อปรับปรุงตัวประกอบกำลังของโหลด ทำให้โหลดสุทธิมีขนาด 94.74 MVA ตัวประกอบกำลัง 0.95 lagging ($0.9+j0.2958$ per unit) ดังรูปที่ 2.10



รูปที่ 2.9 ระบบไฟฟ้าตัวอย่าง 2 บัส ก่อนการติดตั้งตัวเก็บประจุ



รูปที่ 2.10 ระบบไฟฟ้าตัวอย่าง 2 บัส หลังการติดตั้งตัวเก็บประจุ

เมื่อพิจารณาว่าขนาดแรงดันที่ด้านรับไม่ต่างจากขนาดแรงดันที่ด้านส่งและมีขนาดเข้าใกล้ 1.0 p.u. แล้ว สามารถคำนวณกำลังไฟฟ้าสูญเสียก่อนการติดตั้งตัวเก็บประจุได้ดังนี้

$$\begin{aligned}
 P_{loss} &= I^2 R = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{V^2} R \\
 &= \frac{0.9^2 + 0.4359^2}{1.0^2} 0.02 \\
 &= 0.02 \text{ p.u.} \\
 &= 2 \text{ MW}
 \end{aligned}$$

และสามารถคำนวณกำลังไฟฟ้าสูญเสียหลังการติดตั้งตัวเก็บประจุได้ดังนี้

$$\begin{aligned}
 P_{loss} &= I^2 R = \frac{P_2'^2 + Q_2'^2}{V^2} R \\
 &= \frac{0.9^2 + 0.2958^2}{1.0^2} 0.02 \\
 &= 0.018 \text{ p.u.} \\
 &= 1.8 \text{ MW}
 \end{aligned}$$

ดังนั้น กำลังไฟฟ้าสูญเสียลดลง 0.2 MW (2-1.8) จากตัวอย่างนี้แสดงให้เห็นได้ชัดว่าการปรับปรุงตัวประกอบกำลังสามารถลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบไฟฟ้ากำลังได้

2.4.3 การช่วยเพิ่มความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลัง

การเพิ่มความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลังนั้นสามารถทำได้หลากหลายวิธี [15], [16] เช่น การหุ้มฉนวนสายส่งเป็นการช่วยลดโอกาสการเกิดการผิดพลาด (Fault) ในระบบไฟฟ้ากำลัง การเพิ่มอุปกรณ์ป้องกันที่มีความสามารถเปิดและปิดวงจรได้แบบอัตโนมัติเป็นการทำให้ไม่ต้อง

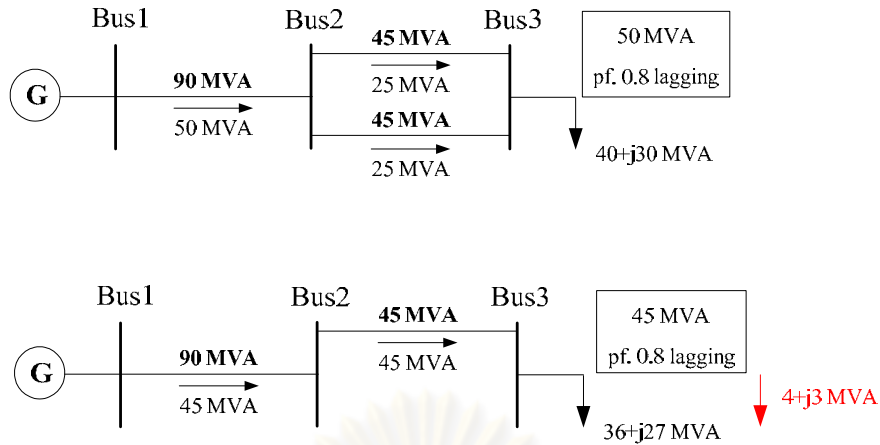
เสียเวลาตรวจสอบและแก้ไข เปลี่ยนอุปกรณ์ในระบบไฟฟ้ากำลังโดยใช้อุปกรณ์ที่มีอัตราการเสีย (Failure rate) น้อยกว่าเดิม การจัดรูปแบบระบบไฟฟ้า (System reconfiguration) ในรูปแบบที่เหมาะสม เป็นต้น วิธีการเหล่านี้เป็นการลดโอกาสการเกิดเหตุไม่คาดหมายได้โดยตรง แต่ตัวเก็บประจุนั้นไม่ใช่อุปกรณ์ที่สามารถป้องกันการเกิดเหตุไม่คาดหมายได้โดยตรง ดังนั้น การปรับปรุงความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลังจึงไม่พิจารณาการติดตั้งตัวเก็บประจุเข้าในระบบไฟฟ้ากำลัง แต่เมื่อพิจารณาการปรับปรุงค่าตัวประกอบกำลังด้วยการติดตั้งตัวเก็บประจุ พบว่า การติดตั้งตัวเก็บประจุเข้าในระบบไฟฟ้ากำลังด้วยขนาดและตำแหน่งที่เหมาะสมสามารถช่วยลดปริมาณโหลดที่ต้องถูกตัดออกจากระบบเมื่อเกิดเหตุไม่คาดหมาย การติดตั้งตัวเก็บประจุจึงเป็นการเพิ่มความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลังในทางอ้อม ซึ่งในปัจจุบัน มูลค่าความสูญเสียของโหลดที่ไม่ได้รับการจ่ายพลังงานไฟฟ้านั้นมีราคาสูง ดังนั้น การวางแผนกำลังรีแอกทีฟโดยคำนึงถึงผลตอบแทนจะพิจารณามูลค่าความสูญเสียของโหลดที่ไม่ได้รับการจ่ายพลังงานไฟฟ้าเข้าไว้ด้วย

การติดตั้งตัวเก็บประจุเข้าในระบบไฟฟ้ากำลังเพื่อช่วยลดปริมาณโหลดที่ต้องถูกตัดออกจากระบบเมื่อเกิดเหตุไม่คาดหมาย จะยกตัวอย่างมาอธิบายเพื่อให้เกิดความชัดเจน โดยแบ่งออกเป็น 3 กรณี คือ

1. กรณีที่จุดโหลดมีค่าตัวประกอบกำลังเท่ากับ 0.80
2. กรณีที่จุดโหลดมีค่าตัวประกอบกำลังเท่ากับ 0.85
3. กรณีที่จุดโหลดมีค่าตัวประกอบกำลังเท่ากับ 0.90

1. กรณีที่จุดโหลดมีค่าตัวประกอบกำลังเท่ากับ 0.80

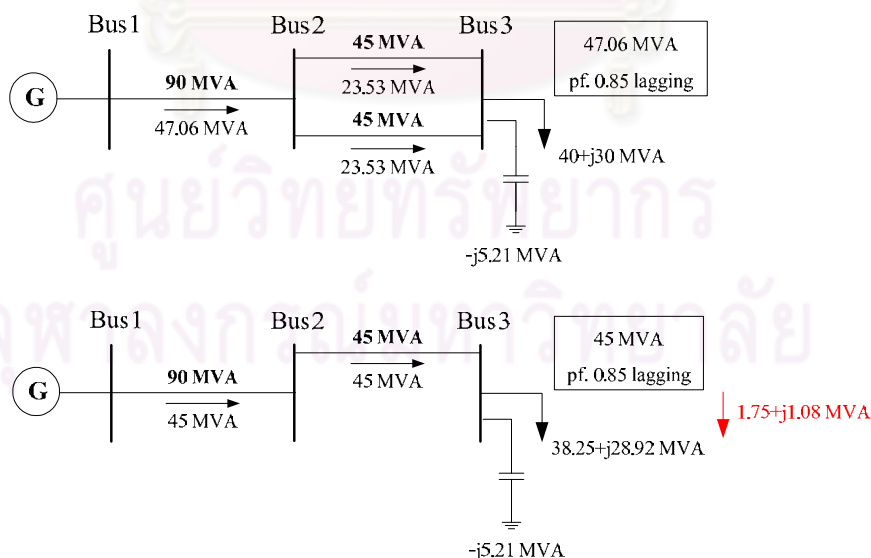
บัส 1 มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าต่ออยู่ โดยเชื่อมต่อกับบัส 2 ด้วยสายส่งที่มีพิกัด 90 MVA และบัส 2 เชื่อมต่อกับบัส 3 ด้วยสายส่งสองเส้นที่มีพิกัดเส้นละ 45 MVA โดยบัสที่ 3 มีโหลดต่ออยู่ขนาด 50 MVA ตัวประกอบกำลัง 0.8 lagging ($40+j30$ MVA) เมื่อละเลยกำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายส่งทุกเส้นจะสามารถคำนวณการไหลกำลังไฟฟ้าได้ดังรูปที่ 2.10 และเมื่อสายส่งที่เชื่อมต่อกันระหว่างบัส 2 กับบัส 3 หลุดออกจากระบบหนึ่งเส้น จะทำให้สายส่งที่เชื่อมต่อกันระหว่างบัส 2 กับบัส 3 ที่เหลืออยู่นั้นไม่สามารถจ่ายโหลดได้เพียงพอเนื่องจากเกินของสาย ดังนั้นผู้ควบคุมระบบไฟฟ้ากำลังจะทำการตัดโหลดให้น้อยที่สุดนั่นคือ $4+j3$ MVA (ตัดโหลดแบบตัวประกอบกำลังคงที่) ซึ่งมีผลกับระบบ ดังรูปที่ 2.11



รูปที่ 2.11 แสดงการเปรียบเทียบของระบบไฟฟ้าตัวอย่าง 3 บัส ที่ค่าตัวประกอบกำลัง 0.80 เมื่อสายส่งระหว่างบัส 2 กับบัส 3 หลุดออกจากระบบหนึ่งเส้น

2. กรณีที่จุดโหลดมีค่าตัวประกอบกำลังเท่ากับ 0.85

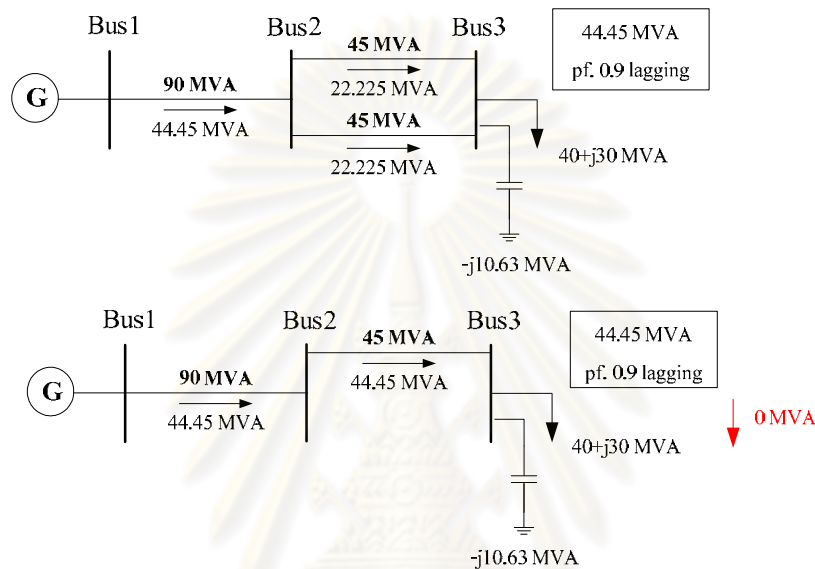
ในกรณีที่มีการติดตั้งตัวเก็บประจุแบบขนานด้วยขนาด 5.21 MVAR เพื่อปรับปรุงตัวประกอบกำลังของโหลด ทำให้โหลดสุทธิมีขนาด 47.06 MVA ตัวประกอบกำลัง 0.85 lagging และเมื่อสายส่งที่เชื่อมต่อบหว่างบัส 2 กับบัส 3 หลุดออกจากระบบหนึ่งเส้น จะทำให้สายส่งที่เชื่อมต่อบหว่างบัส 2 กับบัส 3 ที่เหลืออยู่นั้นไม่สามารถจ่ายโหลดได้เพียงพอ ผู้ควบคุมระบบไฟฟ้ากำลังจะทำการตัดโหลดที่น้อยที่สุดนั่นคือ 1.75+j1.08 MVA ดังรูปที่ 2.12



รูปที่ 2.12 แสดงการเปรียบเทียบของระบบไฟฟ้าตัวอย่าง 3 บัส ที่ค่าตัวประกอบกำลัง 0.85 เมื่อสายส่งระหว่างบัส 2 กับบัส 3 หลุดออกจากระบบหนึ่งเส้น

3. กรณีที่จุดโหลดมีค่าตัวประกอบกำลังเท่ากับ 0.90

ในกรณีที่มีการติดตั้งตัวเก็บประจุแบบขนานด้วยขนาด 10.63 MVar เพื่อปรับปรุงตัวประกอบกำลังของโหลด ทำให้โหลดสุทธิมีขนาด 44.45 MVA ตัวประกอบกำลัง 0.9 lagging และเมื่อสายส่งที่เชื่อมต่อบetween บัส 2 กับบัส 3 หลุดออกจากระบบหนึ่งเส้น แต่สายส่งที่เชื่อมต่อบetween บัส 2 กับบัส 3 ที่เหลืออยู่นั้นยังสามารถจ่ายโหลดได้เพียงพอ ผู้ควบคุมระบบไฟฟ้ากำลังจึงไม่จำเป็นต้องทำการตัดโหลด ดังรูปที่ 2.13



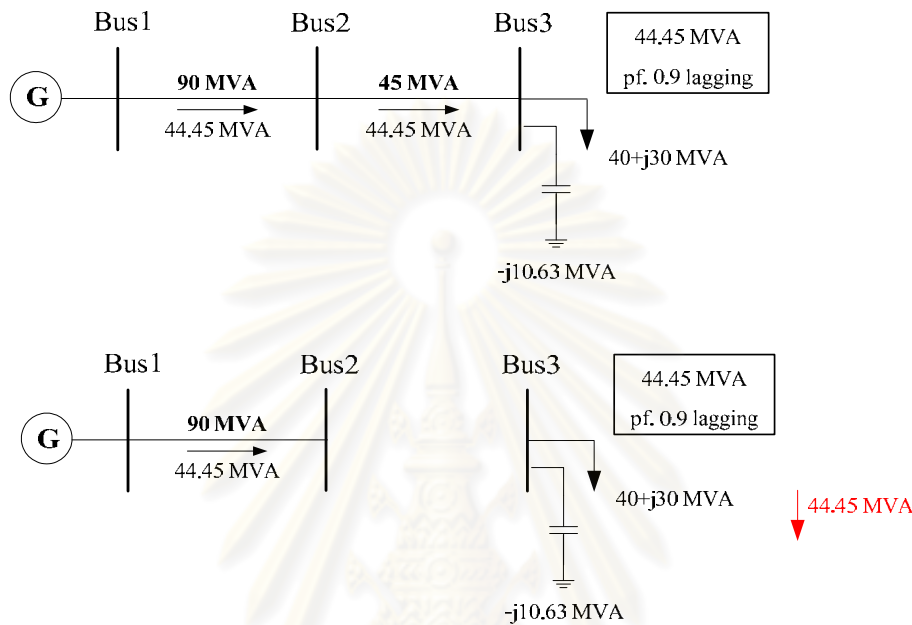
รูปที่ 2.13 แสดงการเปรียบเทียบของระบบไฟฟ้าตัวอย่าง 3 บัส ที่ค่าตัวประกอบกำลัง 0.90 เมื่อสายส่งระหว่างบัส 2 กับบัส 3 หลุดออกจากระบบหนึ่งเส้น

ตารางที่ 2.2 การติดตั้งตัวเก็บประจุเข้าในระบบไฟฟ้ากำลังเพื่อช่วยลดปริมาณโหลดที่ถูกตัดออกจากระบบที่ตัวประกอบกำลังค่าต่างๆ

Power Factor	Capacitor Size (MVar)	Curtailing Load (MW)	Duration (hr)	Interruption Cost (Baht)
0.80	0.00	4.00	1	$4.00 \times 70,000 = 280,000$
0.85	5.21	1.75	1	$1.75 \times 70,000 = 122,500$
0.90	10.63	0.00	1	0

จากตารางที่ 2.2 แสดงให้เห็นได้ชัดว่าการปรับปรุงค่าตัวประกอบกำลังเป็นการช่วยลดปริมาณโหลดที่ถูกตัดออกจากระบบเมื่อเกิดเหตุไม่คาดหมาย ซึ่งเป็นการลดมูลค่าความสูญเสียจากเหตุดังกล่าวด้วย ดังนั้น การติดตั้งตัวเก็บประจุจึงเป็นการช่วยเพิ่มความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลังในส่วนที่เกี่ยวข้องกับโหลดได้ในทางอ้อม

จากตัวอย่างทั้ง 3 กรณี เราสามารถสรุปได้ว่าการติดตั้งตัวเก็บประจุในระบบไฟฟ้ากำลังที่ไม่ได้มีลักษณะเป็นแบบเรเดียลสามารถช่วยปรับปรุงความเชื่อถือได้ของระบบให้ดีขึ้นได้ แต่เมื่อพิจารณาการติดตั้งตัวเก็บประจุในระบบไฟฟ้ามีลักษณะเป็นแบบเรเดียลในกรณีที่ไม่มีวงจรรณานดังตัวอย่างในรูปที่ 2.14



รูปที่ 2.14 ระบบไฟฟ้าจำหน่ายแบบเรเดียลขนาด 3 บัส ที่ค่าตัวประกอบกำลัง 0.90 เมื่อสายส่งระหว่างบัส 2 กับบัส 3 หลุดออกจากระบบหนึ่งเส้น

ตัวอย่างที่ในรูปที่ 2.14 ได้แสดงให้เห็นว่า ในระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียลเมื่อเกิดเหตุไม่คาดหมาย นั่นคือ มีสายจำหน่ายเส้นใดเส้นหนึ่งหลุดออกจากระบบจะทำให้โหลดที่ต้องใช้สายจำหน่ายเส้นนั้นในการรับกำลังไฟฟ้าจะไม่ได้รับการจ่ายกำลังไฟฟ้าทั้งหมด ไม่ว่าจะมีการติดตั้งตัวเก็บประจุในระบบมากเท่าไรก็ตามก็ไม่สามารถลดปริมาณโหลดที่ไม่ได้รับการจ่ายกำลังไฟฟ้าลงได้ ซึ่งสามารถสรุปได้ว่า การติดตั้งตัวเก็บประจุในระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียลไม่สามารถช่วยปรับปรุงความเชื่อถือได้ของระบบให้ดีขึ้นได้ ดังนั้น ในวิทยานิพนธ์นี้จะพิจารณาเฉพาะระบบส่งแรงดันต่ำเนื่องจากในระบบนี้จะมีลักษณะเป็นเครือข่ายทำให้ในการพิจารณาการติดตั้งตัวเก็บประจุนั้น สามารถคำนึงถึงประโยชน์ที่ได้รับจากการเพิ่มความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลังได้

2.5 แบบจำลองของตัวเก็บประจุ

แบบจำลองของตัวเก็บประจุในอดีต จะใช้เป็นแบบกำลังคงที่ (Power constant) นั่นคือ เมื่อทำการติดตั้งตัวเก็บประจุขนาด Q_c (kVAr) แล้ว จะส่งผลให้กำลังรีแอกทีฟของโหลดที่บัสนั้นๆ

ลดลงเท่ากับ Q_c ซึ่งการใช้แบบจำลองนี้มีข้อดีคือ ทำให้นำไปใช้ในการคำนวณเพื่อการวิเคราะห์ต่างๆได้ง่าย แต่เนื่องจากกำลังรีแอกทีฟที่เกิดจากการติดตั้งตัวเก็บประจุ นั้น มีความสัมพันธ์กับขนาดแรงดันของบัสที่ทำการติดตั้งตัวเก็บประจุ ดังสมการที่ (2.1)

$$Q = V^2 Y_c \quad (2.1)$$

โดยที่	Q	คือ	กำลังรีแอกทีฟจากตัวเก็บประจุ
	V	คือ	ขนาดแรงดันของบัสที่ติดตั้งตัวเก็บประจุ
	Y_c	คือ	แอดมิตแตนซ์ของตัวเก็บประจุ

ในกรณีที่แรงดันของบัสที่ติดตั้งตัวเก็บประจุนั้นมีค่าไม่เท่ากับ 1 per unit จะทำให้กำลังรีแอกทีฟที่เกิดจากการติดตั้งตัวเก็บประจุนั้นไม่เท่ากับ Q_c ทำให้ผลการคำนวณคลาดเคลื่อนไปจากความเป็นจริง ดังนั้นในวิทยานิพนธ์นี้จะใช้แบบจำลองของตัวเก็บประจุแบบแอดมิตแตนซ์คงที่ (Constant admittance) [2], [17] นั่นคือ เมื่อทำการติดตั้งตัวเก็บประจุขนาด Q_c (kVAr) แล้ว จะส่งผลให้มีการเปลี่ยนแปลงค่าแอดมิตแตนซ์เมตริกซ์ของระบบ ซึ่งสามารถคำนวณได้จาก

$$Y_{pp}^{New} = Y_{pp}^{Old} + Y_c \quad (2.2)$$

และค่าแอดมิตแตนซ์ของตัวเก็บประจุ Y_c สามารถคำนวณได้จาก

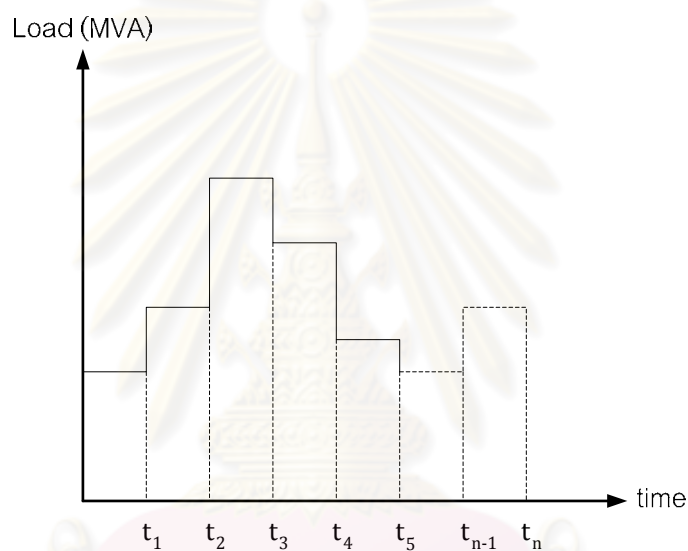
$$Y_c = -jQ_c / \text{BaseMVA} \quad (2.3)$$

โดยที่	p	คือ	บัสที่ติดตั้งตัวเก็บประจุ
	Y_{pp}^{Old}	คือ	สมาชิกแอดมิตแตนซ์เมตริกซ์ก่อนติดตั้งตัวเก็บประจุที่บัส p
	Y_{pp}^{New}	คือ	สมาชิกแอดมิตแตนซ์เมตริกซ์หลังติดตั้งตัวเก็บประจุที่บัส p
	BaseMVA	คือ	ค่ากำลังไฟฟ้าฐานของระบบ

2.6 แบบจำลองของโหลด

แบบจำลองของโหลดเป็นสิ่งสำคัญในการวางแผนติดตั้งตัวเก็บประจุ เนื่องจากแบบจำลองโหลดจะส่งผลต่อการคำนวณค่าต่างๆที่ใช้ในการคำนวณฟังก์ชันเป้าหมาย เช่น กำลังไฟฟ้าสูญเสีย ระดับแรงดันในระบบไฟฟ้ากำลัง เป็นต้น ดังนั้น การใช้แบบจำลองของโหลดที่เหมาะสมจะทำให้การวางแผนติดตั้งตัวเก็บประจุมีประสิทธิภาพมากยิ่งขึ้น

โดยทั่วไป ความต้องการพลังงานไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าที่แต่ละจุดโหลดและในแต่ละช่วงเวลาจะไม่เหมือนกัน แต่ในอดีตสมรรถนะของคอมพิวเตอร์ต่ำกว่าปัจจุบันมาก จึงทำให้งานวิจัยในอดีตนั้นนิยมใช้แบบจำลองโหลดเป็นแบบเส้นโค้งช่วงเวลาโหลด (Load duration curve) ซึ่งจะทำให้การคำนวณค่าต่างๆ เช่น กำลังไฟฟ้าสูญเสีย ระดับแรงดันในระบบไฟฟ้ากำลัง ดังนั้นความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังคลาดเคลื่อนไปจากความเป็นจริงได้ แต่เนื่องจากในปัจจุบัน สมรรถนะของคอมพิวเตอร์มีการพัฒนาให้สูงขึ้นมาก ดังนั้น ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะใช้แบบจำลองโหลดเป็นแบบเส้นโค้งโหลดรายวัน (Daily load curve) [2], [18] สำหรับบัสต่างๆที่ค่าแปรเปลี่ยนตามเวลา (Time varying load) ที่มีลักษณะดังรูปที่ 2.15



รูปที่ 2.15 แสดงโหลดที่แปรเปลี่ยนตามเวลา

t_1, t_2, \dots, t_n คือช่วงเวลาที่ t_1 จนถึงช่วงเวลาที่ t_n ยกตัวอย่างเช่น ถ้าใช้จำนวนช่วงเวลาโหลดเท่ากับ 24 ชั่วโมงในการคำนวณ เวลาเริ่มต้นจะเริ่มตั้งแต่ 0.00 นาฬิกา ดังนั้น t_1 จะเท่ากับ 1.00 นาฬิกา และช่วงเวลาจะห่างกัน 1 ชั่วโมง จนกระทั่ง t_n เป็น 24.00 นาฬิกา เป็นต้น โดยที่แบบจำลองของโหลดดังกล่าวในแต่ละบัส จะมีลักษณะแตกต่างกันไปตามประเภทของโหลดว่าเป็นผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทใด แต่ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะใช้ข้อสมมติฐานที่ว่า การเปลี่ยนแปลงของโหลดที่แต่ละบัสนั้นจะมีลักษณะเหมือนกันทุกบัส

การสร้างแบบจำลองของโหลดนั้น จะใช้วิธีการเฉลี่ยข้อมูลการใช้ไฟฟ้า (Load profile) ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค [19] ซึ่งข้อมูลการใช้ไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคในช่วง 1 ปีนั้น ได้แบ่งข้อมูลการใช้ไฟฟ้าออกเป็น 12 เดือน ในแต่ละเดือนแบ่งออกเป็นวัน ซึ่งมีทั้งหมด 4 ประเภท ได้แก่ 1.วันอาทิตย์ (Sunday) 2.วันเสาร์ (Saturday) 3.วันหยุดนักขัตฤกษ์ (Holiday) และ

4. วันทำงาน (Workday) โดยในแต่ละวันได้แบ่งข้อมูลไว้ 96 ช่วงๆละ 15 นาที แต่ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะดัดแปลงเส้นโค้งโหลดรายวันให้ง่ายขึ้น ด้วยการใช้อัตราการใช้ไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคมาแบ่งเป็น 12 เดือน ในแต่ละเดือนแบ่งออกเป็นวัน ซึ่งมีทั้งหมด 3 ประเภท ได้แก่ 1. วันอาทิตย์ (Sunday) 2. วันเสาร์ (Saturday) และ 3. วันทำงาน (Workday) และในแต่ละวันได้แบ่งข้อมูลไว้ 4 ช่วงๆละ 6 ชั่วโมง โดยแบบจำลองโหลดนี้ จะนำไปใช้ในการคำนวณค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสีย ระดับแรงดันในระบบไฟฟ้ากำลัง และดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลัง ซึ่งวิธีการคำนวณค่าเหล่านี้จะกล่าวถึงในบทถัดไป



ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

บทที่ 3

การประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลัง

บทนี้จะกล่าวถึงหลักการและขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลัง ด้วยการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล ซึ่งเป็นวิธีที่อาศัยการสุ่มสถานะของอุปกรณ์ต่างๆ ในระบบ จากนั้นจะทำการวิเคราะห์หาสถานะของระบบแล้วคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบ และทำการระบุนการเหล่านี้ซ้ำๆ จนกระทั่งผลตอบลู้เข้า ประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังด้วยวิธีการนี้ใช้เวลาในการคำนวณค่อนข้างสูงแต่ก็สามารถจัดการกับปัญหาที่ซับซ้อนได้ดี โดยรายละเอียดของวิธีการดังกล่าวมีดังต่อไปนี้

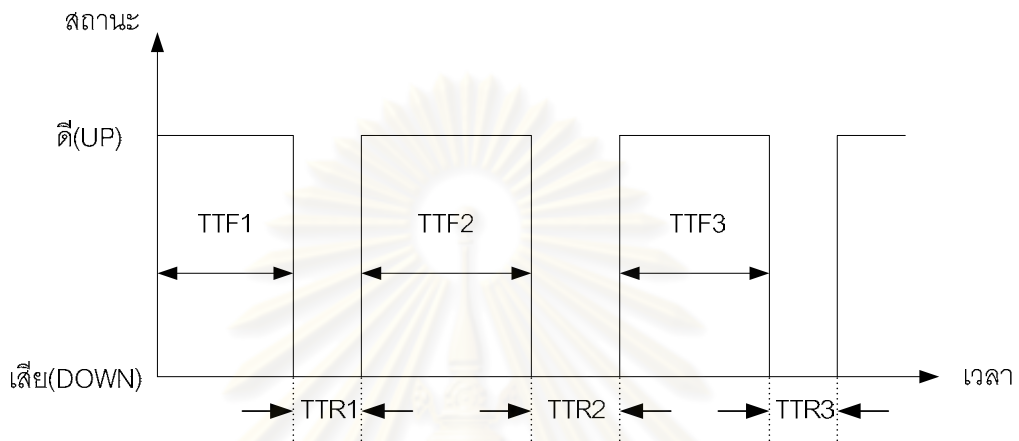
3.1 การจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล

โดยทั่วไป การวิเคราะห์ความไม่แน่นอนและความเชื่อถือได้ระบบไฟฟ้ากำลังสามารถ จำแนกได้เป็น 2 ประเภทหลักๆ คือ ระเบียบวิธีการวิเคราะห์ (Analytical Method) และวิธีการ จำลองเหตุการณ์ (Simulation Method) ในอดีตการวิเคราะห์ความไม่แน่นอนและความเชื่อถือได้ ของระบบไฟฟ้ากำลังนั้น ส่วนใหญ่มักใช้ระเบียบวิธีการวิเคราะห์โดยอาศัยทฤษฎีความน่าจะเป็น (Probability Theory) เป็นหลัก การวิเคราะห์ระบบไฟฟ้ากำลังด้วยวิธีการนี้มีจุดด้อยเนื่องจากการ คำนวณจะมีความซับซ้อนมากหากระบบมีขนาดใหญ่ ทำให้บางครั้งในการคำนวณจะต้องกำหนด ระดับความเชื่อถือได้ของระบบด้วยเกณฑ์อุปกรณ์ในสถานะเสียหนึ่งหรือสองอุปกรณ์ (N-1, N-2) ซึ่งอาจจะไม่ครอบคลุมเหตุการณ์ส่วนใหญ่ของระบบไฟฟ้ากำลัง [1], [15], [20]

สำหรับการวิเคราะห์ความไม่แน่นอนและความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังด้วยการ จำลองเหตุการณ์ จะอาศัยการสุ่มสถานะของอุปกรณ์ต่างๆ ในระบบ และทำการระบุนการนี้ซ้ำด้วย คอมพิวเตอร์จนกระทั่งผลตอบลู้เข้า การวิเคราะห์ด้วยวิธีการนี้ใช้เวลาในการคำนวณค่อนข้างสูง แต่ก็สามารถจัดการกับปัญหาที่ซับซ้อนได้ดี ดังนั้นในวิทยานิพนธ์นี้จะอาศัยการจำลองเหตุการณ์ แบบมอนติคาร์โลซึ่งเป็นวิธีที่ยังคงประสิทธิภาพสูงแม้ว่าขนาดของระบบจะใหญ่ขึ้นมากก็ตาม การจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลมีหลายวิธี เช่น การสุ่มสถานะ การสุ่มช่วงเวลาการทำงาน การสุ่มการเปลี่ยนสถานะของระบบ เป็นต้น ในวิทยานิพนธ์นี้จะใช้การสุ่มช่วงเวลาการทำงานของ อุปกรณ์ต่างๆ ในระบบ เนื่องจากมีข้อดีคือ สามารถจำลองลักษณะฟังก์ชันการกระจายตัวของรอบ การทำงานของอุปกรณ์โดยใช้ฟังก์ชันการกระจายตัวได้อย่างเหมาะสมและสามารถคำนวณดัชนี เกี่ยวกับความถี่และระยะเวลาได้อย่างถูกต้อง แม่นยำ แต่มีข้อเสียที่ต้องใช้หน่วยความจำของ คอมพิวเตอร์สูง ใช้เวลาการคำนวณมาก และมีความซับซ้อนสูง แต่เนื่องจากในปัจจุบัน สมรรถนะ ของคอมพิวเตอร์มีการพัฒนาให้สูงขึ้นมาก ข้อเสียเหล่านี้จึงไม่เป็นปัญหาในการใช้งานในปัจจุบัน

3.2 แบบจำลองรอบการทำงานของอุปกรณ์ในระบบ

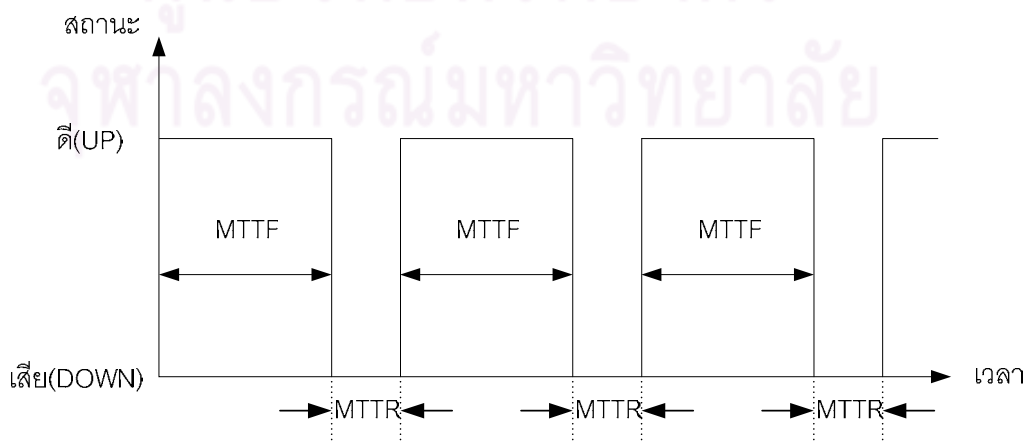
เมื่อพิจารณาในช่วงเวลาหนึ่ง จะพบว่าลักษณะการทำงานของอุปกรณ์ต่างๆในระบบไฟฟ้ากำลังนั้น จะมีค่าเป็นช่วงคาบเวลาที่ไม่สม่ำเสมอ (Non-periodic) ซึ่งประกอบด้วยสถานะการทำงานปกติ จากนั้นจะมีการซ่อมแซม "สถานะเสีย" สลับกับสถานะขัดข้อง "สถานะดี" จนสามารถใช้งานได้ดังเดิมเป็น "สถานะดี" ได้ ดังแสดงในรูปที่ 3.1



รูปที่ 3.1 ลักษณะการทำงานของอุปกรณ์

โดยที่ TTF_i คือ เวลาที่อุปกรณ์จะเสีย หรือระยะเวลาที่อุปกรณ์สามารถทำงานได้ในครั้งที่ i
 TTR_i คือ เวลาในการซ่อมแซมอุปกรณ์ หรือระยะเวลาที่อุปกรณ์เสียในครั้งที่ i

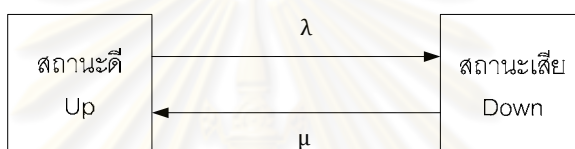
จากรูปที่ 3.1 จะเห็นว่าช่วงเวลาที่อุปกรณ์ทำงานได้กับช่วงเวลาที่เสียในแต่ละช่วงอาจจะมีค่าไม่เท่ากัน ดังนั้นในการพิจารณารอบการทำงานของอุปกรณ์ในระบบไฟฟ้ากำลัง เพื่อแทนการทำงานของอุปกรณ์ดังกล่าวในระยะยาวจะใช้ค่าประมาณเป็นระยะเวลาเฉลี่ยในสถานะดี และ ระยะเวลาเฉลี่ยในสถานะเสีย ดังรูปที่ 3.2



รูปที่ 3.2 การทำงานของอุปกรณ์เมื่อประมาณช่วงเวลาที่อุปกรณ์อยู่ในแต่ละสถานะเป็นค่าเฉลี่ย

- โดยที่ **MTTF** คือ ระยะเวลาโดยเฉลี่ยที่อุปกรณ์สามารถทำงานได้ ซึ่งเป็นค่าเฉลี่ยของ **TTF** และมีค่าเท่ากับ $1/\lambda$
- MTTR** คือ ระยะเวลาโดยเฉลี่ยที่อุปกรณ์เสีย ซึ่งเป็นค่าเฉลี่ยของ **TTR** และมีค่าเท่ากับ $1/\mu$
- λ คือ อัตราการเสีย (Failure Rate) หรืออัตราการออกจากสถานะดี
- μ คือ อัตราการซ่อม (Repair Rate) หรืออัตราการเข้าสู่สถานะดี

จากแนวความคิดดังกล่าวทำให้เราสามารถพิจารณาการทำงานของอุปกรณ์ในระบบไฟฟ้ากำลังในช่วงเวลาที่สนใจได้เป็นสถานะของการทำงานตามแบบจำลองมาร์คอฟ 2 สถานะ ดังรูปที่ 3.3 ซึ่งประกอบด้วย อัตราการเสีย (λ) และอัตราการซ่อมแซม (μ)



