

การประเมินผลกระทบของ UPFC ที่มีต่อความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลัง



นายวิทยา สุริยาสกุล

ศูนย์วิทยทรัพยากร  
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต

สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า

คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ปีการศึกษา 2550

ลิขสิทธิ์ของจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

EVALUATION OF UPFC IMPACT ON POWER SYSTEM RELIABILITY

Mr. Wittaya Sureyasakol

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 2007

Copyright of Chulalongkorn University

หัวข้อวิทยานิพนธ์                      การประเมินผลกระทบของ UPFC ที่มีต่อความเชื่อถือได้ของระบบ  
ไฟฟ้ากำลัง  
โดย    นายวิทยา สุริยาสกุล  
สาขาวิชา                                    วิศวกรรมไฟฟ้า  
อาจารย์ที่ปรึกษา                          อาจารย์ ดร.กฤษศ อุตมวงศ์เสรี

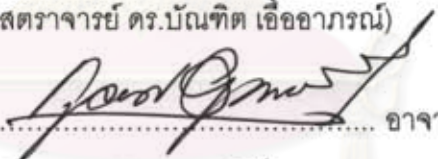
---

คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย อนุมัติให้บัณฑิตวิทยาลัยเป็นส่วน  
หนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาโทบัณฑิต

  
..... คณบดีคณะวิศวกรรมศาสตร์  
(ศาสตราจารย์ ดร.ดิเรก ลาวัณย์ศิริ)

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์

  
..... ประธานกรรมการ  
(รองศาสตราจารย์ ดร.บัณฑิต เชื้ออาภรณ์)

  
..... อาจารย์ที่ปรึกษา  
(อาจารย์ ดร.กฤษศ อุตมวงศ์เสรี)

  
..... กรรมการ  
(อาจารย์ ดร.แนบบุญ หุนเจริญ)

  
..... กรรมการ  
(อาจารย์ ดร.ชาญณรงค์ บาลมงคล)

วิทยา สุริยาสกุล : การประเมินผลกระทบของ UPFC ที่มีต่อความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า  
กำลัง. (EVALUATION OF UPFC IMPACT ON POWER SYSTEM RELIABILITY)  
อ. ที่ปรึกษา : อ.ดร.กุลยศ อุดมวงศ์เสรี, 88 หน้า.

Unified Power Flow Controller (UPFC) เป็นอุปกรณ์ทางอิเล็กทรอนิกส์กำลังประเภท  
หนึ่งที่สามารถควบคุมการไหลของกำลังไฟฟ้าจริง ควบคุมการไหลของกำลังไฟฟ้าย้อนที่ฟ และ  
ควบคุมระดับแรงดันที่บัสได้ เนื่องจากคุณสมบัติที่ดีในการควบคุมดังกล่าวข้างต้น จึงมีแนวคิดที่จะ  
นำอุปกรณ์ UPFC มาติดตั้งในระบบไฟฟ้าเพื่อปรับปรุงสมรรถนะของระบบไฟฟ้ากำลัง อย่างไรก็ตาม  
ตามผลการปรับปรุงคุณสมบัติของระบบไฟฟ้ากำลังดังกล่าวจะส่งผลโดยตรงต่อความเชื่อถือได้ของ  
ระบบไฟฟ้ากำลังซึ่งอาจจะทำให้ดีขึ้นหรือแย่ลงก็ได้

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้นำเสนอวิธีการประเมินผลกระทบของการติดตั้งอุปกรณ์ UPFC ที่มีต่อ  
ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังด้วยวิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล พร้อมทั้ง  
พิจารณาวิธีการแก้ปัญหาเมื่อเกิดปัญหาขึ้นในระบบโดยการเพิ่มหรือลดกำลังการผลิตประกอบกับ  
การตัดโหลดอย่างเหมาะสม สำหรับแบบจำลองของ UPFC ที่ใช้ในวิทยานิพนธ์นี้อาศัยแบบจำลอง  
แบบ Voltage Source Converter (VSC) ซึ่งเป็นแบบจำลองที่สามารถนำมาประยุกต์ใช้กับวิธีการ  
คำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าแบบ Newton-Raphson ได้อย่างมีประสิทธิภาพ

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะทำการเปรียบเทียบผลของดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า  
กำลังก่อนและหลังการติดตั้งอุปกรณ์ UPFC โดยจะทำการทดสอบกับระบบทดสอบ IEEE-RTS 79  
และ IEEE-RTS 96 ตามลำดับ

ภาควิชา.....วิศวกรรมไฟฟ้า.....  
สาขาวิชา.....วิศวกรรมไฟฟ้า.....  
ปีการศึกษา.....2550.....

ลายมือชื่อนิสิต.....วิทยา สุริยาสกุล.....  
ลายมือชื่ออาจารย์ที่ปรึกษา.....  
ลายมือชื่ออาจารย์ที่ปรึกษารวม.....

# # 4870468421 : MAJOR ELECTRICAL ENGINEERING

KEY WORD : UNIFIED POWER FLOW CONTROLLER (UPFC) / POWER SYSTEM RELIABILITY /  
MONTE CARLO SIMULATION



WITTAYA SUREYASAKOL : EVALUATION OF UPFC IMPACT ON POWER  
SYSTEM RELIABILITY. THESIS ADVISOR : KULYOS AUDOMVONGSEREE,  
Ph.D., 88 pp.

Unified power flow controller (UPFC) is one of power electronics devices that can be used to control power flows, both real and reactive, and bus voltage of the system where it is installed. Because of its excellent control characteristics, installing this device into power system can enhance power system performance. However, doing these may have either positive or negative impact on power system reliability.

This thesis proposes a power system reliability evaluation method by Monte Carlo simulation technique, considering impact of UPFC. The remedial actions taking into account of both generation rescheduling and load curtailment are discussed. To analysis the UPFC, the Voltage Source Converter (VSC)-based model, which can be efficiently applied to the Newton-Rapson power flows, is used.

The proposed method is applied to the IEEE-RTS 79 and IEEE-RTS 96 systems. Reliability indices of both original and UPFC-installed power systems are evaluated and then compared.

Department ..... Electrical Engineering .....  
Field of study ..... Electrical Engineering .....  
Academic year ..... 2007 .....

Student's signature .....  .....  
Advisor's signature .....  .....  
Co-advisor's signature .....

## กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดี เนื่องจากได้รับความช่วยเหลืออย่างดียิ่งจาก ดร.กฤษศ อุดมวงศ์เสรี อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ ที่ได้กรุณาให้คำแนะนำและข้อคิดเห็นต่าง ๆ ซึ่งเป็นประโยชน์อย่างยิ่งต่อการทำวิทยานิพนธ์ด้วยดีมาตลอด รวมทั้งได้กรุณาตรวจสอบและแก้ไขเนื้อหาจนสำเร็จเรียบร้อย และขอขอบพระคุณคณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์ ซึ่งประกอบด้วย รองศาสตราจารย์ ดร.บัณฑิต เอื้ออาภรณ์ ดร.แนบบุญ หุนเจริญ และ ดร.ชาญณรงค์ บาลมงคล ที่ได้กรุณาเสียสละเวลาตรวจสอบแก้ไขและให้คำแนะนำในการทำวิทยานิพนธ์จนสำเร็จลุล่วงด้วยดี จึงขอขอบพระคุณมา ณ ที่นี้ด้วย

ผู้วิจัยใคร่ขอกราบขอบพระคุณ บิดา มารดา ที่ให้กำลังใจตลอดมา ตลอดจนเพื่อน พี่ น้อง ทุก ๆ คนที่อยู่เบื้องหลังในความสำเร็จของวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ และทำยนี้ผู้วิจัยขอขอบคุณ สถาบันวิจัยพลังงาน จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ที่ได้กรุณาสนับสนุนทุนอุดหนุนเพื่อทำวิทยานิพนธ์

ศูนย์วิทยทรัพยากร  
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

## สารบัญ

	หน้า
บทคัดย่อภาษาไทย.....	ง
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ.....	จ
กิตติกรรมประกาศ.....	ฉ
สารบัญ.....	ช
สารบัญตาราง.....	ฌ
สารบัญภาพ.....	ฎ
บทที่	
1. บทนำ.....	1
1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา.....	1
1.2 วัตถุประสงค์ของการวิจัย.....	1
1.3 ขอบเขตของการวิจัย.....	2
1.4 ขั้นตอนการดำเนินงาน.....	2
1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ.....	2
1.6 เนื้อหาวิทยานิพนธ์.....	3
2. ทฤษฎีพื้นฐานที่เกี่ยวข้องกับการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลัง.....	4
2.1 แนวคิดพื้นฐาน.....	4
2.2 ข้อมูลสำหรับการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลัง.....	7
2.3 ประเภทของการขัดข้องของอุปกรณ์ระบบ.....	8
2.4 แบบจำลองรอบการทำงานของอุปกรณ์ในระบบ.....	11
3. การวิเคราะห์สภาวะการทำงานของระบบไฟฟ้ากำลัง.....	13
3.1 การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า.....	13
3.2 การจัดสรรกำลังการผลิตอย่างเหมาะสม.....	16
3.3 ตัวอย่างการคำนวณการจัดสรรกำลังการผลิตและการคำนวณการไหลของ กำลังไฟฟ้า.....	20
4. การแก้ไขปัญหาเมื่อเกิดเหตุขัดข้อง.....	25
4.1 ปัญหาสายส่งรับกำลังเกิน.....	25
4.2 ปัญหาทางด้านแรงดัน.....	27
4.3 สมการสมดุลกำลังไฟฟ้า.....	29

บทที่	หน้า
5. อุปกรณ์ UPFC และการประยุกต์ใช้งาน.....	30
5.1 FACTS.....	30
5.2 อุปกรณ์ Unified Power Flow Controller.....	31
5.3 การประยุกต์ใช้งานอุปกรณ์ UPFC ในระบบไฟฟ้ากำลัง.....	31
5.3.1 การควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าโดยอาศัยอุปกรณ์ UPFC.....	32
5.3.2 ตำแหน่งติดตั้งอุปกรณ์ UPFC.....	35
5.3.3 การวิเคราะห์ผลของการติดตั้งอุปกรณ์ UPFC.....	36
5.4 ตัวอย่างการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อมีการติดตั้งอุปกรณ์ UPFC.....	36
6. การจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล.....	40
6.1 การสุ่มช่วงเวลาการทำงาน.....	40
6.2 การคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้.....	42
6.3 เกณฑ์การหยุดคำนวณ.....	42
7. การประเมินผลกระทบของ UPFC ที่มีต่อความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลัง.....	44
7.1 กรณีศึกษาการประยุกต์ใช้งานอุปกรณ์ UPFC เพื่อแก้ไขปัญหาต่าง ๆ ที่เกิดขึ้นในระบบไฟฟ้ากำลัง.....	44
7.2 กรณีศึกษาการประยุกต์ใช้งานอุปกรณ์ UPFC เพื่อควบคุมทิศทางการไหลของ กำลังไฟฟ้าในกรณีที่มีการซื้อขายพลังงานไฟฟ้าระหว่างเขตการไฟฟ้า.....	57
7.3 สรุปผลการทดสอบในกรณีศึกษา.....	65
8. สรุปผลการวิจัยและข้อเสนอแนะ.....	66
8.1 สรุปผลการวิจัย.....	66
8.2 ผลการวิเคราะห์ข้อดี-ข้อเสียของการติดตั้งอุปกรณ์ UPFC ที่มีต่อ ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลัง.....	67
8.3 ข้อเสนอแนะสำหรับการศึกษาและพัฒนาต่อไป.....	67
รายการอ้างอิง.....	69
ภาคผนวก.....	71
ภาคผนวก ก.....	72
ภาคผนวก ข.....	77
ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์.....	88



## สารบัญญัตราสาร

ตารางที่		หน้า
3.1	ข้อมูลบัสของระบบไฟฟ้ากำลังขนาด 6 บัส.....	20
3.2	ข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของระบบไฟฟ้ากำลังขนาด 6 บัส.....	21
3.3	ข้อมูลสายส่งของระบบไฟฟ้ากำลังขนาด 6 บัส.....	21
3.4	ผลลัพธ์ในแต่ละรอบของการจัดสรรกำลังการผลิตอย่างเหมาะสม.....	22
3.5	ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าในส่วนที่เป็นข้อมูลของบัสต่าง ๆ ของระบบไฟฟ้ากำลังขนาด 6 บัส.....	23
3.6	ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าในส่วนการไหลของกำลังไฟฟ้า ของระบบไฟฟ้ากำลังขนาด 6 บัส.....	23
5.1	ข้อมูลบัสของระบบไฟฟ้ากำลังขนาด 4 บัส.....	36
5.2	ข้อมูลสายส่งและหม้อแปลงของระบบไฟฟ้ากำลังขนาด 4 บัส.....	37
5.3	ข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของระบบไฟฟ้ากำลังขนาด 4 บัส.....	37
5.4	ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า ณ บัสต่าง ๆ ของระบบไฟฟ้ากำลัง ขนาด 4 บัส ในสภาวะก่อนการติดตั้งอุปกรณ์ UPFC .....	37
5.5	ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าในสายส่งเส้นต่าง ๆ ของระบบไฟฟ้า กำลังขนาด 4 บัสในสภาวะก่อนการติดตั้งอุปกรณ์ UPFC.....	38
5.6	ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า ณ บัสต่าง ๆ ของระบบทดสอบไฟฟ้า กำลังขนาด 4 บัส ในสภาวะหลังการติดตั้งอุปกรณ์ UPFC.....	38
5.7	ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าในสายส่งเส้นต่าง ๆ ของระบบ ทดสอบขนาด 4 บัสในสภาวะหลังการติดตั้งอุปกรณ์ UPFC.....	39
7.1	บันทึกเหตุขัดข้องขณะจำลองเหตุการณ์ของระบบ RTS-79 ในสภาวะก่อนการติดตั้งอุปกรณ์ UPFC.....	47
7.2	ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบ RTS-79 ในสภาวะต่าง ๆ.....	47
7.3	จำแนกชนิดของอุปกรณ์ที่ถูกปลดออกจากระบบในขณะที่สถานะของระบบ อยู่ในสถานะ “ลัมเบลว” ของระบบ RTS-79 ในสภาวะปกติ.....	49
7.4	ผลการวิเคราะห์ความไวของดัชนีความเชื่อถือได้ต่อขนาดโหลด.....	54
7.5	ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบ RTS-79 เมื่อพิจารณาการเติบโต ของโหลดในอัตรา 3 % ต่อปี.....	54

ตารางที่		หน้า
7.6	ดัชนีการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบ RTS-96 ในสภาวะก่อนและ หลังการติดตั้งอุปกรณ์ UPFC สำหรับกรณีศึกษาที่ 1.....	60
7.7	บันทึกเหตุขัดข้องขณะจำลองเหตุการณ์ของระบบ RTS-96 ในสภาวะก่อน การติดตั้งอุปกรณ์ UPFC.....	60
7.8	จำแนกเหตุการณ์ต่าง ๆ ของระบบทดสอบในสภาวะหลังการติดตั้ง อุปกรณ์ UPFC เพื่อควบคุมการไหลของกำลังไฟฟ้า สำหรับกรณีศึกษาที่ 1.....	62
7.9	ดัชนีการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบ RTS-96 ในสภาวะก่อนและ หลังการติดตั้งอุปกรณ์ UPFC สำหรับกรณีศึกษาที่ 2.....	64
7.10	จำแนกเหตุการณ์ต่าง ๆ ของระบบทดสอบในสภาวะหลังการติดตั้ง อุปกรณ์ UPFC เพื่อควบคุมการไหลของกำลังไฟฟ้า สำหรับกรณีศึกษาที่ 2.....	64