รูปที่ 3.3 แบบจำลองมาร์คอฟ 2 สถานะ

ซึ่งแบบจำลองดังกล่าว จะถูกใช้ในการคำนวณหาระยะเวลาที่แต่ละอุปกรณ์ในระบบไฟฟ้ากำลังอยู่ในสถานะหนึ่งๆ จนกระทั่งเปลี่ยนสถานะ ต่อไป

3.3 การสุ่มช่วงเวลาการทำงาน

การสุ่มช่วงเวลาการทำงานเป็นการจำลองการทำงานของอุปกรณ์ในระบบไฟฟ้ากำลังตามแบบจำลอง 2 สถานะ โดยจะมีสมมติฐานให้ช่วงการทำงานในแต่ละสถานะ เช่น “สถานะดี” หรือ “สถานะเสีย” และมีการแจกแจงที่อธิบายได้ด้วยฟังก์ชันความหนาแน่นของความน่าจะเป็น (Probability Density Function) ที่เฉพาะเจาะจงหนึ่งๆ และเพื่อให้การจำลองเหตุการณ์นั้นมีความสมเหตุสมผล การใช้การแจกแจงที่เหมาะสมจึงเป็นสิ่งสำคัญ ดังนั้น เราควรเลือกใช้การแจกแจงที่สอดคล้องกับพฤติกรรมของแต่ละอุปกรณ์ในระบบไฟฟ้ากำลัง [1]

โดยทั่วไป ระยะเวลาที่อุปกรณ์หนึ่งๆ อยู่ในสถานะดี สามารถอธิบายได้ด้วยการแจกแจงแบบเอกโพเนนเชียล (Exponential Distribution Function) ดังสมการที่ (3.1)

$$f_T(t) = \lambda e^{-\lambda t} \quad (3.1)$$

- โดยที่ λ คือ อัตราความล้มเหลว
- T คือ เวลา

โดยที่ ค่าความไม่พร้อมมูล (U) ที่เวลา T สามารถคำนวณได้จากสมการที่ (3.2)

$$U = F_T(T) = \int_0^T \lambda e^{-\lambda t} = 1 - e^{-\lambda T} \quad (3.2)$$

และสามารถจัดรูปสมการใหม่ได้ดังนี้

$$T = -\frac{1}{\lambda} \ln(1 - U) \quad (3.3)$$

แต่ $(1 - U)$ มีการกระจายเช่นเดียวกับ U ดังนั้น

$$T = -\frac{1}{\lambda} \ln(U) \quad (3.4)$$

โดยที่ T คือ เวลาที่อุปกรณ์จะเสีย หรือระยะเวลาที่อุปกรณ์สามารถทำงานได้ (TTF)

U คือ ตัวแปรสุ่มที่มีการกระจายแบบสม่ำเสมอ (Uniform Distribution)

ในทำนองเดียวกัน ช่วงเวลาในการซ่อมแซมอุปกรณ์ในระบบไฟฟ้ากำลังตั้งแต่อุปกรณ์ขัดข้องจนสามารถกลับมาใช้งานได้ สามารถอธิบายได้ด้วยการแจกแจงแบบปกติ (Normal Distribution) ซึ่งเป็นการแจกแจงที่เหมาะสม และสามารถคำนวณช่วงเวลาการซ่อมของอุปกรณ์ได้ดังสมการที่ (3.5)

$$T = r + Z \times \sigma_r \quad (3.5)$$

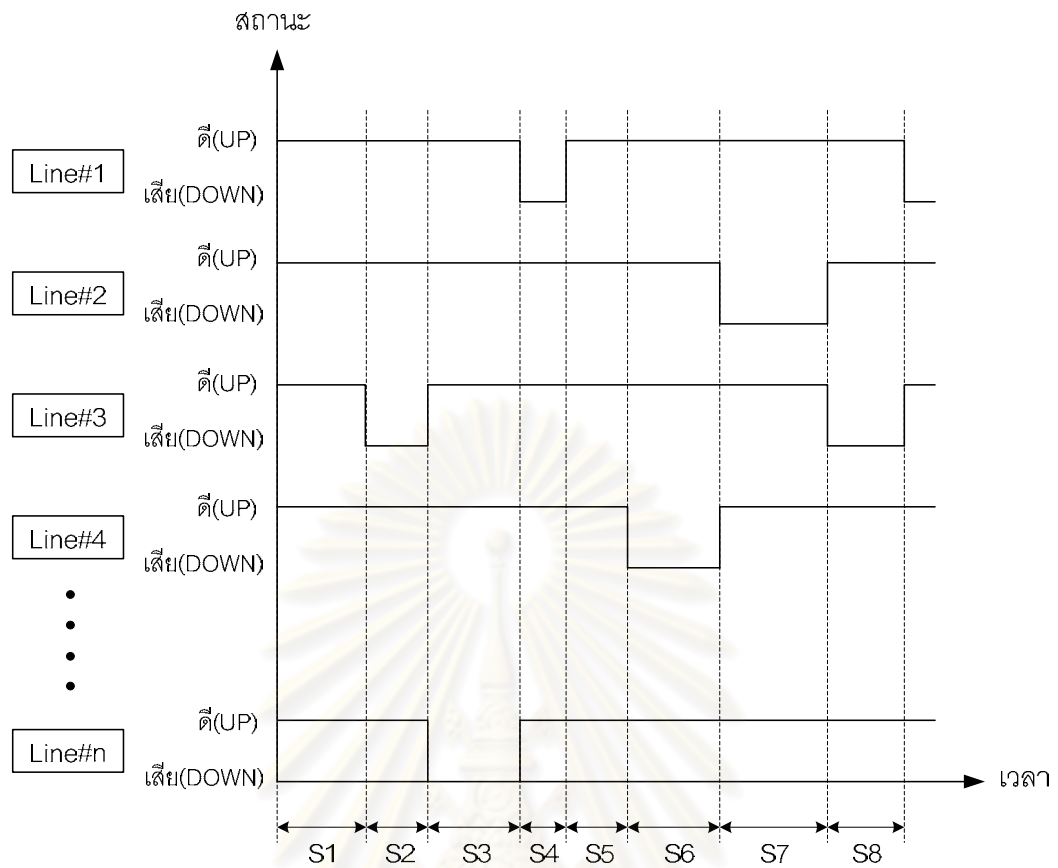
โดยที่ T คือ เวลาในการซ่อมแซมอุปกรณ์ หรือระยะเวลาที่อุปกรณ์เสีย (TTR)

r คือ ระยะเวลาในการซ่อมเฉลี่ย

Z คือ ตัวแปรสุ่มที่มีการกระจายตัวแบบปกติ (Normal Distribution)

σ_r คือ ความแปรปรวนของระยะเวลาซ่อมแซม โดยปกติกำหนดให้มีค่าเท่ากับ $0.1 \times r$

ด้วยวิธีการดังกล่าวสามารถนำไปใช้สุ่มระยะเวลาที่แต่ละอุปกรณ์อยู่ในสถานะหนึ่งๆ จนกระทั่งเปลี่ยนสถานะ และเมื่อทำซ้ำจนครบทุกอุปกรณ์จนครบระยะเวลาที่ต้องการจะได้ข้อมูลของระบบดังแสดงในรูปที่ 3.4



รูปที่ 3.4 ช่วงเวลาการทำงานของอุปกรณ์ ที่เกิดจากการสุม

โดยที่ S_1, S_2, \dots, S_8 เป็นระยะเวลาที่อุปกรณ์ใดอุปกรณ์หนึ่งในระบบไฟฟ้ากำลังมีการเปลี่ยนสถานะ จากสถานะดีไปสู่สถานะเสียหรือจากสถานะเสียไปสู่สถานะดี ซึ่งเป็นระยะเวลาที่ต้องใช้ในการคำนวณสถานะของระบบ ณ ช่วงเวลานั้นๆ

3.4 การใช้แบบจำลองโหลดโดยคำนึงถึงความไม่แน่นอนของโหลดร่วมด้วย

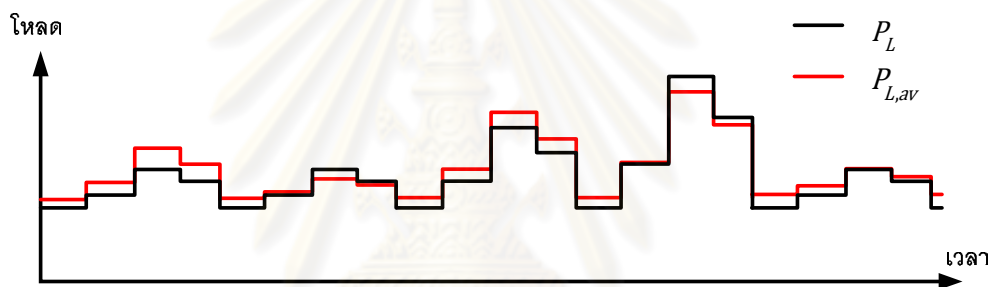
การนำแบบจำลองโหลดมาใช้ร่วมกับการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลโดยคำนึงถึงความไม่แน่นอนของโหลด (Load uncertainty) ร่วมด้วยนั้น จำเป็นต้องรู้ว่า โหลดมีระยะเวลาที่อยู่ในแต่ละสถานะนานเท่าไรและโหลดมีการเปลี่ยนแปลงสถานะด้วยปริมาณโหลดเท่าไร จากแบบจำลองโหลดที่ได้กล่าวไว้แล้วในบทที่ 2 จะใช้วิธีการเฉลี่ยข้อมูลการใช้ไฟฟ้า (Load profile) ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยแบบจำลองโหลดที่ได้นั้นจะมีระยะเวลาที่อยู่ในแต่ละสถานะที่แน่นอน นั่นคือ 6 ชั่วโมง และมีปริมาณโหลดเฉลี่ยที่แน่นอนในแต่ละช่วงเวลา แต่ในความเป็นจริงแล้วเราไม่สามารถทำนายจากข้อมูลที่มีได้อย่างแม่นยำว่า ในแต่ละช่วงเวลาจะมีปริมาณโหลดเท่าไร ดังนั้น เราจะใช้การสุ่มปริมาณโหลดในแต่ละช่วงเวลาด้วยฟังก์ชันความหนาแน่นของความน่าจะเป็นที่เหมาะสม

โดยทั่วไป ความไม่แน่นอนของโหลดสามารถอธิบายได้ด้วยฟังก์ชันการแจกแจงแบบปกติ (Normal Distribution) [21] ซึ่งสามารถคำนวณได้ดังสมการที่ (3.6)

$$P_L = P_{L,av} + Z \times \sigma_r \quad (3.6)$$

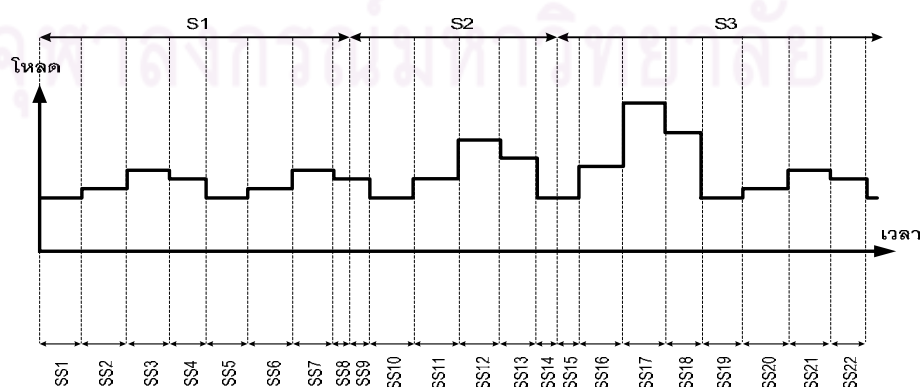
โดยที่ P_L คือ ปริมาณโหลด
 $P_{L,av}$ คือ ปริมาณโหลดเฉลี่ย
 Z คือ ตัวแปรสุ่มที่มีการกระจายตัวแบบปกติ (Normal Distribution)
 σ_r คือ ความแปรปรวนของปริมาณโหลด โดยกำหนดให้มีค่าเท่ากับ $0.2 \times \sqrt{P_{L,av}}$

วิธีการดังกล่าวจะสามารถคำนวณปริมาณโหลดในแต่ละช่วงเวลาได้ ทำให้รู้ระยะเวลาและปริมาณโหลดในช่วงเวลานั้นๆ ดังรูปที่ 3.5



รูปที่ 3.5 การสุ่มปริมาณโหลดในแต่ละช่วงเวลา

ซึ่งผลที่ได้จะนำไปเปรียบเทียบกับข้อมูลของระบบที่ได้จากการสุ่มช่วงเวลาการทำงานของอุปกรณ์ ดังรูปที่ 3.6 โดยที่ระยะเวลาที่อุปกรณ์หรือโหลดในระบบไฟฟ้ากำลังมีการเปลี่ยนสถานะนั้นคือ $SS_1, SS_2, \dots, SS_{22}$ เป็นระยะเวลาที่ต้องนำไปใช้ในการคำนวณหาสถานะของระบบ ณ ช่วงเวลาดังกล่าว

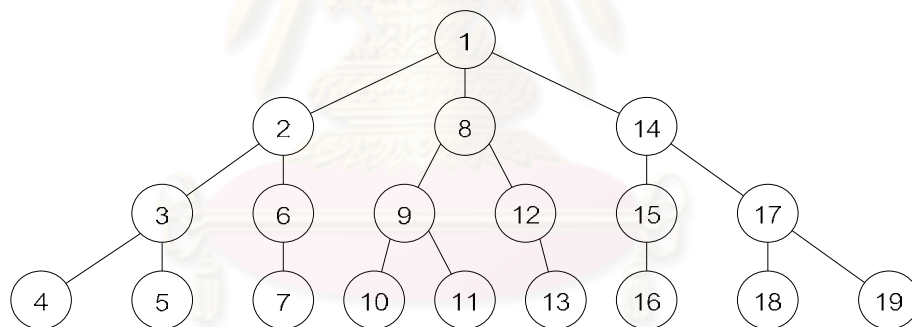


รูปที่ 3.6 ช่วงเวลาการทำงานของอุปกรณ์และช่วงเวลาโหลด

3.5 การวิเคราะห์โครงสร้างระบบไฟฟ้ากำลัง

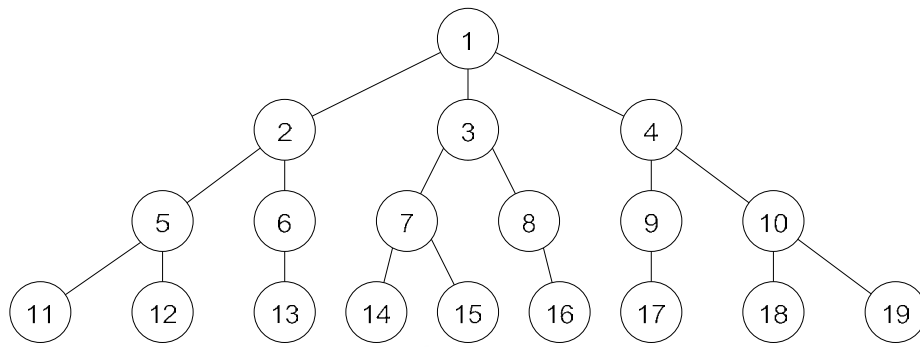
ในแต่ละรอบของการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลนั้น อุปกรณ์ต่างๆในระบบไฟฟ้ากำลังมีโอกาสเสียพร้อมๆกันหลายอุปกรณ์ ซึ่งอาจจะส่งผลให้อุปกรณ์ในระบบไฟฟ้ากำลังไม่เชื่อมต่อกันแล้วทำให้ระบบแยกตัวออกเป็นกลุ่ม (Islanding) ทำให้การคำนวณหาสถานะของระบบนั้นจะต้องใช้วิธีการคำนวณทีละกลุ่ม แล้วนำผลที่ได้มาประมวลผลรวมกันว่าสถานะของระบบเป็นอย่างไร ดังนั้น จึงจำเป็นต้องทำการวิเคราะห์โครงสร้างระบบไฟฟ้ากำลังเพื่อดูว่าอุปกรณ์ตัวไหนในระบบไฟฟ้ากำลังยังเชื่อมต่อกันอยู่บ้างและยังเชื่อมต่อกันเป็นกลุ่มหรือไม่ ซึ่งวิธีการวิเคราะห์โครงสร้างระบบไฟฟ้ากำลังที่นิยมใช้มี 2 วิธี [22] คือ

1) วิธีการค้นหาแบบลึกก่อน (Depth-first search) คือ การค้นหาที่กำหนดทิศทางจากตำแหน่งบนสุดไปจนถึงตำแหน่งล่างสุดคล้ายกับโครงสร้างของต้นไม้ โดยเริ่มต้นจากตำแหน่งรากซึ่งเป็นตำแหน่งที่อยู่บนสุดแล้วค้นหาลงมาจนถึงตำแหน่งล่างสุด จากนั้นให้ย้อนขึ้นไปหาตำแหน่งก่อนถึงตำแหน่งล่างสุดของกิ่งเดียวกันซึ่งมีกิ่งแยกและยังไม่ได้ค้นหา แล้วค้นหาลงมาจนถึงตำแหน่งล่างสุดอีก ทำเช่นนี้ซ้ำไปเรื่อยๆ จนกระทั่งสำรวจครบทุกตำแหน่ง โดยการค้นหาแบบลึกก่อนจะมีลำดับการเดินตามตัวเลขที่กำกับไว้ในแต่ละตำแหน่ง ดังรูปที่ 3.7



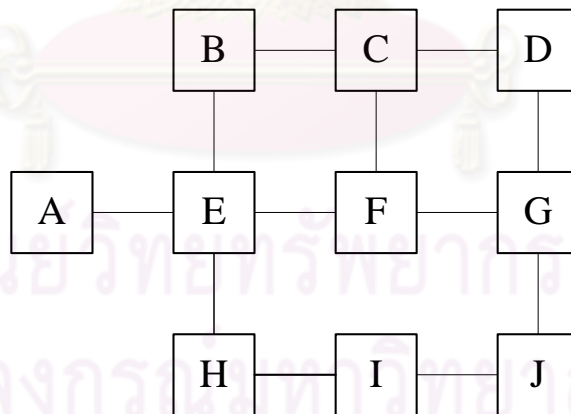
รูปที่ 3.7 ลำดับการเดินทางของการค้นหาแบบลึกก่อน

2) วิธีการค้นหาแบบกว้างก่อน (Breadth-first search) คือ การกำหนดทิศทางการค้นหาแบบทีละระดับของโครงสร้างต้นไม้ โดยเริ่มต้นจากตำแหน่งรากซึ่งเป็นตำแหน่งที่อยู่บนสุดแล้วค้นหาลงมาหนึ่งระดับจากซ้ายไปขวา จากนั้นให้ค้นหาลงมาอีกหนึ่งระดับจากซ้ายไปขวา ทำเช่นนี้ซ้ำไปเรื่อยๆ จนกระทั่งสำรวจครบทุกตำแหน่ง ซึ่งจะมีลักษณะคล้ายกับการเรียงข้อมูลตามลำดับก่อนหลัง (Queue) โดยการค้นหาแบบกว้างก่อนจะมีลำดับการเดินตามตัวเลขที่กำกับไว้ในแต่ละตำแหน่ง ดังรูปที่ 3.8



รูปที่ 3.8 ลำดับการเดินทางของการค้นหาแบบกว้างก่อน

วิธีการเหล่านี้มีข้อดีและข้อเสียที่ต่างกันไป ถึงแม้ว่าวิธีการค้นหาแบบลึกก่อนนั้นจะมีขั้นตอนการดำเนินการที่รวดเร็วกว่าวิธีการค้นหาแบบกว้างก่อน แต่เนื่องจาก วิธีการค้นหาแบบลึกก่อนเป็นวิธีการทำซ้ำ (Recursive) จึงมีข้อเสียคือ ต้องการหน่วยความจำมาก และมีความซับซ้อนมากกว่าวิธีการค้นหาแบบกว้างก่อน ดังนั้นในวิทยานิพนธ์นี้จะใช้วิธีการค้นหาแบบกว้างก่อนในการวิเคราะห์โครงสร้างระบบไฟฟ้ากำลัง สำหรับตัวอย่างในการวิเคราะห์โครงสร้างระบบไฟฟ้ากำลังด้วยวิธีการค้นหาแบบกว้างก่อน จะเริ่มจากการพิจารณาระบบตัวอย่างเพื่อใช้ในการคำนวณ ดังแสดงในรูปที่ 3.9



รูปที่ 3.9 ระบบตัวอย่างสำหรับการวิเคราะห์โครงสร้างระบบ

ระบบตัวอย่างมีบัสทั้งหมด 10 บัส ซึ่งระบบนี้จะถูกแทนด้วยเมทริกซ์ A ซึ่งเป็นเมทริกซ์เชื่อมโยง (Connectivity matrix) ที่มีขนาด 10 แถว 10 หลัก โดยกำหนดให้ บัสที่มีการเชื่อมต่อกันมีค่าเป็น 1 และบัสที่ไม่มีการเชื่อมต่อกันมีค่าเป็น 0 ทำให้ได้เมทริกซ์ที่มีคุณสมบัติสมมาตรตามแนวทแยงมุม (Diagonal symmetry) และเป็นเมตริกซ์มากเลขศูนย์ (Sparse matrix) ดังนี้

$$A = \begin{matrix} & \begin{matrix} A & B & C & D & E & F & G & H & I & J \end{matrix} \\ \begin{matrix} A \\ B \\ C \\ D \\ E \\ F \\ G \\ H \\ I \\ J \end{matrix} & \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 1 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 1 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 1 & 0 \end{bmatrix} \end{matrix}$$

การสำรวจเริ่มต้นที่บัส A ให้นำบัสข้างเคียงคือบัส E ไปไว้ในคิว เมื่อสำรวจบัส A เสร็จแล้วให้นำข้อมูลในคิวลำดับแรก นั่นคือ บัส E ออกมาสำรวจ แล้วนำข้อมูลข้างเคียงคือบัส B, บัส F และบัส H ไปใส่ไว้ในคิว ตอนนี้คิวจะมีบัส B, บัส F และบัส H อยู่ เมื่อสำรวจบัส E เสร็จแล้วให้นำข้อมูลในคิวลำดับแรก นั่นคือ บัส B ออกมาสำรวจ แล้วนำข้อมูลข้างเคียงคือบัส C ไปใส่ไว้ในคิว ตอนนี้คิวจะมีบัส F, บัส H และบัส C อยู่ เมื่อสำรวจบัส B เสร็จแล้วให้นำข้อมูลในคิวลำดับแรก นั่นคือ บัส F ออกมาสำรวจ ทำเช่นนี้ซ้ำไปเรื่อย ๆ จนกระทั่งสำรวจครบทุกบัส ซึ่งจะได้ลำดับการสำรวจข้อมูลคือ (A E B F H C G I D J) ตามตารางที่ 3.1

ตารางที่ 3.1 การค้นหาแบบกว้างก่อน

บัสที่สำรวจ	คิว
A	E
E	B F H
B	F H C
F	H C G
H	C G I
C	G I D
G	I D J
I	D J
D	J
J	

จากตารางที่ 3.1 แสดงให้เห็นว่าบัส A, E, B, F, H, C, G, I, D และ J เชื่อมต่อกันอยู่และเป็นบัสที่อยู่ในกลุ่มเดียวกัน ซึ่งสอดคล้องกับรูปที่ 3.9

3.6 การวิเคราะห์ระบบด้วยการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า

การจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลนั้นจะใช้ข้อมูลจากแบบจำลองมาร์คอฟ 2 สถานะ เพื่อใช้ในการจำลองรอบการทำงานของอุปกรณ์ต่างๆ ซึ่งในแต่ละช่วงการทำงานของอุปกรณ์นั้นจะต้องทำการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าเพื่อใช้วิเคราะห์หาสถานะของระบบด้วย ดังนั้น การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าจึงมีบทบาทสำคัญในการจำลองเหตุการณ์

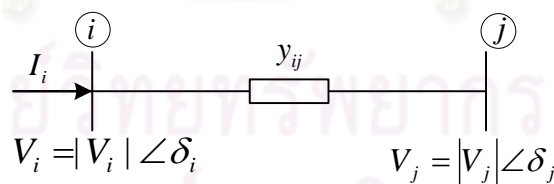
วิธีการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าด้วยวิธีของนิวตัน-ราฟสัน เป็นวิธีที่นิยมนำมาใช้มากที่สุด เนื่องจากเป็นวิธีการที่มีประสิทธิภาพ มีความน่าเชื่อถือ มีคุณสมบัติการลู่เข้าหาคำตอบที่รวดเร็วและจำนวนรอบของการทำซ้ำไม่ขึ้นอยู่กับขนาดของระบบไฟฟ้า การใช้วิธีนี้ในการหาสถานะของระบบจะเริ่มต้นจากความรู้อันพื้นฐานทางไฟฟ้ากำลัง การคำนวณหาผลเฉลยของสมการการไหลของกำลังไฟฟ้าด้วยวิธีของนิวตัน-ราฟสัน และการพิจารณาสถานะของระบบ [10]

เมื่อพิจารณาระบบไฟฟ้า N บัส ด้วยวิธีการตรวจพิจารณา (Inspection) แล้ว สามารถแสดงความสัมพันธ์ระหว่างแรงดันที่บัส กับกระแสที่ฉีดเข้าบัส (Bus injected current) ได้ดังสมการที่ (3.7)

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ \vdots \\ I_n \\ \vdots \\ I_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & \cdots & Y_{1n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{n1} & \cdots & Y_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ \vdots \\ V_n \end{bmatrix} \quad (3.7)$$

โดยที่

$$I_i = \sum_{j=1}^N Y_{ij} V_j = \sum_{j=1}^N |Y_{ij}| |V_j| \angle \theta_{ij} + \delta_j \quad (3.8)$$



รูปที่ 3.10 บัสในระบบไฟฟ้ากำลัง

จากสมการที่ (3.8) กระแสที่ฉีดเข้าบัสที่ i ซึ่งเขียนในรูปของบัสแอดมิตแตนซ์เมตริกซ์ และจากรูปที่ 3.10 เราสามารถเขียนสมการของกำลังไฟฟ้าเชิงซ้อน (Power flow equation) สุทธิที่ไหลเข้าบัสที่ i ได้ดังนี้

$$P_i - jQ_i = V_i^* I_i = (|V_i| \angle -\delta_i) \sum_{j=1}^N |Y_{ij}| |V_j| \angle \theta_{ij} + \delta_{ij} \quad (3.9)$$

เมื่อแยกพิจารณาส่วนจริงและส่วนจินตภาพของสมการการไหลของกำลังไฟฟ้าจะได้

$$P_{i,cal} = \sum_{j=1}^N |V_i||V_j||Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (3.10)$$

$$Q_{i,cal} = \sum_{j=1}^N |V_i||V_j||Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (3.11)$$

กำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่คำนวณได้ตามสมการ (3.10) และ (3.11) จะเท่ากับกำลังไฟฟ้ารวมที่ได้รับการจัดสรรใช้ที่แต่ละบัส นั่นคือ

$$P_{i,sch} - P_{i,cal}(|V|, \delta) = 0 \quad (3.12)$$

$$Q_{i,sch} - Q_{i,cal}(|V|, \delta) = 0 \quad (3.13)$$

เราสามารถหาผลเฉลยของสมการการไหลของกำลังไฟฟ้านี้ด้วยวิธีของนิวตัน-ราฟสัน โดยการจัดรูปแบบปัญหาดังสมการที่ (3.14)

$$\begin{bmatrix} \Delta P_1^{(k)} \\ \vdots \\ \Delta P_n^{(k)} \\ \Delta Q_1^{(k)} \\ \vdots \\ \Delta Q_n^{(k)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_{1,cal}^{(k)}}{\partial \delta_1} & \dots & \frac{\partial P_{1,cal}^{(k)}}{\partial \delta_n} & \frac{\partial P_{1,cal}^{(k)}}{\partial |V_1|} & \dots & \frac{\partial P_{1,cal}^{(k)}}{\partial |V_n|} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial P_{n,cal}^{(k)}}{\partial \delta_1} & \dots & \frac{\partial P_{n,cal}^{(k)}}{\partial \delta_n} & \frac{\partial P_{n,cal}^{(k)}}{\partial |V_1|} & \dots & \frac{\partial P_{n,cal}^{(k)}}{\partial |V_n|} \\ \frac{\partial Q_{1,cal}^{(k)}}{\partial \delta_1} & \dots & \frac{\partial Q_{1,cal}^{(k)}}{\partial \delta_n} & \frac{\partial Q_{1,cal}^{(k)}}{\partial |V_1|} & \dots & \frac{\partial Q_{1,cal}^{(k)}}{\partial |V_n|} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial Q_{n,cal}^{(k)}}{\partial \delta_1} & \dots & \frac{\partial Q_{n,cal}^{(k)}}{\partial \delta_n} & \frac{\partial Q_{n,cal}^{(k)}}{\partial |V_1|} & \dots & \frac{\partial Q_{n,cal}^{(k)}}{\partial |V_n|} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_1^{(k)} \\ \vdots \\ \Delta \delta_n^{(k)} \\ \Delta |V_1|^{(k)} \\ \vdots \\ \Delta |V_n|^{(k)} \end{bmatrix} \quad (3.14)$$

จากเมตริกซ์ข้างบนสามารถเขียนให้อยู่ในรูปเมตริกซ์ย่อย ได้ดังนี้

$$\begin{bmatrix} \Delta P_i \\ \Delta Q_i \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_i \\ \Delta |V_i| \end{bmatrix} \quad (3.15)$$

เราเรียกเมตริกซ์ $J = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix}$ ว่า เมตริกซ์จาโคเบียน (Jacobian Matrix) โดยสมาชิกในเมตริกซ์จาโคเบียน คือ อนุพันธ์ย่อยของสมการที่ (3.10) และ (3.11) โดยที่ $J_1 = \frac{\partial P}{\partial \delta}$, $J_2 = \frac{\partial P}{\partial |V|}$, $J_3 = \frac{\partial Q}{\partial \delta}$ และ $J_4 = \frac{\partial Q}{\partial |V|}$ ซึ่งสามารถพิจารณาได้ดังนี้

สมาชิกในแนวทแยงมุมและนอกทแยงมุมของ J_1

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} = \sum_{j \neq i} |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (3.16)$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_j} = -|V_i| |V_j| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j), j \neq i \quad (3.17)$$

สมาชิกในแนวทแยงมุมและนอกทแยงมุมของ J_2

$$\frac{\partial P_i}{\partial |V_i|} = 2|V_i| |Y_{ii}| \cos \theta_{ii} + \sum_{j \neq i} |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (3.18)$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial |V_j|} = |V_i| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j), j \neq i \quad (3.19)$$

สมาชิกในแนวทแยงมุมและนอกทแยงมุมของ J_3

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_i} = \sum_{j \neq i} |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (3.20)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_j} = -|V_i| |V_j| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j), j \neq i \quad (3.21)$$

สมาชิกในแนวทแยงมุมและนอกทแยงมุมของ J_4

$$\frac{\partial Q_i}{\partial |V_i|} = -2|V_i| |Y_{ii}| \sin \theta_{ii} - \sum_{j \neq i} |V_j| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (3.22)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial |V_j|} = -|V_i| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j), j \neq i \quad (3.23)$$

โดยที่

$$\Delta P_i^{(k)} = P_{i,sch}^{(k)} - P_{i,cal}^{(k)} \quad (3.24)$$

$$\Delta Q_i^{(k)} = Q_{i,sch}^{(k)} - Q_{i,cal}^{(k)} \quad (3.25)$$

จากสมการต่างๆที่กล่าวมาข้างต้น เราสามารถแก้สมการเพื่อหาค่า $\Delta \delta_i$ และ $\Delta |V_i|$ ได้จากสมการที่ (3.26)

$$\begin{bmatrix} \Delta \delta_i \\ \Delta |V_i| \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P_i \\ \Delta Q_i \end{bmatrix} \quad (3.26)$$

$$= \begin{bmatrix} J_a & J_b \\ J_c & J_d \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta P_i \\ \Delta Q_i \end{bmatrix} \quad (3.27)$$

ค่าแรงดันบัลต์ที่ประมาณขึ้นใหม่จากวิธีนิวตัน-ราฟสันคือ

$$\delta_i^{(k+1)} = \delta_i^{(k)} + \Delta\delta_i^{(k)} \quad (3.28)$$

$$|V_i^{(k+1)}| = |V_i^{(k)}| + \Delta|V_i^{(k)}| \quad (3.29)$$

กระบวนการจะดำเนินต่อไปเรื่อยๆ จนกระทั่งค่า $\Delta P_i^{(k)}$ และ $\Delta Q_i^{(k)}$ (Power mismatch) น้อยกว่าค่าความละเอียดที่ยอมรับได้ (ε) นั่นคือ $|\Delta P_i^{(k)}| \leq \varepsilon$ และ $|\Delta Q_i^{(k)}| \leq \varepsilon$ หลังจากได้คำตอบแล้วเราสามารถวิเคราะห์หาสถานะของระบบได้ว่าเกิดเหตุขัดข้องหรือไม่ด้วยการพิจารณาว่ากำลังปรากฏในสายส่งเกินขีดจำกัดหรือไม่ แรงดันที่บัลต์ต่ำกว่าหรือสูงกว่ามาตรฐานหรือไม่ และกำลังการผลิตเกินพิกัดหรือไม่ ถ้าไม่มีการละเมิดใดๆเงื่อนไข นั้นแสดงว่าไม่มีเหตุขัดข้อง จะกำหนดให้สถานะของระบบในช่วงเวลานั้นเป็นสถานะ “ดี” แต่ถ้ามีการละเมิดเงื่อนไขใดๆก็ตาม นั้นแสดงว่ามีเหตุขัดข้อง จะใช้วิธีการแก้ไขเหตุขัดข้อง ซึ่งเมื่อแก้ไขเหตุขัดข้องแล้วไม่มีการตัดโหลด จะกำหนดให้สถานะของระบบในช่วงเวลานั้นเป็นสถานะ “ดี” ในทางตรงกันข้าม เมื่อแก้ไขเหตุขัดข้องแล้วมีการตัดโหลด จะกำหนดให้สถานะของระบบในช่วงเวลานั้นเป็นสถานะ “เสีย”

3.7 การแก้ไขปัญหาเมื่อเกิดเหตุขัดข้อง

เนื่องจากอุปกรณ์ต่างๆในระบบไฟฟ้ากำลังมีข้อจำกัดในการทำงาน เช่น สายส่งสามารถรับกำลังไฟฟ้าได้ไม่เกินค่าที่กำหนด แรงดันที่บัลต์ต้องไม่ต่ำกว่าและไม่สูงกว่าระดับแรงดันมาตรฐาน กำลังการผลิตไม่เกินพิกัด เป็นต้น ค่ากำหนดต่างๆเหล่านี้ถือเป็นเงื่อนไขบังคับ ทั้งนี้เพื่อความปลอดภัยของอุปกรณ์ต่างๆในระบบ ดังนั้นเมื่อเกิดเหตุขัดข้องแล้ว เราจำเป็นต้องทำการแก้ไขเหตุขัดข้อง ซึ่งวิธีการแก้ไขเหตุขัดข้องในระบบจำหน่ายไฟฟ้ามีหลายวิธีเช่น การจัดสรรกำลังการผลิตใหม่ การตัดโหลดออกจากระบบ การปรับแท็ปหม้อแปลง การปรับแรงดันที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้า เป็นต้น ในวิทยานิพนธ์นี้จะพิจารณาเฉพาะการจัดสรรกำลังการผลิตใหม่ พร้อมกับการตัดโหลดออกจากระบบและการปรับแท็ปหม้อแปลง เพื่อช่วยแก้ไขเหตุขัดข้องเท่านั้น ซึ่งในทางปฏิบัติ นั้นเมื่อเกิดเหตุขัดข้องแล้ว ผู้ควบคุมระบบไฟฟ้ากำลังจะทำการแก้ไขเหตุขัดข้องด้วยวิธีการปรับแท็ปหม้อแปลงก่อน แล้วทำการจัดสรรกำลังการผลิตใหม่ และถ้าจำเป็นต้องทำการตัดโหลดก็จะทำการตัดโหลดโดยให้มีความสูญเสียโดยรวมน้อยที่สุด โดยการแก้ไขเหตุขัดข้องดังกล่าวจะพิจารณาปัญหาในรูปแบบการแก้ปัญหาค่าขีดสุด [21], [23], [24]

การแก้ไขปัญหาเมื่อเกิดเหตุขัดข้องจะใช้วิธีการจัดสรรกำลังการผลิตใหม่ พร้อมกับการตัดโหลดออกจากระบบและการปรับแท็ปหม้อแปลงอย่างเหมาะสม ซึ่งเราสามารถคำนวณได้ด้วย การแก้ปัญหาค่าขีดสุด โดยมีฟังก์ชันจุดประสงค์ดังสมการที่ (3.30) คือการหาค่าที่ต่ำที่สุดของผลรวมของค่าการจัดสรรกำลังการผลิตใหม่ ค่าความสูญเสียจากการตัดโหลดและค่าจากการ

ปรับแก้ห้ม้อแปลง โดยกำหนดให้ผลกระทบจากการปรับแก้ห้ม้อแปลง (w_a) มีค่าน้อยมากๆ เมื่อเทียบกับผลกระทบจากการจัดสรรกำลังการผลิตเพิ่มหรือลดลง (C_i^{G+}, C_i^{G-}) และผลกระทบจากการตัดโหลด ($C_{L,i}$) เพื่อเป็นการบังคับให้ทำการแก้ไขเหตุขัดข้องด้วยวิธีการปรับแก้ห้ม้อแปลงก่อน แล้วทำการจัดสรรกำลังการผลิตใหม่ และถ้าจำเป็นต้องทำการตัดโหลดก็จะทำการตัดโหลดโดยให้มีค่าความสูญเสียโดยรวมน้อยที่สุด และการแก้ปัญหาค่าขีดสุดนี้จะต้องพิจารณาเงื่อนไขบังคับร่วมด้วย โดยเงื่อนไขบังคับที่ต้องพิจารณามีดังต่อไปนี้ สมดุลกำลังไฟฟ้าจริง ขีดจำกัดของสายส่ง ขีดจำกัดแรงดันที่บัส ขีดจำกัดกำลังการผลิตไฟฟ้าสูงสุด ขีดจำกัดกำลังการผลิตไฟฟ้าต่ำสุด ขีดจำกัดของห้ม้อแปลงที่สามารถปรับได้ ปริมาณโหลดที่สามารถตัดออกจากระบบได้ และกำหนดให้สัดส่วนการตัดโหลดมีค่าคงที่ ซึ่งเงื่อนไขเหล่านี้สามารถเขียนเป็นสมการได้ ดังสมการที่ (3.31)- (3.38) ตามลำดับ

$$\text{Min } z = \sum_{i=1}^{NG} C_i^{G+} \Delta P_i^{G+} + \sum_{i=1}^{NG} C_i^{G-} \Delta P_i^{G-} + \sum_{i=1}^{NL} C_{L,i} \Delta P_{L,i} + w_a \sum_{t=1}^{NT} (\Delta a_t)^2 \quad (3.30)$$

s.t.

$$\sum_i^{NG} (P_i^{G_0} + \Delta P_i^{G+} - \Delta P_i^{G-}) - \sum_i^{NL} (P_{L,i} - \Delta P_{L,i}) - (P_{L_s}^0 + \Delta P_{L_s}) = 0 \quad (3.31)$$

$$\Delta S_{ij} \leq S_{ij}^{limit} - S_{ij}^0 \quad (3.32)$$

$$V_i^{min} - V_i^0 \leq \Delta V_i \leq V_i^{max} - V_i^0 \quad (3.33)$$

$$\Delta P_i^{G+} \leq P_i^{G,max} - P_i^{G_0} \quad (3.34)$$

$$\Delta P_i^{G-} \leq P_i^{G_0} - P_i^{G,min} \quad (3.35)$$

$$a_{ij}^{min} - a_{ij}^0 \leq \Delta a_{ij} \leq a_{ij}^{max} - a_{ij}^0 \quad (3.36)$$

$$0 \leq \Delta P_{L,i} \leq P_{L,i} \quad (3.37)$$

$$\frac{\Delta Q_{L,i}}{\Delta P_{L,i}} = \frac{Q_{L,i}}{P_{L,i}} = \alpha_i \quad (3.38)$$

โดยที่	C_i^{G+}	คือ	ค่าใช้จ่ายเมื่อเพิ่มกำลังการผลิตไฟฟ้าที่บัส i
	ΔP_i^{G+}	คือ	กำลังการผลิตไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นที่บัส i
	C_i^{G-}	คือ	ค่าใช้จ่ายเมื่อลดกำลังการผลิตไฟฟ้าที่บัส i
	ΔP_i^{G-}	คือ	กำลังการผลิตไฟฟ้าที่ลดลงที่บัส i

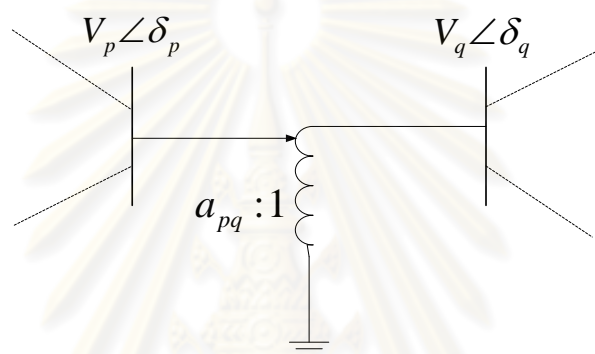
$P_i^{G_0}$	คือ	กำลังการผลิตไฟฟ้าที่บัส i
$C_{L,i}$	คือ	ผลกระทบจากการตัดโหลดที่บัส i
$P_{L,i}$	คือ	ปริมาณโหลดที่บัส i
$\Delta P_{L,i}$	คือ	ปริมาณโหลดกำลังจริงที่ถูกตัดออกจากระบบที่บัส i
w_a	คือ	ผลกระทบจากการปรับแก้ห้มอแปลง
Δa_t	คือ	แก้ห้มอแปลงที่เปลี่ยนแปลงของห้มอแปลง t
P_{LS}^0	คือ	กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมทั้งระบบ
ΔP_{LS}	คือ	กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมทั้งระบบที่เปลี่ยนแปลง
S_{ij}^0	คือ	กำลังไฟฟ้าปรากฏในสายส่งจากบัส i ไปบัส j
ΔS_{ij}	คือ	กำลังไฟฟ้าปรากฏในสายส่งที่เปลี่ยนแปลงจากบัส i ไปบัส j
S_{ij}^{limit}	คือ	ข้อจำกัดกำลังไฟฟ้าปรากฏในสายส่งจากบัส i ไปบัส j
V_i^{min}	คือ	ข้อจำกัดแรงดันต่ำสุดที่บัส i
V_i^{max}	คือ	ข้อจำกัดแรงดันสูงสุดที่บัส i
V_i^0	คือ	แรงดันที่บัส i
ΔV_i	คือ	แรงดันที่เปลี่ยนแปลงที่บัส i
$P_i^{G,max}$	คือ	ข้อจำกัดกำลังการผลิตไฟฟ้าสูงสุดที่บัส i
$P_i^{G,min}$	คือ	ข้อจำกัดกำลังการผลิตไฟฟ้าต่ำสุดที่บัส i
a_{ij}^{min}	คือ	ข้อจำกัดแก้ห้มอแปลงต่ำสุดที่เชื่อมต่อระหว่างบัส i กับบัส j
a_{ij}^{max}	คือ	ข้อจำกัดแก้ห้มอแปลงมากที่สุดที่เชื่อมต่อระหว่างบัส i กับบัส j
a_{ij}^0	คือ	แก้ห้มอแปลงที่เชื่อมต่อระหว่างบัส i กับบัส j
Δa_{ij}	คือ	แก้ห้มอแปลงที่เปลี่ยนแปลงที่เชื่อมต่อระหว่างบัส i กับบัส j
$\Delta Q_{L,i}$	คือ	ปริมาณโหลดกำลังรีแอกทีฟที่ถูกตัดออกจากระบบที่บัส i
$Q_{L,i}$	คือ	ปริมาณโหลดกำลังรีแอกทีฟที่บัส i
α_i	คือ	สัดส่วนระหว่างปริมาณกำลังไฟฟารีแอกทีฟกับกำลังไฟฟ้าจริงของโหลดที่บัส i (MVar/MW)
NG	คือ	จำนวนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทั้งหมดในระบบ
NL	คือ	จำนวนโหลดทั้งหมดในระบบ
NT	คือ	จำนวนห้มอแปลงที่สามารถปรับแก้ได้

การแก้ปัญหาค่าขีดสุดนี้จะใช้วิธีการประมาณฟังก์ชันขีดจำกัดต่างๆแบบเชิงเส้นให้อยู่ในรูปพารามิเตอร์ของระบบไฟฟ้ากำลังที่เราต้องทำการปรับค่า ก่อนนำเข้าสู่กระบวนการแก้ปัญหาค่าขีดสุดแบบควอดราติก (Quadratic programming)

3.8 แบบจำลองหม้อแปลงที่สามารถปรับแท็ปได้

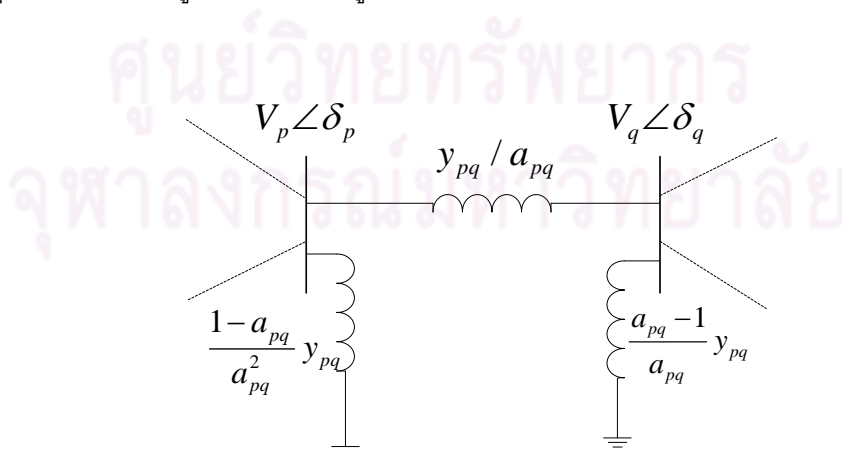
หม้อแปลงที่มีแท็ปนั้นจะสามารถปรับแท็ปเพื่อเพิ่มแรงดัน (Step up) หรือลดแรงดัน (Step down) ได้หลายระดับ โดยจะทำการปรับแท็ปเพื่อใช้ปรับเพิ่มแรงดันเมื่อเกิดแรงดันตก หรือปรับลดแรงดันเมื่อเกิดแรงดันเกิน โดยรักษาระดับแรงดันด้านแรงต่ำให้คงที่ ซึ่งในหม้อแปลงขนาดใหญ่จะใช้การปรับแท็ปด้วยสวิตช์อัตโนมัติ

โดยทั่วไป หม้อแปลงที่สามารถปรับแท็ปได้นั้น จะมีอัตราส่วนของจำนวนรอบขดลวดแบบไม่ปกติ (Off-nominal turn ratio) ซึ่งเราสามารถพิจารณาให้เป็นหม้อแปลงที่สามารถปรับแท็ปได้เชิงอุดมคติได้ โดยมีอัตราส่วนของแท็ปเป็น $a_{pq} : 1$ [21] ดังรูปที่ 3.11



รูปที่ 3.11 แบบจำลองหม้อแปลงที่สามารถปรับแท็ปได้

โดยที่แท็ปหม้อแปลง a_{pq} นั้น มีค่าเป็นจำนวนจริง และเมื่อพิจารณาจากแบบจำลองหม้อแปลงที่สามารถปรับแท็ปได้นั้น เราสามารถเปลี่ยนแบบจำลองหม้อแปลงที่สามารถปรับแท็ปได้ให้อยู่ในรูปแบบวงจรสมมูลแบบ π ได้ดังรูปที่ 3.12



รูปที่ 3.12 วงจรสมมูลแบบ π ของหม้อแปลงที่สามารถปรับแท็ปได้

จากวงจรสมมูลแบบ π ของหม้อแปลงที่สามารถปรับแท็ปได้นั้น สามารถแสดงความสัมพันธ์ระหว่างกระแสที่ฉีดเข้าบัส กับแรงดันที่บัส ได้ดังสมการที่ (3.39)

$$\begin{bmatrix} I_p \\ I_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{y_{pq}}{a_{pq}^2} & -\frac{y_{pq}}{a_{pq}} \\ -\frac{y_{pq}}{a_{pq}} & y_{pq} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_p \\ V_q \end{bmatrix} \quad (3.39)$$

ดังนั้นกำลังไฟฟ้าจริงที่ฉีดเข้าที่บัสที่เชื่อมระหว่างหม้อแปลงที่สามารถปรับแท็ปได้ สามารถคำนวณได้จากสมการที่ (3.40)- (3.41)

$$\begin{aligned} P_p &= V_p^2 G_{pp} + \sum_{k \neq q} V_p V_k (G_{pk} \cos(\delta_p - \delta_k) + B_{pk} \sin(\delta_p - \delta_k)) \\ &\quad + V_p V_q (G_{pq} \cos(\delta_p - \delta_q) + B_{pq} \sin(\delta_p - \delta_q)) \end{aligned} \quad (3.40)$$

$$\begin{aligned} P_q &= V_q^2 G_{qq} + \sum_{k \neq p} V_q V_k (G_{qk} \cos(\delta_q - \delta_k) + B_{qk} \sin(\delta_q - \delta_k)) \\ &\quad + V_q V_p (G_{qp} \cos(\delta_q - \delta_p) + B_{qp} \sin(\delta_q - \delta_p)) \end{aligned} \quad (3.41)$$

และกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่ฉีดเข้าที่บัสที่เชื่อมระหว่างหม้อแปลงที่สามารถปรับแท็ปได้ สามารถคำนวณได้จากสมการที่ (3.42)- (3.43)

$$\begin{aligned} Q_p &= -V_p^2 B_{pp} + \sum_{k \neq q} V_p V_k (G_{pk} \sin(\delta_p - \delta_k) - B_{pk} \cos(\delta_p - \delta_k)) \\ &\quad + V_p V_q (G_{pq} \sin(\delta_p - \delta_q) - B_{pq} \cos(\delta_p - \delta_q)) \end{aligned} \quad (3.42)$$

$$\begin{aligned} Q_q &= -V_q^2 B_{qq} + \sum_{k \neq p} V_q V_k (G_{qk} \sin(\delta_q - \delta_k) - B_{qk} \cos(\delta_q - \delta_k)) \\ &\quad + V_q V_p (G_{qp} \sin(\delta_q - \delta_p) - B_{qp} \cos(\delta_q - \delta_p)) \end{aligned} \quad (3.43)$$

โดยที่

$$\begin{aligned} G_{pp} &= G'_{pp} + \frac{g_{pq}}{a_{pq}^2} & G_{pq} &= -\frac{g_{pq}}{a_{pq}} \\ B_{pp} &= B'_{pp} + \frac{b_{pq}}{a_{pq}^2} & B_{pq} &= -\frac{b_{pq}}{a_{pq}} \end{aligned}$$

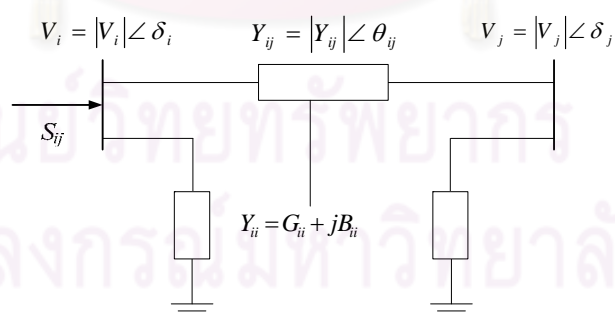
$$\begin{aligned} G_{qp} &= -\frac{g_{qp}}{a_{pq}} & G_{qq} &= g_{qp} \\ B_{qp} &= -\frac{b_{qp}}{a_{pq}} & B_{qq} &= b_{qp} \end{aligned}$$

3.9 การประมาณฟังก์ชันแบบเชิงเส้น

การประมาณเชิงเส้นคือ การประมาณระบบที่มีความสัมพันธ์กันแบบไม่เป็นเชิงเส้นให้เป็นระบบที่มีความสัมพันธ์แบบเป็นเชิงเส้น หลักการของการประมาณเชิงเส้นมาจากการประยุกต์ใช้ออนุกรมเทเลอร์ซึ่งเป็นการหาค่าการเปลี่ยนแปลงรอบจุดทำงานตั้งต้น การประมาณฟังก์ชันแบบเชิงเส้นสามารถช่วยให้การแก้ปัญหาค่าขีดสุดทำได้รวดเร็วขึ้น โดยเราจะทำการประมาณการเปลี่ยนแปลงของพารามิเตอร์ในระบบไฟฟ้ากำลังด้วยค่าน้อยๆแล้วอาศัยการทำซ้ำหลายรอบเพื่อให้ได้คำตอบที่แม่นยำมากขึ้น [21], [23], [24] เมื่อพิจารณาปัญหาค่าขีดสุดจากสมการที่ (3.30) และเงื่อนไขบังคับต่างๆจากสมการที่ (3.31)-(3.38) พบว่า ฟังก์ชันที่สามารถใช้การประมาณแบบเชิงเส้นได้ คือ ฟังก์ชันกำลังไฟฟ้าปรากฏในสายส่ง ฟังก์ชันแรงดันที่บัส และฟังก์ชันกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมทั้งระบบ ด้วยการประมาณฟังก์ชันเหล่านี้ให้อยู่ในรูปพารามิเตอร์ของระบบไฟฟ้ากำลังที่เราต้องทำการปรับค่า นั่นคือ ปริมาณกำลังการผลิตที่ต้องการปรับเพิ่มหรือลดกำลังการผลิต ปริมาณโหลดที่ต้องถูกตัดออกจากระบบ และเทปหม้อแปลงที่ต้องปรับ ซึ่งการประมาณแบบเชิงเส้นของฟังก์ชันเหล่านี้สามารถแสดงได้ดังต่อไปนี้

3.9.1 การประมาณเชิงเส้นของกำลังไฟฟ้าปรากฏในสายส่ง

กำลังไฟฟ้าปรากฏในสายส่งในรูปที่ 3.13 นั้นมีความสัมพันธ์กับกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่ไหลในสายส่งดังสมการที่ (3.44) ซึ่งกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟนี้ มีความสัมพันธ์กับแรงดันไฟฟ้าที่บัสต้นทางและบัสปลายทางดังสมการที่ (3.45) และ (3.46) ตามลำดับ



รูปที่ 3.13 กำลังไฟฟ้าปรากฏในสายส่ง

$$S_{ij} = \sqrt{p_{ij}^2 + q_{ij}^2} \quad (3.44)$$

โดยที่
$$p_{ij} = |V_i|^2 |y_{ij}| \cos \theta_{ij} + G_{ii} |V_i|^2 - |V_i| |V_j| |y_{ij}| \cos(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij}) \quad (3.45)$$

$$q_{ij} = -|V_i|^2 |y_{ij}| \sin \theta_{ij} - B_{ii} |V_i|^2 - |V_i| |V_j| |y_{ij}| \sin(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij}) \quad (3.46)$$

การประมาณเชิงเส้นของกำลังไฟฟ้าปรากฏในสายส่งเมื่อเทียบกับขนาดและมุมเฟสของแรงดันไฟฟ้า สามารถเขียนได้ดังสมการที่ (3.47), (3.50), (3.53) และ (3.56) ตามลำดับ

$$\frac{\partial S_{ij}}{\partial \delta_i} = \frac{1}{S_{ij}} \left(p_{ij} \frac{\partial p_{ij}}{\partial \delta_i} + q_{ij} \frac{\partial q_{ij}}{\partial \delta_i} \right) \quad (3.47)$$

โดยที่
$$\frac{\partial p_{ij}}{\partial \delta_i} = |V_i||V_j||y_{ij}| \sin(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij}) \quad (3.48)$$

$$\frac{\partial q_{ij}}{\partial \delta_i} = -|V_i||V_j||y_{ij}| \cos(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij}) \quad (3.49)$$

$$\frac{\partial S_{ij}}{\partial \delta_j} = \frac{1}{S_{ij}} \left(p_{ij} \frac{\partial p_{ij}}{\partial \delta_j} + q_{ij} \frac{\partial q_{ij}}{\partial \delta_j} \right) \quad (3.50)$$

โดยที่
$$\frac{\partial p_{ij}}{\partial \delta_j} = -|V_i||V_j||y_{ij}| \sin(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij}) \quad (3.51)$$

$$\frac{\partial q_{ij}}{\partial \delta_j} = |V_i||V_j||y_{ij}| \cos(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij}) \quad (3.52)$$

$$\frac{\partial S_{ij}}{\partial |V_i|} = \frac{1}{S_{ij}} \left(p_{ij} \frac{\partial p_{ij}}{\partial |V_i|} + q_{ij} \frac{\partial q_{ij}}{\partial |V_i|} \right) \quad (3.53)$$

โดยที่
$$\frac{\partial p_{ij}}{\partial |V_i|} = 2|V_i|(|y_{ij}| \cos \theta_{ij} + G_{ii}) - |V_j||y_{ij}| \cos(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij}) \quad (3.54)$$

$$\frac{\partial q_{ij}}{\partial |V_i|} = -2|V_i|(|y_{ij}| \sin \theta_{ij} + B_{ii}) - |V_j||y_{ij}| \sin(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij}) \quad (3.55)$$

$$\frac{\partial S_{ij}}{\partial |V_j|} = \frac{1}{S_{ij}} \left(p_{ij} \frac{\partial p_{ij}}{\partial |V_j|} + q_{ij} \frac{\partial q_{ij}}{\partial |V_j|} \right) \quad (3.56)$$

โดยที่
$$\frac{\partial p_{ij}}{\partial |V_j|} = -|V_i||y_{ij}| \cos(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij}) \quad (3.57)$$

$$\frac{\partial q_{ij}}{\partial |V_j|} = -|V_i||y_{ij}| \sin(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij}) \quad (3.58)$$

จากการศึกษางานวิจัยในอดีต [21] พบว่า การปรับแก้หม้อแปลงนั้นมีผลต่อการไหลกำลังไฟฟ้าปรากฏในสายส่งน้อยมาก ซึ่งการแก้ปัญหาค่าขีดสุดในระบบไฟฟ้ากำลังที่มีขนาดใหญ่ นั้นควรที่จะคำนวณเฉพาะตัวแปรที่มีผลกับระบบและละเลยตัวแปรที่มีผลน้อยๆกับระบบ เพื่อให้คำตอบที่ได้นั้นมีค่าถูกต้อง ดังนั้น ในวิทยานิพนธ์นี้จะไม่ใช้การประมาณเชิงเส้นของกำลังไฟฟ้าปรากฏในสายส่งโดยเทียบกับแก้หม้อแปลง

การประมาณเชิงเส้นของกำลังไฟฟ้าปรากฏในสายส่งในสมการที่ (3.47), (3.50), (3.53), และ (3.56) สามารถเขียนในรูปเมตริกซ์ได้ดังสมการที่ (3.59) โดยสามารถแสดงความสัมพันธ์

ระหว่างการเปลี่ยนแปลงกำลังปรากฏกับการเปลี่ยนแปลงกำลังการผลิต การเปลี่ยนแปลงของปริมาณโหลดที่ต้องถูกตัดออกจากระบบ และการปรับแก้หม้อแปลง ได้ดังนี้

$$[\Delta S_{ij}] = \left[\frac{\partial S_{ij}}{\partial \delta} \quad \frac{\partial S_{ij}}{\partial |V|} \right] \begin{bmatrix} \Delta \delta_i \\ \Delta |V_i| \end{bmatrix} \quad (3.59)$$

$$= \left[\frac{\partial S_{ij}}{\partial \delta} \quad \frac{\partial S_{ij}}{\partial |V|} \right] \begin{bmatrix} J_a & J_b \\ J_c & J_d \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta P_i \\ \Delta Q_i \end{bmatrix} \quad (3.60)$$

$$= [T_p][\Delta P_i] + [T_q][\Delta Q_i] \quad (3.61)$$

$$= [T_p][\Delta P_i^{G+} - \Delta P_i^{G-} - \Delta P_L] + [T_q][\Delta Q_G - \Delta Q_L] \quad (3.62)$$

$$= [T_p][\Delta P_i^{G+} - \Delta P_i^{G-} - \Delta P_L] + [T_q][0 - [\alpha]\Delta P_L]^* \quad (3.63)$$

$$= [T_p][\Delta P_i^{G+}] - [T_p][\Delta P_i^{G-}] - [T_p + [T_q][\alpha]][\Delta P_L] \quad (3.64)$$

$$= [T_{G+}][\Delta P_i^{G+}] + [T_{G-}][\Delta P_i^{G-}] + [T_L][\Delta P_L] \quad (3.65)$$

*หมายเหตุ กำหนดให้กำลังรีแอกทีฟจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไม่มีผลกับ ΔS_{ij} ดังนั้น $\Delta Q_G \approx 0$ และการตัดโหลดกำหนดให้ตัดโหลดด้วยตัวประกอบกำลังคงที่ดังนั้น $\Delta Q_L = [\alpha]\Delta P_L$

3.9.2 การประมาณเชิงเส้นของแรงดันที่บัส

เมื่อพิจารณาสมการการไหลกำลังไฟฟ้าในสมการที่ (3.26) สามารถประมาณเชิงเส้นของแรงดันที่บัสได้ในรูปเมตริกซ์จาโคเบียนแต่การประมาณเชิงเส้นนี้ยังไม่ได้คำนึงถึงผลที่ได้จากการปรับแก้หม้อแปลง ดังนั้นการประมาณเชิงเส้นของแรงดันที่บัสในหัวข้อนี้ จะกล่าวถึงการประมาณเชิงเส้นของแรงดันที่บัสได้ในรูปเมตริกซ์จาโคเบียนพร้อมกับการพิจารณาผลจากการปรับแก้หม้อแปลงร่วมด้วย ซึ่งการประมาณเชิงเส้นสมการกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟารีแอกทีฟเมื่อเทียบกับหม้อแปลง สามารถคำนวณได้ดังนี้

$$\frac{\partial P_p}{\partial a_{pq}} = V_p^2 \left(-\frac{2g_{pq}}{a_{pq}^3} \right) + V_p V_q \left(\frac{g_{pq}}{a_{pq}^2} \cos(\delta_p - \delta_q) + \frac{b_{pq}}{a_{pq}^2} \sin(\delta_p - \delta_q) \right) \quad (3.66)$$

$$\frac{\partial P_q}{\partial a_{pq}} = V_p V_q \left(\frac{g_{pq}}{a_{pq}^2} \cos(\delta_q - \delta_p) + \frac{b_{pq}}{a_{pq}^2} \sin(\delta_q - \delta_p) \right) \quad (3.67)$$

$$\frac{\partial P_k}{\partial a_{pq}} = 0 \quad (3.68)$$

$$\frac{\partial Q_p}{\partial a_{pq}} = V_p^2 \left(\frac{2b_{pq}}{a_{pq}^3} \right) + V_p V_q \left(\frac{g_{pq}}{a_{pq}^2} \sin(\delta_p - \delta_q) - \frac{b_{pq}}{a_{pq}^2} \cos(\delta_p - \delta_q) \right) \quad (3.69)$$

$$\frac{\partial Q_q}{\partial a_{pq}} = V_p V_q \left(\frac{g_{pq}}{a_{pq}^2} \sin(\delta_q - \delta_p) + \frac{b_{pq}}{a_{pq}^2} \cos(\delta_q - \delta_p) \right) \quad (3.70)$$

$$\frac{\partial Q_k}{\partial a_{pq}} = 0 \quad (3.71)$$

เมื่อพิจารณาในระบบไฟฟ้าที่มีขนาด N บัส สามารถแสดงความสัมพันธ์ระหว่างกำลังที่ฉีดเข้าบัสกับมุมเฟสและขนาดแรงดันที่บัส ร่วมกับแท็บหม้อแปลง ได้ดังสมการที่ (3.72)

$$\begin{bmatrix} \Delta P_i \\ \Delta Q_i \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_i \\ \Delta |V_i| \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{\partial P_i}{\partial a_{ij}} & \frac{\partial Q_i}{\partial a_{ij}} \end{bmatrix}^T \begin{bmatrix} \Delta a_{ij} \end{bmatrix} \quad (3.72)$$

จัดรูปแบบสมการให้แสดงความสัมพันธ์ระหว่างมุมเฟสและขนาดแรงดันที่บัสกับกำลังที่ฉีดเข้าบัสและแท็บหม้อแปลง ได้ดังสมการที่ (3.73)

$$\begin{bmatrix} \Delta \delta_i \\ \Delta |V_i| \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_a & J_b \\ J_c & J_d \end{bmatrix} \left[\begin{bmatrix} \Delta P_i \\ \Delta Q_i \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \frac{\partial P_i}{\partial a_{ij}} & \frac{\partial Q_i}{\partial a_{ij}} \end{bmatrix}^T \begin{bmatrix} \Delta a_{ij} \end{bmatrix} \right] \quad (3.73)$$

และสามารถแสดงความสัมพันธ์ระหว่างการเปลี่ยนแปลงแรงดันที่บัสกับการเปลี่ยนแปลงกำลังการผลิต การเปลี่ยนแปลงของปริมาณโหลดที่ต้องถูกตัดออกจากระบบ และการปรับแท็บหม้อแปลง ได้ดังสมการที่ (3.74)

$$\Delta |V_i| = J_c \ J_d \left[\begin{bmatrix} \Delta P_i \\ \Delta Q_i \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \frac{\partial P_i}{\partial a_{ij}} & \frac{\partial Q_i}{\partial a_{ij}} \end{bmatrix}^T \begin{bmatrix} \Delta a_{ij} \end{bmatrix} \right] \quad (3.74)$$

$$= [N_p][\Delta P_i] + [N_q][\Delta Q_i] - [N_a][\Delta a_{ij}] \quad (3.75)$$

$$= [N_p][\Delta P_i^{G+} - \Delta P_i^{G-} - \Delta P_L] + [N_q][\Delta Q_G - \Delta Q_L] - [N_a][\Delta a_{ij}] \quad (3.76)$$

$$= [N_p][\Delta P_i^{G+} - \Delta P_i^{G-} - \Delta P_L] + [N_q][0 - [\alpha]\Delta P_L]^* - [N_a][\Delta a_{ij}] \quad (3.77)$$

$$= [N_p][\Delta P_i^{G+}] - [N_p][\Delta P_i^{G-}] - [N_p] + [N_q][\alpha] [\Delta P_L] - [N_a][\Delta a_{ij}] \quad (3.78)$$

$$= [N_{G+}][\Delta P_i^{G+}] + [N_{G-}][\Delta P_i^{G-}] + [N_L][\Delta P_L] + [N_A][\Delta a_{ij}] \quad (3.79)$$

*หมายเหตุ กำหนดให้กำลังรีแอกทีฟจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไม่มีผลกับ $\Delta |V_i|$ ดังนั้น $\Delta Q_G \approx 0$ และการตัดโหลดกำหนดให้ตัดโหลดด้วยตัวประกอบกำลังคงที่ ดังนั้น $\Delta Q_L = [\alpha]\Delta P_L$

3.9.3 การประมาณเชิงเส้นของกำลังไฟฟ้าสูญเสีย

วิธีการคำนวณหา กำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบไฟฟ้ากำลังนั้น มีหลากหลายวิธีที่สามารถคำนวณหาได้ วิธีการหนึ่งที่มีนิยมนำมาใช้คือการคำนวณหา กำลังไฟฟ้าสูญเสียจากผลรวมกำลังไฟฟ้าจริงที่ฉีดเข้าที่บัส ดังสมการที่ (3.80)

$$P_{ls} = \sum_{i=1}^N P_i = P_1 + P_2 + \dots + P_N \quad (3.80)$$

กำลังไฟฟ้าจริงที่ฉีดเข้าที่บัสนั้นจะเขียนให้อยู่ในรูปขนาดและมุมเฟสของแรงดันที่บัสเหมือนในสมการที่ (3.10) ดังนั้นการประมาณเชิงเส้นของกำลังไฟฟ้าสูญเสียโดยทั่วไปจะประมาณกำลังไฟฟ้าสูญเสียเทียบกับขนาดและมุมเฟสของแรงดันไฟฟ้าเท่านั้น แต่ในวิทยานิพนธ์นี้ จะใช้วิธีการประมาณเชิงเส้นของกำลังไฟฟ้าสูญเสียเทียบกับขนาดและมุมเฟสของแรงดันไฟฟ้าพร้อมกับการพิจารณาผลจากการปรับแก้พร้อมเปลี่ยนแปลงร่วมด้วย

การประมาณเชิงเส้นกำลังไฟฟ้าสูญเสียเทียบกับมุมเฟสของแรงดันไฟฟ้าสามารถคำนวณได้จากสมการที่ (3.81) โดยที่อนุพันธ์ย่อยสามารถคำนวณได้จากสมการที่ (3.16), (3.17)

$$\frac{\partial P_{ls}}{\partial \delta_k} = \frac{\partial P_1}{\partial \delta_k} + \frac{\partial P_2}{\partial \delta_k} + \dots + \frac{\partial P_N}{\partial \delta_k} \quad (3.81)$$

การประมาณเชิงเส้นกำลังไฟฟ้าสูญเสียเทียบกับขนาดแรงดันไฟฟ้าสามารถคำนวณได้จากสมการที่ (3.82) โดยที่อนุพันธ์ย่อยสามารถคำนวณได้จากสมการที่ (3.18), (3.19)

$$\frac{\partial P_{ls}}{\partial |V_k|} = \frac{\partial P_1}{\partial |V_k|} + \frac{\partial P_2}{\partial |V_k|} + \dots + \frac{\partial P_N}{\partial |V_k|} \quad (3.82)$$

การประมาณเชิงเส้นกำลังไฟฟ้าสูญเสียเทียบกับแก้พร้อมเปลี่ยนแปลงสามารถคำนวณได้จากสมการที่ (3.83) โดยที่อนุพันธ์ย่อยสามารถคำนวณได้จากสมการที่ (3.66)-(3.78)

$$\frac{\partial P_{ls}}{\partial a_{ij}} = \frac{\partial P_1}{\partial a_{ij}} + \frac{\partial P_2}{\partial a_{ij}} + \dots + \frac{\partial P_N}{\partial a_{ij}} \quad (3.83)$$

จากการประมาณเชิงเส้นกำลังไฟฟ้าสูญเสียเทียบกับมุมเฟสของแรงดันไฟฟ้า ขนาดแรงดันไฟฟ้า และแก้พร้อมเปลี่ยนแปลง สามารถเขียนให้อยู่ในรูปเมทริกซ์ได้ดังนี้

$$\Delta P_{ls} = \left[\sum_{i=1}^N \frac{\partial P_i}{\partial \delta_k} \quad \sum_{i=1}^N \frac{\partial P_i}{\partial |V_k|} \quad \sum_{i=1}^{NT} \frac{\partial P_i}{\partial a_{ij}} \right] \begin{bmatrix} \Delta \delta_k \\ \Delta |V_k| \\ \Delta a_{ij} \end{bmatrix} \quad (3.84)$$

และสามารถแสดงความสัมพันธ์ระหว่างการเปลี่ยนแปลงกำลังไฟฟ้าสูญเสียกับการเปลี่ยนแปลงกำลังการผลิต การเปลี่ยนแปลงของปริมาณโหลดที่ต้องถูกตัดออกจากระบบ และการปรับแก้หม้อแปลงได้ ดังสมการที่ (3.85)

$$\Delta P_{ls} = \left[\sum_{i=1}^N \frac{\partial P_i}{\partial \delta_k} \quad \sum_{i=1}^N \frac{\partial P_i}{\partial |V_k|} \right] [\Delta \delta_k] + \left[\sum_{i=1}^{NT} \frac{\partial P_i}{\partial a_{ij}} \right] [\Delta a_{ij}] \quad (3.85)$$

$$= \left[\sum_{i=1}^N \frac{\partial P_i}{\partial \delta_k} \quad \sum_{i=1}^N \frac{\partial P_i}{\partial |V_k|} \right] \begin{bmatrix} J_a & J_b \\ J_c & J_d \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta P_k \\ \Delta Q_k \end{bmatrix} + \left[\sum_{i=1}^{NT} \frac{\partial P_i}{\partial a_{ij}} \right] [\Delta a_{ij}] \quad (3.86)$$

$$= [M_p][\Delta P_k] + [M_q][\Delta Q_k] + [M_a][\Delta a_{ij}] \quad (3.87)$$

$$= [M_p][\Delta P_i^{G+} - \Delta P_i^{G-} - \Delta P_L] + [M_q][\Delta Q_G - \Delta Q_L] + [M_a][\Delta a_{ij}] \quad (3.88)$$

$$= [M_p][\Delta P_i^{G+} - \Delta P_i^{G-} - \Delta P_L] + [M_q][0 - [\alpha]\Delta P_L]^* + [M_a][\Delta a_{ij}] \quad (3.89)$$

$$= [M_p][\Delta P_i^{G+}] - [M_p][\Delta P_i^{G-}] - [M_p] + [M_q][\alpha] [\Delta P_L] + [M_a][\Delta a_{ij}] \quad (3.90)$$

$$= [M_{G+}][\Delta P_i^{G+}] + [M_{G-}][\Delta P_i^{G-}] + [M_L][\Delta P_L] + [M_A][\Delta a_{ij}] \quad (3.91)$$

*หมายเหตุ กำหนดให้กำลังรีแอกทีฟจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไม่มีผลกับ ΔP_{ls} ดังนั้น $\Delta Q_G \approx 0$ และการตัดโหลดกำหนดให้ตัดโหลดด้วยตัวประกอบกำลังคงที่ดังนั้น $\Delta Q_L = [\alpha]\Delta P_L$

3.9.4 การจัดรูปของการประมาณเชิงเส้นเพื่อแก้ปัญหาค่าขีดสุด

จากการประมาณเชิงเส้นของทั้ง 3 ฟังก์ชัน ดังที่กล่าวไปแล้วข้างต้น คือ 1.ฟังก์ชันกำลังไฟฟ้าปรากฏในสายส่ง 2.ฟังก์ชันแรงดันที่บัส และ 3.ฟังก์ชันกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมทั้งระบบ ซึ่งฟังก์ชันเหล่านี้ถูกประมาณให้อยู่ในรูปพหุนามเทออร์ของระบบไฟฟ้ากำลังที่เราต้องทำการปรับค่านั้นคือ ปริมาณกำลังการผลิตที่ต้องการปรับเพิ่มหรือลดกำลังการผลิต ปริมาณโหลดที่ต้องถูกตัดออกจากระบบ และแก้หม้อแปลงที่ต้องปรับ จากฟังก์ชันเป้าหมาย (3.30) และฟังก์ชันเงื่อนไข (3.31)-(3.38) ที่ได้ประมาณเชิงเส้นดังสมการที่ (3.65), (3.79) และ (3.91) สามารถนำมาจัดให้อยู่ในรูปฟังก์ชันอย่างง่ายสำหรับการนำไปใช้แก้ปัญหาค่าขีดสุดได้ดังสมการต่อไปนี้

$$\text{Min } z = [C^{G+} \ C^{G-} \ C_L \ 0][X] + [X]^T \text{diag}([0 \ 0 \ 0 \ w_a])[X] \quad (3.92)$$

s.t.