ศูนย์วิทยทรัพยากร  
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

## สารบัญภาพ

รูปที่	หน้า
2.1	ประเภทของความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลัง..... 4
2.2	การแบ่งระดับชั้นในการศึกษาความเชื่อถือได้..... 5
2.3	แบบจำลองระบบสำหรับการประเมินความเชื่อถือได้ในระดับชั้นที่ 1..... 6
2.4	แบบจำลองระบบสำหรับการประเมินความเชื่อถือได้ในระดับชั้นที่ 2..... 6
2.5	การจัดแบ่งประเภทข้อมูลสำหรับใช้ในการประเมินความเชื่อถือได้..... 7
2.6	แบบจำลองการเกิดเหตุขัดข้องแบบอิสระของอุปกรณ์ 2 อุปกรณ์..... 9
2.7	แบบจำลองของการเกิดเหตุขัดข้องที่มีสาเหตุร่วมกัน..... 10
2.8	แบบจำลองซึ่งรวมทั้งการเกิดเหตุขัดข้องที่มีสาเหตุร่วมกัน การเกิดเหตุ ขัดข้องซึ่งไม่ขึ้นแก่กัน และการเกิดเหตุขัดข้องที่มีสาเหตุมาจากการทำงาน ของสถานีไฟฟ้า..... 11
2.9	สถานะการทำงานปกติของอุปกรณ์..... 11
2.10	ช่วงเวลาการทำงานของอุปกรณ์เมื่อประมาณช่วงระยะเวลาที่อุปกรณ์ อยู่ในแต่ละสถานะเป็นค่าเฉลี่ย..... 12
3.1	ขั้นตอนการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าด้วยวิธีนิวตัน-ราฟสัน..... 17
3.2	การประมาณค่าความผิดพลาดเป็นเชิงเส้น..... 18
3.3	ขั้นตอนการคำนวณการจัดสรรกำลังการผลิตอย่างเหมาะสม โดยวิธี Lamda iteration..... 19
3.4	โครงสร้างของระบบไฟฟ้ากำลังขนาด 6 บัส..... 20
5.1	โครงสร้างของอุปกรณ์ UPFC..... 31
5.2	แบบจำลองของอุปกรณ์ UPFC ในสถานะการทำงานปกติ..... 32
5.3	การเปลี่ยนแปลงแหล่งจ่ายแรงดันเป็นแหล่งจ่ายกระแสของ VSC..... 33
5.4	โครงสร้างของระบบทดสอบขนาด 4 บัส..... 36
6.1	ช่วงเวลาการทำงานของอุปกรณ์ 2 อุปกรณ์ที่สุ่มได้..... 41
6.2	ขั้นตอนการจำลองเหตุการณ์โดยวิธีสุ่มช่วงเวลาทำงาน..... 43
7.1	ขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบ RTS-79 ในสถานะก่อนการติดตั้ง อุปกรณ์ UPFC..... 45
7.2	ขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบ RTS-79 ในสถานะหลังการติดตั้ง อุปกรณ์ UPFC..... 46

รูปที่	หน้า
7.3 การลู่เข้าของดัชนี LOLP ของระบบ RTS -79 ในสภาวะก่อนและหลังการติดตั้ง อุปกรณ์ UPFC.....	50
7.4 การลู่เข้าของดัชนี LOLF ของระบบ RTS -79 ในสภาวะก่อนและหลังการติดตั้ง อุปกรณ์ UPFC.....	51
7.5 การลู่เข้าของดัชนี EPNS ของระบบ RTS -79 ในสภาวะก่อนและหลังการติดตั้ง อุปกรณ์ UPFC.....	51
7.6 ขั้นตอนการวิเคราะห์ความไวของดัชนีความเชื่อถือได้ต่อขนาดโหลด.....	52
7.7 ขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้โดยพิจารณาการเติบโตของโหลด ในอัตรา 3 % ต่อปี.....	53
7.8 ดัชนี LOLP ของระบบ RTS -79 เมื่อมีการเพิ่มขึ้นของโหลดในอัตราส่วน คงที่ในสภาวะก่อนและหลังการติดตั้งอุปกรณ์ UPFC.....	53
7.9 ดัชนี LOLF ของระบบ RTS -79 เมื่อมีการเพิ่มขึ้นของโหลดในอัตราส่วน คงที่ในสภาวะก่อนและหลังการติดตั้งอุปกรณ์ UPFC.....	55
7.10 ดัชนี EPNS ของระบบ RTS -79 เมื่อมีการเพิ่มขึ้นของโหลดในอัตราส่วน คงที่ในสภาวะก่อนและหลังการติดตั้งอุปกรณ์ UPFC.....	55
7.11 ดัชนี LOLP ของระบบ RTS -79 เมื่อมีการเพิ่มขึ้นของโหลดในอัตรา 3 %/yr ในสภาวะก่อนและหลังการติดตั้งอุปกรณ์ UPFC.....	56
7.12 ดัชนี LOLF ของระบบ RTS -79 เมื่อมีการเพิ่มขึ้นของโหลดในอัตรา 3 %/yr ในสภาวะก่อนและหลังการติดตั้งอุปกรณ์ UPFC.....	56
7.13 ดัชนี EPNS ของระบบ RTS -79 เมื่อมีการเพิ่มขึ้นของโหลดในอัตรา 3 %/yr ในสภาวะก่อนและหลังการติดตั้งอุปกรณ์ UPFC.....	57
7.14 การควบคุมทิศทางการไหลของกำลังไฟฟ้าและแรงดันที่บัสติดตั้งโดย อุปกรณ์ UPFC ของระบบ RTS-96 สำหรับกรณีศึกษาที่ 1.....	59
7.15 การควบคุมทิศทางการไหลของกำลังไฟฟ้าและแรงดันที่บัสติดตั้งโดย อุปกรณ์ UPFC ของระบบ RTS-96 สำหรับกรณีศึกษาที่ 2.....	60
7.16 ขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังในสภาวะติดตั้งอุปกรณ์ UPFC เพื่อควบคุมแรงดันที่บัสติดตั้งและทิศทางการไหลของกำลังไฟฟ้า.....	61

รูปที่	หน้า
7.17 การลู่เข้าของดัชนี LOLP ของระบบ RTS -96 ในสภาวะก่อนและหลัง การติดตั้งอุปกรณ์ UPFC สำหรับกรณีศึกษาที่ 1 และกรณีศึกษาที่ 2.....	62
7.18 การลู่เข้าของดัชนี LOLF ของระบบ RTS -96 ในสภาวะก่อนและหลัง การติดตั้งอุปกรณ์ UPFC สำหรับกรณีศึกษาที่ 1 และกรณีศึกษาที่ 2.....	63
7.19 การลู่เข้าของดัชนี EPNS ของระบบ RTS -96 ในสภาวะก่อนและหลัง การติดตั้งอุปกรณ์ UPFC สำหรับกรณีศึกษาที่ 1 และกรณีศึกษาที่ 2.....	63



ศูนย์วิทยทรัพยากร  
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

# บทที่ 1

## บทนำ

### 1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา

ในปัจจุบันปัญหาการขาดแคลนพลังงานไฟฟ้า ปัญหาเกี่ยวกับสิ่งแวดล้อม ปัญหาเกี่ยวกับเขตแนวเดินสาย และปัญหาทางด้านเศรษฐศาสตร์ เป็นอุปสรรคสำคัญที่ทำให้ไม่สามารถก่อสร้าง หรือขยายระบบส่งไฟฟ้ากำลังให้มีปริมาณเพียงพอกับความต้องการพลังงานไฟฟ้าที่มีสูงขึ้นอย่างมาก ด้วยเหตุนี้เอง ทำให้เกิดการทบทวนแนวคิดดั้งเดิมของระบบไฟฟ้ากำลัง เพื่อให้สามารถใช้ประโยชน์จากระบบไฟฟ้ากำลังที่มีอยู่ให้ได้มากที่สุด และทำให้ระบบไฟฟ้ากำลังสามารถทำงานได้อย่างยืดหยุ่น (Flexible) มากขึ้น

จากการพัฒนาอย่างรวดเร็วของอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์กำลังซึ่งมีคุณสมบัติการทำงานที่รวดเร็ว จึงมีการนำอุปกรณ์เหล่านี้มาใช้งานในระบบส่งกำลังไฟฟ้าเพื่อควบคุมพารามิเตอร์ต่าง ๆ ทำให้เกิดเป็นเทคโนโลยีใหม่ที่เรียกว่า Flexible AC Transmission System (FACTS) ซึ่งแนวทางดังกล่าวเป็นอีกแนวทางในการแก้ไขจัดการปัญหาในระบบไฟฟ้ากำลัง

Unified Power Flow Controller (UPFC) เป็นอุปกรณ์ FACTS ประเภทหนึ่งที่สามารถควบคุมพารามิเตอร์พื้นฐานของการควบคุมการไหลของกำลังไฟฟ้าได้ทั้งหมด อันได้แก่ อิมพีแดนซ์ของสายส่ง ขนาดของแรงดันไฟฟ้าที่บัส และผลต่างมุมเฟสของแรงดันไฟฟ้าที่บัส ดังนั้นเราจึงสามารถนำอุปกรณ์ UPFC มาใช้ในการควบคุมการไหลของกำลังไฟฟ้าจริง ควบคุมการไหลของกำลังไฟฟ้าวีแอกทีฟ ควบคุมขนาดแรงดันที่บัส หรือควบคุมตัวแปรทั้งสามอย่างพร้อมกันได้ ซึ่งความสามารถดังกล่าวของ UPFC นั้นส่งผลต่อความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลัง ซึ่งอาจจะทำให้ความเชื่อถือได้ของระบบดีขึ้นหรือแย่ลงก็ได้ ดังนั้นการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าโดยพิจารณาผลกระทบของการติดตั้งอุปกรณ์ UPFC จึงเป็นสิ่งที่ต้องคำนึงถึงเพื่อให้เกิดความชัดเจนและสร้างความมั่นใจในการติดตั้งอุปกรณ์ชนิดนี้ต่อไปในอนาคต

### 1.2 วัตถุประสงค์ของการวิจัย

- 1) เพื่อศึกษาวิธีการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังโดยวิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล โดยพิจารณาผลของการประยุกต์ใช้งานและติดตั้งอุปกรณ์ UPFC พร้อมทั้งพิจารณาถึงวิธีแก้ปัญหาทางด้านสายส่ง ปัญหาด้านระดับแรงดัน รวมถึงการเพิ่มหรือลดกำลังการผลิตและการตัดโหลดอย่างเหมาะสม

- 2) เพื่อวิเคราะห์เปรียบเทียบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังระหว่างสภาวะก่อนและหลังการติดตั้งอุปกรณ์ UPFC

### 1.3 ขอบเขตของการวิจัย

- 1) พิจารณาระบบไฟฟ้ากำลังแบบ 3 เฟสสมดุล
- 2) พิจารณาระบบไฟฟ้ากำลังเฉพาะในสภาวะอยู่ตัว (Steady state)
- 3) ไม่พิจารณาฮาร์โมนิกส์ที่เกิดจากการติดตั้ง UPFC เข้าไปในระบบ
- 4) ไม่พิจารณาการขัดข้องที่มีสาเหตุร่วมกัน
- 5) ไม่พิจารณาผลของความไม่พร้อมมูลของสถานีไฟฟ้า
- 6) ใช้แบบจำลองสองสถานะ (Two-state model) จำลองสภาวะการทำงานของอุปกรณ์ต่าง ๆ ในระบบ
- 7) ไม่พิจารณาข้อจำกัดด้านขนาดและราคาของอุปกรณ์ UPFC

### 1.4 ขั้นตอนการดำเนินการ

- 1) ศึกษาหลักการในการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้ากำลัง
- 2) ศึกษาหลักการแก้ไขปัญหาเมื่อเกิดเหตุขัดข้องในระบบไฟฟ้ากำลัง
- 3) ศึกษาการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล
- 4) พัฒนาโปรแกรมประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าโดยวิธีจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล โดยพิจารณาถึงการแก้ไขปัญหาเมื่อเกิดเหตุขัดข้อง
- 5) ศึกษาแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ของอุปกรณ์ UPFC
- 6) พัฒนาโปรแกรมประเมินความเชื่อถือได้โดยการพิจารณาผลของการติดตั้งอุปกรณ์ UPFC
- 7) วิเคราะห์และสรุปผลการวิจัย

### 1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

- 1) โปรแกรมประเมินดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าที่พิจารณาผลของการติดตั้ง UPFC ในระบบ
- 2) ผลการวิเคราะห์ข้อดีข้อเสียของการติดตั้งอุปกรณ์ UPFC ที่มีต่อความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลัง

## 1.6 เนื้อหาวิทยานิพนธ์

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้แบ่งเนื้อหาออกเป็น 8 บทโดยในแต่ละบทมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

บทที่ 2 กล่าวถึงทฤษฎีพื้นฐานที่เกี่ยวข้องกับการประเมินความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลัง ซึ่งประกอบด้วย พื้นฐานของการประเมินความเชื่อถือได้ ข้อมูลสำหรับการประเมินความเชื่อถือได้ ของระบบไฟฟ้ากำลัง ประเภทของการขัดข้องของอุปกรณ์ระบบ และแบบจำลองรอบการทำงาน ของอุปกรณ์ในระบบ

บทที่ 3 จะกล่าวถึงการวิเคราะห์สภาวะการทำงานของระบบไฟฟ้ากำลัง ซึ่งประกอบด้วย หัวข้อหลัก ๆ ดังนี้ การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าด้วยวิธีของ นิวตัน-ราฟสัน และการจัดสรร กำลังผลิตอย่างเหมาะสมโดยอาศัยวิธี Lamda iteration

บทที่ 4 กล่าวถึงการแก้ไขปัญหาเมื่อเกิดเหตุขัดข้องในระบบไฟฟ้ากำลังโดย วิธีการจัดสรร กำลังการผลิตและการตัดโหลด (Generation rescheduling and load shedding) จะถูกนำมาใช้ แก้ไขปัญหาสายส่งรับกำลังเกินและปัญหาระดับแรงดันในระบบ

บทที่ 5 กล่าวถึงอุปกรณ์ UPFC และการประยุกต์ใช้งานอุปกรณ์ดังกล่าวเพื่อควบคุมการ ไหลของกำลังไฟฟ้าในแรงดันที่บัลที่ติดตั้งอุปกรณ์

บทที่ 6 กล่าวถึงการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล โดยจะประยุกต์ใช้วิธีจำลอง เหตุการณ์แบบสุ่มช่วงระยะเวลาการทำงานเพื่อประเมินผลความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลัง รวมทั้งคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ต่าง ๆ ที่จะนำมาวิเคราะห์ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ และเกณฑ์ในการหยุดการคำนวณ

บทที่ 7 กล่าวถึงการประเมินผลกระทบของ UPFC ที่มีต่อความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า กำลังในสภาวะก่อนและหลังการติดตั้ง โดยจะแบ่งกรณีทดสอบออกเป็น 2 กรณี เช่น การ ประยุกต์ใช้อุปกรณ์ UPFC เพื่อแก้ไขปัญหาต่าง ๆ ที่เกิดขึ้นในระบบไฟฟ้ากำลัง และการ ประยุกต์ใช้อุปกรณ์ UPFC เพื่อควบคุมทิศทางกำลังไหลของกำลังไฟฟ้า ในกรณีที่มีการซื้อขาย พลังงานไฟฟ้าระหว่างเขตการไฟฟ้า โดยทั้ง 2 กรณีจะศึกษาการประยุกต์ใช้งานอุปกรณ์ UPFC ใน สภาวะต่าง ๆ พร้อมทั้งวิเคราะห์ผลของการติดตั้งของอุปกรณ์ UPFC ในระบบไฟฟ้ากำลัง

บทที่ 8 เป็นข้อสรุปและข้อเสนอแนะในการทำวิทยานิพนธ์



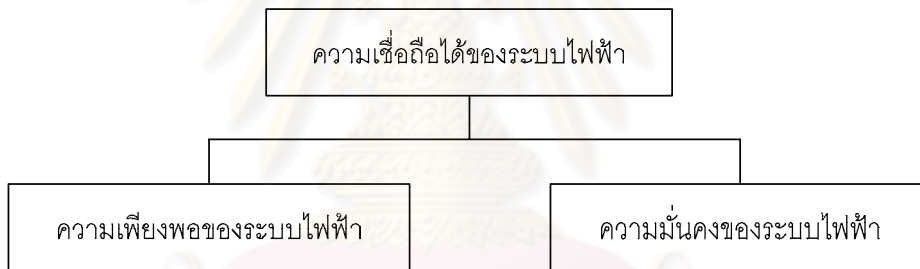
## บทที่ 2

### ทฤษฎีพื้นฐานที่เกี่ยวกับการประเมินความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลัง

ในบทนี้จะกล่าวถึงทฤษฎีพื้นฐานที่เกี่ยวกับการประเมินความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลัง ซึ่งประกอบด้วยหัวข้อหลัก ๆ ดังนี้ พื้นฐานของการประเมินความเชื่อถือได้ ข้อมูลสำหรับการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลัง ประเภทของการขัดข้องของอุปกรณ์ระบบ และแบบจำลองรอบการทำงานของอุปกรณ์ในระบบ