$$[1 - M_{G+} \ -1 - M_{G-} \ 1 - M_L \ -M_A][X] = [P_L] + [P_{Ls}^0] - [P^{G_0}] \quad (3.93)$$

$$[T_{G+} \ T_{G-} \ T_L \ 0][X] \leq [\Delta S_{ij}^{limit}] \quad (3.94)$$

$$[\Delta V_i^{min}] \leq [N_{G+} \ N_{G-} \ N_L \ N_A][X] \leq [\Delta V_i^{max}] \quad (3.95)$$

$$[1 \ 0 \ 0 \ 0][X] \leq [\Delta P_{limit}^{G+}] \quad (3.96)$$

$$[0 \ 1 \ 0 \ 0][X] \leq [\Delta P_{limit}^{G-}] \quad (3.97)$$

$$[\Delta a_{ij}^{min}] \leq [0 \ 0 \ 0 \ 1][X] \leq [\Delta a_{ij}^{max}] \quad (3.98)$$

$$[0 \ 0 \ 1 \ 0][X] \leq [\Delta P_L^{max}] \quad (3.99)$$

$$[X] = [\Delta P^{G+} \ \Delta P^{G-} \ \Delta P_L \ \Delta a]^T \quad (3.100)$$

โดยที่

C^{G+}	คือ	เมทริกซ์ของ C_i^{G+}
C^{G-}	คือ	เมทริกซ์ของ C_i^{G-}
C_L	คือ	เมทริกซ์ของ $C_{L,i}$
P^{G+}	คือ	เมทริกซ์ของ P^{G+}
ΔP^{G-}	คือ	เมทริกซ์ของ ΔP^{G-}
ΔP_L	คือ	เมทริกซ์ของ ΔP_L
Δa	คือ	เมทริกซ์ของ Δa_t
P_L	คือ	เมทริกซ์ผลรวมของ $P_{L,i}$
P^{G_0}	คือ	เมทริกซ์ผลรวมของ $P_i^{G_0}$
T_{G+}, T_{G-}, T_L	คือ	เมทริกซ์สัมประสิทธิ์ที่แสดงความสัมพันธ์ของการเปลี่ยนแปลงกำลังไฟฟ้าปรากฏในสายส่งกับการเปลี่ยนแปลงค่าพารามิเตอร์ในระบบ

N_{G+} , N_{G-} , N_L , N_A คือ เมทริกซ์สัมประสิทธิ์แสดงความสัมพันธ์ของการเปลี่ยนแปลงขนาดแรงดันที่บ่งกับการเปลี่ยนแปลงค่าพารามิเตอร์ในระบบ

M_{G+} , M_{G-} , M_L , M_A คือ เมทริกซ์สัมประสิทธิ์แสดงความสัมพันธ์ของการเปลี่ยนแปลงกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบกับการเปลี่ยนแปลงค่าพารามิเตอร์ในระบบ

3.10 การคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้

ดัชนีความเชื่อถือได้เป็นตัวชี้วัดที่สำคัญในการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังเพื่อที่จะสามารถระบุได้ว่าความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังนั้นเป็นอย่างไร มีความเชื่อถือได้มากน้อยแค่ไหน ทำให้สามารถเปรียบเทียบกับระหว่างระบบต่างๆได้ ทำให้สามารถตั้งเป้าหมายที่จะปรับปรุงดัชนีความเชื่อถือได้ให้อยู่ในเกณฑ์ที่ยอมรับได้และดำเนินการให้เป็นไปตามเป้าหมายได้ ดัชนีความเชื่อถือได้ที่สำคัญต่างๆ เช่น LOLP, LOLF, LOLD, SAIFI, SAIDI, EPNS, EENS และ EIC เป็นต้น โดยที่ดัชนีความเชื่อถือได้เหล่านี้จะถูกคำนวณในแต่ละรอบของการจำลองเหตุการณ์ ซึ่งในการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลนั้นสามารถคำนวณดัชนีต่างๆเหล่านี้ได้ จากนิยามดังต่อไปนี้ [1], [15], [20], [21]

-LOLP (Loss Of Load Probability) คือ ดัชนีที่แสดงถึงความเป็นที่ระบบอยู่ในสถานะเสีย

$$LOLP = \frac{\text{ระยะเวลาทั้งหมดที่ระบบอยู่ในสถานะเสียในการจำลองเหตุการณ์}}{\text{ระยะเวลาทั้งหมดที่ใช้ในการจำลองเหตุการณ์}} \quad (3.101)$$

-LOLF (Loss Of Load Frequency) คือ ดัชนีที่แสดงถึงความถี่ที่ระบบเกิดการเปลี่ยนสถานะจากดีไปสถานะเสีย มีหน่วยเป็น ครั้งต่อปี

$$LOLF = \frac{\text{จำนวนครั้งที่ระบบเปลี่ยนจากสถานะดีไปสถานะเสียในการจำลองเหตุการณ์}}{\text{ระยะเวลาทั้งหมดที่ใช้ในการจำลองเหตุการณ์}} \quad (3.102)$$

-LOLD (Loss Of Load Duration) คือ ดัชนีที่แสดงถึงระยะเวลาที่ระบบอยู่ในสถานะเสียแต่ละครั้ง มีหน่วยเป็น ชั่วโมงต่อปี

$$LOLD = \frac{\text{ระยะเวลาทั้งหมดที่ระบบอยู่ในสถานะเสียในการจำลองเหตุการณ์}}{\text{จำนวนครั้งที่ระบบเปลี่ยนจากสถานะดีไปสถานะเสีย}} \quad (3.103)$$

-SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) คือ ดัชนีที่แสดงถึงความถี่ที่ระบบอยู่ในสถานะเสียหายต่อจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าโดยเฉลี่ย มีหน่วยเป็น ครั้งต่อปีต่อราย

$$SAIFI = \frac{\text{จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ไม่ได้รับการจ่ายไฟฟ้า}}{\text{จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด}} \quad (3.104)$$

-SAIDI (System Average Interruption Duration Index) คือ ดัชนีที่แสดงถึงระยะเวลาที่ระบบอยู่ในสถานะเสียหายต่อจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าโดยเฉลี่ย มีหน่วยเป็น ชั่วโมงต่อปีต่อราย

$$SAIDI = \frac{\text{จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ไม่ได้รับการจ่ายไฟฟ้า} \times \text{ระยะเวลาในสถานะนั้น}}{\text{จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด}} \quad (3.105)$$

-EPNS (Expected Power Not Supplied) คือ ดัชนีที่แสดงถึงปริมาณโหลดที่คาดว่าจะไม่ได้รับการจ่ายกำลังไฟฟ้า มีหน่วยเป็น MW

$$EPNS = \frac{\text{โหลดที่ไม่ได้รับการจ่าย} \times \text{ระยะเวลาในสถานะนั้น}}{\text{ระยะเวลาทั้งหมดที่ใช้ในการจำลองเหตุการณ์}} \quad (3.106)$$

-EENS (Expected Energy Not Supplied) คือ ดัชนีที่แสดงถึงปริมาณโหลดที่คาดว่าจะไม่ได้รับการจ่ายพลังงานไฟฟ้า มีหน่วยเป็น MWh/yr

$$EENS = EPNS \times 8760 \quad (3.107)$$

-EIC (Expected Interruption Cost) คือ ดัชนีที่แสดงถึงความสูญเสียของโหลดที่คาดว่าจะไม่ได้รับการจ่ายพลังงานไฟฟ้า มีหน่วยเป็น บาทต่อปี

$$EIC = IEAR \times EENS \quad (3.108)$$

โดยที่ $IEAR$ คือ อัตราความสูญเสียของโหลดที่คาดว่าจะไม่ได้รับการจ่ายพลังงานไฟฟ้า (Interrupted Energy Assessment Rate) มีหน่วยเป็น บาท/MWh

โดยที่ดัชนี LOLP, LOLE, LOLD, SAIFI, SAIDI และ EPNS จะเป็นดัชนีที่ใช้ในการคำนวณหาค่าความคลาดเคลื่อนสัมพัทธ์ ซึ่งจะกล่าวถึงในหัวข้อถัดไป ส่วนดัชนี EENS และ EIC เป็นดัชนีที่คำนวณได้จากดัชนี EPNS โดยตรง ดังนั้น ดัชนี EENS และ EIC จึงไม่มีความจำเป็นที่จะต้องคำนวณหาค่าความคลาดเคลื่อนสัมพัทธ์ เพื่อเป็นการลดขั้นตอนการคำนวณซ้ำซ้อน

3.11 เกณฑ์การหยุดคำนวณ (Stopping Criteria)

การวิเคราะห์หาจำนวนรอบของการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลที่เหมาะสมต่อการนำไปใช้งานนั้นจะอาศัยกฎการหยุดการจำลองเหตุการณ์ (Stopping rule) ซึ่งโดยทั่วไปมีเกณฑ์ที่ใช้ในการกำหนดจำนวนรอบการจำลองเหตุการณ์อยู่สองแบบ [1] คือ

1) การกำหนดจำนวนรอบสูงสุดในการจำลองเหตุการณ์ไว้ที่ค่าคงที่ค่าหนึ่ง (Pre-specified number of trials) ซึ่งมีข้อเสีย คือ หากเราไม่เข้าใจระบบและพฤติกรรมของระบบที่ใช้ทำการจำลองเหตุการณ์อย่างดีพอ ก็จะส่งผลต่อความแม่นยำของผลลัพธ์

2) การกำหนดค่าความคลาดเคลื่อนสัมพัทธ์สูงสุดของดัชนีไว้ที่ค่าคงที่ค่าหนึ่ง (Pre-specified precision) เป็นวิธีที่อาศัยหลักการทดสอบทางสถิติ ด้วยการตั้งค่าของระดับความแม่นยำ (Degree of precision) หรือตั้งช่วงความเชื่อมั่น (Confidence interval) แทน โดยจะทำการคำนวณหาความคลาดเคลื่อนสัมพัทธ์ในแต่ละรอบการจำลองเหตุการณ์ ซึ่งจะทำการจำลองเหตุการณ์จนค่าความคลาดเคลื่อนสัมพัทธ์ที่คำนวณได้ต่ำกว่าค่าความคลาดเคลื่อนสัมพัทธ์สูงสุด จึงหยุดการคำนวณ

ในวิทยานิพนธ์นี้จะใช้วิธีการการกำหนดค่าความคลาดเคลื่อนสัมพัทธ์สูงสุดของดัชนีไว้ที่ค่าคงที่ค่าหนึ่ง ซึ่งการคำนวณค่าความคลาดเคลื่อนสัมพัทธ์แสดงไว้ในสมการที่ (3.109)

$$r = \frac{S}{\hat{x}\sqrt{n}} \quad (3.109)$$

โดยที่	r	คือ	ความคลาดเคลื่อนสัมพัทธ์ (Relative Uncertainty)
	S	คือ	ค่าความเบี่ยงเบนมาตรฐานของดัชนี
	\hat{x}	คือ	ค่าเฉลี่ยของดัชนี
	n	คือ	จำนวนครั้งของการสุ่ม

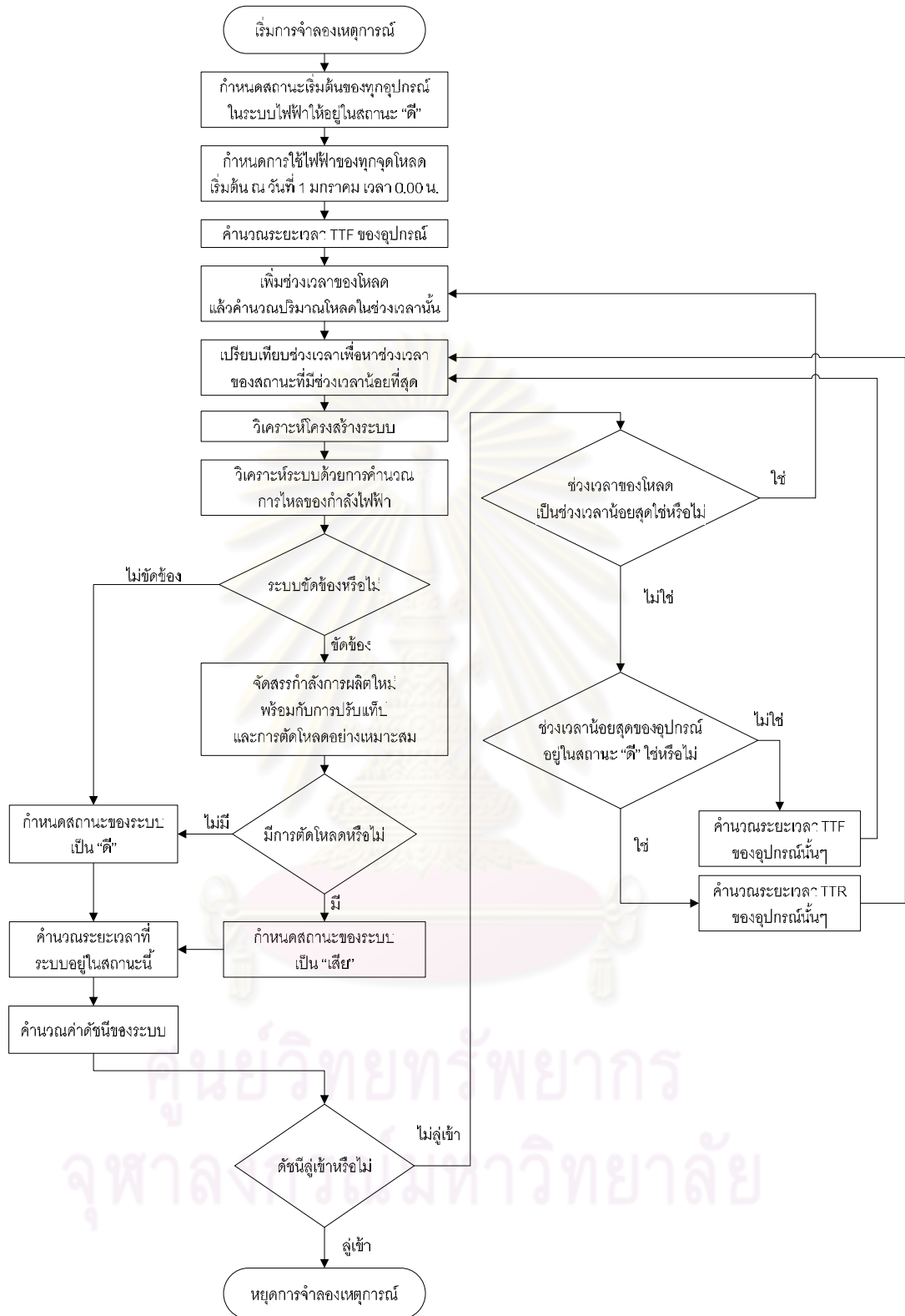
3.12 ขั้นตอนการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล

การประเมินความเชื่อถือได้ด้วยการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลนั้น จะใช้สุ่มสถานะของอุปกรณ์ต่างๆในระบบ จากนั้นจะทำการวิเคราะห์หาสถานะของระบบ แล้วคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบและทำการระบวนการเหล่านี้ซ้ำๆ จนกระทั่งผลตอบลู่อเข้า ซึ่งมีรายละเอียดในแต่ละขั้นตอนดังนี้

1. อ่านข้อมูลระบบ
2. กำหนดสถานะเริ่มต้นของทุกอุปกรณ์ในระบบไฟฟ้า ให้อยู่ในสถานะ “ดี”
3. กำหนดการใช้ไฟฟ้าของทุกจุดโหลด ให้เริ่มต้น ณ วันที่ 1 มกราคม เวลา 0.00 น.

4. สุ่มการเปลี่ยนสถานะของอุปกรณ์ ด้วยการคำนวณหา TTF
5. เพิ่มช่วงเวลาของโหลด แล้วคำนวณปริมาณโหลดโดยคำนึงถึงความไม่แน่นอนของโหลดในช่วงเวลานั้นๆ
6. เปรียบเทียบช่วงเวลา เพื่อหาช่วงเวลาของสถานะที่มีช่วงเวลาน้อยที่สุด ในกรณีช่วงเวลาของโหลดเท่ากับช่วงเวลาของอุปกรณ์ กำหนดให้ช่วงเวลาน้อยสุดเป็นช่วงเวลาของอุปกรณ์
7. วิเคราะห์โครงสร้างระบบ
8. วิเคราะห์สถานะของระบบ ด้วยการคำนวณการไหลกำลังไฟฟ้า
9. พิจารณาว่า ระบบเกิดเหตุขัดข้องหรือไม่ ถ้าระบบไม่เกิดเหตุขัดข้อง จะกำหนดสถานะของระบบเป็น “ดี” ให้ข้ามไปทำตามขั้นตอนที่ 11 แต่ถ้าระบบเกิดเหตุขัดข้อง ให้แก้ปัญหาด้วยการจัดสรรกำลังการผลิตพร้อมกับการปรับแก้หม้อแปลงและตัดโหลดอย่างเหมาะสม ให้ทำตามขั้นตอนถัดไป
10. พิจารณาว่า แก้ปัญหาด้วยการจัดสรรกำลังการผลิตพร้อมกับการปรับแก้หม้อแปลงโดยมีการตัดโหลดหรือไม่ ถ้าไม่มีการตัดโหลด จะกำหนดสถานะของระบบเป็น “ดี” แต่ถ้ามีการตัดโหลด จะกำหนดสถานะของระบบเป็น “เสีย”
11. คำนวณระยะเวลาที่ระบบอยู่ในสถานะนี้
12. คำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบ
13. คำนวณความคลาดเคลื่อนสัมพัทธ์ของดัชนี
14. พิจารณาว่า ความคลาดเคลื่อนสัมพัทธ์ของดัชนีมีค่าอยู่ในเกณฑ์ที่ยอมรับได้หรือไม่ ถ้าความคลาดเคลื่อนสัมพัทธ์ของดัชนีมีค่ามากกว่าเกณฑ์ที่ยอมรับได้ ให้ทำตามขั้นตอนถัดไป แต่ถ้าความคลาดเคลื่อนสัมพัทธ์ของดัชนีมีค่าน้อยกว่าหรือเท่ากับเกณฑ์ที่ยอมรับได้ ให้หยุดกระบวนการค้นหาคำตอบ
15. พิจารณาว่า ช่วงเวลาของสถานะที่มีช่วงเวลาน้อยที่สุดนั้นเป็นช่วงเวลาของโหลดหรือช่วงเวลาของอุปกรณ์ ถ้าช่วงเวลาน้อยที่สุดนั้นเป็นช่วงเวลาของโหลด ให้กลับไปทำขั้นตอนที่ 5 แต่ถ้าช่วงเวลาน้อยที่สุดนั้นเป็นช่วงเวลาของอุปกรณ์ ให้ทำตามขั้นตอนถัดไป
16. พิจารณาว่า สถานะของอุปกรณ์ที่อยู่ในช่วงเวลาน้อยที่สุดนั้นอยู่ในสถานะใด ถ้าสถานะของอุปกรณ์อยู่ในสถานะดี ให้คำนวณหา TTF แต่สถานะของอุปกรณ์อยู่ในสถานะเสีย ให้คำนวณหา TTR แล้วให้กลับไปทำขั้นตอนที่ 6

ขั้นตอนดังกล่าวสามารถสรุปเป็นแผนภาพได้ดังรูปที่ 3.14



รูปที่ 3.14 ขั้นตอนการจำลองเหตุการณ์ด้วยวิธีมอนติคาร์โลแบบสุ่มช่วงเวลาการทำงาน

บทที่ 4

การวิเคราะห์ปัญหาการติดตั้งตัวเก็บประจุ

บทนี้จะกล่าวถึงฟังก์ชันเป้าหมายและการคำนวณฟังก์ชันเป้าหมายในการวางแผนการติดตั้งตัวเก็บประจุ โดยคำนึงถึงผลตอบแทนที่ได้รับและเงินลงทุนที่เกิดจากการติดตั้งตัวเก็บประจุ ซึ่งจะเป็นการหาขนาดที่เหมาะสมในการติดตั้งตัวเก็บประจุ แล้วใช้ดัชนีความไวของกำลังไฟฟ้าสูญเสียเพื่อคำนวณหาตำแหน่งที่เหมาะสมในการติดตั้งตัวเก็บประจุ โดยมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

4.1 ฟังก์ชันเป้าหมาย

ฟังก์ชันเป้าหมายที่ใช้ในการพิจารณาสำหรับกรวางแผนการติดตั้งตัวเก็บประจุ นั้น เป็นสิ่งสำคัญที่บ่งบอกถึงความต้องการของผู้วางแผนว่าต้องการได้สิ่งใด สำหรับในวิทยานิพนธ์นี้จะใช้ฟังก์ชันเป้าหมายเพื่อคำนวณหาขนาดตัวเก็บประจุที่เหมาะสม ด้วยการหาค่าสูงสุดของผลตอบแทนสุทธิ ซึ่งสามารถคำนวณได้จากผลรวมของผลตอบแทนที่เกิดจากการติดตั้งตัวเก็บประจุค่าต่างๆ แล้วหักออกด้วยเงินลงทุนติดตั้งตัวเก็บประจุ ดังสมการที่ (4.1)

$$\text{Max } NP = \Delta B_{\text{delay}} + \Delta B_{\text{loss}} + \Delta B_{\text{EIC}} - C(Q) \quad (4.1)$$

โดยที่	NP	คือ	ผลตอบแทนสุทธิ (Baht/yr)
	ΔB_{delay}	คือ	ผลตอบแทนจากการชะลอการลงทุนการก่อสร้างสายส่ง (Baht/yr)
	ΔB_{loss}	คือ	ผลตอบแทนจากพลังงานไฟฟ้าสูญเสียที่ลดลง (Baht/yr)
	ΔB_{EIC}	คือ	ผลตอบแทนจากความสูญเสียของโหลดที่คาดว่าจะไม่ได้รับการจ่ายพลังงานไฟฟ้าที่ลดลง (Baht/yr)
	$C(Q)$	คือ	เงินลงทุนติดตั้งตัวเก็บประจุต่อปี (Baht/yr)

ซึ่งการคำนวณค่าผลตอบแทน ΔB_{delay} , ΔB_{loss} , ΔB_{EIC} และเงินลงทุน $C(Q)$ ของฟังก์ชันเป้าหมายนี้สามารถแสดงได้ดังต่อไปนี้

4.1.1 การคำนวณผลตอบแทนจากการชะลอการลงทุนการก่อสร้างสายส่ง

เมื่อทำการติดตั้งตัวเก็บประจุเข้าในระบบไฟฟ้ากำลังแล้ว ทำให้อุปกรณ์ในระบบมีการใช้งานน้อยลงหรือห่างไกลจากส่วนเผื่อมากขึ้น ซึ่งในวิทยานิพนธ์นี้จะพิจารณาเฉพาะการชะลอการลงทุนการก่อสร้างระบบส่งแรงดันต่ำ (115 kV) เท่านั้น การชะลอการลงทุนการก่อสร้างระบบส่ง

แรงดันต่ำนั้นจะพิจารณาเฉพาะในสถานะที่โหลดสูงสุด (Peak load) ซึ่งการลงทุนนี้จะครอบคลุมทุกระดับโหลดทั้งช่วงที่โหลดต่ำ (Light load) และช่วงที่โหลดสูงสุด โดยกำลังปรากฏที่ไหลในสายส่งนั้นได้จากการคำนวณการไหลกำลังไฟฟ้า การคำนวณผลตอบแทนจากการชะลอการลงทุนการก่อสร้างระบบส่งแรงดันต่ำจะมีการพิจารณาออกเป็น 3 กรณี ดังนี้

- 1) กรณีกำลังปรากฏของสายส่งก่อนการติดตั้งตัวเก็บประจุมีค่าน้อยกว่าหรือเท่ากับ 40% ของกำลังปรากฏสูงสุดของสายเส้นนั้นๆ ($S_{ij}^0 \leq 40\% S_{ij}^{limit}$)
- 2) กรณีกำลังปรากฏของสายส่งก่อนการติดตั้งตัวเก็บประจุมีค่าอยู่ระหว่าง 40%-70% ของกำลังปรากฏสูงสุดของสายเส้นนั้นๆ ($40\% S_{ij}^{limit} < S_{ij}^0 < 70\% S_{ij}^{limit}$)
- 3) กรณีกำลังปรากฏของสายส่งก่อนการติดตั้งตัวเก็บประจุมีค่ามากกว่าหรือเท่ากับ 70% ของกำลังปรากฏสูงสุดของสายเส้นนั้นๆ ($S_{ij}^0 \geq 70\% S_{ij}^{limit}$)

การคำนวณผลตอบแทนจากกรณีต่างๆเหล่านี้ มีรายละเอียดดังต่อไปนี้

กรณีที่ 1 ($S_{ij}^0 \leq 40\% S_{ij}^{limit}$)

การใช้งานในสายส่งไม่อยู่ในขอบเขตที่นักวางแผนขยายสายส่งจะพิจารณา ซึ่งกำหนดให้เป็นสายส่งที่ไม่จำเป็นต้องสร้าง ในกรณีนี้จะไม่คิดผลตอบแทนจากการชะลอการลงทุนสำหรับการก่อสร้างสายส่ง

กรณีที่ 2 ($40\% S_{ij}^{limit} < S_{ij}^0 < 70\% S_{ij}^{limit}$)

การใช้งานในสายส่งอยู่ในขอบเขตที่นักวางแผนขยายสายส่งจะพิจารณา ซึ่งกำหนดให้เป็นสายส่งที่ควรที่จะสร้าง ในกรณีนี้จะคิดผลตอบแทนจากการชะลอการลงทุนสำหรับการก่อสร้างสายส่งดังนี้ ถ้าติดตั้งตัวเก็บประจุแล้วสามารถทำให้ $40\% S_{ij}^{limit} < S_{ij}(Q_i) < 70\% S_{ij}^{limit}$ ได้ จะคิดผลตอบแทนที่ได้รับเฉพาะในช่วงนั้นๆ แต่ถ้าติดตั้งตัวเก็บประจุแล้วสามารถทำให้ $S_{ij}(Q_i) < 40\% S_{ij}^{limit}$ จะคิดผลตอบแทนที่ 40% ส่วนในกรณีอื่นๆ จะไม่คิดผลตอบแทน ซึ่งตัวอย่างการคำนวณผลตอบแทนในกรณีนี้ แสดงได้ดังตารางที่ 4.1

ตารางที่ 4.1 แสดงตัวอย่างการคำนวณผลตอบแทนจากการชะลอการลงทุนการก่อสร้างสายส่งในกรณีที่ 2

ก่อนการติดตั้งตัวเก็บประจุ	หลังการติดตั้งตัวเก็บประจุ	ช่วยชะลอการลงทุน
$S_{ij}^0 = 63\% S_{ij}^{limit}$	$S_{ij}(Q_i) = 60\% S_{ij}^{limit}$	$\Delta S_{ij} = 3\% S_{ij}^{limit}$
$S_{ij}^0 = 42\% S_{ij}^{limit}$	$S_{ij}(Q_i) = 37\% S_{ij}^{limit}$	$\Delta S_{ij} = 2\% S_{ij}^{limit}$

กรณีที่ 3 ($S_{ij}^0 \geq 70\% S_{ij}^{limit}$)

การใช้งานในสายส่งอยู่ในขอบเขตที่นักวางแผนขยายสายส่งจะพิจารณา ซึ่งกำหนดให้เป็นสายส่งที่จำเป็นต้องสร้างเนื่องจากมีการใช้งานสายส่งเกินกว่าค่าที่นักวางแผนขยายสายส่งได้เอาไว้ ในกรณีนี้จะคิดผลตอบแทนจากการชะลอการลงทุนสำหรับการก่อสร้างสายส่งดังนี้ ถ้าติดตั้งตัวเก็บประจุแล้วสามารถทำให้ $S_{ij}(Q_i) < 70\% S_{ij}^{limit}$ ได้ จะคิดผลตอบแทนเฉพาะในช่วงนั้นๆ ที่ 70% แต่ถ้าติดตั้งตัวเก็บประจุแล้วสามารถทำให้ $S_{ij}(Q_i) < 40\% S_{ij}^{limit}$ จะคิดผลตอบแทนที่ 40% ส่วนในกรณีอื่นๆ จะไม่คิดผลตอบแทน ซึ่งตัวอย่างการคำนวณผลตอบแทนในกรณีนี้ แสดงได้ดังตารางที่ 4.2

ตารางที่ 4.2 แสดงตัวอย่างการคำนวณผลตอบแทนจากการชะลอการลงทุนการก่อสร้างสายส่งในกรณีที่ 3

ก่อนการติดตั้งตัวเก็บประจุ	หลังการติดตั้งตัวเก็บประจุ	ช่วยชะลอการลงทุน
$S_{ij}^0 = 73\% S_{ij}^{limit}$	$S_{ij}(Q_i) = 68\% S_{ij}^{limit}$	$\Delta S_{ij} = 2\% S_{ij}^{limit}$
$S_{ij}^0 = 73\% S_{ij}^{limit}$	$S_{ij}(Q_i) = 34\% S_{ij}^{limit}$	$\Delta S_{ij} = 30\% S_{ij}^{limit}$
$S_{ij}^0 = 73\% S_{ij}^{limit}$	$S_{ij}(Q_i) = 71\% S_{ij}^{limit}$	$\Delta S_{ij} = 0\% S_{ij}^{limit}$

เนื่องจากการติดตั้งตัวเก็บประจุไม่สามารถทำให้การใช้งานสายส่งลดลงจากเกณฑ์ที่กำหนดไว้ได้มากจนกระทั่งไม่ต้องก่อสร้างสายส่งเพิ่มเติมเลย แต่การติดตั้งตัวเก็บประจุเป็นเพียงการช่วยชะลอการลงทุนการก่อสร้างสายส่ง ดังนั้น การคำนวณผลตอบแทนจากการชะลอการลงทุนการก่อสร้างสายส่งจากกรณีต่างๆ จะใช้วิธีการแปลงกำลังปรากฏที่ลดลงเป็นผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์จากโอกาส (Opportunity) ที่ได้รับการชะลอการลงทุน ซึ่งสามารถคำนวณได้จากสมการที่ (4.2)

$$\Delta B_{delay} = K_{a,ij} \Delta S_{ij} \quad (4.2)$$

โดยที่ ΔB_{delay} คือ ผลตอบแทนจากการชะลอการลงทุนการก่อสร้างสายส่ง (Baht/yr)
 $K_{a,ij}$ คือ อัตราผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์จากการชะลอการลงทุน กำหนดให้มีค่าเท่ากับ 10% ของมูลค่าการก่อสร้างสายส่งที่เชื่อมต่อระหว่างบัส i กับบัส j (Baht/MVA-yr)
 ΔS_{ij} คือ กำลังปรากฏที่ลดลงของสายส่งที่เชื่อมต่อระหว่างบัส i กับบัส j

4.1.2 การคำนวณผลตอบแทนจากพลังงานไฟฟ้าสูญเสียที่ลดลง

การคำนวณพลังงานไฟฟ้าสูญเสียนั้นจะพิจารณาร่วมกับแบบจำลองของโหลดแบบเส้นโค้งรายวัน ซึ่งการคำนวณพลังงานไฟฟ้าสูญเสียนั้นจะใช้วิธีการคำนวณกำลังไฟฟ้าสูญเสียในแต่ละช่วงเวลาด้วยการคำนวณการไหลกำลังไฟฟ้าแล้วนำพลังงานไฟฟ้าสูญเสียที่คำนวณได้ในแต่ละช่วงเวลามารวมกันจนครบ 1 ปี ซึ่งสามารถคำนวณได้จากสมการที่ (4.3)

$$\Delta B_{loss} = K_e \cdot \left(\sum_{t=1}^T t \cdot P_{loss,t}^0 - \sum_{t=1}^T t \cdot P_{loss,t}(Q_i) \right) \quad (4.3)$$

โดยที่	ΔB_{loss}	คือ	ผลตอบแทนจากมูลค่าพลังงานไฟฟ้าสูญเสียที่ลดลง (Baht/yr)
	K_e	คือ	อัตราค่าพลังงานไฟฟ้า (Baht/kWh)
	$P_{loss,t}^0$	คือ	กำลังไฟฟ้าสูญเสียของระบบ ก่อนการติดตั้งตัวเก็บประจุ (kW)
	$P_{loss,t}(Q_i)$	คือ	กำลังไฟฟ้าสูญเสียของระบบ หลังการติดตั้งตัวเก็บประจุ (kW)
	t	คือ	ระยะเวลา ของเส้นโค้งโหลดรายวัน (hr)
	T	คือ	ระยะเวลา กำหนดให้มีค่าเท่ากับ 8760 ชั่วโมง

4.1.3 การคำนวณผลตอบแทนจากความสูญเสียของโหลดที่คาดว่าจะไม่ได้รับการจ่ายพลังงานไฟฟ้าที่ลดลง

การคำนวณความสูญเสียของโหลดที่คาดว่าจะไม่ได้รับการจ่ายพลังงานไฟฟ้านั้น จะใช้วิธีการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังที่ได้กล่าวไว้แล้วในบทที่ 3 ซึ่งค่า EIC ที่ได้จากการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังนั้นเป็นค่าคาดหวัง (Expected value) เนื่องจากวิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลเป็นวิธีที่ใช้หลักการความน่าจะเป็น (Probability) ดังนั้นการเปลี่ยนค่าของความสูญเสียของโหลดที่คาดว่าจะไม่ได้รับการจ่ายพลังงานไฟฟ้าที่ลดลงจะใช้การคำนวณจากผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์ที่ได้รับแทน การคำนวณความสูญเสียของโหลดที่คาดว่าจะไม่ได้รับการจ่ายพลังงานไฟฟ้าสามารถคำนวณได้จากสมการที่ (4.4)

$$\Delta B_{EIC} = K_{EIC}(EIC^0 - EIC(Q_i)) \quad (4.4)$$

โดยที่	ΔB_{EIC}	คือ	ผลตอบแทนจากมูลค่าความสูญเสียของโหลดที่คาดว่าจะไม่ได้รับการจ่ายพลังงานไฟฟ้าที่ลดลง (Baht/yr)
	K_{EIC}	คือ	อัตราผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์จากความสูญเสียของโหลดที่คาดว่าจะไม่ได้รับการจ่ายพลังงานไฟฟ้าที่ลดลง กำหนดให้มีค่าเท่ากับ 10%

- EIC^0 คือ ความสูญเสียของโหลดที่คาดว่าจะไม่ได้รับการจ่ายพลังงานไฟฟ้าก่อนการติดตั้งตัวเก็บประจุ (Baht/yr)
- $EIC(Q_i)$ คือ ความสูญเสียของโหลดที่คาดว่าจะไม่ได้รับการจ่ายพลังงานไฟฟ้าหลังการติดตั้งตัวเก็บประจุ (Baht/yr)

4.1.4 การคำนวณเงินลงทุนติดตั้งตัวเก็บประจุ

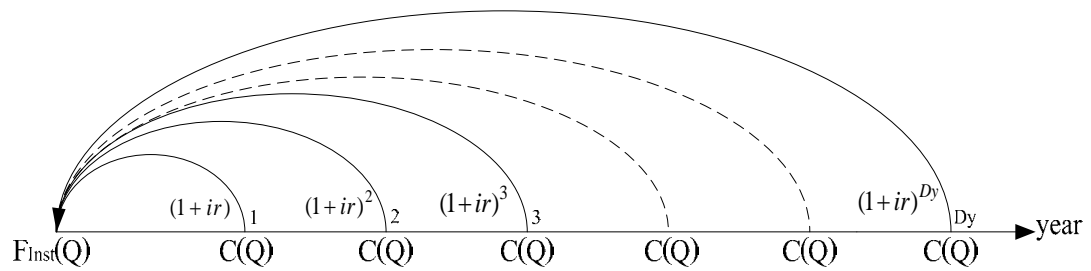
เงินลงทุนตัวเก็บประจุนั้นจะพิจารณาถึงค่าของเงินที่เปลี่ยนแปลงตามเวลา (Time Value of Money) [25] หมายความว่า จำนวนเงินที่เท่ากันแต่อยู่ในช่วงเวลาที่แตกต่างกัน ค่าของเงินก็จะต่างกันด้วย ทั้งนี้ขึ้นกับสถานะทางเศรษฐกิจและปัจจัยอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้อง เช่น เงินจำนวน 100 บาท เมื่อ 10 ปีที่แล้วสามารถซื้อเสื้อผ้าได้ 1 ชุด แต่มาถึงยุคปัจจุบัน เงินจำนวน 100 บาท นั้นซื้อได้แค่เสื้อตัวเดียว ไม่สามารถซื้อได้ทั้งชุด ถ้าจะซื้อทั้งชุดก็ต้องใช้เงินถึง 200 บาท ทั้งนี้มีผลมาจากการที่ค่าของเงินเปลี่ยนแปลงตามเวลานั่นเอง

หากพิจารณามูลค่าเทียบเท่าในรูปที่ 4.1 พบว่า ที่อัตราดอกเบี้ย 10% ต่อปี เงิน 100 บาท ณ ปัจจุบัน จะมีมูลค่าเทียบเท่ากับเงิน $100/1.1=90.91$ บาท ในปีที่แล้ว และมีมูลค่าเทียบเท่ากับเงิน $100*1.1=110$ บาท ในปีถัดมา และจะมีมูลค่าเทียบเท่ากับเงิน $100*1.1^2=121$ บาท ในปีถัดมา นั่นหมายความว่า จำนวนเงินที่ต่างกันในช่วงเวลาที่ต่างกัน สามารถมีมูลค่าเทียบเท่ากันได้ในเชิงเศรษฐศาสตร์ ซึ่งเราจะใช้วิธีนี้ในการคำนวณหาเงินลงทุนตัวเก็บประจุต่อไป



รูปที่ 4.1 มูลค่าเทียบเท่าของเงิน 100 บาทในแต่ละปี

การคิดมูลค่าเทียบเท่า ณ ช่วงเวลาต่างๆมีหลายวิธี เช่น การคิดดอกเบี้ยแบบระบบจ่ายครั้งเดียว (Single-Payment Factors) การคิดดอกเบี้ยแบบระบบจ่ายเป็นอนุกรมเท่ากันทุกๆช่วงเวลา (Uniform Annual Series) การคิดดอกเบี้ยแบบระบบที่เพิ่มขึ้นหรือลดลงสม่ำเสมอ (Uniform Gradient System) เป็นต้น แต่ในวิทยานิพนธ์นี้จะคิดมูลค่าเทียบเท่า ณ ช่วงเวลาต่างๆของเงินลงทุนตัวเก็บประจุด้วยการคิดดอกเบี้ยแบบระบบจ่ายเป็นอนุกรมเท่ากันทุกๆช่วงเวลา นั่นคือ การกู้เงินมาลงทุน $F_{Inst}(Q)$ บาท ด้วยอัตราดอกเบี้ย $ir\%$ โดยผ่อนชำระเงินจำนวน $C(Q)$ บาท เท่ากันทุกปี ภายในระยะเวลา Dy ปี ดังแสดงในรูปที่ 4.2



รูปที่ 4.2 การคิดดอกเบี้ยแบบระบบจ่ายเป็นอนุกรมเท่ากันทุกช่วงเวลา

ซึ่งวิธีการดังกล่าวสามารถคำนวณหาเงินลงทุนตัวเก็บประจุได้ จากสมการที่ (4.5)

$$F_{Inst}(Q) = \frac{C(Q)}{(1+ir)} + \frac{C(Q)}{(1+ir)^2} + \frac{C(Q)}{(1+ir)^3} + \dots + \frac{C(Q)}{(1+ir)^{Dy}} \quad (4.5)$$

$$= \frac{C(Q)}{(1+ir)} \left[\frac{1 - \left[\frac{1}{1+ir}\right]^{Dy}}{1 - \left[\frac{1}{1+ir}\right]} \right] \quad (4.6)$$

$$= C(Q) \left[\frac{(1+ir)^{Dy} - 1}{(1+ir)^{Dy} - 1} \right] \quad (4.7)$$

$$= C(Q) \left[\frac{(1+ir)^{Dy} - 1}{ir(1+ir)^{Dy}} \right] \quad (4.8)$$

ดังนั้น จำนวนเงินที่ต้องจ่ายทุกช่วงเวลา คำนวณได้จากสมการที่ (4.9)

$$C(Q) = \frac{ir(1+ir)^{Dy}}{(1+ir)^{Dy} - 1} F_{Inst}(Q) \quad (4.9)$$

- โดยที่ $F_{Inst}(Q)$ คือ เงินลงทุนตัวเก็บประจุ (Baht/MVAr)
- $C(Q)$ คือ จำนวนเงินที่จ่ายทุกช่วงเวลาโดยจะมีค่าเท่ากันตลอดระยะเวลาที่กำหนด (Baht/yr)
- ir คือ อัตราดอกเบี้ย
- Dy คือ ช่วงอายุการทำงานเฉลี่ยของตัวเก็บประจุ (yr)

4.2 การหาตำแหน่งการติดตั้งตัวเก็บประจุที่เหมาะสม

การหาตำแหน่งการติดตั้งตัวเก็บประจุที่เหมาะสมนั้นจะอาศัยหลักการที่ว่าตำแหน่งที่จะทำการติดตั้งตัวเก็บประจุนั้นควรจะส่งผลกระทบต่อการฟังก์ชันเป้าหมายมากที่สุด อย่างไรก็ตามเมื่อพิจารณาจากฟังก์ชันเป้าหมายจะพบว่า ผลตอบแทนจากการลงทุนทั้งจากการชะลอการก่อสร้างสายส่งและการลดลงของความสูญเสียของโหลดที่คาดว่าจะไม่ได้รับการจ่ายเป็นผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์เท่านั้น หมายความว่าผู้ลงทุนไม่ได้รับผลตอบแทนที่เป็นเงินโดยตรง แต่ผลตอบแทนจากการลดกำลังสูญเสียรวมในระบบไฟฟ้ากำลังเป็นผลตอบแทนทางการเงินโดยตรง ดังนั้น การหาตำแหน่งการติดตั้งตัวเก็บประจุที่เหมาะสมในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ จะอาศัยหลักการที่ว่าตำแหน่งที่จะทำการติดตั้งตัวเก็บประจุนั้นจะต้องทำให้กำลังสูญเสียรวมในระบบไฟฟ้ากำลังลดลงสูงสุด ซึ่งสามารถคำนวณได้ด้วยดัชนีความไวของกำลังไฟฟ้าสูญเสีย (Loss Sensitivity Index) [2], [17] ดังสมการที่ (4.10) โดยสามารถพิสูจน์ได้จากสมการที่ (3.88) โดยกำหนดให้ $\Delta P = 0$ และ $\Delta a_{ij} = 0$

$$[\Delta P_{ls}] = [M_p][\Delta P_k] + [M_q][\Delta Q_k] + [M_a][\Delta a_{ij}] \quad (4.10)$$

$$= [M_p][0] + [M_q][\Delta Q_k] + [M_a][0] \quad (4.11)$$

$$= [M_q][\Delta Q_k] \quad (4.12)$$

ทั้งนี้โหลดบัสที่มีค่าดัชนีดังกล่าวน้อยที่สุดจะแสดงถึงตำแหน่งที่ทำการจ่ายกำลังรีแอกทีฟเข้าระบบ แล้วทำให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมในระบบลดลงได้สูงสุด อย่างไรก็ตามค่าดัชนีความไวของกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่คำนวณได้เป็นดัชนีสำหรับโหลดช่วงเวลาใดเวลาหนึ่งเท่านั้น เพื่อให้การคำนวณดัชนีสอดคล้องกับแบบจำลองของโหลดแบบเส้นโค้งรายวัน จะใช้วิธีการนำค่าดัชนีในแต่ละช่วงเวลามาเฉลี่ยกันโดยจะใช้ระยะเวลาในแต่ละช่วงเป็นค่าถ่วงน้ำหนัก (Weight) ซึ่งดัชนีความไวของกำลังไฟฟ้าสูญเสียเฉลี่ยสามารถคำนวณได้ดังสมการที่ (4.13)

$$(\partial P_{ls}/\partial Q_i)_{average} = \sum_{t=1}^T \left(\frac{t}{T}\right) * (\partial P_{ls}/\partial Q_i) \quad (4.13)$$

โดยที่	$(\partial P_{ls}/\partial Q_i)_{average}$	คือ	ดัชนีความไวของกำลังไฟฟ้าสูญเสียเฉลี่ย
	$\partial P_{ls}/\partial Q_i$	คือ	ดัชนีความไวของกำลังไฟฟ้าสูญเสีย
	t	คือ	ระยะเวลา ของเส้นโค้งโหลดรายวัน (hr)
	T	คือ	ระยะเวลา กำหนดให้มีค่าเท่ากับ 8760 ชั่วโมง

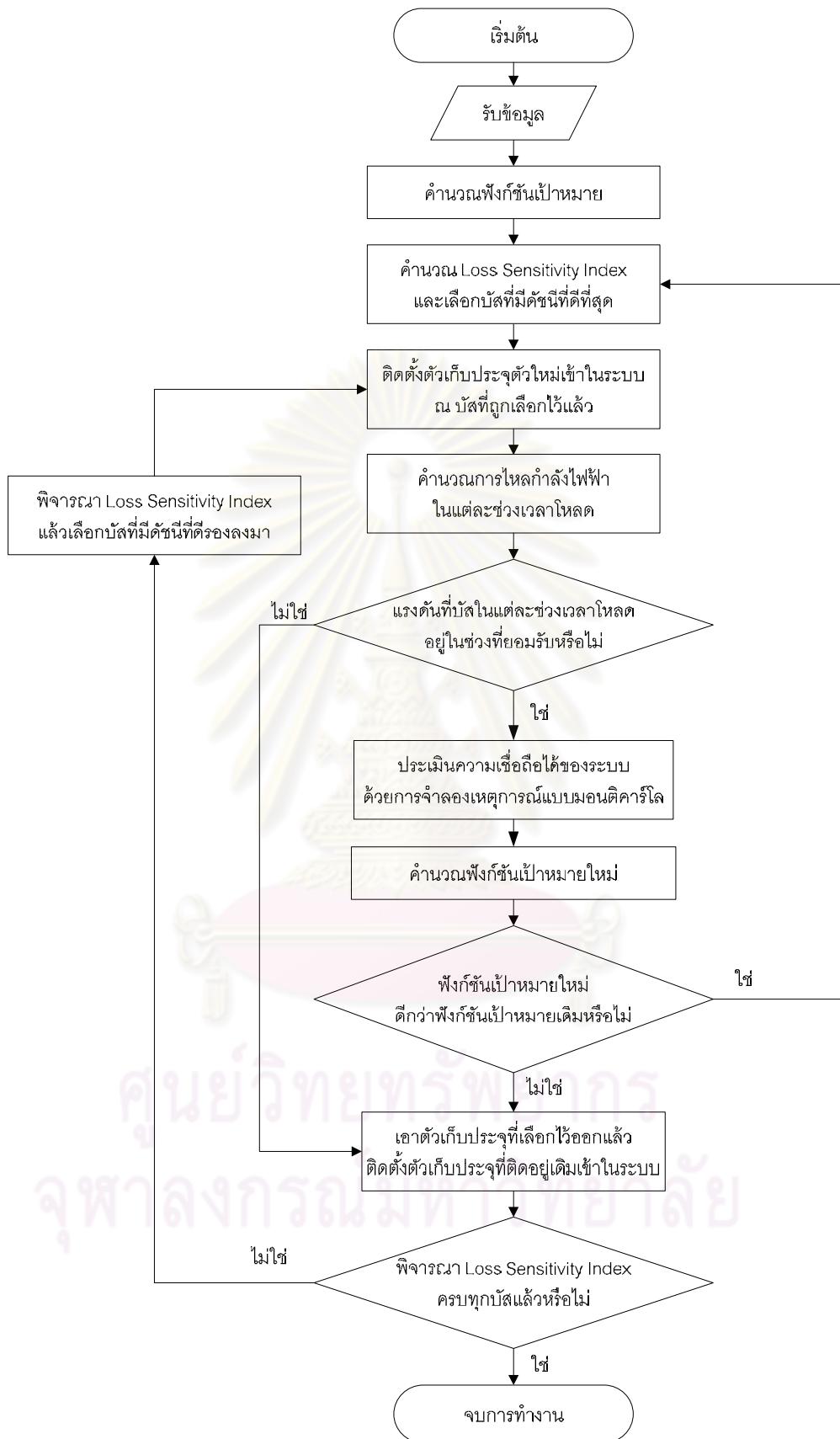
บัสใดที่มีค่าดัชนีความไวของกำลังไฟฟ้าสูญเสียเฉลี่ยติดลบมากที่สุดจะเป็นตำแหน่งที่เหมาะสมที่จะติดตั้งตัวเก็บประจุมากที่สุด เนื่องจากเมื่อทำการจ่ายกำลังรีแอกทีฟเข้าระบบแล้วจะทำให้พลังงานไฟฟ้าสูญเสียรวมในระบบลดลงได้สูงสุด

4.3 ขั้นตอนการเลือกขนาดและตำแหน่งการติดตั้งตัวเก็บประจุด้วยวิธีที่น่าเสนอ

การวางแผนการติดตั้งตัวเก็บประจุ มีขั้นตอนการเลือกขนาดและตำแหน่งการติดตั้งตัวเก็บประจูดังต่อไปนี้

1. อ่านข้อมูลของระบบ
2. กำหนดฟังก์ชันเป้าหมาย (มีค่าเป็นศูนย์)
3. กำหนดดัชนีความไวของกำลังไฟฟ้าสูญเสียเฉลี่ย (Loss Sensitivity Index) และเลือกบัสที่มีค่าดัชนีติดลบมากที่สุด ซึ่งบัสนี้จะเป็นบัสที่ดีที่สุด
4. ติดตั้งตัวเก็บประจูดังใหม่เข้าในระบบ ณ บัสที่ถูกเลือกไว้แล้ว
5. กำหนดการไหลกำลังไฟฟ้าในแต่ละช่วงเวลาโหลด
6. พิจารณาว่า แรงดันที่บัสในแต่ละช่วงเวลาโหลดอยู่ในช่วงที่ยอมรับใช่หรือไม่ ถ้า “ใช่” ให้ทำตามขั้นตอนถัดไป แต่ถ้า “ไม่ใช่” ให้ข้ามไปทำตามขั้นตอนที่ 10
7. ประเมินความเชื่อถือได้ของระบบ ด้วยการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล
8. กำหนดฟังก์ชันเป้าหมายใหม่
9. พิจารณาว่า ฟังก์ชันเป้าหมายใหม่ดีกว่าฟังก์ชันเป้าหมายเดิมใช่หรือไม่ ถ้า “ใช่” ให้กลับไปทำตามขั้นตอนที่ 3 แต่ถ้า “ไม่ใช่” ให้ทำตามขั้นตอนถัดไป
10. เอาตัวเก็บประจูดังใหม่ที่เพิ่งถูกติดตั้งจากขั้นตอนที่ 4 ออกจากระบบ
11. พิจารณาว่า ได้เลือกดัชนีความไวของกำลังไฟฟ้าสูญเสียครบทุกบัสแล้วหรือไม่ ถ้า “ใช่” ให้หยุดกระบวนการค้นหาคำตอบ แต่ถ้า “ไม่ใช่” ให้ทำตามขั้นตอนถัดไป
12. เลือกบัสที่มีค่าดัชนีความไวของกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่ต่ำรองลงมา ให้กลับไปทำตามขั้นตอนที่ 4

ขั้นตอนดังกล่าวสามารถสรุปเป็นแผนภาพได้ดังรูปที่ 4.3



รูปที่ 4.3 ขั้นตอนการเลือกขนาดและตำแหน่งการติดตั้งตัวเก็บประจุ

บทที่ 5

ผลการทดสอบ

ในบทนี้จะเป็นการทดสอบและวิเคราะห์ผลของการวางแผนกำลังรีแอกทีฟที่คำนึงถึงผลตอบแทน โดยจะทำการทดสอบกับระบบของประเทศไทย 2 ระบบคือ ระบบที่ดัดแปลงจากระบบพัฒนานิคมของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และระบบที่ดัดแปลงจากระบบไฟฟ้ากำลังเขตภาคเหนือของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ในการทดสอบ จะใช้โปรแกรม MATLAB เพื่อช่วยในการคำนวณ

5.1 ค่าคงที่และตัวแปรต่างๆ

ค่าคงที่และตัวแปรต่างๆเป็นสิ่งสำคัญในการวิเคราะห์ผลของการวางแผนกำลังรีแอกทีฟที่คำนึงถึงผลตอบแทน ซึ่งการทดสอบในวิทยานิพนธ์นี้จะใช้พารามิเตอร์ต่างๆให้สอดคล้องกับความเป็นจริงในปัจจุบันมากที่สุด พารามิเตอร์ของสายส่งและพารามิเตอร์ของตัวเก็บประจุถูกกำหนดให้มีค่าดังต่อไปนี้ [11], [16]

ตารางที่ 5.1 พารามิเตอร์ของสายส่ง

อายุการใช้งาน	30 ปี
อัตราผลตอบแทนจากการชะลอการก่อสร้าง	10%
ราคาสายส่ง (46 MVA)	3,421,590 Baht/cct-km
ราคาสายส่ง	7,890.43 Baht/cct-MVA-km-yr

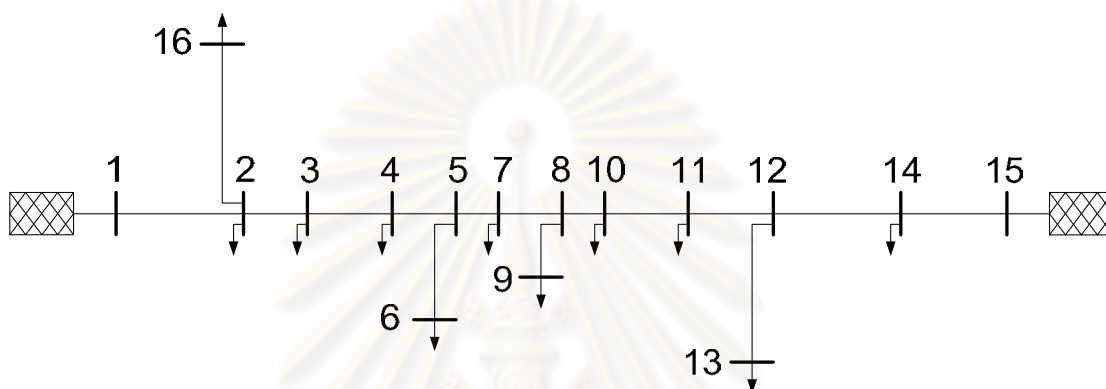
ตารางที่ 5.2 พารามิเตอร์ของตัวเก็บประจุ

อายุการใช้งาน	10 ปี
อัตราดอกเบี้ย	10%
ราคาตัวเก็บประจุ	500 Baht/kVAr
ราคาตัวเก็บประจุ	81.37 Baht/ kVAr-yr

นอกจากนี้ยังมีค่าที่เราต้องกำหนด ได้แก่ อัตรามูลค่าความสูญเสียของโหลดที่คาดว่าจะไม่ได้รับการจ่ายพลังงานไฟฟ้า (IEAR) และอัตราค่าพลังงานไฟฟ้า (K_e) เพื่อให้สอดคล้องกับความเป็นจริงจะใช้ข้อมูลตาม [26] เพื่อกำหนดค่า IEAR นั่นคือ $IEAR = 70$ Baht/kWh และจะใช้ข้อมูลตาม [19] เพื่อกำหนดค่า K_e นั่นคือ $K_e = 2.3$ Baht/kWh

5.2 ระบบทดสอบพัฒนานิคม

ระบบพัฒนานิคมเป็นระบบที่ดัดแปลงจากระบบไฟฟ้ากำลังของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยระบบพัฒนานิคมประกอบด้วยบัสจำนวน 16 บัส สายส่ง 15 สาย สถานีไฟฟ้าย่อย 2 สถานี และโหลดสูงสุดเท่ากับ 168.56 MW ส่วนรายละเอียดของระบบได้อธิบายไว้ที่ภาคผนวก ก และการเปลี่ยนแปลงของโหลดในแต่ละช่วงเวลาได้อธิบายไว้ที่ภาคผนวก ค โดยระบบพัฒนานิคมมีแผนภาพเส้นเดี่ยว (Single line diagram) ดังรูปที่ 5.1



รูปที่ 5.1 ระบบพัฒนานิคมก่อนการติดตั้งตัวเก็บประจุ

การทดสอบระบบพัฒนานิคมนั้นจะทำการทดสอบด้วยวิธีการที่นำเสนอ และพารามิเตอร์ต่างๆที่กำหนดไว้ แล้วแสดงค่าต่างๆที่คำนวณได้ ได้แก่ ผลตอบและเงินลงทุนในการลงทุนติดตั้งตัวเก็บประจุ ความสัมพันธ์ของผลตอบแทนและมูลค่าการลงทุนต่อขนาดของตัวเก็บประจุทั้งหมดที่ติดตั้ง ดัชนีความเชื่อถือได้ก่อนและหลังการติดตั้งตัวเก็บประจุ ขนาดและตำแหน่งการติดตั้งตัวเก็บประจุ และความสัมพันธ์ดัชนีความเชื่อถือได้ต่างๆต่อขนาดของตัวเก็บประจุทั้งหมดที่ติดตั้ง

5.3 ผลการทดสอบระบบทดสอบพัฒนานิคม

ก่อนการติดตั้งตัวเก็บประจุในระบบพัฒนานิคมนั้น พบว่าระบบดังกล่าวมีพลังงานไฟฟ้าสูญเสีย 5,347.47 MWh/ปี และโหลดที่คาดว่าจะไม่ได้รับการจ่ายพลังงานไฟฟ้า (EENS) 1,008.28 MWh/yr เมื่อทำการติดตั้งตัวเก็บประจุด้วยวิธีการที่นำเสนอ ด้วยการติดตั้งตัวเก็บประจุทั้งหมดขนาด 17 MVar ซึ่งเป็นขนาดที่ทำให้ได้ผลตอบแทนสุทธิสูงสุด ทำให้พลังงานไฟฟ้าสูญเสียจะลดลงไปอยู่ที่ 5,022.95 MWh/ปี และโหลดที่คาดว่าจะไม่ได้รับการจ่ายพลังงานไฟฟ้า (EENS) จะลดลงไปอยู่ที่ 881.26 MWh/yr โดยมีผลตอบแทนและค่าใช้จ่ายในการลงทุนติดตั้งตัวเก็บประจุ ดังตารางที่ 5.3

ตารางที่ 5.3 ผลตอบแทนและเงินลงทุนในการลงทุนติดตั้งตัวเก็บประจุของระบบพัฒนานิคม

Cost	B_{delay} (Baht/yr)	B_{loss} (Baht/yr)	B_{EIC} (Baht/yr)	$C(Q)$ (Baht/yr)	Total (Baht/yr)
Before	-	12,299,179	70,573,552	-	-
After	282,635	11,552,779	61,658,588	1,383,336	-
Benefit	282,635	746,399	891,496	-1,383,336	537,194

เมื่อทำการติดตั้งตัวเก็บประจุด้วยวิธีการที่น่าเสนอ ดัชนีความเชื่อถือได้จะมีค่าเปลี่ยนแปลงไป โดยดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบพัฒนานิคม ก่อนและหลังการติดตั้งตัวเก็บประจุแสดงไว้ในตารางที่ 5.4

ตารางที่ 5.4 ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบพัฒนานิคม ก่อนและหลังการติดตั้งตัวเก็บประจุ

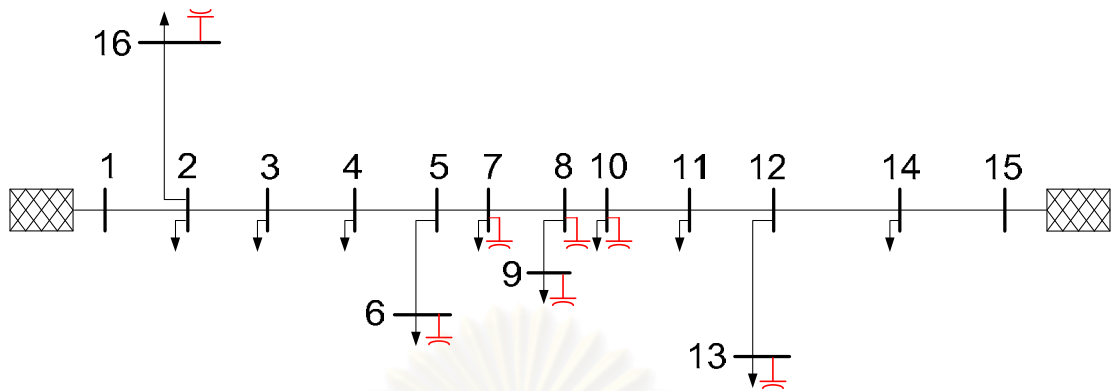
Reliability Indices	LOLP	LOLF (f/yr)	LOLD (hr/f)	EPNS (MW)	SAIFI (f/num/yr)	SAIDI (hr/num/yr)
Before	0.0134	6.3399	1.7968	0.1151	2.5577	1.9291
After	0.0012	3.2884	1.5936	0.1006	2.4130	1.8984

โดยมีขนาดและตำแหน่งการติดตั้งตัวเก็บประจุ ณ บัสต่างๆ ดังตารางที่ 5.5

ตารางที่ 5.5 ขนาดและตำแหน่งการติดตั้งตัวเก็บประจุของระบบพัฒนานิคม

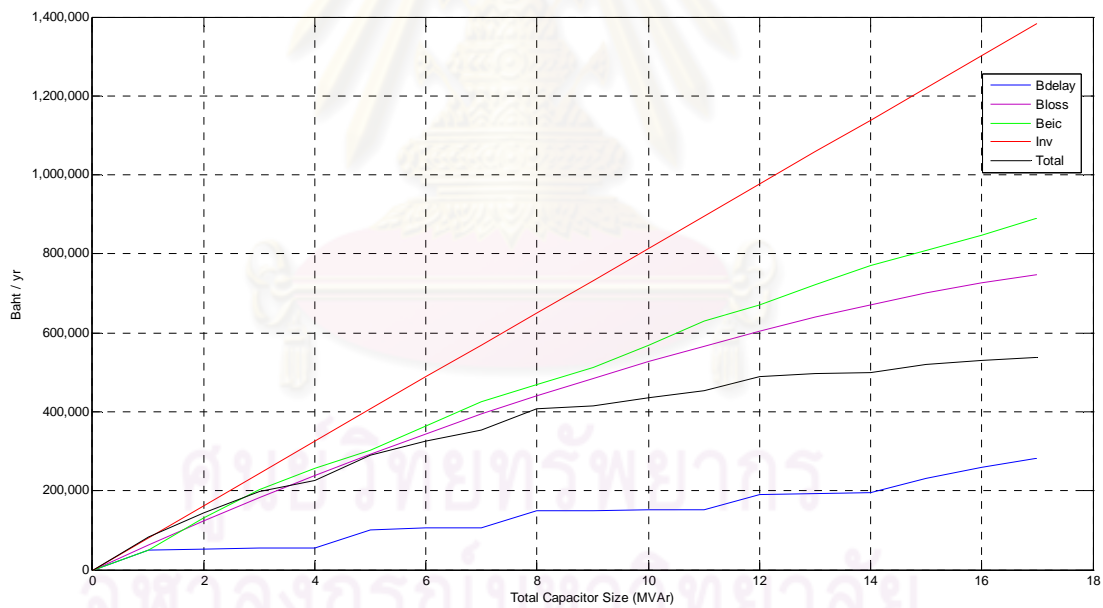
Bus	MVAr
6	1
7	2
8	1
9	1
10	3
13	2
16	7
Total	17

ซึ่งสามารถแสดงตำแหน่งการติดตั้งตัวเก็บประจุ ณ บัสต่างๆ ดังรูปที่ 5.2



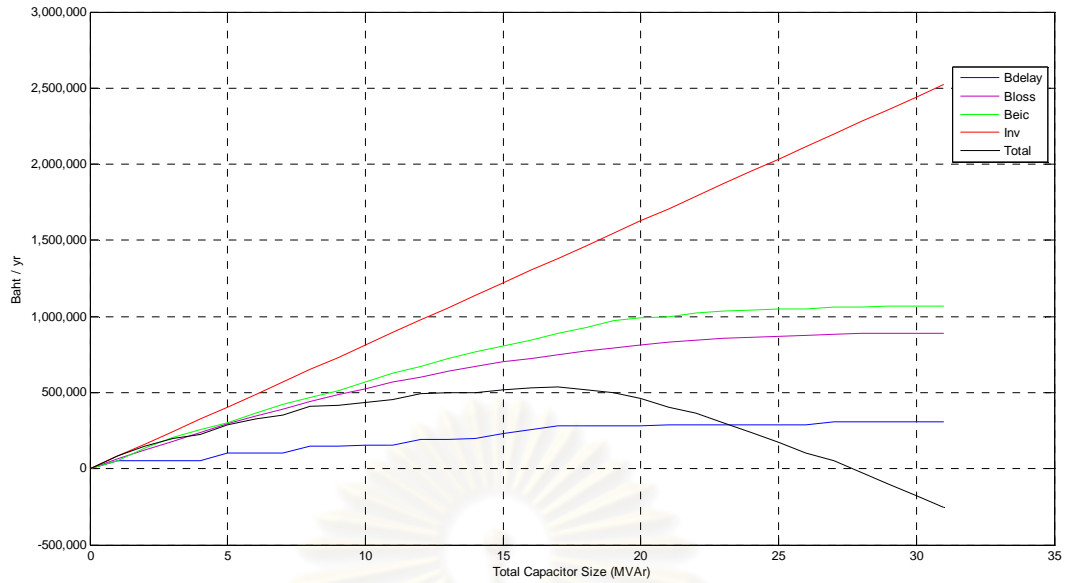
รูปที่ 5.2 ระบบพัฒนานิยมหลังการติดตั้งตัวเก็บประจุ

ด้วยวิธีการที่นำเสนอสามารถแสดงความสัมพันธ์ของผลตอบแทนและมูลค่าการลงทุน ต่อขนาดของตัวเก็บประจุทั้งหมดที่ติดตั้ง ได้ดังรูปที่ 5.3



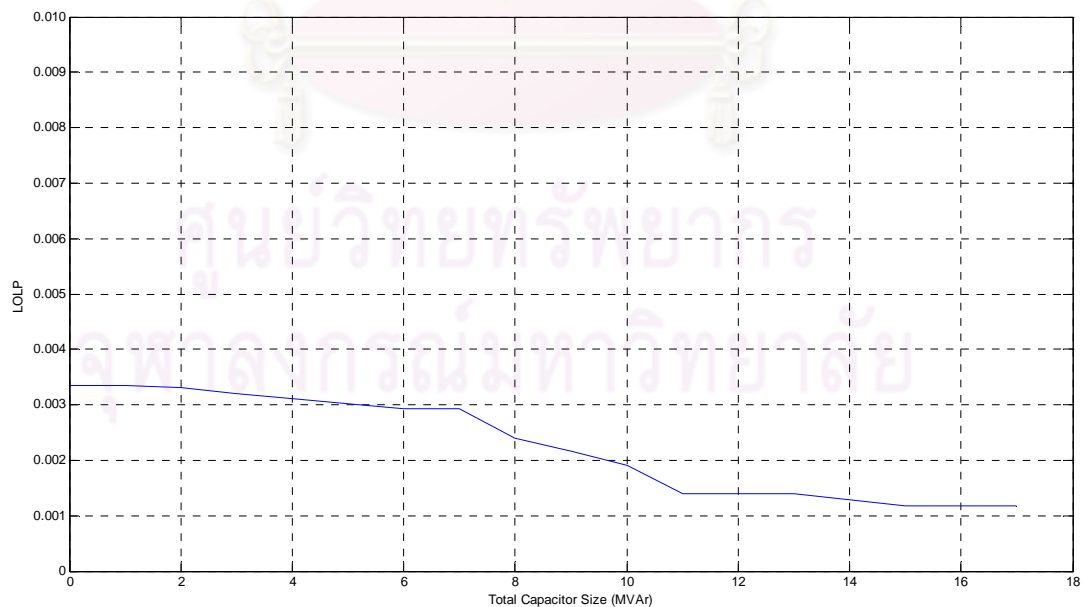
รูปที่ 5.3 ผลตอบแทน-มูลค่าการลงทุน ต่อขนาดของตัวเก็บประจุทั้งหมดที่ติดตั้ง
ของระบบพัฒนานิยม

จากรูปที่ 5.3 การติดตั้งตัวเก็บประจุทั้งหมดขนาด 17 MVar เป็นค่าที่ทำให้ผลตอบแทนสุทธิมีค่าสูงสุด และเพื่อเป็นการพิสูจน์ว่าค่าที่ได้นี้เป็นค่าสูงสุด เราได้ทำการให้ติดตั้งตัวเก็บประจุเพิ่มเข้าไปในระบบ ซึ่งสามารถแสดงความสัมพันธ์ของผลตอบแทนและมูลค่าการลงทุน ต่อขนาดของตัวเก็บประจุ ได้ดังรูปที่ 5.4

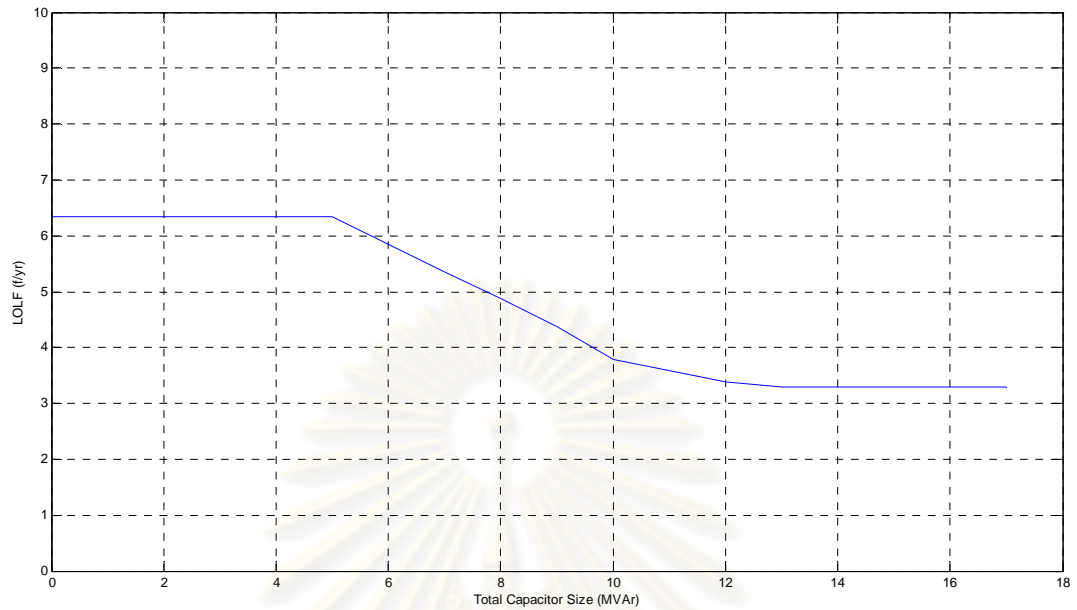


รูปที่ 5.4 การพิสูจน์ ผลตอบแทน-มูลค่าการลงทุน ต่อขนาดของตัวเก็บประจุทั้งหมดที่ติดตั้ง
ของระบบพัฒนาคอม

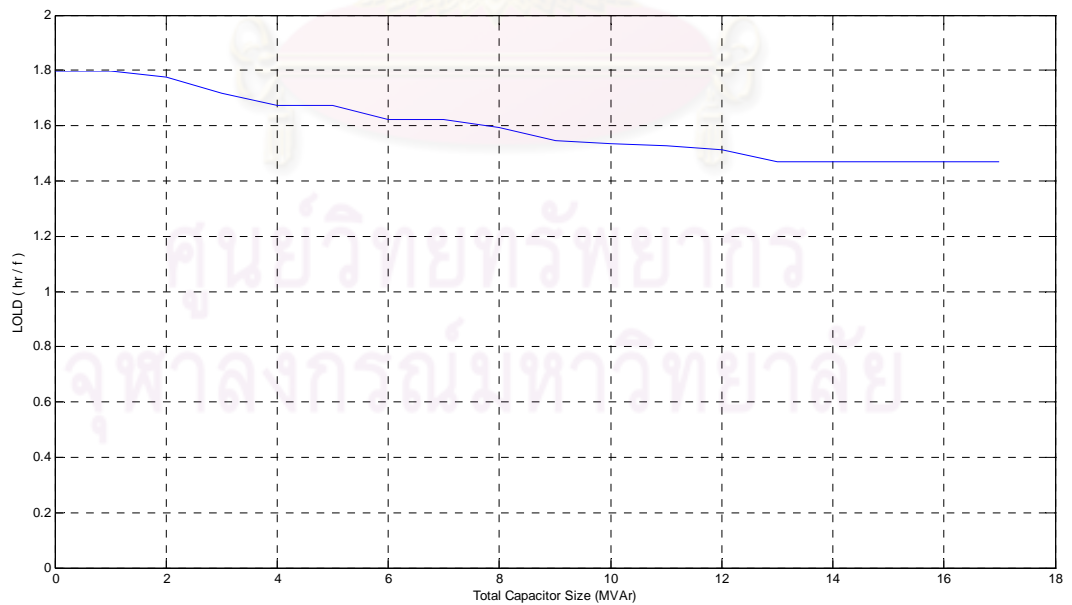
และความสัมพันธ์ดัชนีความเชื่อถือได้ต่อขนาดของตัวเก็บประจุทั้งหมดที่ติดตั้ง ซึ่งดัชนีความเชื่อถือได้เหล่านี้ ได้แก่ LOLP, LOLF, LOLD, EPNS, SAIFI และ SAIDI สามารถแสดงได้ต่อไป



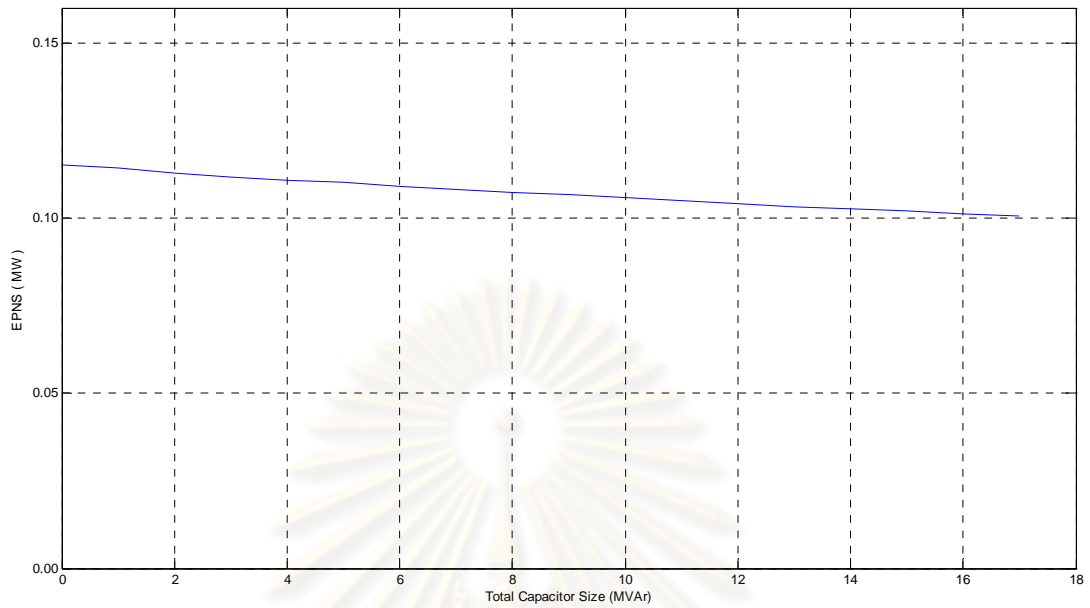
รูปที่ 5.5 ดัชนี LOLP ต่อขนาดของตัวเก็บประจุทั้งหมดที่ติดตั้งของระบบพัฒนาคอม