#### 2.1 แนวคิดพื้นฐาน

ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังสามารถแบ่งออกเป็น 2 ประเภท คือ ความเพียงพอของระบบ (System adequacy) และความมั่นคงของระบบ (System security) ดังแสดงในรูปที่ 2.1 [1]

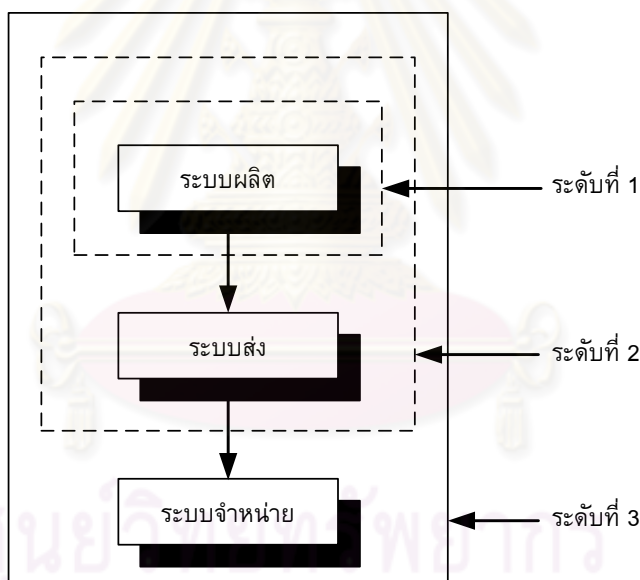


รูปที่ 2.1 ประเภทของความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลัง

ความเพียงพอของระบบ (System adequacy) หมายถึงความสามารถของระบบไฟฟ้ากำลังที่จะสามารถจ่ายพลังงานไฟฟ้าได้อย่างเพียงพอต่อความต้องการใช้ไฟฟ้าโดยที่อุปกรณ์ต่าง ๆ ในระบบไฟฟ้ากำลังยังคงทำงานภายในพิกัดและมีระดับแรงดันอยู่ในช่วงที่กำหนด ในการศึกษาหาเพื่อประเมินความเชื่อถือได้ที่เกี่ยวข้องกับความพอเพียงของระบบ จะเป็นการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้ากำลังในสภาวะอยู่ตัว (Steady-state condition) เพื่อทำการตรวจสอบปัญหาที่อาจจะเกิดขึ้นในระบบไฟฟ้ากำลัง โดยใช้แบบจำลองระบบในสภาวะอยู่ตัว (Steady-state network model) เช่น การวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้า (Load flow analysis) สำหรับปัญหาที่จะทำการตรวจสอบได้แก่ การมีกำลังผลิตไม่เพียงพอ (Insufficient generation) อุปกรณ์ในระบบส่งรับโหลดเกินพิกัด (Line overload) ระดับแรงดันที่บัสไม่อยู่ในช่วงที่กำหนด (Voltage violations) เป็นต้น

ความมั่นคงของระบบ (System security) หมายถึงความสามารถของระบบไฟฟ้ากำลังที่สามารถทนต่อการเปลี่ยนแปลงแบบทันทีทันใดซึ่งเกิดขึ้นกับระบบไฟฟ้ากำลังได้ เช่น เกิดการลัดวงจรขึ้นในระบบไฟฟ้ากำลัง หรือมีอุปกรณ์ในระบบไฟฟ้ากำลังเกิดขัดข้องขึ้นทันทีทันใดโดยไม่ทราบล่วงหน้า เป็นต้น การศึกษาความเชื่อถือได้ในด้านความมั่นคงของระบบจะทำการวิเคราะห์ในสภาวะพลวัต (Dynamic condition) โดยใช้แบบจำลองพลวัต (Dynamic models) เพื่อตรวจสอบปัญหาที่อาจเกิดขึ้น โดยที่ปัญหาที่อาจเกิดขึ้น ได้แก่ ความไม่มีเสถียรภาพ (Instability) การเกิดไหลตกเกินแบบต่อเนื่อง (Overload cascading) หรือการพังทลายของแรงดัน (Voltage collapse) เป็นต้น

โดยทั่วไปเราสามารถจำแนกหน้าที่การทำงานของระบบไฟฟ้ากำลังได้เป็น 3 ส่วน ได้แก่ ระบบผลิต ระบบส่ง และระบบจำหน่าย ดังนั้นการศึกษาคือความเชื่อถือได้จึงสามารถแบ่งระดับชั้นในการศึกษาได้ 3 ระดับเช่นกันดังรูปที่ 2.2



รูปที่ 2.2 การแบ่งระดับชั้นในการศึกษาคือความเชื่อถือได้

จากรูปที่ 2.2 จะเห็นว่าการศึกษาความเชื่อถือได้ในระดับที่ 1 นั้นจะศึกษาเฉพาะระบบผลิต และระดับที่ 2 เป็นการศึกษาทั้งระบบผลิตและระบบส่งร่วมกัน ส่วนระดับที่ 3 จะศึกษารวมทั้งระบบผลิต ระบบส่ง และระบบจำหน่าย

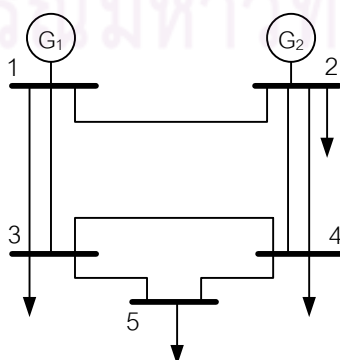
ระดับที่ 1 (Hierarchical Level One : HL 1) พิจารณาเฉพาะระบบผลิตไฟฟ้าเพียงอย่างเดียว โดยเป็นการศึกษาถึงความสามารถของระบบผลิตไฟฟ้าที่สามารถจ่ายไฟฟ้าได้อย่างเพียงพอต่อความต้องการใช้ไฟฟ้า ซึ่งเป็นการหาค่าความเชื่อถือได้ของระบบอันเป็นผลเนื่องมาจาก

สถานะการเกิดเหตุการณ์ขัดข้องในเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพียงอย่างเดียว ในการสร้างแบบจำลองจะพิจารณารายละเอียดเฉพาะเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และแบบจำลองความต้องการไฟฟ้า ดังนั้นเราจึงสามารถจำลองระบบสำหรับการประเมินความเชื่อถือได้ในระดับขั้นที่ 1 ได้ดังรูปที่ 2.3



รูปที่ 2.3 แบบจำลองระบบสำหรับการประเมินความเชื่อถือได้ในระดับขั้นที่ 1

ระดับที่ 2 (Hierarchical Level Two : HL 2) เป็นการพิจารณารวมระบบผลิตไฟฟ้าและระบบส่งไฟฟ้าเข้าด้วยกัน โดยจะเรียกว่าระบบไฟฟ้าผสม (Composite systems) หรือระบบไฟฟ้ากำลังขนาดใหญ่ (Bulk power systems) ซึ่งจะรวมผลของแบบจำลองเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระดับขั้นที่ 1 เข้ากับแบบจำลองระบบสายส่ง และรวมถึงหม้อแปลงไฟฟ้าตลอดจนอุปกรณ์ต่าง ๆ ในระบบ จากนั้นใช้เทคนิคการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าเพื่อหาค่ากำลังไฟฟ้าที่ระบบสามารถจ่ายให้กับโหลดบัสต่าง ๆ ในแต่ละสถานะการเกิดเหตุขัดข้อง โดยปัญหาหลักที่เราจะพิจารณาในส่วนนี้จะประกอบด้วย ปัญหากำลังการผลิตในสถานะการเกิดเหตุขัดข้องนั้นไม่เพียงพอที่จะจ่ายให้กับโหลดบัสต่าง ๆ ในระบบ ปัญหาสายส่งรับกำลังเกิน และปัญหาระดับแรงดันในระบบ โดยหากระบบไฟฟ้ากำลังเกิดปัญหาดังกล่าวขึ้น วิธีการจัดสรรกำลังการผลิตและการตัดโหลด (Generation rescheduling and load shedding) จะถูกนำมาใช้แก้ไขปัญหา โดยวิธีการที่ใช้ในวิทยานิพนธ์นี้จะอาศัยเทคนิคการประเมินปัญหาแบบค่าขีดสุด (Optimization technique) ซึ่งจะกล่าวถึงโดยละเอียดในบทที่ 4 ตัวอย่างของระบบที่ใช้ในการประเมินความเชื่อถือได้ในระดับขั้นที่ 2 แสดงได้ดังรูปที่ 2.4

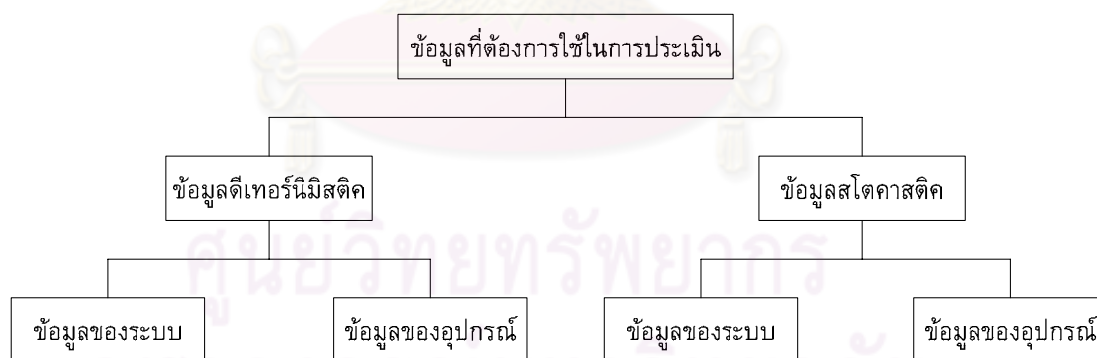


รูปที่ 2.4 แบบจำลองระบบสำหรับการประเมินความเชื่อถือได้ในระดับขั้นที่ 2

ระดับที่ 3 (Hierarchical Level Three : HL 3) เป็นการพิจารณารวมระบบผลิตไฟฟ้า ระบบส่งไฟฟ้า และระบบจำหน่ายไฟฟ้าทั้งหมดเข้าด้วยกัน ซึ่งหากวิเคราะห์โดยละเอียดจะมีความยุ่งยากและซับซ้อนมาก ดังนั้นในทางปฏิบัติเราจึงทำการวิเคราะห์เฉพาะในส่วนของระบบจำหน่าย แต่จะนำผลของดัชนีความเชื่อถือได้ที่ตำแหน่งต่าง ๆ ในระบบ จากการคำนวณในระดับ HL 2 มาใช้วิเคราะห์ร่วมด้วย

## 2.2 ข้อมูลสำหรับการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลัง

การประเมินหรือการวิเคราะห์พฤติกรรมความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า โดยอาศัยข้อมูลสถิติการทำงานของอุปกรณ์ต่าง ๆ ในระบบเริ่มแพร่หลายตั้งแต่ช่วงทศวรรษ 1930 เป็นต้นมา เหตุผลที่การประเมินความเชื่อถือได้ไม่เป็นที่แพร่หลายในช่วงก่อนเวลาดังกล่าวก็คือ การขาดแคลนข้อมูล เหตุผลในด้านข้อจำกัดของเครื่องคอมพิวเตอร์ซึ่งยังไม่มีประสิทธิภาพสูงพอ และขาดเทคนิควิธีการประเมินค่าความเชื่อถือได้ที่เหมาะสม แต่ในปัจจุบันข้อมูลต่าง ๆ ที่จำเป็นต้องใช้ในการประเมินความเชื่อถือได้ได้รับการจัดเก็บโดยอย่างเป็นระบบมากขึ้น และเทคโนโลยีเกี่ยวกับคอมพิวเตอร์ก็พัฒนาอย่างรวดเร็ว เทคนิควิธีการประเมินความเชื่อถือได้จึงถูกพัฒนาขึ้นอย่างต่อเนื่อง สำหรับข้อมูลที่ต้องการใช้ในการประเมินดัชนีความเชื่อถือได้สามารถจัดแบ่งได้ดังแสดงในรูปที่ 2.5



รูปที่ 2.5 การจัดแบ่งประเภทข้อมูลสำหรับการประเมินความเชื่อถือได้

ข้อมูลดีเทอร์มิเนติก (Deterministic data) ประกอบด้วยข้อมูลของอุปกรณ์และข้อมูลของระบบ โดยข้อมูลของอุปกรณ์ (Component data) เป็นข้อมูลที่สอดคล้องกับคุณสมบัติเฉพาะของอุปกรณ์แต่ละชนิด เช่น ค่าอิมพีแดนซ์ (Impedance) ค่าความนำไฟฟ้า (Susceptance) ของสายส่ง ขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ตลอดจนค่าพารามิเตอร์ต่าง ๆ ที่ใช้ในการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า เป็นต้น ซึ่งค่าที่กล่าวมาข้างต้นเป็นค่าพารามิเตอร์ที่ใช้อยู่ทั่วไปแล้วในการคำนวณ

ทางวิศวกรรม สำหรับข้อมูลของระบบ (System data) เป็นข้อมูลที่ใช้อธิบายผลตอบสนองของระบบและวิธีการแก้ไข (Remedial action) ภายใต้ภาวะการเกิดเหตุขัดข้อง ตัวอย่างเช่น มีสายส่ง 2 สายส่งเดินขนานกันหากมีสายส่งเส้นใดเส้นหนึ่งเกิดขัดข้องแล้ว จะมีวิธีการจัดการกับการรับโหลดของสายส่งที่เหลืออย่างไร อาจจะต้องสายส่งเส้นนั้นออกจากระบบไปหรือว่าปล่อยให้ทำงานต่อไปในภาวะโหลดเกินหรือว่ามีวิธีการแก้ไขอื่น ๆ ที่จะจัดการเพื่อรักษาการทำงานของระบบโดยรวมให้สามารถทำงานต่อไปได้ ข้อมูลเหล่านี้จึงมีความสำคัญเป็นอย่างมากสำหรับการศึกษาเรื่องความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังในระดับขั้นที่ 2

ข้อมูลสุโตคาสติก (Stochastic data) ข้อมูลประเภทนี้เป็นข้อมูลของตัวแปรสุ่ม (Random variables) ซึ่งจะใช้ในการจำลองพฤติกรรมหรือความน่าจะเป็นสำหรับสถานะการทำงานที่แตกต่างกันโดยมีค่าไม่แน่นอน สามารถแบ่งออกได้เป็น 2 ประเภทเช่นเดียวกับข้อมูลดีเทอร์มินิสติก โดยที่ข้อมูลของอุปกรณ์ ได้แก่ ค่าพารามิเตอร์เกี่ยวกับโอกาสที่จะเกิดการขัดข้อง (Failure parameters) ค่าพารามิเตอร์ที่เกี่ยวข้องกับระยะเวลาที่ใช้ในการซ่อมแซมของอุปกรณ์แต่ละชิ้นในระบบ (Repair parameters) เป็นต้น ส่วนข้อมูลของระบบจะเป็นข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับกรณีเกิดเหตุขัดข้องของอุปกรณ์ในระบบตั้งแต่ 2 อุปกรณ์ขึ้นไป เช่น ผลของการเกิดการขัดข้องที่มีสาเหตุร่วมกัน (Common mode outages) เป็นต้น