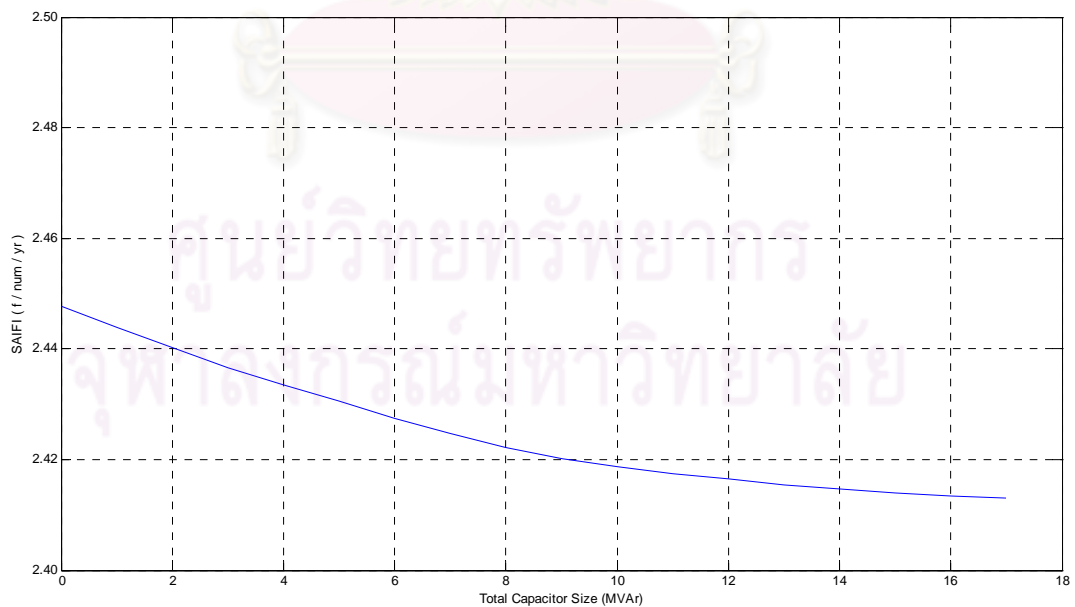
รูปที่ 5.6 ดัชนี LOLF ต่อขนาดของตัวเก็บประจุทั้งหมดที่ติดตั้งของระบบพัฒนานิคม



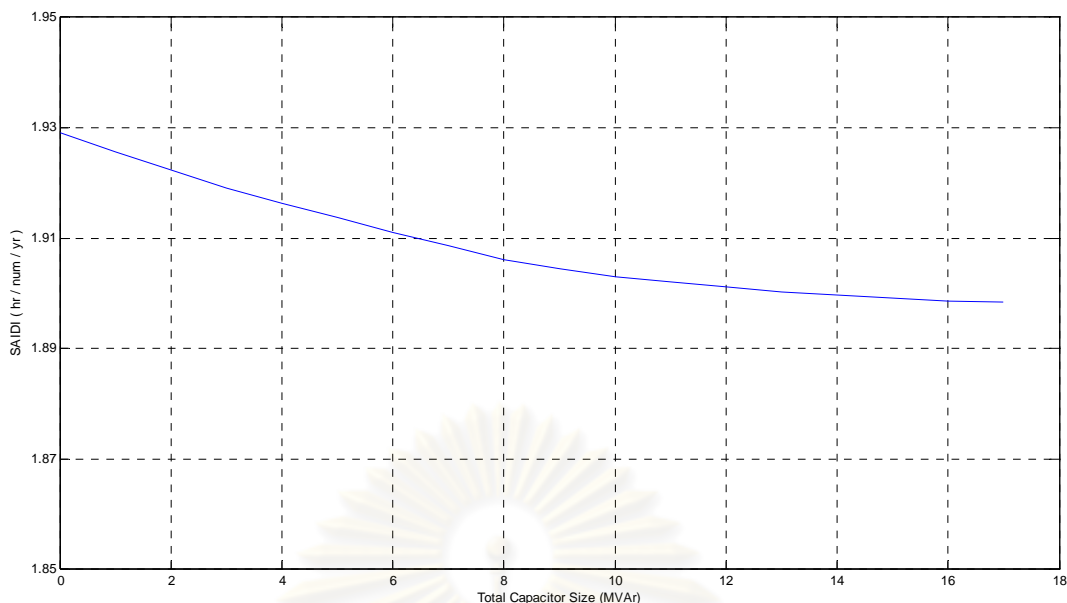
รูปที่ 5.7 ดัชนี LOD ต่อขนาดของตัวเก็บประจุทั้งหมดที่ติดตั้งของระบบพัฒนานิคม



รูปที่ 5.8 ดัชนี EPNS ต่อขนาดของตัวเก็บประจุทั้งหมดที่ติดตั้งของระบบพัฒนาคอม



รูปที่ 5.9 ดัชนี SAIFI ต่อขนาดของตัวเก็บประจุทั้งหมดที่ติดตั้งของระบบพัฒนาคอม



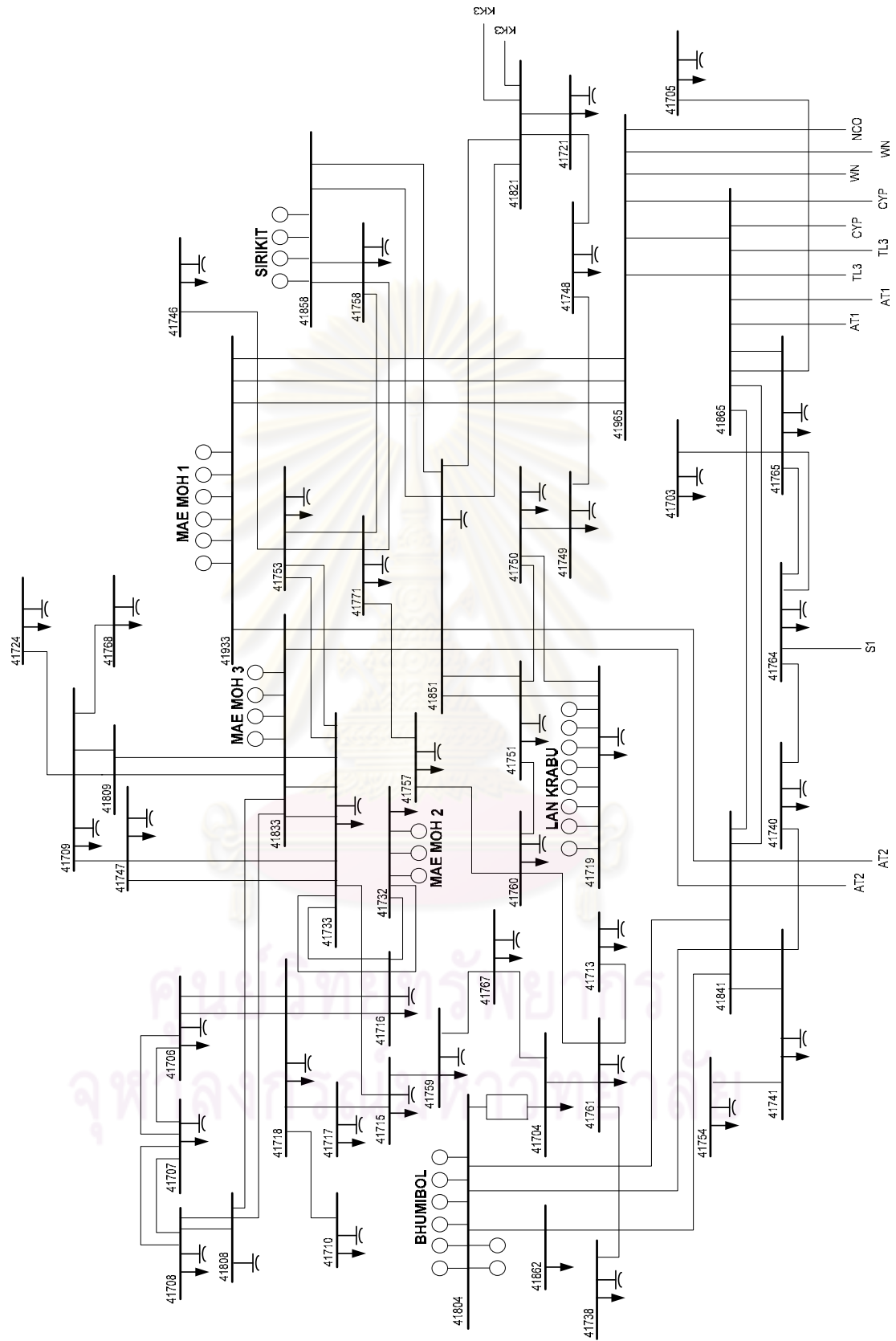
รูปที่ 5.10 ดัชนี SAIDI ต่อขนาดของตัวเก็บประจุทั้งหมดที่ติดตั้งของระบบพัฒนาคอม

รูปที่ 5.5-5.10 แสดงความสัมพันธ์ดัชนีความเชื่อถือได้ต่อขนาดของตัวเก็บประจุทั้งหมดที่ติดตั้ง โดยดัชนีความเชื่อถือได้เหล่านี้ ได้แก่ LOLP, LOLE, LOLD, EPNS, SAIFI และ SAIDI ซึ่งแสดงให้เห็นว่า เมื่อมีการติดตั้งตัวเก็บประจุเพิ่มขึ้นจะส่งผลให้ดัชนีความเชื่อถือได้มีค่าลดลง โดยที่อัตราการลดลงของดัชนีความเชื่อถือได้เหล่านี้มีแนวโน้มลดลงด้วย แต่เมื่อติดตั้งตัวเก็บประจุถึงระดับหนึ่ง การติดตั้งตัวเก็บประจุนั้นจะไม่ส่งผลให้ดัชนีความเชื่อถือได้มีค่าดีขึ้นได้อีก

5.4 ระบบทดสอบไฟฟ้ากำลังเขตภาคเหนือ

ระบบไฟฟ้ากำลังเขตภาคเหนือเป็นระบบที่ดัดแปลงจากระบบไฟฟ้ากำลังของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ซึ่งทำการลดขนาดของระบบลงโดยพิจารณาเฉพาะบริเวณเขตภาคเหนือประกอบด้วยบัสจำนวน 51 บัส สายส่ง 72 สาย หม้อแปลงไฟฟ้า 25 เครื่อง เครื่องกำเนิดไฟฟ้า 33 เครื่อง และโหลดสูงสุดเท่ากับ 2,655 MW ส่วนรายละเอียดของระบบได้อธิบายไว้ที่ภาคผนวก ข และการเปลี่ยนแปลงของโหลดในแต่ละช่วงเวลาอธิบายไว้ที่ภาคผนวก ค โดยระบบไฟฟ้ากำลังเขตภาคเหนือมีแผนภาพเส้นเดี่ยว (Single line diagram) ดังรูปที่ 5.11

การทดสอบระบบไฟฟ้ากำลังเขตภาคเหนือนั้นจะทำการทดสอบด้วยวิธีการที่นำเสนอและพารามิเตอร์ต่างๆที่กำหนดไว้ แล้วแสดงค่าต่างๆที่คำนวณได้ ได้แก่ ผลตอบและเงินลงทุนในการลงทุนติดตั้งตัวเก็บประจุ ความสัมพันธ์ของผลตอบแทนและมูลค่าการลงทุนต่อขนาดของตัวเก็บประจุทั้งหมดที่ติดตั้ง ดัชนีความเชื่อถือได้ก่อนและหลังการติดตั้งตัวเก็บประจุ ขนาดและตำแหน่งการติดตั้งตัวเก็บประจุ ความสัมพันธ์ดัชนีความเชื่อถือได้ต่างๆต่อขนาดของตัวเก็บประจุทั้งหมดที่ติดตั้ง และการลู่วางของดัชนีความเชื่อถือได้ต่างๆ



รูปที่ 5.11 ระบบไฟฟ้ากำลังเขตภาคเหนือก่อนการติดตั้งตัวเก็บประจุ

5.5 ผลการทดสอบระบบทดสอบไฟฟ้ากำลังเขตภาคเหนือ

ก่อนการติดตั้งตัวเก็บประจุในระบบไฟฟ้ากำลังเขตภาคเหนือ นั้น พบว่าระบบดังกล่าวมีพลังงานไฟฟ้าสูญเสีย 158,834.83 MWh/ปี และโหลดที่คาดว่าจะไม่ได้รับการจ่ายพลังงานไฟฟ้า (EENS) 1,817.71 MWh/yr เมื่อทำการติดตั้งตัวเก็บประจุด้วยวิธีการที่น่าเสนอ ด้วยการติดตั้งตัวเก็บประจุทั้งหมดขนาด 22 MVar ซึ่งเป็นขนาดที่ทำให้ได้ผลตอบแทนสุทธิสูงสุด ทำให้พลังงานไฟฟ้าสูญเสียจะลดลงไปอยู่ที่ 157,173.69 MWh/ปี และโหลดที่คาดว่าจะไม่ได้รับการจ่ายพลังงานไฟฟ้า (EENS) จะลดลงไปอยู่ที่ 1,427.24 MWh/yr โดยมีผลตอบแทนและค่าใช้จ่ายในการลงทุนติดตั้งตัวเก็บประจุดังตารางที่ 5.6

ตารางที่ 5.6 ผลตอบแทนและเงินลงทุนในการลงทุนติดตั้งตัวเก็บประจุของระบบไฟฟ้ากำลังเขตภาคเหนือ

Cost	B_{delay} (Baht/yr)	B_{loss} (Baht/yr)	B_{EIC} (Baht/yr)	$C(Q)$ (Baht/yr)	Total (Baht/yr)
Before	-	365,320,111	127,239,391	-	-
After	979,596	361,499,493	99,906,664	1,790,199	-
Benefit	979,596	3,820,618	2,733,273	-1,790,199	5,743,288

เมื่อทำการติดตั้งตัวเก็บประจุด้วยวิธีการที่น่าเสนอ ดัชนีความเชื่อถือได้จะมีค่าเปลี่ยนแปลงไป โดยดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังเขตภาคเหนือ ก่อนและหลังการติดตั้งตัวเก็บประจุแสดงไว้ในตารางที่ 5.7

ตารางที่ 5.7 ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังเขตภาคเหนือ ก่อนและหลังการติดตั้งตัวเก็บประจุ

Reliability Indices	LOLP	LOLF (f/yr)	LOLD (hr/f)	EPNS (MW)	SAIFI (f/num/yr)	SAIDI (hr/num/yr)
Before	0.0094	5.1512	2.9553	0.2075	0.1329	0.7008
After	0.0094	5.1512	2.9553	0.1629	0.0572	0.2981

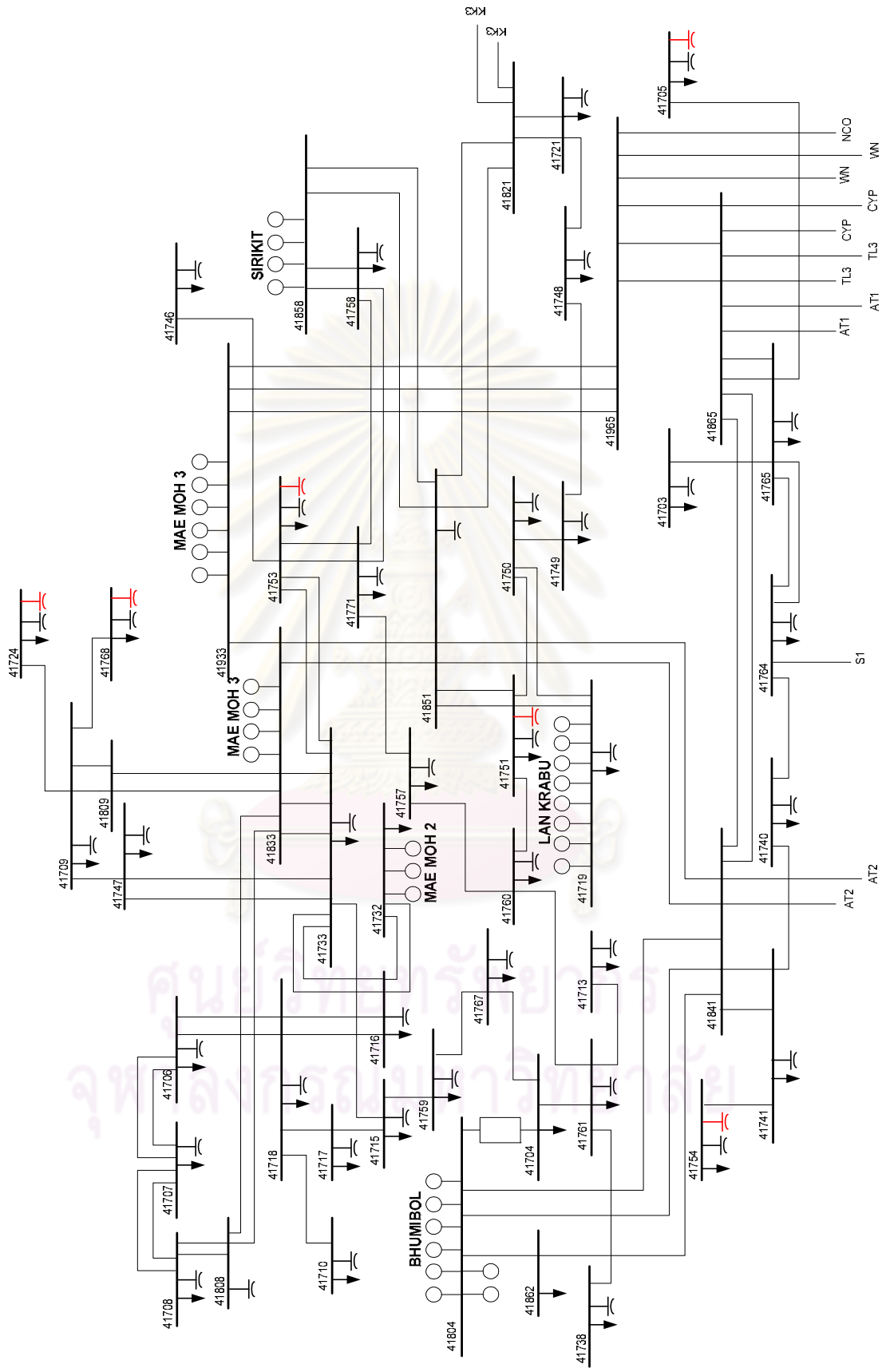
โดยมีขนาดและตำแหน่งการติดตั้งตัวเก็บประจุ ณ บัสต่างๆ ดังตารางที่ 5.8

ตารางที่ 5.8 ขนาดและตำแหน่งการติดตั้งตัวเก็บประจุของระบบไฟฟ้ากำลังเขตภาคเหนือ

Bus	MVAr
41705	2
41724	13
41751	2
41753	1
41754	1
41768	3
Total	22

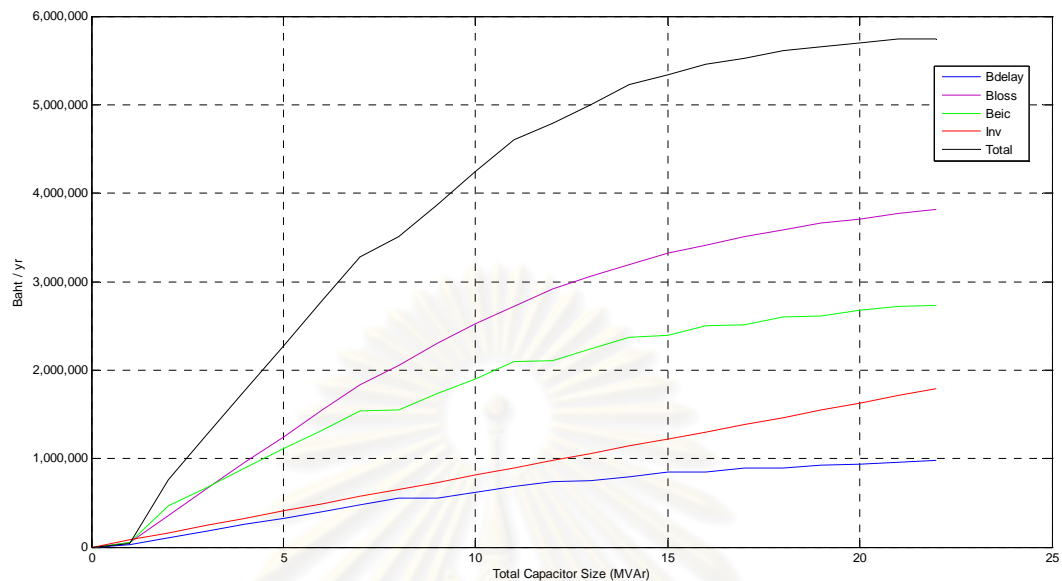
ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ซึ่งสามารถแสดงตำแหน่งการติดตั้งตัวเก็บประจุ ณ บัสต่างๆ ดังรูปที่ 5.12



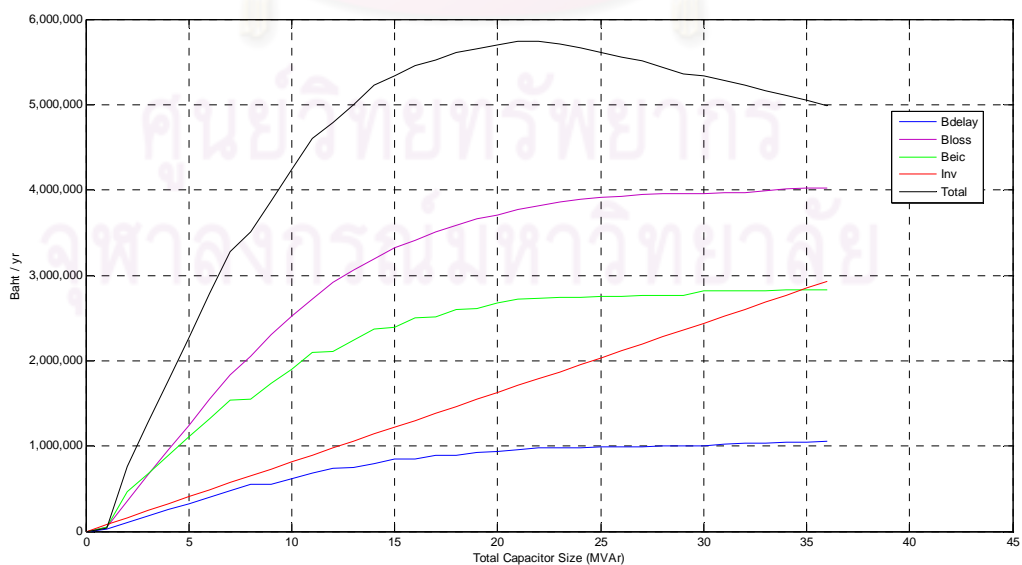
รูปที่ 5.12 ระบบไฟฟ้ากำลังเขตภาคเหนือหลังการติดตั้งตัวเก็บประจุ

ด้วยวิธีการที่นำเสนอสามารถแสดงความสัมพันธ์ของผลตอบแทนและมูลค่าการลงทุน ต่อขนาดของตัวเก็บประจุทั้งหมดที่ติดตั้ง ได้ดังรูปที่ 5.13



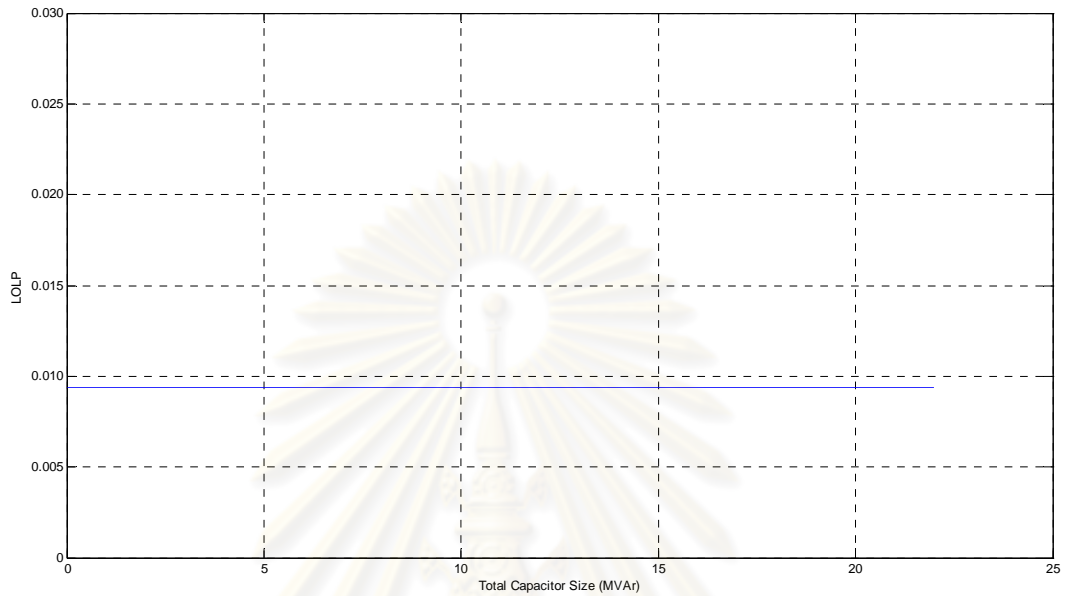
รูปที่ 5.13 ผลตอบแทน-มูลค่าการลงทุน ต่อขนาดของตัวเก็บประจุทั้งหมดที่ติดตั้ง ของระบบไฟฟ้ากำลังเขตภาคเหนือ

จากรูปที่ 5.13 การติดตั้งตัวเก็บประจุทั้งหมดขนาด 22 MVar เป็นค่าที่ทำให้ผลตอบแทนสุทธิมีค่าสูงสุด และเพื่อเป็นการพิสูจน์ว่าค่าที่ได้นี้เป็นค่าสูงสุด เราได้ทำการให้ติดตั้งตัวเก็บประจุเพิ่มเข้าไปในระบบ ซึ่งสามารถแสดงความสัมพันธ์ของผลตอบแทนและมูลค่าการลงทุน ต่อขนาดของตัวเก็บประจุ ได้ดังรูปที่ 5.14

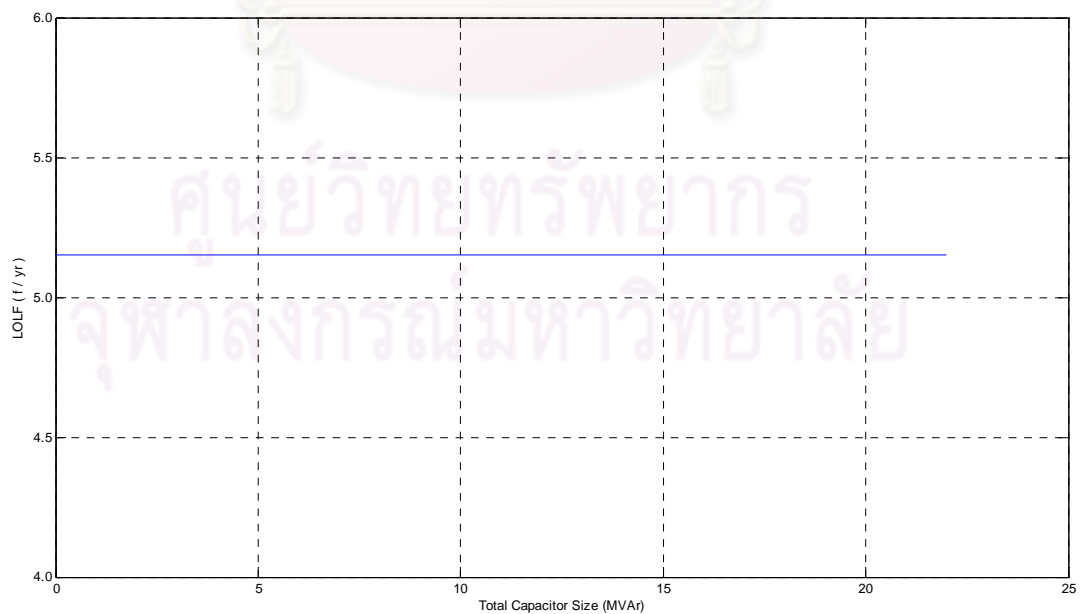


รูปที่ 5.14 การพิสูจน์ ผลตอบแทน-มูลค่าการลงทุน ต่อขนาดของตัวเก็บประจุทั้งหมดที่ติดตั้ง ของระบบไฟฟ้ากำลังเขตภาคเหนือ

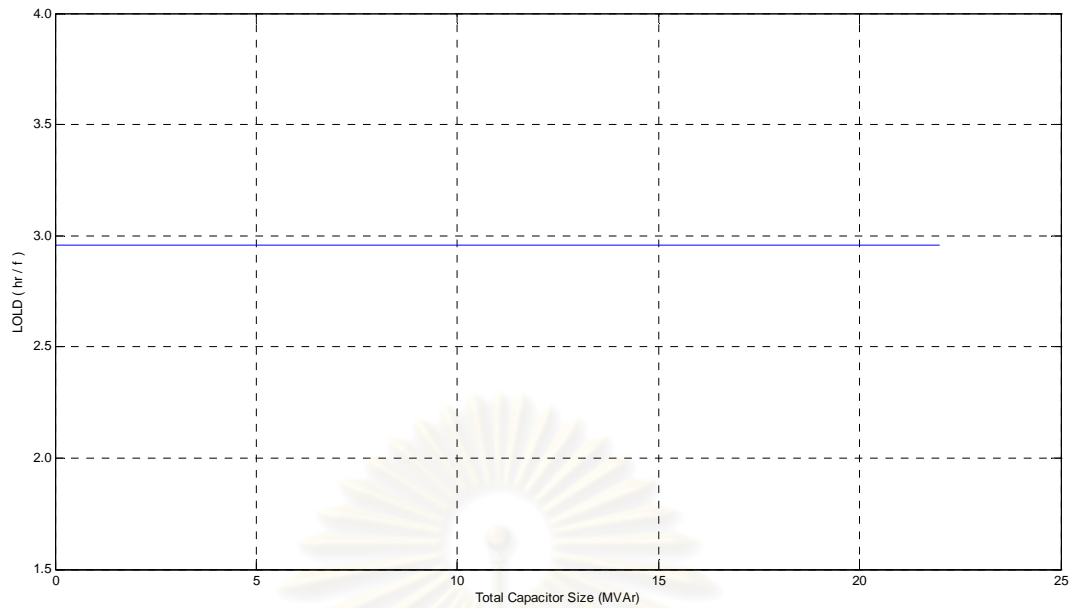
และความสัมพันธ์ดัชนีความเชื่อถือได้ต่อขนาดของตัวเก็บประจุทั้งหมดที่ติดตั้ง ซึ่งดัชนีความเชื่อถือได้เหล่านี้ ได้แก่ LOLP, LOLE, LOLD, EPNS, SAIFI และ SAIDI สามารถแสดงได้ดังต่อไปนี้



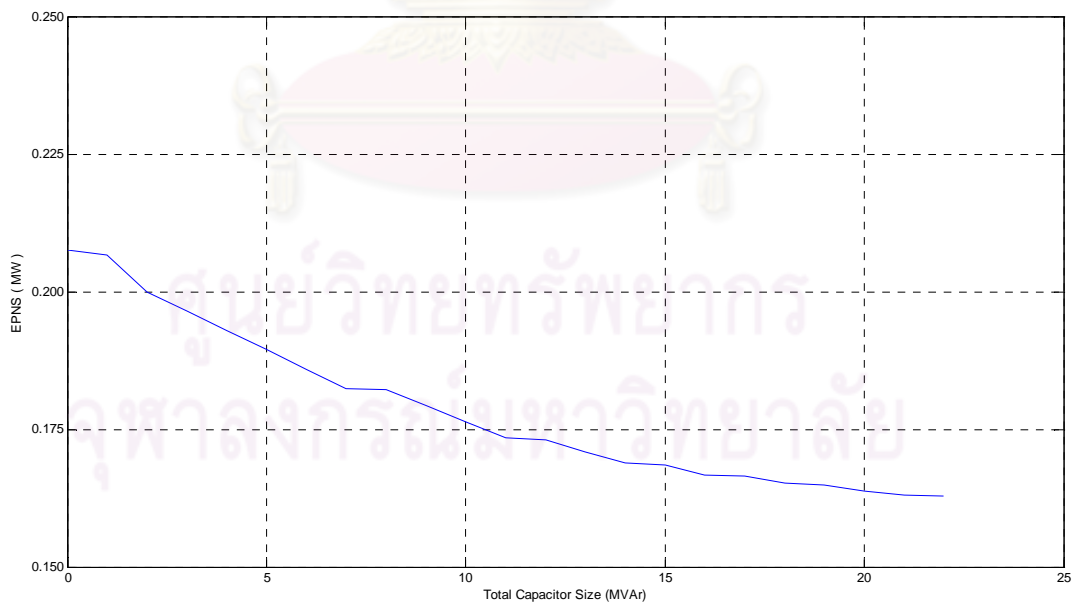
รูปที่ 5.15 ดัชนี LOLP ต่อขนาดของตัวเก็บประจุทั้งหมดที่ติดตั้ง
ของระบบไฟฟ้ากำลังเขตภาคเหนือ



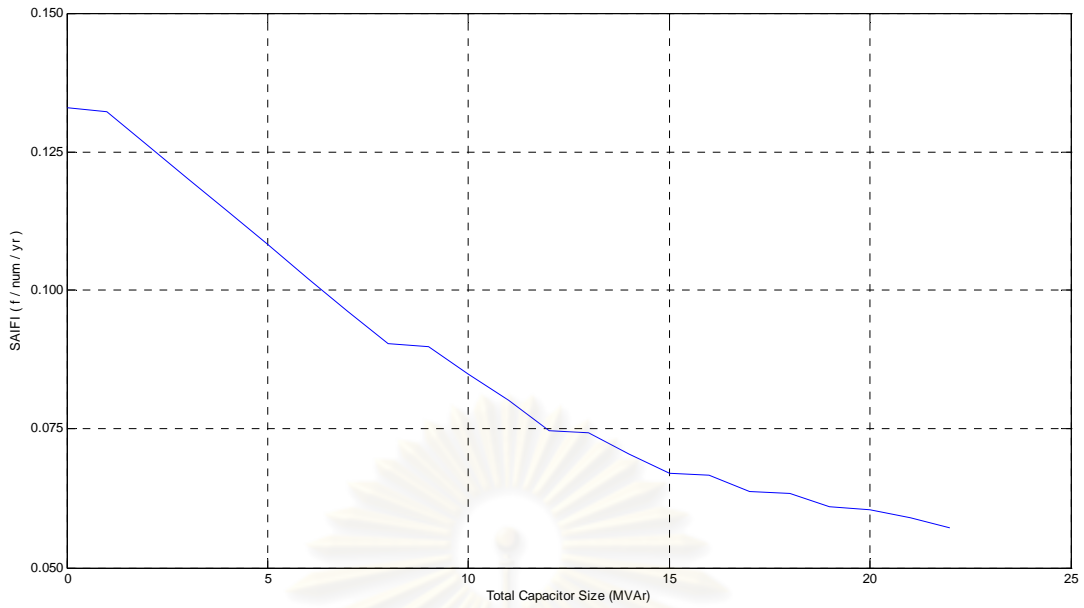
รูปที่ 5.16 ดัชนี LOLE ต่อขนาดของตัวเก็บประจุทั้งหมดที่ติดตั้ง
ของระบบไฟฟ้ากำลังเขตภาคเหนือ



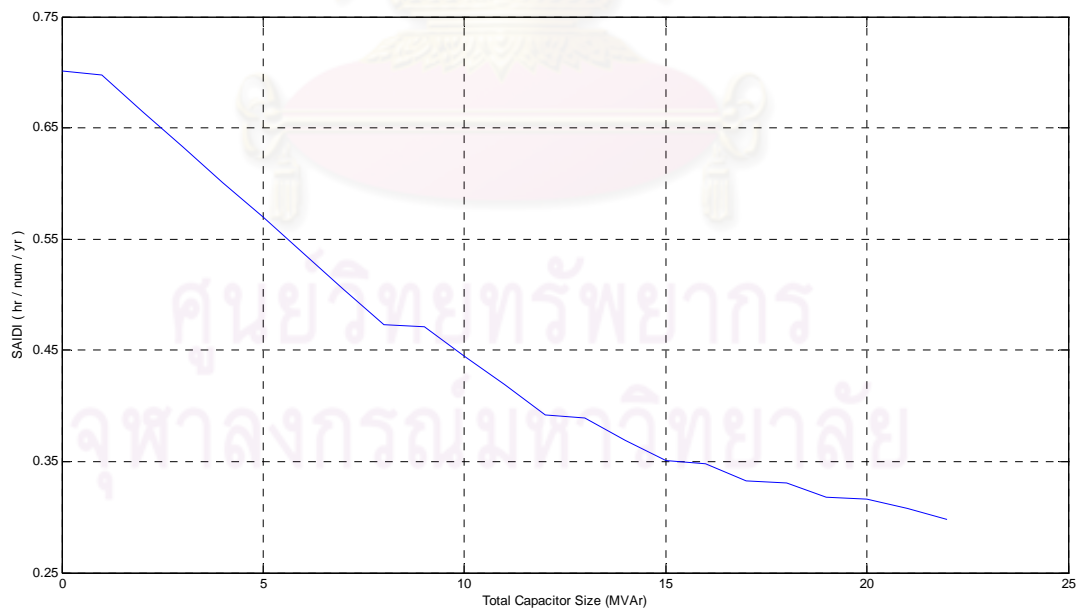
รูปที่ 5.17 ดัชนี LOLD ต่อขนาดของตัวเก็บประจุทั้งหมดที่ติดตั้ง
ของระบบไฟฟ้ากำลังเขตภาคเหนือ



รูปที่ 5.18 ดัชนี EPNS ต่อขนาดของตัวเก็บประจุทั้งหมดที่ติดตั้ง
ของระบบไฟฟ้ากำลังเขตภาคเหนือ



รูปที่ 5.19 ดัชนี SAIFI ต่อขนาดของตัวเก็บประจุทั้งหมดที่ติดตั้ง
ของระบบไฟฟ้ากำลังเขตภาคเหนือ



รูปที่ 5.20 ดัชนี SAIDI ต่อขนาดของตัวเก็บประจุทั้งหมดที่ติดตั้ง
ของระบบไฟฟ้ากำลังเขตภาคเหนือ

รูปที่ 5.15-5.20 แสดงความสัมพันธ์ดัชนีความเชื่อถือได้ต่อขนาดของตัวเก็บประจุทั้งหมดที่ติดตั้ง โดยดัชนีความเชื่อถือได้เหล่านี้ ได้แก่ LOLP, LOLF, LOLD, EPNS, SAIFI และ SAIDI ซึ่งแสดงให้เห็นว่า เมื่อมีการติดตั้งตัวเก็บประจุเพิ่มขึ้นจะส่งผลให้ดัชนี EPNS, SAIFI และ SAIDI มีค่าลดลง เนื่องจากการติดตั้งตัวเก็บประจุนั้นจะทำให้ปริมาณโหลดที่ต้องถูกตัดออกจากระบบเมื่อเกิดเหตุไม่คาดหมายมีค่าลดลง แต่การติดตั้งตัวเก็บประจุจะไม่ส่งผลให้ดัชนี LOLP, LOLF และ LOLD มีค่าลดลง เนื่องจากการติดตั้งตัวเก็บประจุในระบบนี้ไม่ได้ทำให้จำนวนครั้งที่ระบบอยู่ในสถานะ “เสีย” มีค่าน้อยลงและไม่ได้ทำให้ช่วงเวลาที่ระบบอยู่ในสถานะ “เสีย” มีค่าน้อยลงด้วย จึงทำให้ดัชนีเหล่านี้มีค่าคงที่



ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

บทที่ 6

สรุปผลการวิจัยและข้อเสนอแนะ

6.1 สรุปผลการวิจัย

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้นำเสนอวิธีการวางแผนกำลังรีแอกทีฟที่คำนึงถึงผลตอบแทน ซึ่งเป็นการติดตั้งตัวเก็บประจุอย่างเหมาะสมโดยคำนึงถึงหลักการพื้นฐานทางด้านเทคนิคด้านวิศวกรรมควบคู่ไปกับการพิจารณาคู่ค่าทางเศรษฐศาสตร์ของการลงทุน ด้วยการพิจารณาดำเนินการติดตั้งและขนาดที่เหมาะสมของตัวเก็บประจุ โดยจะเลือกตำแหน่งด้วยดัชนีความไวของกำลังไฟฟ้าสูญเสียเฉลี่ย ซึ่งเป็นการนำค่าดัชนีความไวของกำลังไฟฟ้าสูญเสียมาเฉลี่ยกันโดยจะใช้ระยะเวลาในแต่ละช่วงเป็นค่าถ่วงน้ำหนัก และเลือกขนาดที่เหมาะสมด้วยการแก้ปัญหาที่มีฟังก์ชันเป้าหมายคือการหาค่าสูงสุดของผลตอบแทนสุทธิ ซึ่งสามารถคำนวณได้จากผลรวมของผลตอบแทนที่เกิดจากการติดตั้งตัวเก็บประจุค่าต่างๆ แล้วหักออกด้วยเงินลงทุนสำหรับการติดตั้งตัวเก็บประจุโดยฟังก์ชันเป้าหมายประกอบไปด้วย 4 ส่วนหลัก ดังนี้

1) ผลตอบแทนจากการชะลอการลงทุนการก่อสร้างสายส่ง จะคำนวณจากการใช้งานสายส่งที่ลดลงหลังจากได้ติดตั้งตัวเก็บประจุเข้าในระบบไฟฟ้ากำลังแล้ว ทำให้การใช้งานสายส่งห่างไกลจากส่วนเผื่อมากขึ้น โดยที่ส่วนเผื่อนั้นเป็นเหมือนกับเกณฑ์ในการตัดสินใจที่จะสร้างสายส่งใหม่เพื่อที่จะรองรับการใช้งานที่เพิ่มขึ้น และการคำนวณผลตอบแทนจากการชะลอการลงทุนสำหรับการก่อสร้างสายส่งจะคำนวณจากผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์ที่ได้รับจากโอกาสของการชะลอการลงทุนสำหรับการก่อสร้างสายส่ง

2) ผลตอบแทนจากการลดพลังงานไฟฟ้าสูญเสีย จะพิจารณาร่วมกับแบบจำลองของโหลดแบบเส้นโค้งรายวัน โดยจะทำการคำนวณพลังงานไฟฟ้าสูญเสียในแต่ละช่วงเวลาด้วยวิธีการคำนวณการไหลกำลังไฟฟ้าในช่วงเวลานั้นๆ แล้วนำพลังงานไฟฟ้าสูญเสียที่คำนวณได้ในแต่ละช่วงเวลามารวมกัน

3) ผลตอบแทนจากการปรับปรุงความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลัง จะอาศัยการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลในการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลัง หลังจากนั้นจะนำความสูญเสียของโหลดที่คาดว่าจะไม่ได้รับการจ่ายพลังงานไฟฟ้ามาคำนวณหาผลตอบแทน โดยจะทำการคำนวณผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์ที่ได้รับจากการปรับปรุงความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลัง

4) เงินลงทุนติดตั้งตัวเก็บประจุ จะพิจารณาถึงค่าของเงินที่เปลี่ยนแปลงตามเวลาด้วยการคำนวณหาจำนวนเงินที่ต้องจ่ายทุกๆปี โดยจำนวนเงินนี้จะมีค่าเท่ากันทุกปี และต้องจ่ายเงินนี้ตลอดช่วงอายุการทำงานของตัวเก็บประจุ

จากผลการทดสอบในบทที่ 5 เมื่อเริ่มติดตั้งตัวเก็บประจุเข้าในระบบจะทำให้ได้ผลตอบแทนสุทธิเพิ่มขึ้นเรื่อยๆจนกระทั่งผลตอบแทนสุทธิถึงค่าๆหนึ่ง การติดตั้งตัวเก็บประจุไม่สามารถให้ผลตอบแทนสุทธิเพิ่มขึ้นได้ แสดงว่าค่าสุดท้ายที่ได้เป็นผลตอบแทนสุทธิสูงสุด โปรแกรมจะหยุดกระบวนการค้นหาคำตอบ หรือในกรณีที่การติดตั้งตัวเก็บประจุเข้าในระบบแล้วทำให้แรงดันที่บัสเกินกว่าค่ามาตรฐานในสภาวะโหลดต่ำซึ่งเป็นการชดเชยกำลังรีแอกทีฟมากเกินไป โปรแกรมก็จะหยุดกระบวนการค้นหาคำตอบเช่นเดียวกัน วิธีการดังกล่าวสามารถตรวจสอบความถูกต้องได้ด้วยทดสอบการติดตั้งตัวเก็บประจุแล้วทำการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าโดยไม่คำนึงว่าผลตอบแทนสุทธิต้องเพิ่มขึ้นเพื่อคุณลักษณะของกราฟผลตอบแทนสุทธิว่าเป็นค่าสูงสุดจริงหรือไม่ และวิธีการที่นำเสนอได้นั้นได้ใช้ร่วมกับแบบจำลองโหลดแบบช่วงเวลารายวัน ทำให้การคำนวณผลตอบแทนจากการลดพลังงานไฟฟ้าสูญเสียและการคำนวณผลตอบแทนจากการปรับปรุงความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังมีค่าใกล้เคียงความเป็นจริงมากยิ่งขึ้น ส่งผลให้การวางแผนการติดตั้งตัวเก็บประจุนั้นมีประสิทธิภาพมากยิ่งขึ้นด้วย

6.2 ข้อเสนอแนะ

1. เปลี่ยนแปลงข้อจำกัดบางอย่าง เพื่อให้ผลที่ได้นั้นสอดคล้องกับสภาพความเป็นจริงมากยิ่งขึ้น เช่น การคำนึงถึงฮาร์โมนิก การคิดผลของความไม่สมดุลที่เกิดขึ้นในระบบ เป็นต้น
2. พิจารณาตัวเก็บประจุชนิดอื่นร่วมด้วย เช่น ตัวเก็บประจุแบบสวิตช์ เป็นต้น
3. วิธีการที่นำเสนอได้นั้นจะใช้ดัชนีความไวในการเลือกตำแหน่งที่สามารถลดพลังงานไฟฟ้าสูญเสียได้มากที่สุดที่ละ 1 ตำแหน่ง แต่ถ้าใช้วิธีการเลือกตำแหน่งที่ติดตั้งที่มีความหลากหลายมากยิ่งขึ้น เช่น การติดตั้งตัวเก็บประจุหลายๆที่พร้อมกัน เป็นต้น จะทำให้ได้คำตอบที่ดีมากยิ่งขึ้น

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

รายการอ้างอิง

- [1] กุลยศ อุดมวงศ์เสรี. การประเมินความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลังขนาดใหญ่ด้วยวิธีการจำลองเหตุการณ์มอนติคาร์โลแบบสุ่มการเปลี่ยนสถานะของระบบ และการแบ่งแยกโครงข่ายไฟฟ้ากำลัง. วิทยานิพนธ์ปริญญาโทมหาบัณฑิต ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2542.
- [2] เสริมชัย จารุวัฒนดิolk. การติดตั้งตัวเก็บประจุที่เหมาะสมในระบบจำหน่ายไฟฟ้ากำลัง. วิทยานิพนธ์ปริญญาโทมหาบัณฑิต ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2541.
- [3] Etemadi, A.H., and Fotuhi-Firuzabad, M. Distribution System Reliability Enhancement Using Optimal Capacitor Placement. Generation Transmission & Distribution, IET 2 (January 2008).
- [4] Wenjuan, Z., Fangxing, Li., and Tolbert, L.M. Analysis of Var Benefits with Application to Var Planning. Power Engineering Conference, IPEC (2007).
- [5] Kalyuzhny, A., Levitin, G., Elmakis, D., and Ben-Haim H. System Approach to Shunt Capacitor Allocation in Radial Distribution Systems. Electric Power Systems Research 56 (January 2000).
- [6] Dumitrescu, M., et al. Using EDSA on Radial Primary Feeder Capacitor Size and Location Simulation. Electrical and Electronics Engineering (2005).
- [7] Ntusi, M. Optimal Placement of Shunt Capacitor Banks on a Sub-Transmission Network. The degree of Master of Science in Power System Economics Department of Electrical Engineering, University of KwaZulu-Natal, November, 2009.
- [8] Aravindhbabu, P., and Mohan, G. OPTIMAL CAPACITOR PLACEMENT FOR VOLTAGE STABILITY ENHANCEMENT IN DISTRIBUTION SYSTEMS. ARPN Journal of Engineering and Applied Sciences (2009).
- [9] Raman, S., Jain, A., Ramamoorthy, M., and Vaghamshi, A. A Methodology for Selective Localization of Capacitor Banks for Power Systems. Power System 2009, ICPS'09 (2009).
- [10] Hadi Saadat. Power System Analysis. 2nd Edition. McGraw-hill, 1982.

- [11] ศูนย์บริการวิชาการแห่งจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย. โครงการ “วิจัยเพื่อลดกำลังสูญเสียในระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ระยะที่ 2”. 2551.
- [12] อนุบุตร สง่าราศรี. การประเมินคุณค่าและความเชื่อถือได้ของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน. วิทยานิพนธ์ปริญญาามหาบัณฑิต ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2546.
- [13] Virat Makkavimarn. Experience in Solving The Capacitor Bank Trip Problems in Egat's Transmission System. ARPN Journal of Engineering and Applied Sciences (2009).
- [14] Gematic Energy. Gematic Energy Industrial Solution. [ออนไลน์]
แหล่งที่มา : <http://www.gepower.com> [2553, ธ.ค. 21]
- [15] Billinton R., and Allan R.N. Reliability Evaluation of Engineering Systems: concepts and techniques. 2nd Edition. New York : Plenum Press, 1994.
- [16] สถาบันวิจัยพลังงาน จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย. โครงการเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า ระยะที่ 3. ปี พ.ศ.2552.
- [17] Audomvongseeree, K. Optimal Capacitor Installation considering Cost-Benefit. Electrical Engineering Conference-30 (2007).
- [18] ฉัตรชัย เซาวนาธิคม. การติดตั้งตัวเก็บประจุโดยพิจารณาความไม่แน่นอนของโหลดด้วยระบบพีซีอินเฟอร์เรนซ์. วิทยานิพนธ์ปริญญาามหาบัณฑิต ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2548.
- [19] การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค. การศึกษาลักษณะการใช้ไฟฟ้า. [ออนไลน์]
แหล่งที่มา : http://www.pea.co.th/th/loadprofile_t/show.php [2554, ม.ค. 25]
- [20] Billinton, R., and Li, W. Composite System Reliability Assesment Using Monte Carlo Approach. PMAFS No.338.
- [21] Audomvongseeree, K. Transmission Reliability Assessment in the Deregulated Environment by means of Probabilistic Approaches. A dissertation submitted in partial fulfillment of the requirements of the degree of Doctor of Philosophy in the Graduate School of Engineering, the University of Tokyo, September 2004
- [22] Richard, E.Brown. Electric Power Distribution Reliability. 2nd Edition. CRC Press, 2009.
- [23] Charoenphan, B., and Audomvongseeree, K. Optimal Load Shedding Scheme Under Contingency Condition Considering Voltage Stability Problem. ECTI-CON (2010).

- [24] K. Audomvongseree, A. Yokoyama. Application of AC Equivalent to Total Transfer Capability Evaluation Using Two-Step Method. Power System Technology, PowerCon 2002 (2002).
- [25] กานต์ สวัสดิ์พัฒนียง. การคิดดอกเบี้ยประเภทต่างๆ และการใช้งาน. [ออนไลน์]
แหล่งที่มา : http://www.ajarnkan.com/economic_web/na-%2001.pdf [2553, ต.ค. 3]
- [26] สถาบันวิจัยพลังงาน จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย. การศึกษาอัตราความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ. ปี พ.ศ.2543.



ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย



ภาคผนวก

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ภาคผนวก ก ระบบพัฒนานิคม

ในภาคผนวก ก ประกอบด้วยข้อมูลพื้นฐานของระบบที่ดัดแปลงจากระบบพัฒนานิคมของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เป็นระบบระดับแรงดัน 115 kV ซึ่งประกอบด้วยบัส 16 บัส สถานีไฟฟ้าย่อย 2 แห่ง และสายจำหน่าย 15 เส้น โดยใช้ BaseMVA มีค่า 100 MVA รายละเอียดของข้อมูลบัส ข้อมูลสถานีไฟฟ้าย่อย ข้อมูลสายส่ง และข้อมูลความน่าเชื่อถือของสายส่ง ได้แสดงดังตารางที่ ก.1 ก.2 ก.3 และ ก.4 ตามลำดับ

ตารางที่ ก.1 ข้อมูลบัสของระบบพัฒนานิคม

บัส	ประเภท	ความต้องการกำลังไฟฟ้า		อุปกรณ์ตัวต่อแบบขนาน		แรงดันสูงสุด (p.u.)	แรงดันต่ำสุด (p.u.)
		Pd (MW)	Qd (MVar)	Gs (Mw)	Bs (MVar)		
1	บัสควบคุมแรงดัน	0.0000	0.0000	0	0	1.05	0.95
2	โหลดบัส	16.0750	10.8250	0	0	1.05	0.95
3	โหลดบัส	11.8487	8.3702	0	0	1.05	0.95
4	โหลดบัส	5.6682	2.8083	0	0	1.05	0.95
5	โหลดบัส	0.0000	0.0000	0	0	1.05	0.95
6	โหลดบัส	3.4597	1.2410	0	0	1.05	0.95
7	โหลดบัส	12.4713	5.2382	0	0	1.05	0.95
8	โหลดบัส	0.0000	0.0000	0	0	1.05	0.95
9	โหลดบัส	35.7621	2.3173	0	0	1.05	0.95
10	โหลดบัส	23.1089	10.1633	0	0	1.05	0.95
11	โหลดบัส	14.1000	0.0000	0	0	1.05	0.95
12	โหลดบัส	0.0000	0.0000	0	0	1.05	0.95
13	บัสอ้างอิง	17.8020	6.9557	0	0	1.05	0.95
14	โหลดบัส	10.4400	5.7763	0	0	1.05	0.95
15	บัสควบคุมแรงดัน	0.0000	0.0000	0	0	1.05	0.95
16	โหลดบัส	17.8000	10.9000	0	0	1.05	0.95

ตารางที่ ก.2 ข้อมูลสถานีไฟฟ้าย่อยของระบบพัฒนานิคม

บัส	กำลังการผลิต		แรงดันที่บัส (p.u.)	พิกัดกำลัง สูงสุด(MW)	พิกัดกำลัง ต่ำสุด(MW)
	P (MW)	Q (MVar)			
1	133	60	1.0174	999	0
2	45	15	1.0087	999	0

ตารางที่ ก.3 ข้อมูลสายส่งของระบบพัฒนานิคม

บัส ต้นทาง	บัส ปลายทาง	ค่าพารามิเตอร์สายส่ง (p.u.)			พิกัดสาย (MVA)	อัตราส่วน หม้อแปลง	
		R	X	B		ขนาด	มุม
1	2	0.00829	0.05879	0.00000	180	0	0
2	3	0.00034	0.00240	0.00000	150	0	0
2	16	0.00488	0.03459	0.00000	40	0	0
3	4	0.00299	0.02122	0.00000	100	0	0
4	5	0.00111	0.00784	0.00000	100	0	0
5	6	0.00250	0.01776	0.00000	40	0	0
5	7	0.00003	0.00023	0.00000	100	0	0
7	8	0.00151	0.01070	0.00000	80	0	0
8	9	0.00005	0.00037	0.00000	80	0	0
8	10	0.00003	0.00023	0.00000	80	0	0
10	11	0.00011	0.00075	0.00000	100	0	0
11	12	0.00205	0.01458	0.00000	120	0	0
12	13	0.00378	0.02682	0.00000	60	0	0
12	14	0.00687	0.04875	0.00000	140	0	0
14	15	0.00414	0.02941	0.00000	150	0	0

ตารางที่ ก.4 ข้อมูลความน่าเชื่อถือของสายส่งของระบบพัฒนาคอม

บัส ต้นทาง	บัส ปลายทาง	ความยาวสาย (km)	อัตราการใช้ (ครั้งต่อปี)	อัตราการใช้ (ครั้งต่อปี)
1	2	25.49	10.6652	8271.10
2	3	1.04	0.4351	8271.10
2	16	15.00	6.2761	8271.10
3	4	9.20	3.8494	8271.10
4	5	3.40	1.4226	8271.10
5	6	7.70	3.2217	8271.10
5	7	0.10	0.0418	8271.10
7	8	4.64	1.9414	8271.10
8	9	0.16	0.0669	8271.10
8	10	0.10	0.0418	8271.10
10	11	0.32	0.1354	8271.10
11	12	6.32	2.6443	8271.10
12	13	11.63	4.8661	8271.10
12	14	21.14	8.8451	8271.10
14	15	12.75	5.3347	8271.10

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ภาคผนวก ข ระบบไฟฟ้ากำลังเขตภาคเหนือ

ในภาคผนวก ข ประกอบด้วยข้อมูลพื้นฐานของระบบที่ดัดแปลงจากระบบไฟฟ้ากำลังเขตภาคเหนือของการไฟฟ้าฝ่ายผลิต เป็นระบบระดับแรงดัน 115 kV ซึ่งประกอบด้วยบัส 51 บัส เครื่องกำเนิดไฟฟ้า 33 เครื่อง สายจำหน่าย 78 เส้น และหม้อแปลง 19 เครื่อง โดยใช้ BaseMVA มีค่า 100 MVA รายละเอียดของข้อมูลบัส ข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ข้อมูลสายส่งและหม้อแปลง ข้อมูลความน่าเชื่อถือของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และข้อมูลความน่าเชื่อถือของสายส่งและหม้อแปลง ได้แสดงดังตารางที่ ข.1 ข.2 ข.3 ข.4 และ ข.5 ตามลำดับ

ตารางที่ ข.1 ข้อมูลบัสของระบบไฟฟ้ากำลังเขตภาคเหนือ

บัส	ประเภท	ความต้องการกำลังไฟฟ้า		อุปกรณ์ตัวต่อแบบขนาน		แรงดันสูงสุด (p.u.)	แรงดันต่ำสุด (p.u.)
		Pd (MW)	Qd (MVar)	Gs (Mw)	Bs (MVar)		
41703	โหลดบัส	39.10	24.20	0.00	6.20	1.05	0.95
41704	โหลดบัส	3.30	2.10	0.00	0.00	1.05	0.95
41705	โหลดบัส	19.40	12.00	0.00	0.00	1.05	0.95
41706	โหลดบัส	46.50	28.80	0.00	34.90	1.05	0.95
41707	โหลดบัส	61.00	37.80	0.00	54.80	1.05	0.95
41708	โหลดบัส	140.00	86.80	0.00	32.30	1.05	0.95
41709	โหลดบัส	67.50	41.80	0.00	37.70	1.05	0.95
41710	โหลดบัส	33.80	21.00	0.00	23.90	1.05	0.95
41713	โหลดบัส	35.50	22.00	0.00	33.40	1.05	0.95
41715	โหลดบัส	40.30	25.00	0.00	9.30	1.05	0.95
41716	โหลดบัส	60.10	37.20	0.00	9.70	1.05	0.95
41717	โหลดบัส	17.70	11.00	0.00	6.10	1.05	0.95
41718	บัสอ้างอิง	42.00	26.00	0.00	29.50	1.05	0.95
41719	บัสควบคุมแรงดัน	14.30	8.90	0.00	0.00	1.05	0.95
41721	โหลดบัส	25.80	16.00	0.00	0.00	1.05	0.95
41724	โหลดบัส	37.80	23.40	0.00	6.10	1.05	0.95

ตารางที่ ข.1 ข้อมูลบัสของระบบไฟฟ้ากำลังเขตภาคเหนือ (ต่อ)

บัส	ประเภท	ความต้องการกำลังไฟฟ้า		อุปกรณ์ตัวต่อแบบขนาน		แรงดันสูงสุด (p.u.)	แรงดันต่ำสุด (p.u.)
		Pd (MW)	Qd (MVA)	Gs (Mw)	Bs (MVA)		
41732	บัสควบคุมแรงดัน	13.80	8.50	0.00	0.00	1.05	0.95
41733	โหลดบัส	50.80	31.50	0.00	0.00	1.05	0.95
41738	โหลดบัส	20.00	12.40	0.00	12.00	1.05	0.95
41740	โหลดบัส	55.20	34.20	0.00	12.40	1.05	0.95
41741	โหลดบัส	70.30	43.60	0.00	0.00	1.05	0.95
41746	โหลดบัส	33.10	20.50	0.00	27.20	1.05	0.95
41747	โหลดบัส	30.10	18.70	0.00	12.40	1.05	0.95
41748	โหลดบัส	25.80	16.00	0.00	15.80	1.05	0.95
41749	โหลดบัส	24.70	15.30	0.00	15.90	1.05	0.95
41750	โหลดบัส	43.60	27.00	0.00	0.00	1.05	0.95
41751	โหลดบัส	57.40	35.60	0.00	0.00	1.05	0.95
41753	โหลดบัส	42.00	26.00	0.00	0.00	1.05	0.95
41754	บัสอ้างอิง	19.90	12.30	0.00	0.00	1.05	0.95
41757	โหลดบัส	24.10	14.90	0.00	6.10	1.05	0.95
41758	โหลดบัส	11.30	7.00	0.00	0.00	1.05	0.95
41759	โหลดบัส	5.20	3.20	0.00	0.00	1.05	0.95
41760	โหลดบัส	27.20	16.90	0.00	6.20	1.05	0.95
41761	โหลดบัส	17.70	11.00	0.00	0.00	1.05	0.95
41764	โหลดบัส	58.60	15.10	0.00	10.80	1.05	0.95
41765	โหลดบัส	11.80	7.30	0.00	0.00	1.05	0.95
41767	โหลดบัส	8.60	5.30	0.00	0.00	1.05	0.95
41768	โหลดบัส	25.30	15.70	0.00	3.60	1.05	0.95
41771	โหลดบัส	29.90	18.50	0.00	6.30	1.05	0.95
41804	บัสควบคุมแรงดัน	0.00	0.00	0.00	0.00	1.05	0.95
41808	โหลดบัส	0.00	0.00	0.00	0.00	1.05	0.95

ตารางที่ ข.1 ข้อมูลบัสของระบบไฟฟ้ากำลังเขตภาคเหนือ (ต่อ)

บัส	ประเภท	ความต้องการกำลังไฟฟ้า		อุปกรณ์ตัวต่อแบบขนาน		แรงดันสูงสุด (p.u.)	แรงดันต่ำสุด (p.u.)
		Pd (MW)	Qd (MVAr)	Gs (Mw)	Bs (MVAr)		
41809	โหลดบัส	0.00	0.00	0.00	0.00	1.05	0.95
41821	โหลดบัส	194.80	47.40	0.00	0.00	1.05	0.95
41833	บัสควบคุมแรงดัน	0.00	0.00	0.00	0.00	1.05	0.95
41841	โหลดบัส	182.40	3.00	0.00	0.00	1.05	0.95
41851	โหลดบัส	0.00	0.00	0.00	0.00	1.05	0.95
41858	บัสควบคุมแรงดัน	0.00	0.00	0.00	0.00	1.05	0.95
41862	โหลดบัส	45.00	27.90	0.00	0.00	1.05	0.95
41865	โหลดบัส	783.20	18.20	0.00	0.00	1.05	0.95
41933	บัสควบคุมแรงดัน	0.00	0.00	0.00	0.00	1.05	0.95
41965	โหลดบัส	59.10	84.20	0.00	0.00	1.05	0.95

ตารางที่ ข.2 ข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของระบบไฟฟ้ากำลังเขตภาคเหนือ

บัส	กำลังการผลิต		แรงดันที่บัส (p.u.)	พิกัดกำลังสูงสุด(MW)	พิกัดกำลังต่ำสุด(MW)
	P (MW)	Q (MVAr)			
41719	16.00	0.30	1.045	16	0
41719	16.00	0.30	1.045	16	0
41719	14.00	0.30	1.045	14	0
41719	14.00	0.30	1.045	14	0
41719	14.00	0.30	1.045	14	0
41719	20.00	0.60	1.045	20	0
41719	20.00	0.60	1.045	20	0
41719	20.00	0.60	1.045	20	0
41732	0.00	0.00	1.020	75	0
41732	0.00	0.00	1.020	75	0
41732	0.00	0.00	1.020	75	0

ตารางที่ ข.2 ข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของระบบไฟฟ้ากำลังเขตภาคเหนือ (ต่อ)

บัส	กำลังการผลิต		แรงดันที่บัส (p.u.)	พิกัดกำลัง สูงสุด(MW)	พิกัดกำลัง ต่ำสุด(MW)
	P (MW)	Q (MVA _r)			
41804	70.00	0.50	1.040	75	0
41804	70.00	0.50	1.040	75	0
41804	70.00	0.50	1.040	75	0
41804	70.00	0.50	1.040	75	0
41804	0.00	0.00	1.040	75	0
41804	0.00	0.00	1.040	75	0
41804	0.00	0.00	1.040	115	0
41804	160.00	3.40	1.040	168	0
41833	120.00	8.80	1.040	150	0
41833	120.00	8.80	1.040	150	0
41833	120.00	8.80	1.040	150	0
41833	120.00	8.80	1.040	150	0
41858	100.00	5.90	1.040	125	0
41858	100.00	5.90	1.040	125	0
41858	0.00	0.00	1.040	125	0
41858	0.00	0.00	1.040	125	0
41933	270.00	21.90	1.045	300	0
41933	270.00	21.90	1.045	300	0
41933	270.00	21.90	1.045	300	0
41933	270.00	21.90	1.045	300	0
41933	270.00	21.90	1.045	300	0
41933	104.73	21.90	1.045	300	0

ตารางที่ ข.3 ข้อมูลสายส่งและหม้อแปลงของระบบไฟฟ้ากำลังเขตภาคเหนือ

บัส ต้นทาง	บัส ปลายทาง	ค่าพารามิเตอร์สายส่ง (p.u.)			พิกัดสาย (MVA)	อัตราส่วน หม้อแปลง	
		R	X	B		ขนาด	มุม
41703	41765	0.03055	0.13423	0.02011	163	0	0
41704	41761	0.04742	0.13958	0.01792	118	0	0
41704	41767	0.06292	0.18458	0.02389	118	0	0
41704	41804	0.00000	0.11883	0.00000	100	1	0
41704	41804	0.00000	0.11850	0.00000	100	1	0
41705	41765	0.06808	0.19117	0.02683	120	0	0
41706	41707	0.01157	0.03245	0.00455	120	0	0
41706	41707	0.01157	0.03245	0.00455	120	0	0
41707	41718	0.02648	0.07433	0.01041	120	0	0
41707	41718	0.02648	0.07433	0.01041	120	0	0
41708	41706	0.00503	0.03352	0.00861	326	0	0
41708	41706	0.00503	0.03352	0.00861	326	0	0
41708	41808	0.00000	0.06500	0.00000	200	1.0256	0
41708	41808	0.00000	0.06100	0.00000	200	1.0256	0
41709	41724	0.02766	0.12153	0.01821	163	0	0
41709	41747	0.08119	0.23905	0.03051	120	0	0
41709	41768	0.04271	0.18773	0.02814	163	0	0
41709	41809	0.00000	0.06500	0.00000	200	1.0256	0
41709	41809	0.00000	0.06100	0.00000	200	1.0256	0
41710	41718	0.05505	0.16189	0.02066	120	0	0
41713	41761	0.06211	0.18664	0.02299	118	0	0
41715	41717	0.09902	0.21113	0.02584	95	0	0
41715	41733	0.04184	0.12204	0.01594	118	0	0
41715	41759	0.05361	0.15722	0.02034	118	0	0
41716	41718	0.07454	0.20945	0.02938	120	0	0
41716	41718	0.07454	0.20945	0.02938	120	0	0

ตารางที่ ข.3 ข้อมูลสายส่งและหม้อแปลงของระบบไฟฟ้ากำลังเขตภาคเหนือ (ต่อ)

บัส ต้นทาง	บัส ปลายทาง	ค่าพารามิเตอร์สายส่ง (p.u.)			พิกัดสาย (MVA)	อัตราส่วน หม้อแปลง	
		R	X	B		ขนาด	มุม
41716	41732	0.02161	0.06066	0.00850	120	0	0
41716	41732	0.02161	0.06066	0.00850	120	0	0
41716	41733	0.00849	0.05304	0.01552	326	0	0
41716	41733	0.00849	0.05304	0.01552	326	0	0
41717	41718	0.01634	0.04586	0.00642	120	0	0
41719	41750	0.04793	0.14110	0.01811	118	0	0
41719	41751	0.05272	0.15509	0.01977	120	0	0
41721	41748	0.05464	0.16070	0.02050	120	0	0
41721	41821	0.00000	0.12500	0.00000	100	1	0
41721	41821	0.00000	0.12500	0.00000	100	1	0
41733	41747	0.12152	0.34195	0.04812	120	0	0
41733	41747	0.12152	0.34195	0.04812	120	0	0
41733	41753	0.05585	0.15664	0.02202	120	0	0
41733	41753	0.05585	0.15664	0.02202	120	0	0
41733	41833	0.00000	0.06500	0.00000	200	1.0256	0
41733	41833	0.00000	0.06270	0.00000	200	1.0256	0
41733	41833	0.00000	0.06235	0.00000	200	1.0256	0
41738	41761	0.05832	0.25656	0.03851	163	0	0
41740	41741	0.03005	0.13209	0.01977	163	0	0
41740	41764	0.05460	0.07200	0.00747	72	0	0
41741	41754	0.04918	0.14461	0.01845	120	0	0
41741	41841	0.00000	0.06495	0.00000	200	1.0256	0
41741	41841	0.00000	0.0651	0.00000	200	1.0256	0
41746	41753	0.10912	0.32152	0.04112	120	0	0
41748	41749	0.09448	0.27881	0.03547	120	0	0
41749	41750	0.04776	0.14075	0.01788	120	0	0

ตารางที่ ข.3 ข้อมูลสายส่งและหม้อแปลงของระบบไฟฟ้ากำลังเขตภาคเหนือ (ต่อ)

บัส ต้นทาง	บัส ปลายทาง	ค่าพารามิเตอร์สายส่ง (p.u.)			พิกัดสาย (MVA)	อัตราส่วน หม้อแปลง	
		R	X	B		ขนาด	มุม
41750	41751	0.01748	0.05143	0.00660	120	0	0
41751	41760	0.04083	0.12016	0.01543	120	0	0
41751	41851	0.00000	0.06250	0.00000	326	1.0390	0
41751	41851	0.00000	0.06500	0.00000	326	1.0390	0
41753	41771	0.06323	0.17737	0.02494	120	0	0
41753	41771	0.06323	0.17737	0.02494	118	0	0
41757	41760	0.04246	0.12494	0.01604	120	0	0
41757	41771	0.04955	0.14585	0.01873	120	0	0
41758	41771	0.06130	0.17592	0.02381	100	0	0
41758	41771	0.06130	0.17592	0.02381	100	0	0
41758	41858	0.00000	0.65000	0.00000	120	1	0
41758	41858	0.00000	0.65000	0.00000	120	1	0
41759	41767	0.04063	0.11913	0.01541	120	0	0
41760	41761	0.07768	0.22881	0.02941	120	0	0
41764	41765	0.04746	0.13319	0.01868	200	0	0
41764	41765	0.04746	0.13319	0.01868	200	0	0
41765	41865	0.00000	0.06040	0.00000	200	1.0127	0
41765	41865	0.00000	0.06500	0.00000	163	1.0127	0
41804	41841	0.02153	0.15627	0.34985	163	0	0
41804	41841	0.02153	0.15627	0.34985	72	0	0
41804	41862	0.00545	0.04175	0.08110	120	0	0
41808	41833	0.01373	0.09943	0.21925	200	0	0
41808	41833	0.01373	0.09943	0.21925	200	0	0
41809	41833	0.01967	0.14297	0.27736	120	0	0
41809	41833	0.01967	0.14297	0.27736	120	0	0
41821	41851	0.01231	0.08909	0.19622	120	0	0

ตารางที่ ข.3 ข้อมูลสายส่งและหม้อแปลงของระบบไฟฟ้ากำลังเขตภาคเหนือ (ต่อ)

บัส ต้นทาง	บัส ปลายทาง	ค่าพารามิเตอร์สายส่ง (p.u.)			พิกัดสาย (MVA)	อัตราส่วน หม้อแปลง	
		R	X	B		ขนาด	มุม
41833	41851	0.01608	0.11664	0.25775	429	0	0
41833	41851	0.01608	0.11664	0.25775	429	0	0
41833	41933	0.00000	0.02167	0.00000	600	1.0256	0
41833	41933	0.00000	0.02167	0.00000	600	1.0256	0
41833	41933	0.00000	0.02167	0.00000	600	1.0256	0
41841	41851	0.02176	0.10422	0.21206	326	0	0
41841	41851	0.02176	0.10422	0.21206	326	0	0
41841	41862	0.01617	0.12454	0.24355	429	0	0
41841	41865	0.00484	0.03481	0.07693	429	0	0
41841	41865	0.00484	0.03481	0.07693	429	0	0
41851	41858	0.01832	0.08764	0.17804	326	0	0
41851	41858	0.01832	0.08764	0.17804	326	0	0
41865	41965	0.00000	0.02223	0.00000	600	1.0127	0
41865	41965	0.00000	0.02244	0.00000	600	1.0127	0
41865	41965	0.00000	0.02239	0.00000	600	1.0127	0
41933	41965	0.00264	0.03482	0.74795	2832	0	0
41933	41965	0.0027	0.03566	0.73401	2832	0	0
41933	41965	0.0027	0.03566	0.73401	2832	0	0

ตารางที่ ข.4 ข้อมูลความน่าเชื่อถือของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของระบบไฟฟ้ากำลังเขตภาคเหนือ

บัส	อัตราการเสีย (ครั้งต่อปี)	อัตราการซ่อมแซม (ครั้งต่อปี)
41719	0.000130	0.002318
41719	0.000120	0.004633
41719	0.000150	0.001165
41719	0.000140	0.002603
41719	0.000180	0.002725
41719	0.000120	0.010728
41719	0.000120	0.004131
41719	0.000120	0.004800
41732	0.000130	0.003037
41732	0.000130	0.003140
41732	0.000130	0.002541
41804	0.000430	0.007971
41804	0.000530	0.004256
41804	0.000390	0.008288
41804	0.000370	0.006758
41804	0.000430	0.009690
41804	0.000390	0.007441
41804	0.000420	0.007401
41804	0.000420	0.007401
41833	0.000120	0.006486
41833	0.000130	0.004139
41833	0.000130	0.003828
41833	0.000130	0.002756
41858	0.000270	0.001819
41858	0.000350	0.004413
41858	0.000290	0.018683
41858	0.000290	0.005929

ตารางที่ ข.4 ข้อมูลความน่าเชื่อถือของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของระบบไฟฟ้ากำลังเขตภาคเหนือ (ต่อ)

บัส	อัตราการเสีย (ครั้งต่อปี)	อัตราการซ่อมแซม (ครั้งต่อปี)
41933	0.000140	0.003381
41933	0.000130	0.003502
41933	0.000130	0.010982
41933	0.000150	0.011353
41933	0.000200	0.005524
41933	0.000150	0.000849

ตารางที่ ข.5 ข้อมูลความน่าเชื่อถือของสายส่งและหม้อแปลงของระบบไฟฟ้ากำลังเขตภาคเหนือ