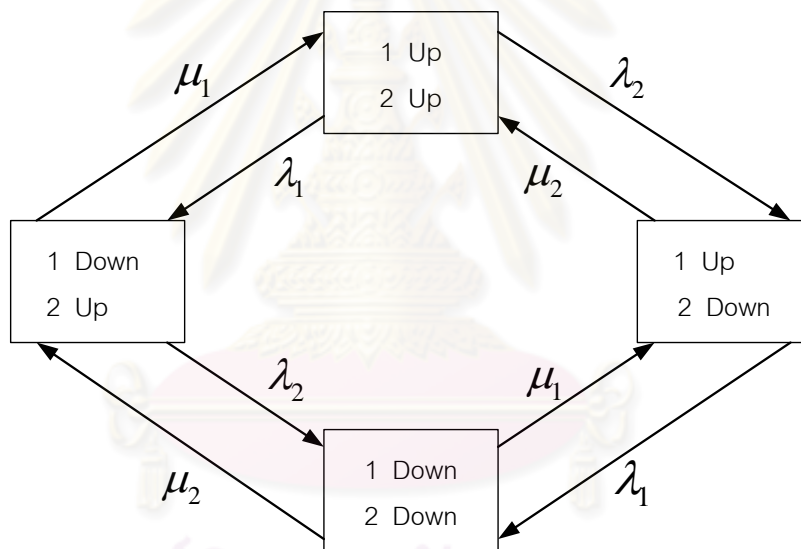
สำหรับประเทศไทย การไฟฟ้าฝ่ายผลิตมีข้อมูลประเภทดีเทอร์มินิสติกทั้งส่วนที่เป็นข้อมูลอุปกรณ์และข้อมูลระบบ แต่ข้อมูลสุโตคาสติกจะมีเฉพาะส่วนที่เป็นข้อมูลของอุปกรณ์คือ สถิติการล้มเหลวของอุปกรณ์ในแต่ละปี และ ระยะเวลาเฉลี่ยในการซ่อมแซมแต่ละอุปกรณ์เท่านั้น

### 2.3 ประเภทของการขัดข้องของอุปกรณ์ระบบ

ในการศึกษาหาค่าความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังสามารถจัดแบ่งประเภทของการเกิดเหตุขัดข้องได้ออกเป็น 4 ลักษณะดังนี้ [1,2]

1. การเกิดเหตุขัดข้องของอุปกรณ์แต่ละอุปกรณ์แบบเป็นอิสระต่อกัน  
(Independent outages)
2. การเกิดเหตุขัดข้องของอุปกรณ์แต่ละอุปกรณ์แบบไม่เป็นอิสระต่อกัน  
(Dependent outages)
3. การเกิดเหตุขัดข้องของอุปกรณ์ที่มีสาเหตุร่วมกัน  
(Common mode outages/Common cause outages)
4. การเกิดเหตุขัดข้องของอุปกรณ์ที่มีสาเหตุมาจากสถานีไฟฟ้า  
(Station originated outages)

การเกิดเหตุขัดข้องของอุปกรณ์แต่ละอุปกรณ์แบบเป็นอิสระต่อกันเป็นการเกิดเหตุขัดข้องที่เข้าใจง่ายที่สุดในการศึกษา การขัดข้องแบบนี้จะหมายถึงการที่อุปกรณ์เกิดขัดข้องพร้อม ๆ กัน และการขัดข้องของแต่ละอุปกรณ์นี้จะเป็นอิสระต่อกัน ความน่าจะเป็นของการขัดข้องแบบนี้สามารถหาได้จากผลคูณของความน่าจะเป็นในการขัดข้องของแต่ละอุปกรณ์ แบบจำลองการขัดข้องแบบอิสระของอุปกรณ์ 2 อุปกรณ์ มีลักษณะดังรูปที่ 2.6 โดยอัตราการเปลี่ยนจากสถานะดีไปสู่สถานะเสียเรียกว่า อัตราการขัดข้อง (Failure rate) ซึ่งใช้สัญลักษณ์  $\lambda$  มีหน่วยเป็นครั้งต่อปี ส่วนอัตราการเปลี่ยนจากสถานะเสียกลับสู่สถานะดีเรียกว่าอัตราการซ่อมแซม (Repair rate) ซึ่งใช้สัญลักษณ์  $\mu$  มีหน่วยเป็นครั้งต่อปี แต่ในบางกรณีอาจจะนำเสนอแสดงในรูปของเวลาเฉลี่ยของการขัดข้อง  $r$  มีหน่วยเป็นชั่วโมงต่อครั้ง โดยทั่วไปแล้วการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังในระดับชั้นที่ 2 จะพิจารณาการขัดข้องแบบอิสระต่อกันเป็นหลัก



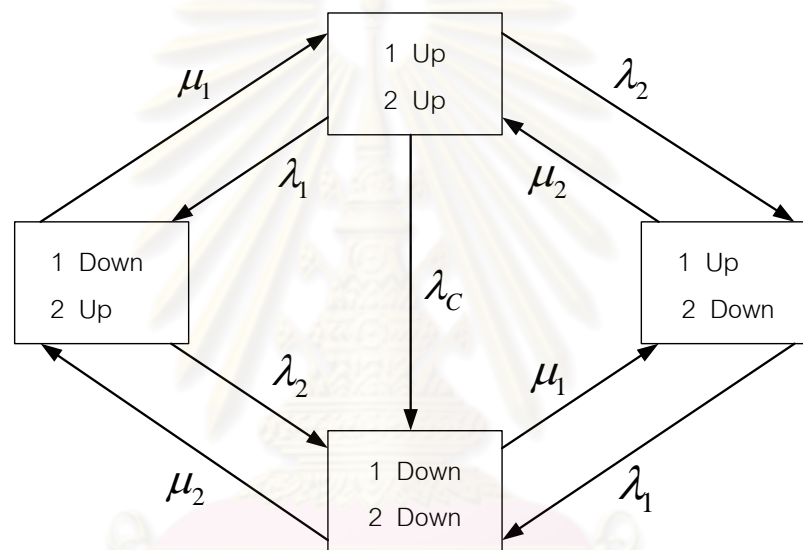
รูปที่ 2.6 แบบจำลองการเกิดเหตุขัดข้องแบบอิสระของอุปกรณ์ 2 อุปกรณ์

การเกิดเหตุขัดข้องของอุปกรณ์แต่ละอุปกรณ์ไม่เป็นอิสระต่อกัน หมายถึงเงื่อนไขการขัดข้องของอุปกรณ์นั้น ๆ ขึ้นอยู่กับการขัดข้องของอุปกรณ์อื่น ตัวอย่างเช่น การขัดข้องของสายส่งสายหนึ่งของวงจรคู่ (Double circuit) ทำให้ต้องปลดสายส่งอีกสายส่งหนึ่งออกเนื่องจากมีโหลดเกิน โดยปกติแล้วในการประเมินค่าความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังในระดับชั้นที่ 2 จะไม่นำการขัดข้องแบบนี้มาพิจารณา

การเกิดเหตุขัดข้องของอุปกรณ์ที่มีสาเหตุร่วมกันเป็นการขัดข้องที่มีสาเหตุมาจากสิ่งแวดล้อมภายนอก แล้วส่งผลให้เกิดการขัดข้องของอุปกรณ์ขึ้นหลายส่วนพร้อมกัน โดยที่การ

ขัดข้องของอุปกรณ์แต่ละส่วนนั้นไม่ได้มีสาเหตุมาจากการขัดข้องของกันและกัน ตัวอย่างของการขัดข้องที่มีสาเหตุร่วมกันที่พบมากที่สุดได้แก่ การเกิดปัญหาขึ้นที่เสาส่งที่ได้ติดตั้งวงจรสายส่ง 2 วงจร ทำให้สายส่งทั้ง 2 วงจรเกิดหลุดออกจากระบบพร้อมกัน ซึ่งการขัดข้องลักษณะดังกล่าวไม่ได้มีสาเหตุมาจากการขัดข้องของกันและกัน แต่มีสาเหตุมาจากเสาส่งซึ่งเป็นสาเหตุภายนอก ในกรณีนี้สามารถนำไปเปรียบเทียบได้กับการขัดข้องแบบอิสระของ 2 วงจร ซึ่งติดตั้งสายส่งอยู่บนเสาส่งที่แยกจากกัน

แบบจำลองของการเกิดเหตุขัดข้องที่มีสาเหตุร่วมกันสำหรับสายส่ง 2 สายส่ง ที่อยู่ในแนวเสาส่ง (Right of way) เดียวกัน หรืออยู่บนเสาส่งเดียวกัน ดังแสดงในรูปที่ 2.7

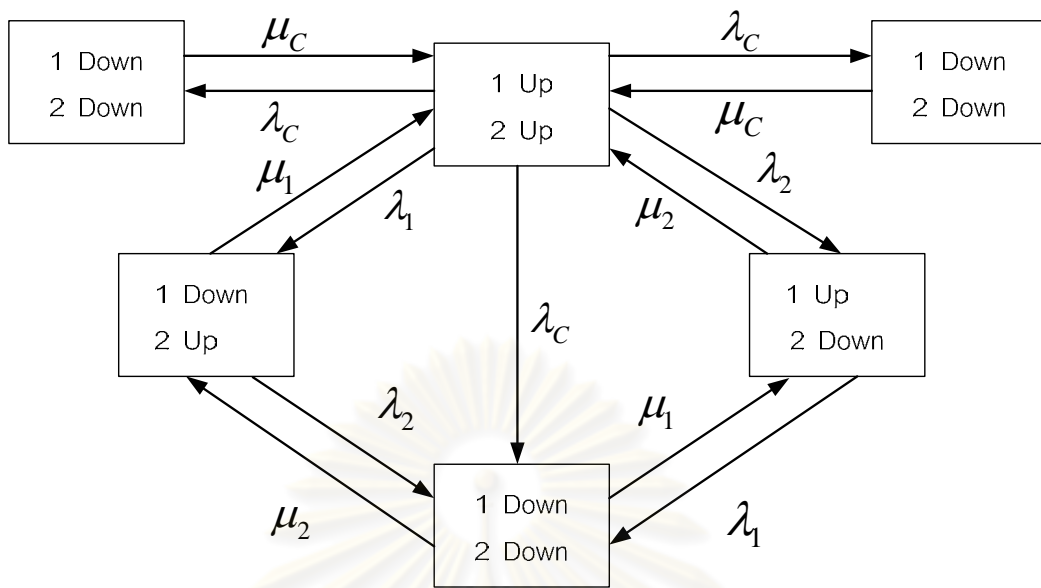


รูปที่ 2.7 แบบจำลองของการเกิดเหตุขัดข้องที่มีสาเหตุร่วมกัน

การเกิดเหตุขัดข้องของอุปกรณ์ที่มีสาเหตุมาจากการทำงานของสถานีไฟฟ้าสามารถเกิดขึ้นได้จากสาเหตุต่าง ๆ เช่น การเกิดข้อผิดพลาด (Fault) ลงดินที่เซอร์กิตเบรกเกอร์ การเกิดข้อผิดพลาดที่บัสเป็นต้น การขัดข้องต่าง ๆ ซึ่งเกิดขึ้นที่สถานีไฟฟ้าอาจจะส่งผลให้อุปกรณ์บางอุปกรณ์ไม่สามารถทำงานต่อไปได้

สำหรับแบบจำลองซึ่งรวมทั้งการเกิดเหตุขัดข้องที่มีสาเหตุร่วมกัน การเกิดเหตุขัดข้องซึ่งไม่ขึ้นแก่กัน และการเกิดเหตุขัดข้องที่มีสาเหตุมาจากการทำงานของสถานีไฟฟ้าแสดงไว้ดังรูปที่ 2.8

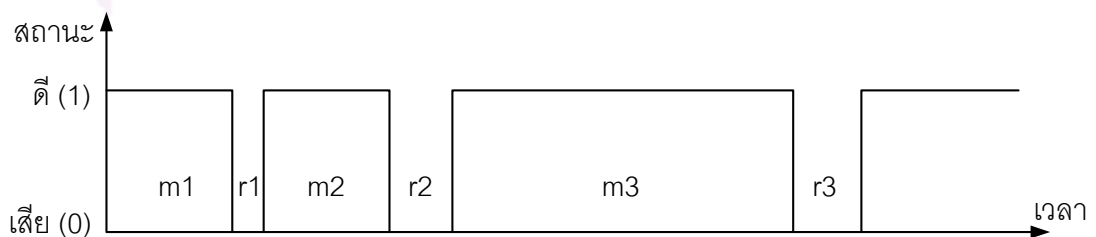
สำหรับวิทยานิพนธ์นี้จะพิจารณาเฉพาะการขัดข้องที่เป็นอิสระต่อกัน ส่วนการขัดข้องที่ไม่เป็นอิสระต่อกัน การขัดข้องที่มีสาเหตุร่วมกัน และการขัดข้องที่เกิดจากสถานีไฟฟ้า จะไม่นำมาพิจารณา เนื่องจากไม่มีข้อมูลประเภทนี้ และถ้ามีก็สามารถทำการพิจารณาได้โดยวิธีเดียวกัน เพียงแต่ต้องทำการปรับเปลี่ยนค่าพารามิเตอร์ที่เกี่ยวกับ  $\lambda$  และ  $\mu$  ให้เหมาะสม



รูปที่ 2.8 แบบจำลองซึ่งรวมทั้งการเกิดเหตุขัดข้องที่มีสาเหตุร่วมกัน การเกิดเหตุขัดข้องซึ่งไม่ขึ้นแ่กัน และการเกิดเหตุขัดข้องที่มีสาเหตุมาจากการทำงานของสถานีไฟฟ้า

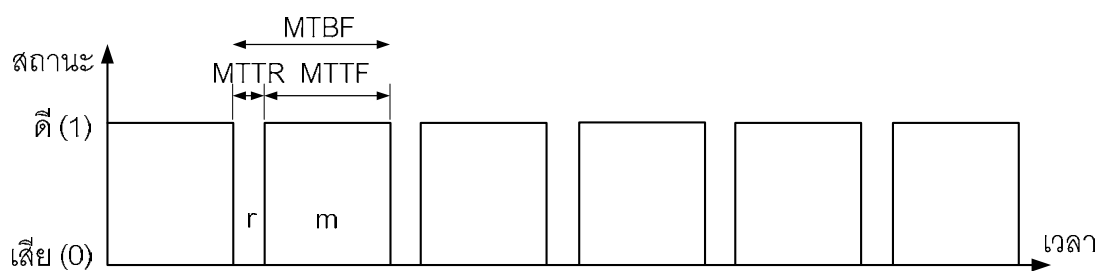
2.4 แบบจำลองรอบการทำงานของอุปกรณ์ในระบบ [1,3,4]

หากพิจารณาพฤติกรรมการทำงานของอุปกรณ์ในช่วงระยะเวลาหนึ่ง ดังแสดงในรูปที่ 2.9 จะเห็นว่าการทำงานปกติของอุปกรณ์มีลักษณะเป็นช่วงตามคาบเวลาที่ไม่สม่ำเสมอ (Non-periodic) ประกอบด้วยสถานะทำงานปกติ “สถานะดี” (Operable state) สลับกับสถานะขัดข้อง “สถานะเสีย” (Failed state) สลับกันไปแต่ในการสร้างแบบจำลอง 2 สถานะ “ดี-เสีย” เพื่อแทนการทำงานของอุปกรณ์สำหรับการวางแผนในระยะยาว เราสามารถประมาณช่วงระยะเวลาในแต่ละสถานะดังกล่าวให้เป็นค่าเฉลี่ย โดยมีช่วงคาบเวลาแสดงพฤติกรรมเป็นคาบเวลาที่ไม่สม่ำเสมอ (Periodic) ได้ดังแสดงในรูปที่ 2.10



รูปที่ 2.9 สถานะการทำงานของอุปกรณ์





รูปที่ 2.10 ช่วงเวลาการทำงานของอุปกรณ์เมื่อประมาณช่วงระยะเวลาที่อุปกรณ์อยู่ในแต่ละสถานะเป็นค่าเฉลี่ย

ศูนย์วิทยทรัพยากร  
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

## บทที่ 3

### การวิเคราะห์สภาวะการทำงานของระบบไฟฟ้ากำลัง

การทำงานของระบบไฟฟ้ากำลัง ณ เวลาใด ๆ นั้นจำเป็นต้องทราบค่าระดับแรงดันที่แต่ละบัส มุมเฟสของแรงดันที่แต่ละบัส กำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่ง ฯลฯ การที่จะสามารถรู้ค่าตัวแปรสถานะเหล่านี้ได้จะต้องอาศัยการคำนวณพื้นฐานที่เรียกว่า การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า (Power flow calculation) ซึ่งในที่นี้จะกล่าวถึงพื้นฐานการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าด้วยวิธีของ นิวตัน-ราฟสัน จากนั้นจะกล่าวถึงการจัดสรรกำลังการผลิตอย่างเหมาะสมโดยอาศัยวิธี Lamda iteration

#### 3.1 การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า [5,6]

วิธีการหลักที่ใช้ในการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าประกอบด้วย วิธีเกาส์ (Gauss method) วิธีเกาส์-ไซเดล (Gauss-Seidel method) และวิธีนิวตัน-ราฟสัน (Newton-Raphson method) อย่างไรก็ตามวิธีนิวตัน-ราฟสัน เป็นวิธีที่ได้รับความนิยมมากที่สุด เนื่องจากสามารถหาคำตอบได้อย่างถูกต้องและรวดเร็ว ดังนั้นในที่นี้จะกล่าวถึงเฉพาะวิธีนิวตัน-ราฟสัน

สมการการไหลของกำลังไฟฟ้าสามารถเขียนในรูปของความสัมพันธ์ระหว่างกำลังไฟฟ้าที่ไหลเข้าสู่บัส และแรงดันที่บัสได้ดังนี้

$$P_i - jQ_i = V_i^* \cdot \sum_{n=1}^N Y_{in} \cdot V_n \quad (3.1)$$

โดยที่	$P_i$	คือ กำลังไฟฟ้าจริงที่ไหลเข้าสู่บัส $i$
	$Q_i$	คือ กำลังไฟฟ้าร์แอกทีฟที่ไหลเข้าสู่บัส $i$
	$V_i, V_n$	คือ แรงดันไฟฟ้าบัส $i$ และ $n$ ตามลำดับ
	$V_i^*$	คือ สัมภาคเชิงซ้อนของแรงดันไฟฟ้าที่บัส $i$
	$Y_{in}$	คือ สมาชิกในตำแหน่งที่ $(i, n)$ ของบัสแอดมิตแตนซ์เมตริกซ์
	$N$	คือ จำนวนบัสทั้งหมดในระบบกำลังไฟฟ้า

เมื่อพิจารณาสมการที่ 3.1 เราจะสามารถเขียนสมการแสดงค่ากำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าร์แอกทีฟที่จ่ายเข้าไปยังบัส  $i$  ของระบบไฟฟ้ากำลังที่ประกอบไปด้วยบัสจำนวน  $N$  บัส ได้ดังสมการที่ 3.2 และ 3.3 ตามลำดับ

$$P_i = \sum_{n=1}^N |Y_{in}| |V_i| |V_n| \cos(\theta_{in} + \delta_n - \delta_i) \quad (3.2)$$

$$Q_i = - \sum_{n=1}^N |Y_{in}| |V_i| |V_n| \sin(\theta_{in} + \delta_n - \delta_i) \quad (3.3)$$

โดยที่  $P_i, Q_i$  คือ กำลังจริงและกำลังรีแอคทีฟที่จ่ายเข้าบัส  $i$

$|V_i|, \delta_i$  คือ ขนาดและมุมเฟสของแรงดันบัสที่บัส  $i$

$|V_n|, \delta_n$  คือ ขนาดและมุมเฟสของแรงดันบัสที่บัส  $n$

$|Y_{in}|, \theta_{in}$  คือ สมาชิกในตำแหน่ง  $(i, n)$  ของเมตริกซ์แอดมิตแตนซ์ของระบบ

สมการที่ 3.2 และ 3.3 รวมเรียกว่าสมการการไหลของกำลังไฟฟ้า ซึ่งเป็นสมการที่มีลักษณะไม่เป็นเชิงเส้น (Nonlinear) การวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าโดยการใช้วิธีนิวตัน-ราฟสัน จะเปลี่ยนสมการไม่เชิงเส้นนี้ให้อยู่ในรูปแบบเชิงเส้นโดยอาศัยอนุกรมเทเลอร์ (Taylor series) เพื่อทำการกระจายฟังก์ชันของ  $P$  และ  $Q$  รอบจุดทำงานเริ่มต้นและไม่คิดเทอมอันดับสองขึ้นไป ดังนั้นสมการการไหลของกำลังไฟฟ้าสามารถลดรูปให้อยู่ในรูปแบบของสมการความคลาดเคลื่อนของกำลังจริงและกำลังรีแอคทีฟแบบเมตริกซ์ได้ดังนี้

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \dots \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & \vdots & J_2 \\ \dots & \dots & \dots \\ J_3 & \vdots & J_4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \dots \\ \Delta |V| \\ |V| \end{bmatrix} \quad (3.4)$$

โดยที่  $\Delta P, \Delta Q$  คือ เวกเตอร์ความคลาดเคลื่อนของกำลังจริงและกำลังรีแอคทีฟของแต่ละบัส

$\Delta \delta$  คือ เวกเตอร์ของมุมเฟสของแรงดันไฟฟ้าที่บัสซึ่งต้องทำการแก้ไข (Correction)

$\Delta |V|$  คือ เวกเตอร์ของขนาดของแรงดันไฟฟ้าที่บัสซึ่งต้องทำการแก้ไข (Correction)

$J_1, J_2, J_3, J_4$  คือ เมตริกซ์จาโคเบียนย่อย (Sub jacobian matrix)

แต่ละสมาชิกของ  $\Delta P$  และ  $\Delta Q$  สามารถคำนวณได้จากสมการ 3.5 และ 3.6 ตามลำดับ

$$\Delta P = (P_{gi} - P_{di}) - P_{i,calc} \quad (3.5)$$

$$\Delta Q = (Q_{gi} - Q_{di}) - Q_{i,calc} \quad (3.6)$$

โดยที่  $\Delta P_i$  คือ สมาชิกตัวที่  $i$  ของเวกเตอร์ความคลาดเคลื่อนกำลังจริง

$\Delta Q_i$  คือ สมาชิกตัวที่  $i$  ของเวกเตอร์ความคลาดเคลื่อนกำลังรีแอคทีฟ

$P_{gi}$	คือ ค่ากำลังจริงที่ผลิตได้จากบัส $i$
$P_{di}$	คือ ค่าความต้องการกำลังจริงของบัส $i$
$Q_{gi}$	คือ ค่ากำลังรีแอกทีฟที่ผลิตได้จากบัส $i$
$Q_{di}$	คือ ค่าความต้องการกำลังรีแอกทีฟของบัส $i$
$P_{i,calc}$	คือ ค่ากำลังจริงที่คำนวณได้จากสมการที่ 3.2 สำหรับบัส $i$
$Q_{i,calc}$	คือ ค่ากำลังรีแอกทีฟที่คำนวณได้จากสมการที่ 3.3 สำหรับบัส $i$

และสำหรับสมาชิกแต่ละสมาชิกของเมตริกซ์จาโคเบียนย่อย  $J_1$  สามารถหาได้โดยใช้สมการที่ 3.7 และ 3.8 สมาชิกของเมตริกซ์จากจาโคเบียนย่อย  $J_2$  หาได้โดยใช้สมการที่ 3.9 และ 3.10 สมาชิกของเมตริกซ์จากโคเบียนย่อย  $J_3$  หาได้โดยใช้สมการที่ 3.11 และ 3.12 และสมาชิกของเมตริกซ์จากโคเบียนย่อย  $J_4$  หาได้โดยใช้สมการที่ 3.13 และ 3.14 ตามลำดับ

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_j} = -|V_i||V_j||Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) \quad (3.7)$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} = -Q_i - |V_i|^2 B_{ii} \quad (3.8)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_j} = -|V_i||V_j||Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) \quad (3.9)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_i} = -P_i - |V_i|^2 G_{ii} \quad (3.10)$$

$$|V_j| \frac{\partial P_i}{\partial V_j} = |V_j||V_i||Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) \quad (3.11)$$

$$|V_i| \frac{\partial P_i}{\partial V_i} = P_i + |V_i|^2 G_{ii} \quad (3.12)$$

$$|V_j| \frac{\partial Q_i}{\partial V_j} = -|V_j||V_i||Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) \quad (3.13)$$

$$|V_i| \frac{\partial Q_i}{\partial V_i} = Q_i - |V_i|^2 B_{ii} \quad (3.14)$$

ค่าของ  $G_{ii}$  และ  $B_{ii}$  เป็นไปตามสมการ 3.15

$$Y_{ii} = |Y_{ii}| \angle \theta_{ii} = |Y_{ii}| \cos \theta_{ii} + j |Y_{ii}| \sin \theta_{ii} = G_{ii} + jB_{ii} \quad (3.15)$$

การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าด้วยวิธีนิวตัน-ราฟสันนั้นจำเป็นต้องทำการคำนวณสมการ 3.4 ซ้ำเพื่อหาค่าที่จะนำไปปรับเปลี่ยนค่ามุมกับขนาดแรงดันที่แต่ละบัสได้แก่  $\Delta \delta$  และ  $\frac{\Delta |V|}{|V|}$  จากนั้นจึงนำไปใช้เป็นค่าเริ่มต้นสำหรับการคำนวณในรอบถัดไป จนกระทั่งค่าความ

ตลาดเคลื่อนของกำลังจริงและกำลังรีแอกทีฟที่ทุกบัสในระบบน้อยกว่าค่าที่กำหนดไว้ค่าหนึ่งจึงจะหยุดคำนวณ

จากขั้นตอนทั้งหมดดังกล่าวข้างต้นสามารถสรุปเป็นโฟลว์ชาร์ตแสดงขั้นตอนการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าตามวิธีนิวตัน-ราฟสันได้ดังรูปที่ 3.1 [6]

### 3.2 การจัดสรรกำลังการผลิตอย่างเหมาะสม [3]

เนื่องจากในขั้นตอนการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า เราจำเป็นต้องทราบค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าทุกเครื่องจ่ายออกมา ซึ่งจะต้องอาศัยหลักการของการจัดสรรกำลังการผลิตอย่างเหมาะสม การจัดสรรกำลังการผลิตอย่างเหมาะสมนั้นมีอยู่หลายวิธี แต่ในวิทยานิพนธ์นี้จะใช้วิธี Lamda iteration โดยจะประมาณผลของกำลังสูญเสียในสายส่งเป็นค่าคงที่ตามสัดส่วนของโหลด วิธีนี้มีจุดเด่นคือ ง่ายและรวดเร็วเนื่องจากมีตัวแปรเพียงตัวเดียวคือ  $\lambda$  (Incremental cost)

ปัญหาการจัดสรรกำลังการผลิตอย่างเหมาะสมสามารถเขียนให้อยู่ในรูปแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ได้ดังนี้

$$\begin{aligned} \text{Min} \quad & \sum_i F_i(P_i) \\ \text{s.t.} \quad & \sum_i P_i = P_L + P_{\text{loss}} = P_{\text{demand}} \\ & P_i^{\min} \leq P_i \leq P_i^{\max} \end{aligned} \quad (3.16)$$

โดยวิธีการของ ลากรองจ์ จะได้ว่า

$$\nabla[\sum_i F_i(P_i)] - \nabla[\lambda(\sum_i P_i - P_{\text{demand}})] = 0 \quad (3.17)$$

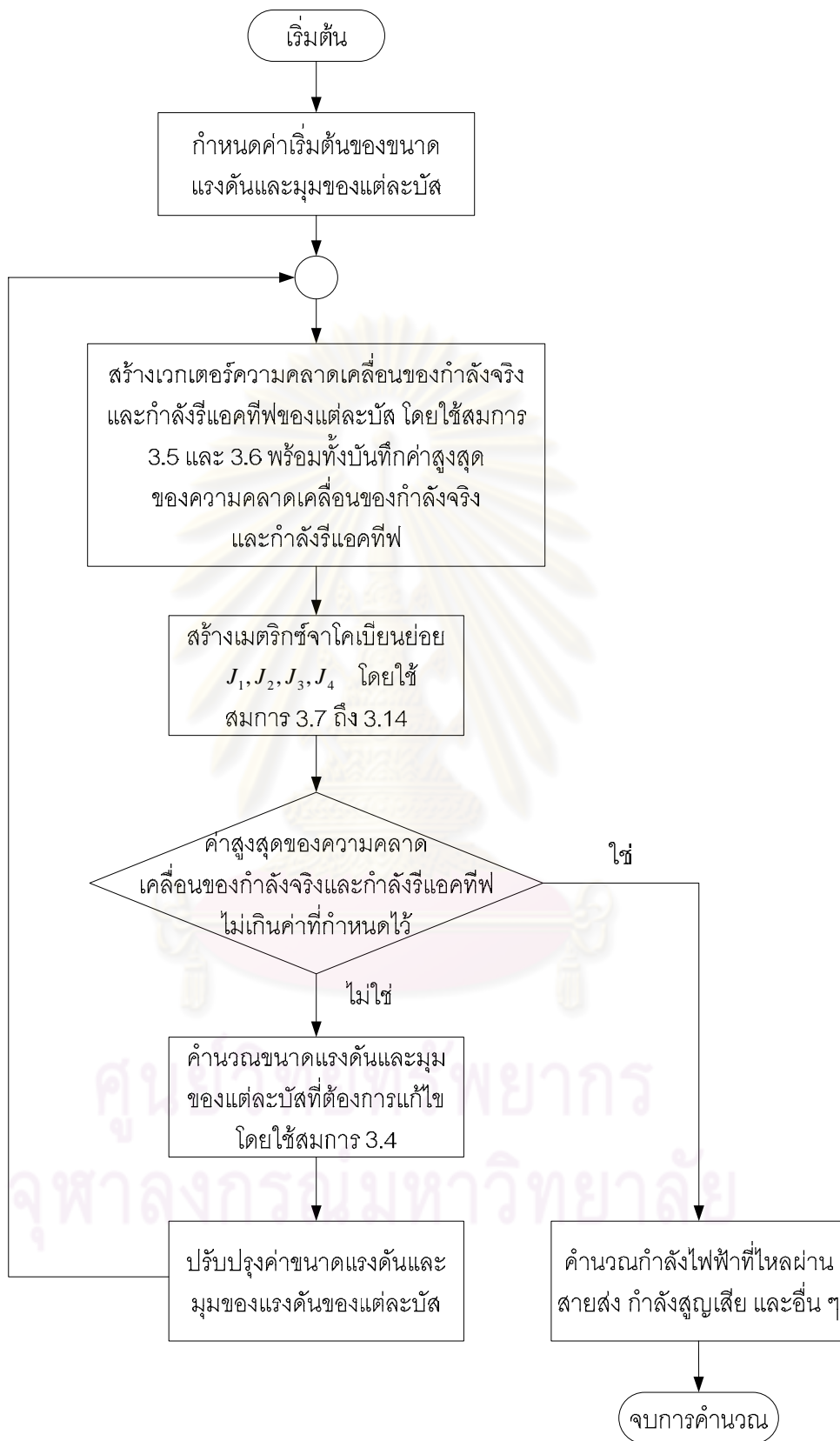
$$\therefore \frac{\partial F_k(P_k)}{\partial P_k} = \lambda, \forall_k \quad (3.18)$$

$$\text{และ} \quad \sum_i P_i = P_{\text{demand}}$$

โดยที่  $F_i$  คือ ฟังก์ชันค่าเชื้อเพลิงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องที่  $i$

$P_i$  คือ กำลังไฟฟ้าจริงที่จ่ายออกมาจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องที่  $i$

$\lambda$  คือ ตัวคูณลากรองจ์ (Lagrange multiplier) หรือ Incremental cost



รูปที่ 3.1 ขั้นตอนการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าด้วยวิธีนิวตัน-ราฟสัน

จากสมการที่ 3.18 จะสรุปได้ว่าจะจ่ายโหลดอย่างประหยัดได้ก็ต่อเมื่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องมีค่าต้นทุนหน่วยสุดท้ายเท่ากันและเท่ากับ  $\lambda$

เนื่องจากในวิทยานิพนธ์นี้ใช้ฟังก์ชันค่าเชื้อเพลิงเป็นแบบพหุนามดีกรีสอง (2<sup>nd</sup> order) นั่นคือ  $F_k(P_k) = \alpha_0^k + \alpha_1^k P_k + \alpha_2^k P_k^2$  ดังนั้น  $\frac{\partial F_k(P_k)}{\partial P_k} = \alpha_1^k + 2\alpha_2^k P_k$  ถ้าเราทราบค่า  $\lambda$  จะทำให้เราหาค่ากำลังการผลิตที่แต่ละเครื่องจะต้องจ่ายออกมาได้โดย  $P_k = \frac{\lambda - \alpha_1^k}{2\alpha_2^k}$

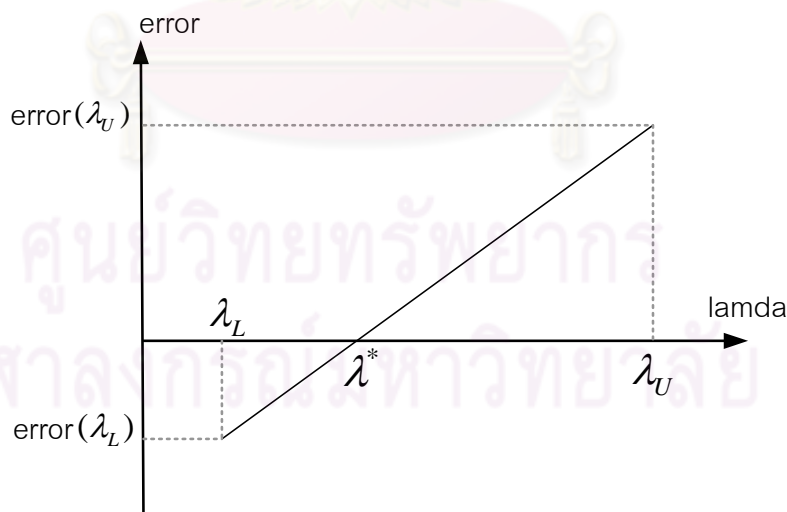
การจ่ายโหลดอย่างประหยัดโดยอาศัยวิธี Lamda iteration จะอาศัยหลักการข้างต้นมาประยุกต์ใช้ดังนี้

**นิยาม**  $error(\lambda_k) = \sum_i P_i(\lambda_k) - P_{demand}$

1) กำหนดค่า  $\lambda_L$  และ  $\lambda_U$  เริ่มต้น โดย  $\lambda_L$  เป็นขอบเขตล่างของค่า Incremental cost ที่ทำให้ค่า  $error(\lambda_L) < 0$  และ  $\lambda_U$  เป็นขอบเขตบนของ Incremental cost ที่ทำให้  $error(\lambda_U) > 0$

2) คำนวณ  $error(\lambda_L)$  และ  $error(\lambda_U)$  จากนิยาม โดยถ้าค่ากำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องไม่อยู่ในขอบเขตจำกัด ให้กำหนดค่ากำลังการผลิตเป็นค่าจำกัดนั้นก่อน

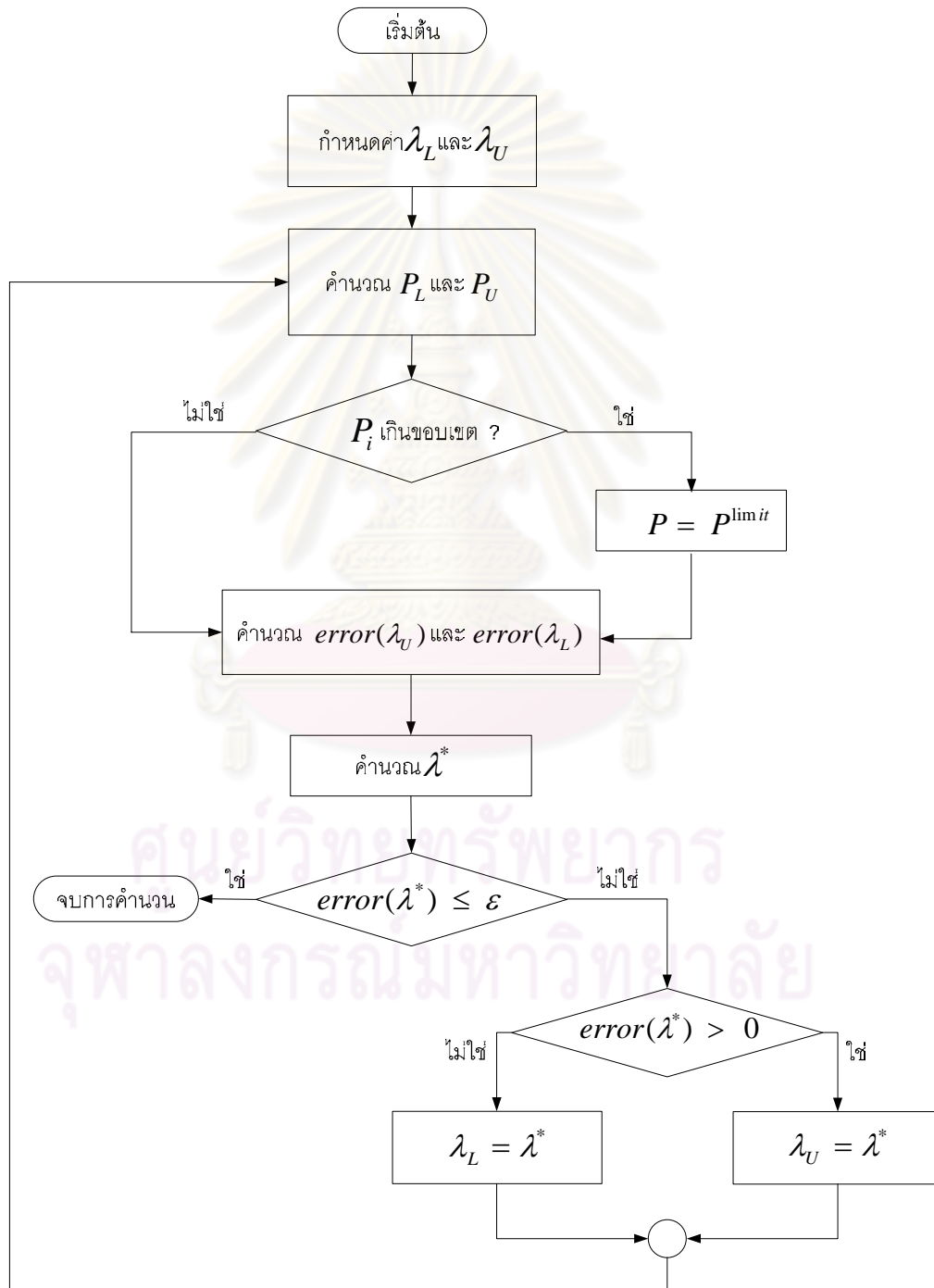
3) โดยการประมาณค่าความผิดพลาดเป็นเชิงเส้นในช่วง  $[\lambda_L, \lambda_U]$  ดังแสดงในรูปที่ 3.2 จะได้ค่า  $\lambda^*$  ที่ทำให้ค่า  $error = 0$  คือ  $\lambda^* = \lambda_U - \frac{|error(\lambda_U)|}{|error(\lambda_U)| + |error(\lambda_L)|} (\lambda_U - \lambda_L)$



รูปที่ 3.2 การประมาณค่าความผิดพลาดเป็นเชิงเส้น

4) จากค่า  $\lambda^*$  ที่ได้ นำไปหา  $P_k$  ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่อง แล้วนำไปหาค่าความผิดพลาดครั้งใหม่ ซึ่งจะไม่เท่ากับศูนย์อย่างที่คาดไว้ เนื่องจากมีความผิดพลาดจากการประมาณเป็นเชิงเส้น

- 5) ทำการปรับเปลี่ยนค่า  $\lambda_L$  และ  $\lambda_U$  โดยถ้า  $error(\lambda^*)$  มีค่ามากกว่าศูนย์  $\lambda_U = \lambda^*$  แต่ถ้าค่า  $error(\lambda^*)$  มีค่าน้อยกว่าศูนย์  $\lambda_L = \lambda^*$
- 6) กลับไปทำขั้นตอนที่ 2 จนกว่า ค่า  $error(\lambda^*)$  จะอยู่ในช่วงที่ยอมรับได้
- จากขั้นตอนทั้งหมดดังกล่าวข้างต้นสามารถสรุปขั้นตอนการจัดสรรกำลังการผลิตอย่างเหมาะสมโดยวิธี Lamda iteration ดังรูปที่ 3.3

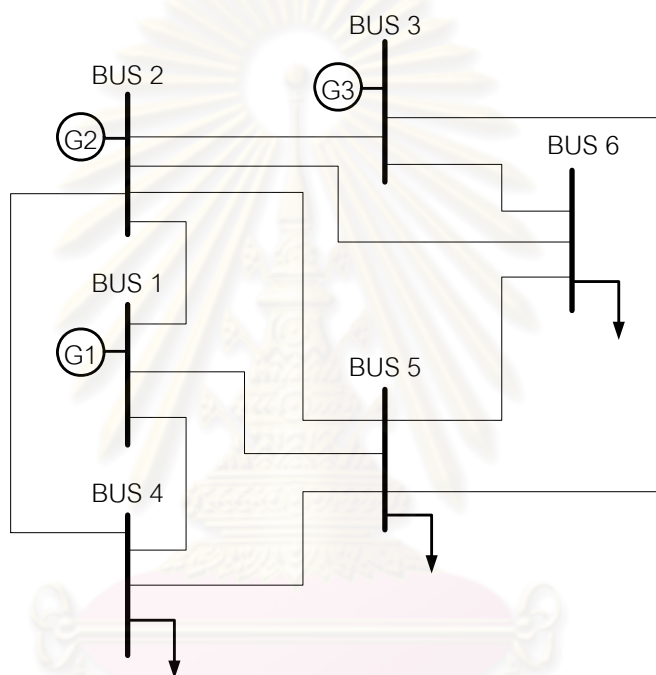


รูปที่ 3.3 ขั้นตอนการคำนวณการจัดสรรกำลังการผลิตอย่างเหมาะสมโดยวิธี Lamda iteration



### 3.3 ตัวอย่างการคำนวณการจัดสรรกำลังการผลิตและการคำนวณการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า

ในหัวข้อนี้จะทำการจัดสรรกำลังผลิตอย่างเหมาะสมรวมกับการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าซึ่งจะทดสอบกับระบบไฟฟ้าขนาด 6 บัสซึ่งประกอบด้วย เครื่องกำเนิดไฟฟ้า 3 เครื่อง สายส่ง 11 เส้น ระบบมีกำลังติดตั้ง 530 MW และมีความต้องการใช้กำลังไฟฟ้า 210 MW ข้อมูลของระบบแสดงดังตารางที่ 3.1-3.3 และโครงสร้างของระบบไฟฟ้ากำลังขนาด 6 บัสแสดงดังรูปที่ 3.4



รูปที่ 3.4 โครงสร้างของระบบไฟฟ้าขนาด 6 บัส

ตารางที่ 3.1 ข้อมูลบัสของระบบไฟฟ้ากำลังขนาด 6 บัส

Bus Number	type	V(p.u.)	$P_{load}$ (MW)	$Q_{load}$ (MVAR)
1	Swing	1.00	0	0
2	Gen	1.05	0	0
3	Gen	1.07	0	0
4	Load	-	70	70
5	Load	-	70	70
6	Load	-	70	70

ตารางที่ 3.2 ข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของระบบไฟฟ้ากำลังขนาด 6 บัส

เครื่องที่	Pmax (MW)	Pmin (MW)	$\alpha_2$	$\alpha_1$	$\alpha_0$
1	200	50.0	0.00533	11.669	213.1
2	150	37.5	0.00889	10.333	200.0
3	180	45.0	0.00741	10.833	240.0

ตารางที่ 3.3 ข้อมูลสายส่งของระบบไฟฟ้ากำลังขนาด 6 บัส

From bus	To bus	R (p.u.)	X (p.u.)	B (p.u.)
1	2	0.10	0.20	0.04
1	4	0.05	0.20	0.04
1	5	0.08	0.30	0.06
2	3	0.05	0.25	0.06
2	4	0.05	0.10	0.02
2	5	0.10	0.30	0.04
2	6	0.07	0.20	0.05
3	5	0.12	0.26	0.05
3	6	0.02	0.10	0.02
4	5	0.20	0.40	0.08
5	6	0.10	0.30	0.06

ถ้าต้องการทราบสถานะการทำงานของระบบนี้ คือ แรงดันที่แต่ละบัส กำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งแต่ละเส้น สามารถหาโดยเริ่มต้นจากการจัดสรรกำลังการผลิตจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่อง ซึ่งในวิทยานิพนธ์นี้จะใช้วิธี Lamda iteration ดังต่อไปนี้

1) กำหนดให้  $\lambda_L = 0$  และ  $\lambda_U = 100$

2) จาก  $\lambda_L$  และ  $\lambda_U$  ที่ได้ สามารถหาค่าขอบเขตของกำลังที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่อง

จะต้องจ่ายได้จาก  $P_i = \frac{\lambda - \alpha_1^i}{2\alpha_2^i}$  จะได้ว่า

$$P_1^L = -1094.7 \text{ MW}, P_2^L = -1162.3 \text{ MW}, P_3^L = -1461.9 \text{ MW}$$

$$P_1^U = 8286.2 \text{ MW}, P_2^U = 12033 \text{ MW}, P_3^U = 10086 \text{ MW}$$

แต่เนื่องจากกำลังไฟฟ้าที่คำนวณได้อยู่นอกขอบเขตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้างั้นต้องกำหนดให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจ่ายกำลังที่ขอบเขต และโดยการประมาณกำลังสูญเสียเป็น 3.75 % ของโหลดจะได้  $P_{demand} = 1.00375 \cdot 210 = 217.875 \text{ MW}$

3) หาฟังก์ชันความผิดพลาดจาก  $error(\lambda_k) = \sum P_i(\lambda_k) - P_{demand}$  ดังนั้น

$$error(\lambda_U) = -85.375 \text{ และ } error(\lambda_L) = 312.125$$

4) โดยการประมาณค่าความผิดพลาดเป็นเชิงเส้น จะได้ว่าค่า  $\lambda^*$  ที่เหมาะสมหาได้จาก

$$\lambda^* = \lambda_U - \frac{|error(\lambda_U)|}{|error(\lambda_U)| + |error(\lambda_L)|} (\lambda_U - \lambda_L)$$

5) จากค่า  $\lambda^*$  ที่ได้เราสามารถคำนวณหาค่ากำลังไฟฟ้าที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องจะต้องจ่ายได้ดังนี้

$$P_1 = 920.2 \text{ MW}, P_2 = 1253.7 \text{ MW}, P_3 = 1436.6 \text{ MW}$$

6) กำหนดให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจ่ายกำลังที่ขอบเขต

7) คำนวณค่าความผิดพลาด  $error(\lambda^*) = 312.125$

8) ปรับเปลี่ยนค่าขอบเขตของ  $\lambda$  โดยเนื่องจาก  $error(\lambda^*) > 0$  ดังนั้นกำหนดให้  $\lambda_U = \lambda^*$

9) ทำซ้ำตั้งแต่ขั้นตอนที่ 4 เพื่อหาค่า  $\lambda^*$  จนกว่าค่า  $error(\lambda^*)$  จะอยู่ในช่วงที่ยอมรับได้

ผลการคำนวณการจัดสรรกำลังผลิตอย่างเหมาะสมกับระบบไฟฟ้าขนาด 6 บัส แสดงดังตารางที่ 3.4

ตารางที่ 3.4 ผลลัพธ์ในแต่ละรอบของการจัดสรรกำลังการผลิตอย่างเหมาะสม

#	$\lambda_U$	$P_1^U$	$P_2^U$	$P_3^U$	$\lambda_L$	$P_1^L$	$P_2^L$	$P_3^L$	$\lambda^*$	$P_1$	$P_2$	$P_3$
0	100	200	150	180	0	50	37.5	45	21.478	200	150	180
1	21.478	200	150	180	0	50	37.5	45	4.613	50	37.5	45
2	21.478	200	150	180	4.613	50	37.5	45	8.235	50	37.5	45
3	21.478	200	150	180	8.235	50	37.5	45	11.079	50	41.99	45
4	21.478	200	150	180	11.079	50	41.99	45	13.220	145.47	150	161.04
5	13.220	145.47	150	160.04	11.079	50	41.99	45	11.621	50	72.46	53.16
6	13.220	145.47	150	160.04	11.621	50	72.46	53.16	11.862	50	85.97	69.14
7	13.220	145.47	150	160.04	11.862	50	85.97	69.41	11.929	50	89.77	73.91
8	13.220	145.47	150	160.04	11.929	50	89.77	73.97	11.951	50	91.01	75.45
9	13.220	145.47	150	160.04	11.951	50	91.01	75.43	11.959	50	91.43	75.95
10	13.220	145.47	150	160.04	11.959	50	91.43	79.95	11.961	50	91.58	76.13
11	13.220	145.47	150	160.04	11.961	50	91.58	76.13	11.962	50	91.63	76.19

จากการคำนวณการจัดสรรกำลังการผลิตด้วยวิธี Lamda iteration สามารถสรุปได้ว่า

$$P_1 = 50 \text{ MW} \quad P_2 = 91.63 \text{ MW} \quad \text{และ} \quad P_3 = 76.19 \text{ MW}$$

หมายความว่า เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องที่ 1 ต้องจ่ายกำลังไฟฟ้า 50 MW เครื่องที่ 2 ต้องจ่ายกำลังไฟฟ้า 91.63 MW และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องที่ 3 ต้องจ่ายกำลังไฟฟ้า 76.19 MW จึงจะประหยัดค่าเชื้อเพลิงมากที่สุด

หลังจากทราบว่า เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องจ่ายกำลังไฟฟ้าเท่าไรแล้ว ขั้นตอนต่อไปก็คือ การคำนวณการไหลของการไหลของกำลังไฟฟ้า เพื่อหาสถานะการทำงานของระบบซึ่งได้ผลลัพธ์ดังตารางที่ 3.5 และ 3.6 ตามลำดับ

ตารางที่ 3.5 ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าในส่วนที่เป็นข้อมูลของบัสต่าง ๆ ของระบบ  
ไฟฟ้ากำลังขนาด 6 บัส

Bus No.	$ V $ (p.u.)	$\angle \delta$ (deg)	$P_g$ (MW)	$Q_g$ (MVAR)	$P_{load}$ (MW)	$Q_{load}$ (MVAR)
1	1.000	0.000	50.65	-18.99	-	-
2	1.050	-1.692	91.63	105.89	-	-
3	1.070	-1.833	76.19	93.87	-	-
4	0.970	-2.815	-	-	70	70
5	0.970	-3.681	-	-	70	70
6	1.002	-3.785	-	-	70	70

ตารางที่ 3.6 ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าในส่วนการไหลของกำลังไฟฟ้าของระบบ  
ไฟฟ้ากำลังขนาด 6 บัส

From Bus	To Bus	From P (MW)	From Q (MVA)	To P (MW)	To Q (MVA)	Ploss (MW)	Qloss (MVAR)
1	2	2.49	-28.02	-1.81	25.18	0.683	1.37
1	4	26.12	7.25	-25.74	-9.59	0.384	1.54
1	5	22.03	1.77	-21.63	-6.07	0.407	1.52
2	3	-0.55	-11.6	0.58	5.01	0.031	0.16
2	4	49.81	58.6	-47.07	-55.16	2.742	5.48
2	5	19.06	19.62	-18.3	-21.43	0.762	2.29

ตารางที่ 3.6 (ต่อ) ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าในส่วนของไหลของกำลังไฟฟ้าของระบบไฟฟ้ากำลังขนาด 6 บัส

From Bus	To Bus	From P (MW)	From Q (MVA)	To P (MW)	To Q (MVA)	Ploss (MW)	Qloss (MVAR)
2	6	25.11	14.08	-24.53	-17.69	0.580	1.66
3	5	26.35	26.32	-24.73	-28.02	1.620	3.51
3	6	49.26	62.54	-48.13	-59.03	1.132	5.66
4	5	2.81	-5.25	-2.79	-2.23	0.022	0.04
5	6	-2.56	-12.25	2.66	6.72	0.101	0.30

จากผลดังกล่าวสรุปได้ว่า กำลังการผลิตรวมที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องต้องจ่ายเท่ากับ  $50.65+91.63+76.91 = 218.47$  MW โหลดรวมของระบบเท่ากับ  $70+70+70 = 210$  MW ดังนั้นกำลังการสูญเสียของระบบเท่ากับ 8.47 MW คิดเป็น 4.03 %

ศูนย์วิทยทรัพยากร  
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

## บทที่ 4

### การแก้ไขปัญหาเมื่อเกิดเหตุขัดข้อง

วิธีการจัดสรรกำลังการผลิตและการตัดโหลด (Generation rescheduling and load shedding) จะถูกนำมาใช้แก้ไขปัญหา โดยอาศัยเทคนิคการประเมินปัญหาแบบค่าขีดสุด (Optimization technique) [7] ซึ่งเป็นวิธีที่สามารถแก้ไขปัญหาเหตุขัดข้องที่เกิดขึ้นในระบบไฟฟ้ากำลังได้อย่างมีประสิทธิภาพ ซึ่งปัญหาที่จะพิจารณาในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้นั้นสามารถแบ่งได้เป็น 2 ประเภทหลัก ๆ

1. ปัญหาสายส่งรับกำลังเกิน (Transmission line overload problem)
2. ปัญหาทางด้านแรงดัน (Over/under voltage problem)

#### 4.1 ปัญหาสายส่งรับกำลังเกิน [7]

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะให้ความสำคัญกับการควบคุมตัวแปรที่เกี่ยวกับการไหลของกำลังไฟฟ้าในสายส่งจากบัส  $i$  ไปยังบัส  $j$  โดยการปรับค่ากำลังฟ้าจริงที่จ่ายออกจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Generation rescheduling) หรือโดยการตัดโหลด (Load curtailment)

พิจารณาสมการของการส่งผ่านกำลังไฟฟ้า

$$S_{ij} = \sqrt{p_{ij}^2 + q_{ij}^2} = S_{ij}^{Limit} \quad (4.1)$$

เมื่อ  $p_{ij}, q_{ij}$  คือ กำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าปรากฏของสายส่ง  $ij$  ซึ่งสามารถคำนวณได้จาก

$$p_{ij} = |V_i|^2 |y_{ij}| \cos \theta_{ij} + G_{ii} |V_i|^2 - |V_i| |V_j| |y_{ij}| \cos(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij})$$
$$q_{ij} = -|V_i|^2 |y_{ij}| \sin \theta_{ij} - B_{ii} |V_i|^2 - |V_i| |V_j| |y_{ij}| \sin(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij}), (y_{ii} = G_{ii} + jB_{ii})$$

พิจารณาการกระจายอนุกรมเทเลอรรอบจุดทำงานของสมการ 4.1 จะได้ว่า

$$\begin{aligned} [\Delta S_{ij}] &= \left[ \frac{\partial S_{ij}}{\partial \delta} \right] [\Delta \delta] + \left[ \frac{\partial S_{ij}}{\partial V} \right] [\Delta V] \\ &= \begin{bmatrix} \frac{\partial S_{ij}}{\partial \delta} & \frac{\partial S_{ij}}{\partial V} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta V \end{bmatrix} \end{aligned} \quad (4.2)$$

เมื่อ

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

โดยอาศัยความสัมพันธ์จากสมการการไหลของกำลังไฟฟ้า จะได้ว่า

$$\begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta V \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{11} & J_{12} \\ J_{21} & J_{22} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P_i \\ \Delta Q_i \end{bmatrix} \quad (4.3)$$

นั่นคือ

$$\begin{aligned} [\Delta S_{ij}] &= \begin{bmatrix} \frac{\delta S_{ij}}{\delta \delta} & \frac{\delta S_{ij}}{\delta V} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} J_{11} & J_{12} \\ J_{21} & J_{22} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P_i \\ \Delta Q_i \end{bmatrix} \\ &= [T_p] [\Delta P_i] + [T_q] [\Delta Q_i] \end{aligned}$$

$$[\Delta S_{ij}] = [T_G \quad -T_G \quad T_L] [\Delta P^{G+} \quad \Delta P^{G-} \quad L]^T \quad (4.4)$$

โดย  $\Delta P^{G+}$  คือ กำลังจริงที่จ่ายเพิ่มขึ้นที่บัสที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าต่ออยู่

$\Delta P^{G-}$  คือ กำลังจริงที่ลดลงที่บัสที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าต่ออยู่

$L$  คือ โหลดที่ทำการตัดออกจากระบบ

$T_G$  คือ เมตริกซ์ของ  $T_p$  ที่เลือกเฉพาะแถวที่มีความสัมพันธ์กับบัสที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าต่ออยู่

$T_L$  คือ เมตริกซ์ของ  $T_p$  และ  $T_q$  ที่เลือกเฉพาะแถวที่มีความสัมพันธ์กับบัสที่มีโหลด โดย

$$T_L = T_p + \alpha T_q$$

$\alpha$  คือ อัตราส่วนของกำลังไฟฟ้าจริงต่อกำลังไฟฟ้าปรากฏ ณ บัสที่เราสนใจ

จากสมการที่ 4.4 สามารถสรุปได้ว่าเราสามารถควบคุมการไหลของกำลังไฟฟ้าในแต่ละสายส่งได้โดยการปรับเปลี่ยนกำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและ/หรือการตัดโหลด

#### 4.2 ปัญหาทางด้านแรงดัน [7]

สำหรับปัญหาด้านแรงดันการแก้ไขปัญหาสามารถกระทำได้หลายวิธีไม่ว่าจะเป็นการปรับการผลิตหรือการตัดโหลด การปรับระดับแรงดันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและ/หรือการเปลี่ยนแท็ปของหม้อแปลงก็สามารถควบคุมระดับขนาดแรงดันได้เช่นกัน

อย่างไรก็ดีในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะสนใจเฉพาะการปรับเปลี่ยนกำลังการผลิตควบคู่กับการตัดโหลดเท่านั้น

พิจารณาสมการการไหลของกำลังไฟฟ้า เราสามารถกระจายสมการการไหลของกำลังไฟฟ้ารอบ ๆ จุดทำงานปกติได้ดังสมการที่ 4.5 และ 4.6

$$[\Delta P_i] = \left[ \frac{\partial P_i}{\partial \delta} \right] [\Delta \delta] + \left[ \frac{\partial P_i}{\partial V} \right] [\Delta V] \quad (4.5)$$

$$[\Delta Q_i] = \left[ \frac{\partial Q_i}{\partial \delta} \right] [\Delta \delta] + \left[ \frac{\partial Q_i}{\partial V} \right] [\Delta V] \quad (4.6)$$

จากสมการที่ 4.5 สามารถเขียนสมการใหม่ได้ดังนี้

$$[\Delta \delta] = [\partial P / \partial \delta]^{-1} ([\Delta P_i] - [\partial P / \partial V][\Delta V]) \quad (4.7)$$



แทนค่าจากสมการที่ 4.7 ลงในสมการที่ 4.6 ได้ดังนี้

$$[\Delta Q_i] = [\partial Q / \partial \delta][\partial P / \partial \delta]^{-1}[\Delta P_i] + ([\partial Q / \partial V] - [\partial Q / \partial \delta][\partial P / \partial \delta]^{-1}[\partial P / \partial V])[\Delta V] \quad (4.8)$$

พิจารณาสมการที่ 4.8 สามารถจัดสมการใหม่ในรูปของเมตริกซ์ย่อยได้ดังสมการที่ 4.9

$$\begin{bmatrix} \Delta Q_i^{PV} \\ \Delta Q_i^{PQ} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} M_{11} \\ M_{12} \end{bmatrix} [\Delta P_i] + \begin{bmatrix} N_{11} & N_{12} \\ N_{21} & N_{22} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta V^{PV} \\ \Delta V^{PQ} \end{bmatrix} \quad (4.9)$$

จากสมการที่ 4.9 หากสนใจเฉพาะ  $\Delta Q_i^{PQ}$  และละเลยการปรับแรงดันที่บังคับควบคุมแรงดัน ( $\Delta V^{PV} = 0$ ) จะได้ว่า

$$\begin{aligned} \Delta Q_i^{PQ} &= [M_{21}][\Delta P_i] + [N_{22}][\Delta V^{PQ}] \\ \text{นั่นคือ} \quad \Delta V^{PQ} &= (-[N_{22}]^{-1}[M_{21}][\Delta P_i] + [N_{22}]^{-1}[\Delta Q_i^{PQ}]) \\ &= [R_p][\Delta P_i] + [R_q][\Delta Q_i^{PQ}] \end{aligned} \quad (4.10)$$

ในทำนองเดียวกันกับการแก้ไขปัญหาด้านสายส่ง เราสามารถจัดความสัมพันธ์ให้อยู่ในรูปพารามิเตอร์ของการปรับเปลี่ยนกำลังการผลิตและการตัดโหลดได้ดังนี้

$$[\Delta V^{PQ}] = [R_G \quad -R_G \quad R_L][\Delta P^{G+} \quad \Delta P^{G-} \quad L]^T \quad (4.12)$$

สำหรับสมการที่ 4.12 สามารถสรุปได้ว่าเราสามารถควบคุมขนาดของแรงดันของทุกโหลด บัสได้โดยปรับเปลี่ยนกำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและ/หรือการตัดโหลด

โดย  $R_G$  คือ เมตริกซ์ของ  $R_p$  ที่เลือกเฉพาะแถวที่มีความสัมพันธ์กับบัสที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าต่ออยู่

$R_L$  คือ เมตริกซ์ของ  $R_p$  และ  $R_q$  ที่เลือกเฉพาะแถวที่มีความสัมพันธ์กับบัสที่มีโหลด โดยที่

$$R_L = R_p + \alpha R_q$$

$\alpha$  คือ อัตราส่วนของกำลังไฟฟ้าจริงต่อกำลังไฟฟ้าปรากฏ ณ บัสที่เราสนใจ

### 4.3 สมการสมดุลกำลังไฟฟ้า

ทุก ๆ การเปลี่ยนแปลงขององค์ประกอบจะต้องเป็นไปตามเงื่อนไขของสมดุลของกำลังไฟฟ้า  
ดังนี้

$$\begin{aligned}
 \sum_i \Delta P_i &= 0 \\
 \sum_i (\Delta P_i^G - \Delta P_i^L) &= 0 \\
 \sum_i ((\Delta P_i^{G+} - \Delta P_i^{G-}) - (-L_i)) &= 0 \\
 \sum_i (\Delta P_i^{G+} - \Delta P_i^{G-} + L_i) &= 0
 \end{aligned} \tag{4.13}$$

ดังนั้นสมการที่ 4.13 สามารถเขียนใหม่ในรูปเมตริกซ์ได้ดังสมการที่ 4.14

$$[\underline{1} \quad -\underline{1} \quad \underline{1}][X] = 0 \tag{4.14}$$

โดยที่  $[X] = [\Delta P_G^+ \quad \Delta P_G^- \quad L]^T$

จากข้อมูลที่กล่าวมาข้างต้นสามารถสรุปการแก้ไข้ปัญหาที่เกิดบนระบบไฟฟ้ากำลังในรูปแบบของการจำลองทางคณิตศาสตร์ได้ดังนี้

$$\begin{aligned}
 \text{Min } z &= c_p^+ \Delta P_G^+ + c_p^- \Delta P_G^- + c_L L \\
 \text{Subject to} \\
 [T_G \quad -T_G \quad T_L] \underline{X} &= [\Delta S_{ij}] \\
 [R_G \quad -R_G \quad R_L] \underline{X} &= [\Delta V^{pq}] \\
 [\underline{1} \quad -\underline{1} \quad \underline{1}] \underline{X} &= [0] \\
 \underline{X} &= [\Delta P_G^+ \quad \Delta P_G^- \quad L]^T
 \end{aligned} \tag{4.15}$$

โดย  $c_p^+$  คือ ผลกระทบของการเพิ่มกำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

$c_p^-$  คือ ผลกระทบของการลดกำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

$c_L$  คือ ผลกระทบของการตัดโหลด

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะกำหนดให้ค่า  $c_p^+$ ,  $c_p^-$  และ  $c_L$  มีค่าเท่ากับ 2, 1 และ 10 ตามลำดับ

## บทที่ 5

### อุปกรณ์ UPFC และการประยุกต์ใช้งาน

ในบทนี้จะกล่าวถึงโครงสร้างและคุณสมบัติของอุปกรณ์ UPFC รวมถึงการประยุกต์ใช้งานอุปกรณ์ UPFC เพื่อควบคุมการไหลของกำลังไฟฟ้า รวมทั้งควบคุมแรงดันที่บัสติดตั้ง จากนั้นจะเป็นการทดสอบผลการติดตั้งอุปกรณ์ UPFC เพื่อควบคุมทิศทางการไหลของกำลังไฟฟ้าและแรงดันที่บัสติดตั้งให้ได้ค่าตามที่ตั้งค่าไว้

#### 5.1 FACTS (Flexible AC Transmission System) [8,9]

จากการพัฒนาอย่างรวดเร็วของอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์กำลังทำให้เกิดการนำอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์กำลังมาใช้ในระบบส่งกำลังไฟฟ้าเพื่อควบคุมพารามิเตอร์ต่าง ๆ ของสายส่ง ด้วยคุณสมบัติพิเศษของการทำงานที่รวดเร็ว ทำให้เกิดเป็นเทคโนโลยีใหม่ขึ้นมาซึ่งเรียกว่าเทคโนโลยี FACTS ซึ่งอุปกรณ์ดังกล่าวมีความสามารถต่าง ๆ ดังนี้

##### 1) การควบคุมการไหลของกำลังไฟฟ้า [8,9]

ควบคุมการไหลของกำลังไฟฟ้าได้ เช่น การควบคุมการไหลของกำลังไฟฟ้าในสายส่งที่ต่อขนานกัน (Power flow in parallel paths) หรือการควบคุมการไหลของกำลังไฟฟ้าในระบบแบบโครงข่าย (Power flow in a meshed system) เป็นต้น

##### 2) การเพิ่มความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าของสายส่ง [9]

การเพิ่มความสามารถในการส่งของสายส่งกำลังไฟฟ้าโดยทำการทำให้ขีดจำกัดความสามารถของสายส่ง มีค่าเท่ากับ ความสามารถในการทนต่อความร้อนสูงสุด ซึ่งปัจจัยที่เป็นตัวกำหนดขีดจำกัดความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าของสายส่งมีดังนี้

ก. ความร้อน (Thermal)

ข. สารไดอิเล็กตริก (Dielectric)

ค. เสถียรภาพ (Stability)

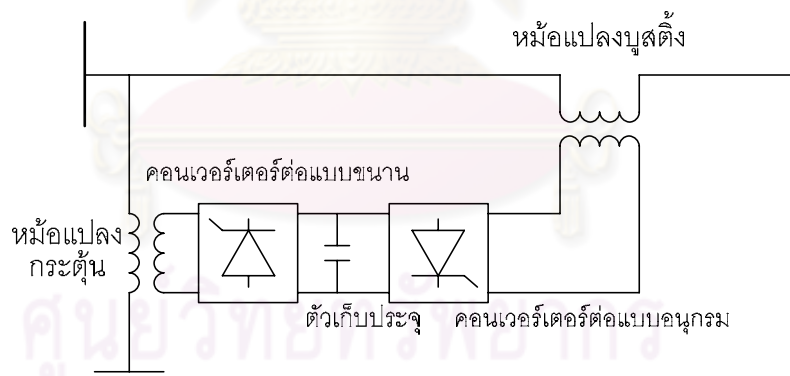
เนื่องจากอุปกรณ์ FACTS มีการทำงานที่รวดเร็วมาก ดังนั้นจึงสามารถควบคุมพารามิเตอร์ของสายส่งได้ในเวลาปฏิบัติงานจริง (Real time) ทำให้สามารถควบคุมและเปลี่ยนแปลงกำลังไฟฟ้าที่ไหลผ่านสายส่งได้อย่างทันทีทันใด เพื่อทำให้ระบบสามารถทำงานได้ใน

สภาวะการทำงานปกติ ความสามารถในการควบคุมการไหลของกำลังไฟฟ้าได้อย่างรวดเร็วในกรณีที่ทำให้ระบบมีเสถียรภาพในการทำงานสูงขึ้น

## 5.2 อุปกรณ์ Unified Power Flow Controller (UPFC) [8]

UPFC เป็นอุปกรณ์ FACTS ที่สามารถควบคุมพารามิเตอร์พื้นฐานของการควบคุมการไหลของกำลังไฟฟ้าได้ทั้งหมด อันได้แก่ อิมพีแดนซ์ของสายส่ง ขนาดของแรงดันไฟฟ้าที่บัส และผลต่างมุมเฟสของแรงดันไฟฟ้าที่บัส ดังนั้น เราจึงสามารถนำอุปกรณ์ UPFC มาใช้ในการควบคุมการไหลของกำลังไฟฟ้าจริง ควบคุมการไหลของกำลังไฟฟารีแอกทีฟ ควบคุมขนาดแรงดันที่บัส หรือ ควบคุมตัวแปรทั้งสามอย่างพร้อมกัน หากมองในอีกมุมมองหนึ่งก็คือ เราสามารถนำอุปกรณ์ UPFC มาใช้เพื่อให้ทำงานเป็น อุปกรณ์ชดเชยแบบอนุกรม อุปกรณ์ชดเชยแบบขนาน หม้อแปลงควบคุมชนิดปรับมุมเฟส หรือทำงานเป็นทั้งสามอุปกรณ์พร้อมๆ กันได้ โครงสร้างของอุปกรณ์ UPFC สามารถแสดงได้ดังรูปที่ 5.1

อุปกรณ์ UPFC ประกอบไปด้วย คอนเวอร์เตอร์ชนิดจ่ายแรงดัน (Voltage Source Converter : VSC) จำนวน 2 ตัวต่อแบบขนาน 1 ตัวและต่อแบบอนุกรม 1 ตัว หม้อแปลงกระตุ้น (Excitation Transformer : ET) หม้อแปลงบูสต์ตึง (Boosting Transformer : BT) และตัวเก็บประจุ



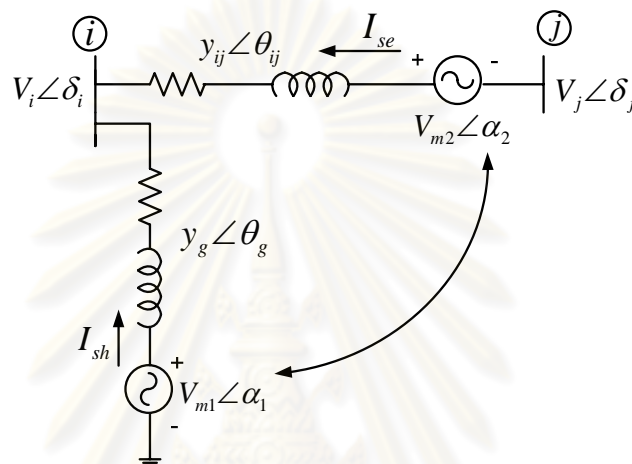
รูปที่ 5.1 โครงสร้างของอุปกรณ์ UPFC

## 5.3 การประยุกต์ใช้งานอุปกรณ์ UPFC ในระบบไฟฟ้ากำลัง

การประยุกต์ใช้อุปกรณ์ UPFC จะใช้แบบจำลองของ UPFC แบบ VSC ซึ่งเป็นวิธีการที่สามารถนำมาประยุกต์ใช้กับวิธีการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าแบบ นิวตัน-ราฟสัน ได้อย่างมีง่าย

### 5.3.1 การควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าโดยอาศัยอุปกรณ์ UPFC

การควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าโดยอาศัยอุปกรณ์ UPFC ทำได้โดยการควบคุมกำลังไฟฟ้าจริง กำลังไฟฟ้รีแอกทีฟที่ไหลผ่านสายส่ง และควบคุมแรงดันที่บัสต้นทางที่มีอุปกรณ์ UPFC ต่ออยู่ให้ได้ค่าตามที่ต้องการ โดยค่านี้ต้องอยู่บนพื้นฐานของการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อไม่มีอุปกรณ์ UPFC ต่ออยู่ แล้วคำนวณหาค่าปรับตั้งของพารามิเตอร์ของอุปกรณ์ UPFC โดยอาศัยสมการพื้นฐานดังนี้



รูปที่ 5.2 แบบจำลองของอุปกรณ์ UPFC ในสภาวะการทำงานปกติ

#### 1. สมการกำลังไฟฟ้าจริงที่จ่ายออกจากอุปกรณ์ UPFC

$$S = VI^*$$

$$I_{se} = [(V_{m2} + V_j) - V_i] y_{ij}$$

$$P_{se} = |V_{m2}|^2 |y_{ij}| \cos \theta_{ij} + |V_{m2}| |V_j| |y_{ij}| \cos(\alpha_2 - \delta_j - \theta_{ij}) - |V_{m2}| |V_i| |y_{ij}| \cos(\alpha_2 - \delta_i - \theta_{ij}) \quad (5.1)$$

$$I_{sh} = (V_{m1} - V_i) y_g$$

$$P_{sh} = |V_{m1}|^2 |y_g| \cos \theta_g - |V_{m1}| |V_i| |y_g| \cos(\alpha_1 - \delta_i - \theta_g) \quad (5.2)$$

#### 2. สมการการไหลของกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟที่ไหลผ่านสายส่ง

$$I_{ij} = [V_i - (V_{m2} + V_j)] y_{ij}, I_{ji} = -I_{ij}$$

$$P_{ij} = |V_i|^2 |y_{ij}| \cos \theta_{ij} - |V_i| |V_{m2}| |y_{ij}| \cos(\delta_i - \alpha_2 - \theta_{ij}) - |V_i| |V_j| |y_{ij}| \cos(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij}) \quad (5.3)$$

$$Q_{ij} = -|V_i|^2 |y_{ij}| \sin \theta_{ij} - |V_i| |V_{m2}| |y_{ij}| \sin(\delta_i - \alpha_2 - \theta_{ij}) - |V_i| |V_j| |y_{ij}| \sin(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij}) \quad (5.4)$$

$$P_{ji} = |V_j|^2 |y_{ij}| \cos \theta_{ij} + |V_j| |V_{m2}| |y_{ij}| \cos(\delta_j - \alpha_2 - \theta_{ij}) - |V_i| |V_j| |y_{ij}| \cos(\delta_j - \delta_i - \theta_{ij}) \quad (5.5)$$

$$Q_{ji} = -|V_j|^2 |y_{ij}| \sin \theta_{ij} + |V_j| |V_{m2}| |y_{ij}| \sin(\delta_j - \alpha_2 - \theta_{ij}) - |V_i| |V_j| |y_{ij}| \sin(\delta_j - \delta_i - \theta_{ij}) \quad (5.6)$$

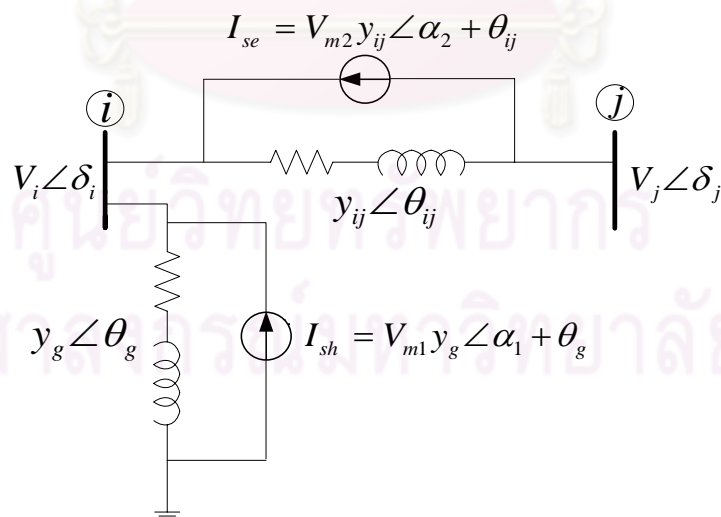
หากสมมติว่าไม่มีกำลังสูญเสียเกิดขึ้นในอุปกรณ์ UPFC และแรงดันไฟฟ้ากระแสตรง ( $V_{dc}$ ) มีค่าคงที่ อุปกรณ์ UPFC จะไม่มีการจ่ายหรือรับกำลังไฟฟ้าจริงให้แก่ระบบไฟฟ้ากำลัง นั่นคือกำลังไฟฟ้าจริงระบบไฟฟ้ากำลังจ่ายให้กับคอนเวอร์เตอร์แบบขนานจะต้องมีค่าเท่ากับกับกำลังไฟฟ้าจริงที่ระบบไฟฟ้ากำลังได้รับจากคอนเวอร์เตอร์แบบอนุกรม นั่นคือ

$$P_{se} + P_{sh} = 0$$

เนื่องจากในการวิเคราะห์การทำงานของ UPFC ร่วมกับสมการของระบบไฟฟ้ากำลังจะทำให้จำนวนตัวแปรสถานะของระบบเพิ่มขึ้นมา 4 ตัวแปร คือ ขนาดและมุมเฟสของแรงดันของ VSC ทั้ง 2 ตัว ( $V_m, \alpha$ ) ดังนั้นเราจึงต้องเพิ่มสมการควบคุมเพื่อให้สามารถหาคำตอบของสมการการไหลของกำลังไฟฟ้าได้ดังนี้

1.  $P_{ij}$  หรือ  $P_{ji} = P_d$  : สมการควบคุมกำลังไฟฟ้าจริงที่ไหลในสายที่มีอุปกรณ์ UPFC ต่ออยู่
2.  $Q_{ij}$  หรือ  $Q_{ji} = Q_d$  : สมการควบคุมกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟที่ไหลในสายที่มีอุปกรณ์ UPFC ต่ออยู่
3.  $V_i = V_d$  : สมการควบคุมแรงดันที่บัสต้นทางที่มีอุปกรณ์ UPFC ต่ออยู่
4.  $P_{se} + P_{sh} = 0$  : ผลรวมของกำลังไฟฟ้าจริงที่เกิดจากอุปกรณ์ UPFC จะต้องเท่ากับ 0

เมื่อมีการติดตั้งอุปกรณ์ UPFC เข้าไปในระบบจะทำให้บัสที่มี VSC เชื่อมต่ออยู่เสมือนมีแหล่งจ่ายพลังงานเพิ่มขึ้น ดังนั้นเราจำเป็นต้องปรับปรุงสภาพกำลังไฟฟ้าที่ฉีดเข้าสู่บัสที่ทำการติดตั้ง UPFC ดังนี้



รูปที่ 5.3 การเปลี่ยนแปลงแหล่งจ่ายแรงดันเป็นแหล่งจ่ายกระแสของ VSC

พิจารณาที่บัส  $i$  จะพบว่า  $S_{sch} + S_{se} + S_{sh} = S_{cal}$  หรือ  $S_{sch} = S_{cal} - S_{se} - S_{sh}$

พิจารณาที่บัส  $j$  จะพบว่า  $S_{sch} - S_{se} = S_{cal}$  หรือ  $S_{sch} = S_{cal} + S_{se}$

เราสามารถเขียนสมการในรูปของกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือนได้ดังนี้

$$\begin{aligned} \text{ที่บัส } i; \quad P_i = & \sum_{k=1}^n |V_i| |V_k| |Y_{ik}| \cos(\theta_{ik} - \delta_i + \delta_k) - |V_i| |V_{m2}| |y_{ij}| \cos(\delta_i - \theta_{ij} - \alpha_2) \\ & + |V_i|^2 |y_g| \cos(\theta_g) - |V_i| |V_{m1}| |y_g| \cos(\alpha_1 - \delta_i - \theta_g) \end{aligned} \quad (5.7)$$

$$\begin{aligned} Q_i = & - \sum_{k=1}^n |V_i| |V_k| |Y_{ik}| \sin(\theta_{ik} - \delta_i + \delta_k) - |V_i| |V_{m2}| |y_{ij}| \sin(\delta_i - \theta_{ij} - \alpha_2) \\ & - |V_i|^2 |y_g| \sin(\theta_g) - |V_i| |V_{m1}| |y_g| \sin(\alpha_1 - \delta_i - \theta_g) \end{aligned} \quad (5.8)$$

$$\text{ที่บัส } j; \