บัส ต้นทาง	บัส ปลายทาง	ความยาวสาย (km)	อัตราการเสีย (ครั้งต่อปี)	อัตราการซ่อมแซม (ครั้งต่อปี)
41703	41765	93.98	1.919180	13518.518519
41704	41761	145.87	1.844150	13518.518519
41704	41767	193.55	2.448340	13518.518519
41704	41804	0.00	0.000000	10000000
41704	41804	0.00	0.000000	10000000
41705	41765	209.42	2.653680	13518.518519
41706	41707	35.59	0.450180	13518.518519
41706	41707	35.59	0.450180	13518.518519
41707	41718	81.46	1.030670	13518.518519
41707	41718	81.46	1.030670	13518.518519
41708	41706	15.47	0.631830	13518.518519
41708	41706	15.47	0.631830	13518.518519
41708	41808	0.00	0.000000	10000000
41708	41808	0.00	0.000000	10000000
41709	41724	85.09	1.737530	13518.518519
41709	41747	249.75	3.167040	13518.518519
41709	41768	131.38	2.685270	13518.518519

ตารางที่ ข.5 ข้อมูลความน่าเชื่อถือของสายส่งและหม้อแปลงของระบบไฟฟ้ากำลังเขตภาคเหนือ (ต่อ)

บัส ต้นทาง	บัส ปลายทาง	ความยาวสาย (km)	อัตราการเสีย (ครั้งต่อปี)	อัตราการซ่อมแซม (ครั้งต่อปี)
41709	41809	0.00	0.000000	10000000
41709	41809	0.00	0.000000	10000000
41710	41718	169.34	2.144270	13518.518519
41713	41761	191.06	2.416740	13518.518519
41715	41717	304.60	2.724760	13518.518519
41715	41733	128.71	1.626960	13518.518519
41715	41759	164.91	2.085030	13518.518519
41716	41718	229.30	2.906410	13518.518519
41716	41718	229.30	2.906410	13518.518519
41716	41732	66.48	0.841120	13518.518519
41716	41732	66.48	0.841120	13518.518519
41716	41733	26.12	1.066210	13518.518519
41716	41733	26.12	1.066210	13518.518519
41717	41718	50.26	0.635780	13518.518519
41719	41750	147.44	1.863890	13518.518519
41719	41751	162.17	2.053440	13518.518519
41721	41748	168.08	2.128470	13518.518519
41721	41821	0.00	0.000000	10000000
41721	41821	0.00	0.000000	10000000
41733	41747	373.81	4.754510	13518.518519
41733	41747	373.81	4.754510	13518.518519
41733	41753	171.80	2.175860	13518.518519
41733	41753	171.80	2.175860	13518.518519
41733	41833	0.00	0.000000	10000000
41733	41833	0.00	0.000000	10000000
41733	41833	0.00	0.000000	10000000
41738	41761	179.40	3.672500	13518.518519

ตารางที่ ข.5 ข้อมูลความน่าเชื่อถือของสายส่งและหม้อแปลงของระบบไฟฟ้ากำลังเขตภาคเหนือ (ต่อ)

บัส ต้นทาง	บัส ปลายทาง	ความยาวสาย (km)	อัตราการเสีย (ครั้งต่อปี)	อัตราการซ่อมแซม (ครั้งต่อปี)
41740	41741	92.44	1.887590	13518.518519
41740	41764	167.96	0.809530	13518.518519
41741	41754	151.29	1.915230	13518.518519
41741	41841	0.00	0.000000	10000000
41741	41841	0.00	0.000000	10000000
41746	41753	335.67	4.264840	13518.518519
41748	41749	290.64	3.688300	13518.518519
41749	41750	146.92	1.859950	13518.518519
41750	41751	53.77	0.679220	13518.518519
41751	41760	125.60	1.587470	13518.518519
41751	41851	0.00	0.000000	10000000
41751	41851	0.00	0.000000	10000000
41753	41771	194.51	2.464130	13518.518519
41753	41771	194.51	2.464130	13518.518519
41757	41760	130.61	1.650650	13518.518519
41757	41771	152.42	1.927080	13518.518519
41758	41771	188.57	2.385150	13518.518519
41758	41771	188.57	2.385150	13518.518519
41758	41858	0.00	0.000000	10000000
41758	41858	0.00	0.000000	10000000
41759	41767	124.98	1.579570	13518.518519
41760	41761	238.96	3.024880	13518.518519
41764	41765	145.99	1.848100	13518.518519
41764	41765	145.99	1.848100	13518.518519
41765	41865	0.00	0.000000	10000000
41765	41865	0.00	0.000000	10000000
41804	41841	66.23	3.852610	9584.245077

ตารางที่ ข.5 ข้อมูลความน่าเชื่อถือของสายส่งและหม้อแปลงของระบบไฟฟ้ากำลังเขตภาคเหนือ (ต่อ)

บัส ต้นทาง	บัส ปลายทาง	ความยาวสาย (km)	อัตราการเสีย (ครั้งต่อปี)	อัตราการซ่อมแซม (ครั้งต่อปี)
41804	41841	66.23	3.852610	9584.245077
41804	41862	16.77	0.957890	9584.245077
41808	41833	42.24	2.429810	9584.245077
41808	41833	42.24	2.429810	9584.245077
41809	41833	60.51	3.508760	9584.245077
41809	41833	60.51	3.508760	9584.245077
41821	41851	37.87	2.175430	9584.245077
41821	41851	37.87	2.175430	9584.245077
41833	41851	49.46	2.854370	9584.245077
41833	41851	49.46	2.854370	9584.245077
41833	41933	0.00	0.000000	10000000
41833	41933	0.00	0.000000	10000000
41833	41933	0.00	0.000000	10000000
41841	41851	66.94	2.445600	9584.245077
41841	41851	66.94	2.445600	9584.245077
41841	41862	49.74	2.870160	9584.245077
41841	41865	14.89	0.850870	9584.245077
41841	41865	14.89	0.850870	9584.245077
41851	41858	56.36	2.054380	9584.245077
41851	41858	56.36	2.054380	9584.245077
41865	41965	0.00	0.000000	10000000
41865	41965	0.00	0.000000	10000000
41865	41965	0.00	0.000000	10000000
41933	41965	80.12	9.435430	1269.933314
41933	41965	80.31	9.673050	1269.933314
41933	41965	80.31	9.673050	1269.933314

ภาคผนวก ค ข้อมูลการใช้ไฟฟ้า

แบบจำลองของโหลดที่ใช้เป็นแบบเส้นโค้งโหลดรายวัน โดยแบบจำลองโหลดนี้ได้จากการ
ข้อมูลการใช้ไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคมา [19] แบ่งเป็น 12 เดือน ในแต่ละเดือนแบ่ง
ออกเป็นวัน ซึ่งมีทั้งหมด 3 ประเภท ได้แก่ 1.วันอาทิตย์ (Sunday) 2.วันเสาร์ (Saturday) และ
3.วันทำงาน (Workday) และในแต่ละวันได้แบ่งข้อมูลไว้ 4 ช่วงๆละ 6 ชั่วโมง และกำหนดให้
การเปลี่ยนแปลงของโหลดที่แต่ละบัสมีลักษณะเหมือนกันทุกบัส ซึ่งค่าที่แสดงมีค่าเป็นเปอร์เซ็นต์
การใช้ไฟฟ้าของค่าการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของปี ดังตารางที่ ค.5



ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ ค.1 ข้อมูลการใช้ไฟฟ้า

Time	Jan			Feb			Mar			Apr		
	Workday	Saturday	Sunday	Workday	Saturday	Sunday	Workday	Saturday	Sunday	Workday	Saturday	Sunday
0.00 - 6.00	38.93	34.30	34.76	82.77	88.53	87.70	35.85	39.16	38.73	38.13	40.96	40.38
6.00 - 12.00	39.51	36.47	31.14	86.64	96.43	71.93	37.82	43.72	31.84	42.27	45.07	36.95
12.00 - 18.00	39.08	39.01	32.81	85.38	100.00	70.51	36.37	43.92	30.65	42.12	46.28	35.64
18.00 - 24.00	38.04	37.36	33.76	81.90	94.66	66.33	35.85	41.38	31.98	39.55	43.45	32.03

ตารางที่ ค.1 ข้อมูลการใช้ไฟฟ้า (ต่อ)

Time	May			Jun			Jul			Aug		
	Workday	Saturday	Sunday	Workday	Saturday	Sunday	Workday	Saturday	Sunday	Workday	Saturday	Sunday
0.00 - 6.00	36.81	42.97	31.21	37.36	36.36	35.46	36.37	37.86	35.63	34.55	39.68	36.99
6.00 - 12.00	39.05	38.50	31.27	40.66	41.51	31.87	38.22	38.90	34.21	37.83	42.30	32.86
12.00 - 18.00	38.30	34.92	31.07	39.12	42.66	32.67	39.02	39.84	35.05	39.21	41.36	31.54
18.00 - 24.00	37.41	33.70	32.52	36.99	39.17	32.82	36.88	37.21	33.78	37.63	40.14	29.62

ตารางที่ ค.1 ข้อมูลการใช้ไฟฟ้า (ต่อ)

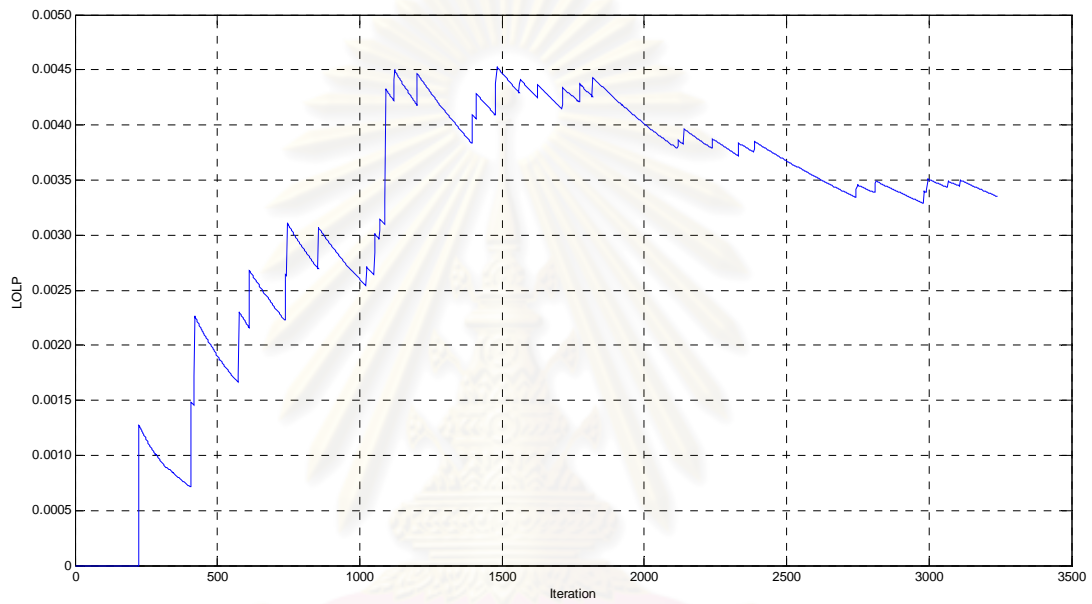
Time	Sep			Oct			Nov			Dec		
	Workday	Saturday	Sunday	Workday	Saturday	Sunday	Workday	Saturday	Sunday	Workday	Saturday	Sunday
0.00 - 6.00	37.25	38.69	38.91	37.49	41.05	29.82	37.75	40.08	32.43	37.88	43.89	34.28
6.00 - 12.00	38.89	41.30	32.42	37.67	40.73	29.20	38.60	41.22	30.26	37.60	45.68	28.10
12.00 - 18.00	39.47	42.39	29.25	37.11	41.86	30.23	39.66	41.74	31.72	36.59	48.26	28.36
18.00 - 24.00	38.13	41.29	30.37	37.23	34.70	36.67	39.22	36.57	32.38	36.43	39.71	33.29

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

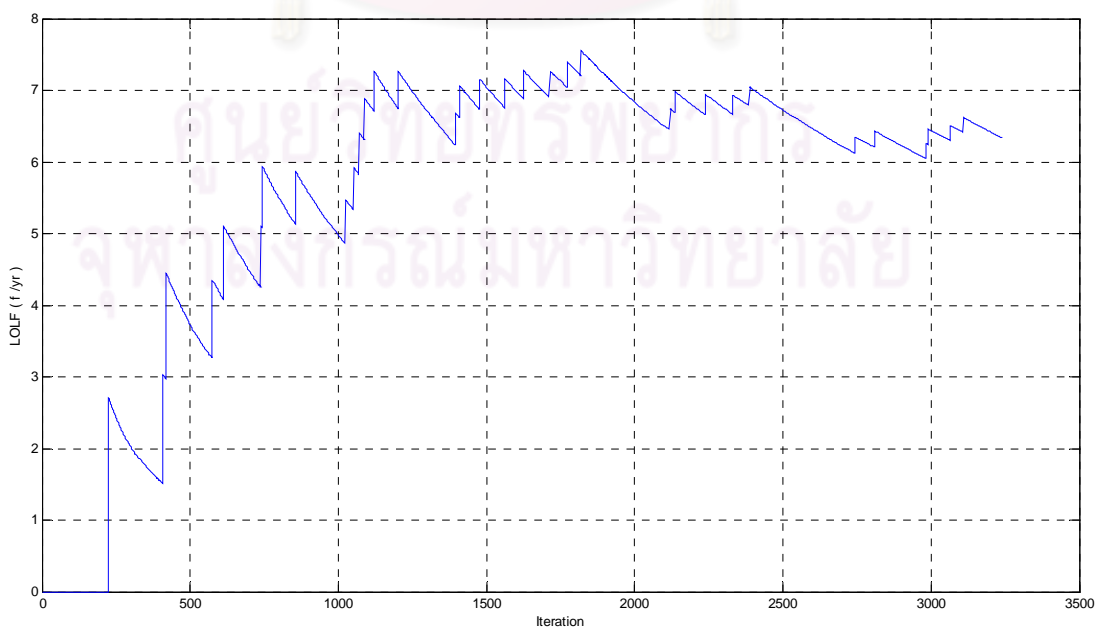
ภาคผนวก ง

การลู่เข้าของดัชนีความเชื่อถือได้ก่อนการติดตั้งตัวเก็บประจุ

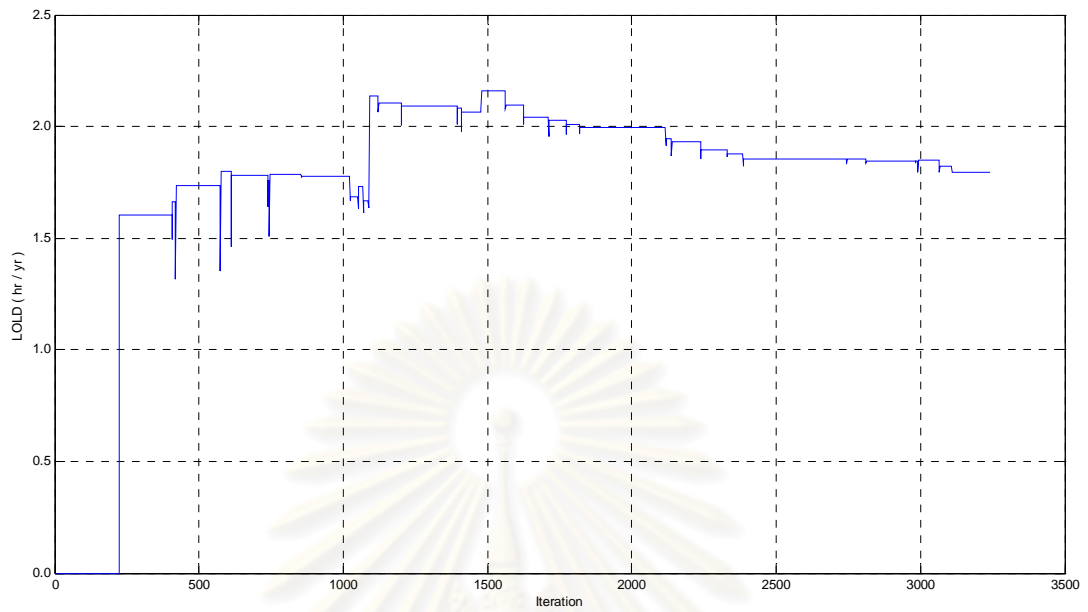
ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังประกอบด้วย LOLP, LOLE, EPNS, SAIFI และ SAIDI ซึ่งการลู่เข้าของดัชนีความเชื่อถือได้นั้นเป็นการแสดงถึงความถูกต้องของการจำลองเหตุการณ์ โดยการลู่เข้าของดัชนีความเชื่อถือได้ก่อนการติดตั้งตัวเก็บประจุของระบบพัฒนานิคมและระบบไฟฟ้ากำลังเขตภาคเหนือ สามารถแสดงได้ดังต่อไปนี้



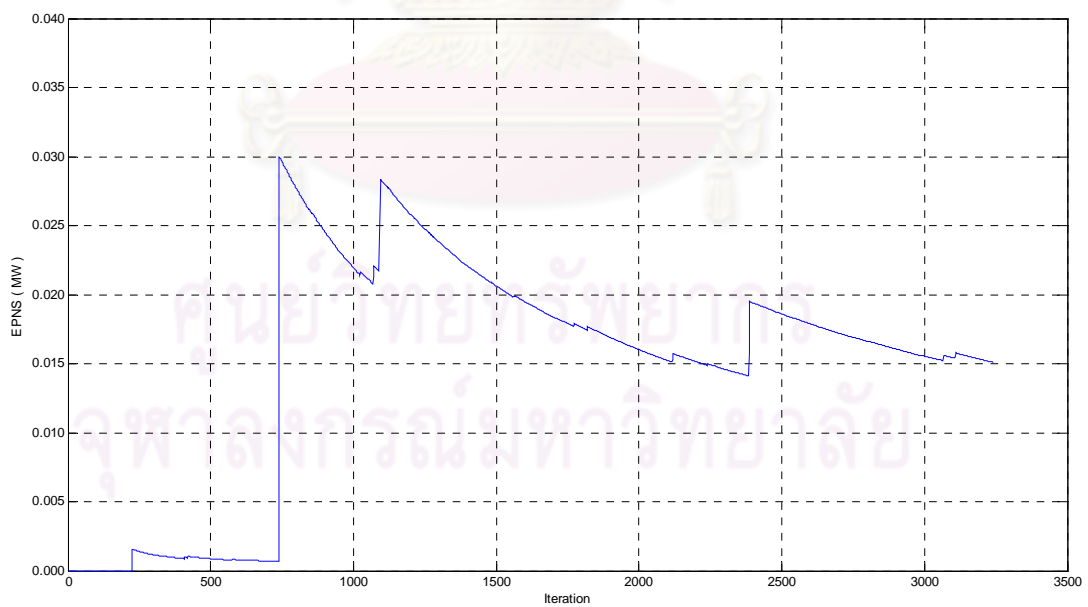
รูปที่ ง.1 การลู่เข้าของดัชนี LOLP ก่อนการติดตั้งตัวเก็บประจุของระบบพัฒนานิคม



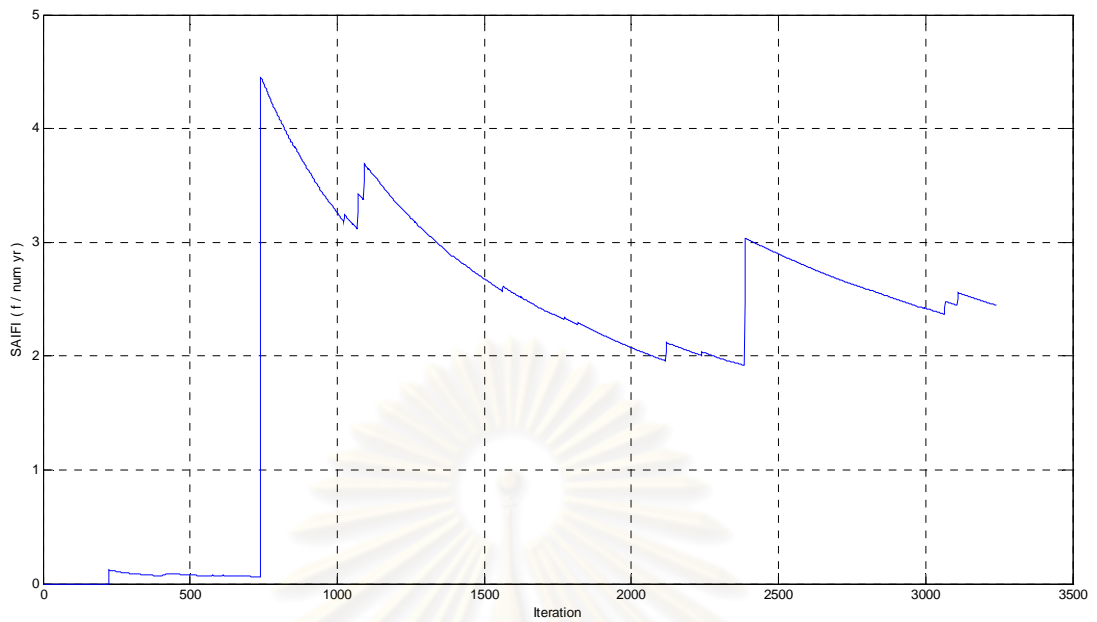
รูปที่ ง.2 การลู่เข้าของดัชนี LOLE ก่อนการติดตั้งตัวเก็บประจุของระบบพัฒนานิคม



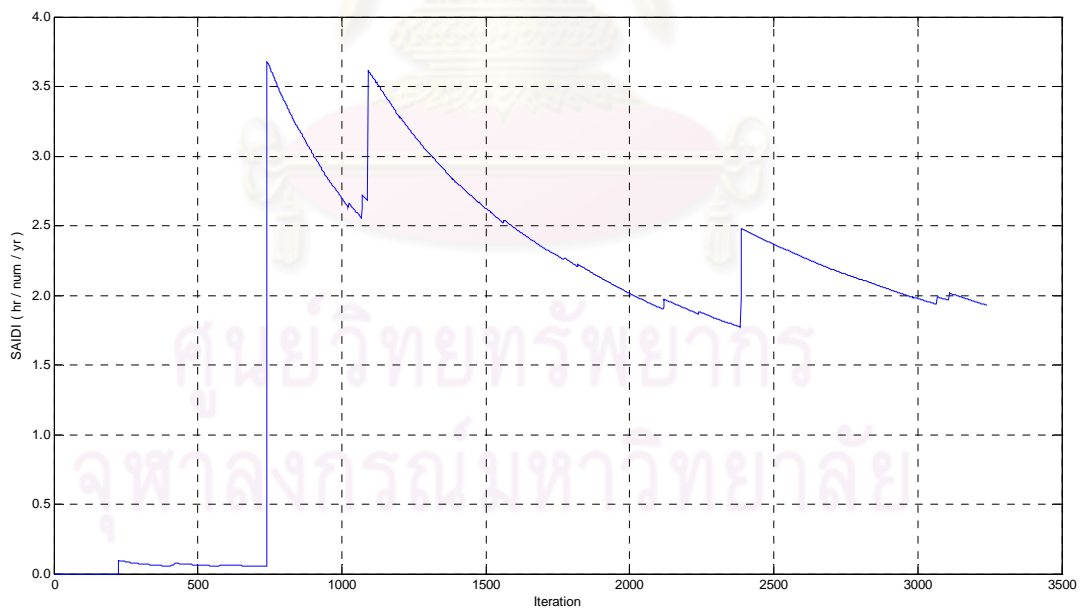
รูปที่ ง.3 การลู่เข้าของดัชนี LOLD ก่อนการติดตั้งตัวเก็บประจุของระบบพัฒนาคอม



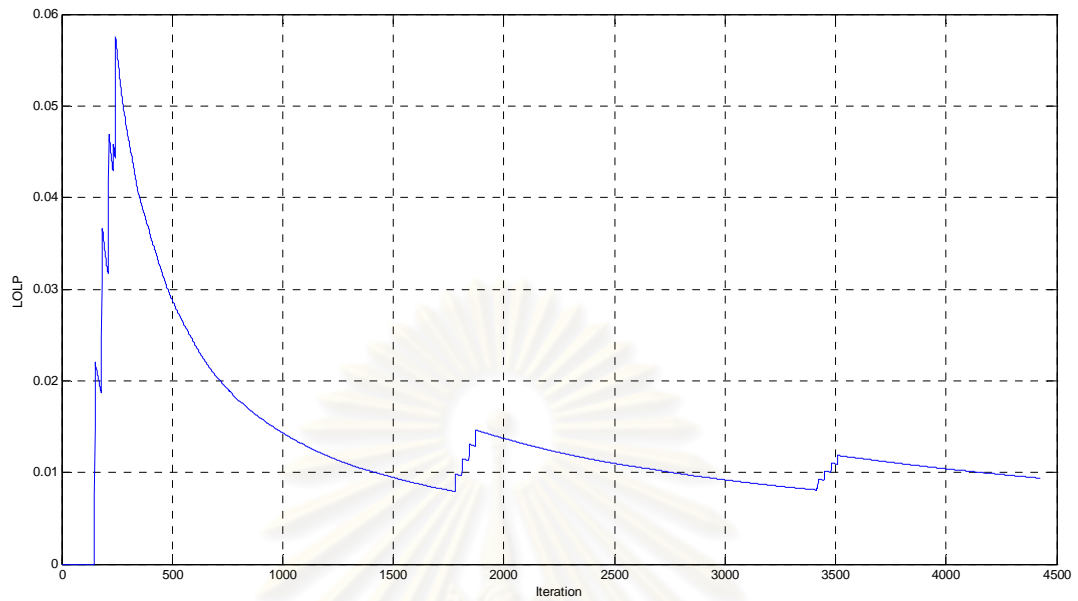
รูปที่ ง.4 การลู่เข้าของดัชนี EPNS ก่อนการติดตั้งตัวเก็บประจุของระบบพัฒนาคอม



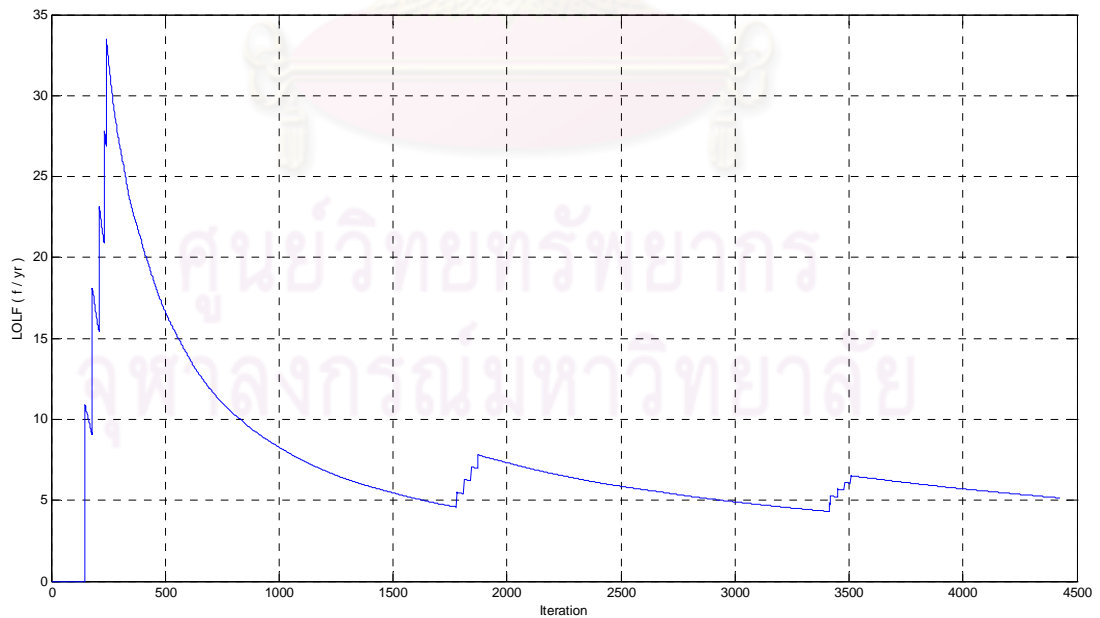
รูปที่ ๕.5 การลู่เข้าของดัชนี SAIFI ก่อนการติดตั้งตัวเก็บประจุของระบบพัฒนาคอม



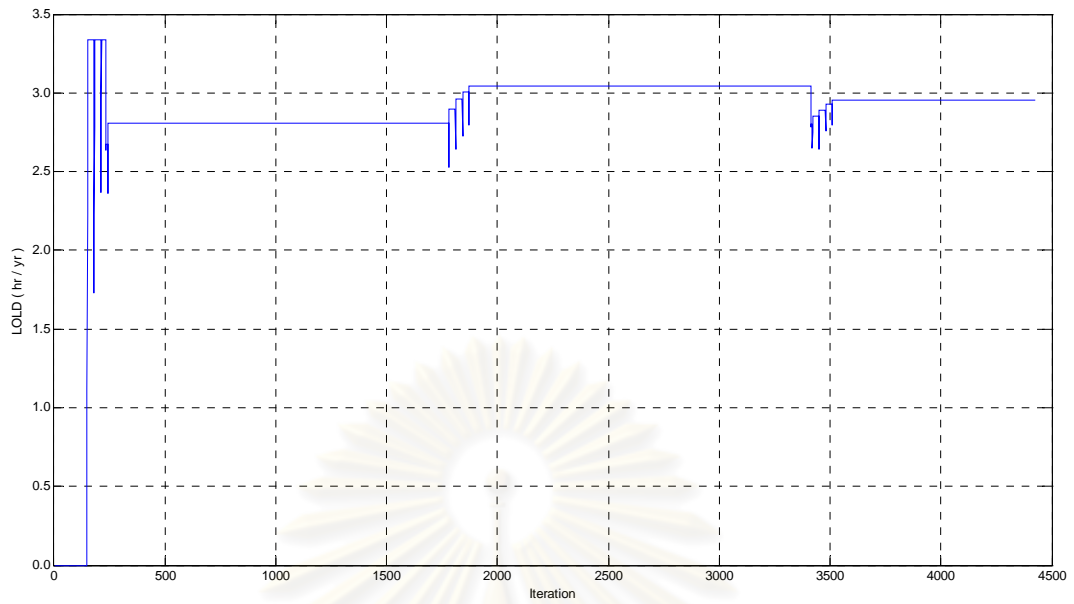
รูปที่ ๕.6 การลู่เข้าของดัชนี SAIDI ก่อนการติดตั้งตัวเก็บประจุของระบบพัฒนาคอม



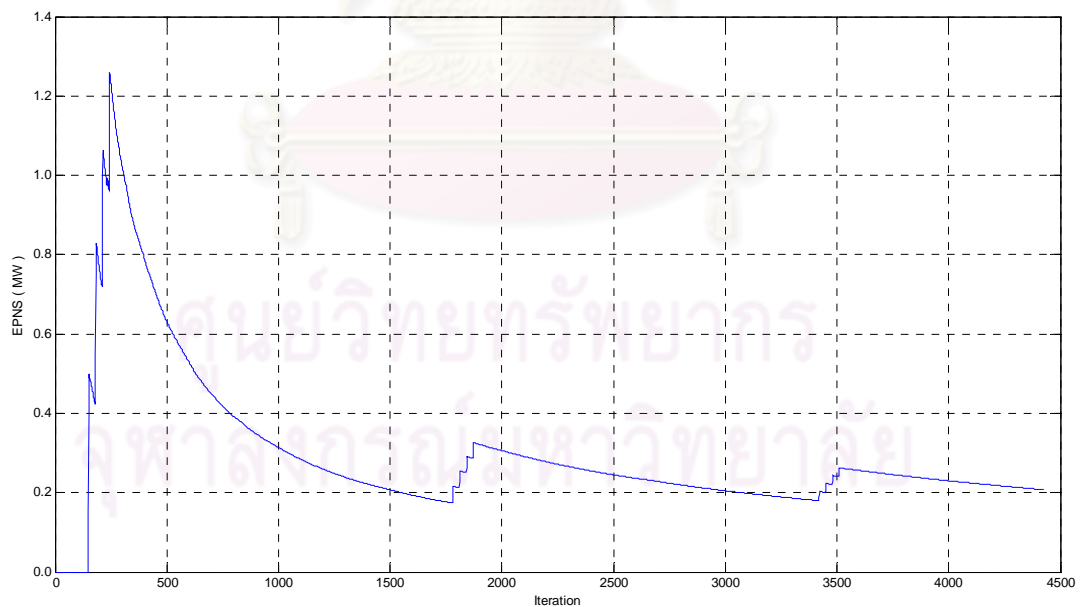
รูปที่ ง.7 การลู่เข้าของดัชนี LOLP ก่อนการติดตั้งตัวเก็บประจุ
ของระบบไฟฟ้ากำลังเขตภาคเหนือ



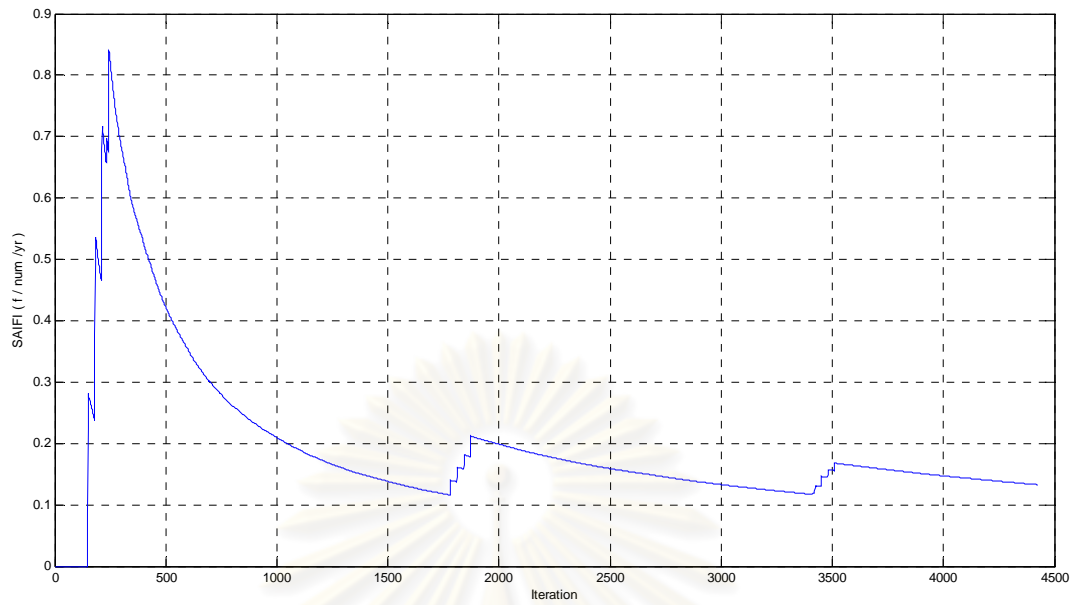
รูปที่ ง.8 การลู่เข้าของดัชนี LOLF ก่อนการติดตั้งตัวเก็บประจุ
ของระบบไฟฟ้ากำลังเขตภาคเหนือ



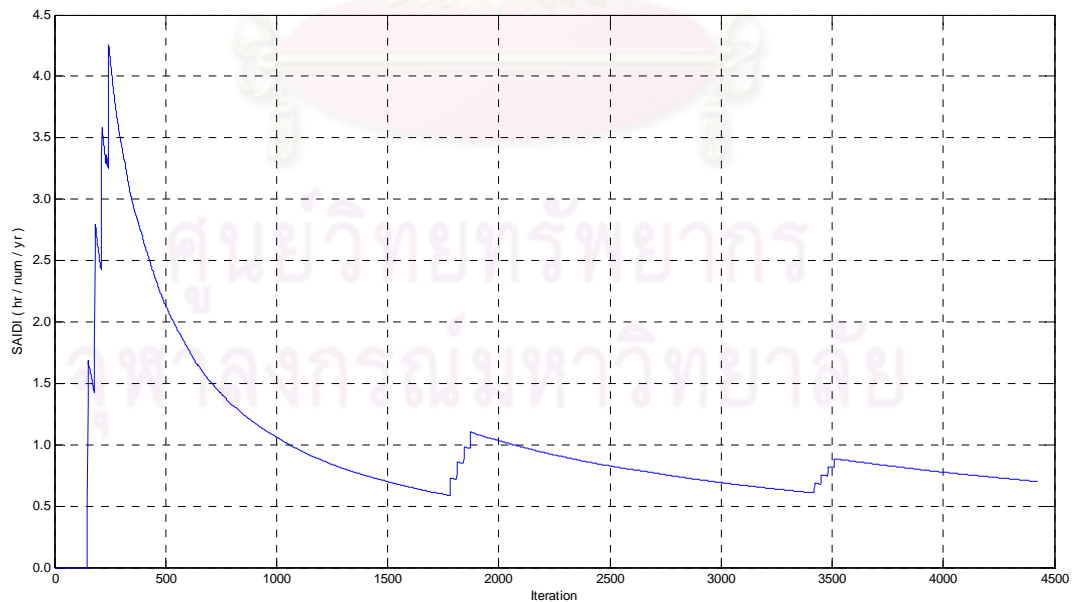
รูปที่ ง.9 การลู่เข้าของดัชนี LOLD ก่อนการติดตั้งตัวเก็บประจุ
ของระบบไฟฟ้ากำลังเขตภาคเหนือ



รูปที่ ง.10 การลู่เข้าของดัชนี EPNS ก่อนการติดตั้งตัวเก็บประจุ
ของระบบไฟฟ้ากำลังเขตภาคเหนือ



รูปที่ ง.11 การลู่เข้าของดัชนี SAIFI ก่อนการติดตั้งตัวเก็บประจุ
ของระบบไฟฟ้ากำลังเขตภาคเหนือ



รูปที่ ง.12 การลู่เข้าของดัชนี SAIDI ก่อนการติดตั้งตัวเก็บประจุ
ของระบบไฟฟ้ากำลังเขตภาคเหนือ

ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์

นายสมภพ กนกบรรณกร เกิดวันที่ 10 กุมภาพันธ์ พ.ศ. 2529 ที่จังหวัดระยอง สำเร็จการศึกษาปริญญาวิศวกรรมศาสตรบัณฑิต สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย เมื่อปี พ.ศ. 2551 และได้เข้าศึกษาต่อในหลักสูตร วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ ที่จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย พ.ศ. 2552



ศูนย์วิทยพัทพยาบาล
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย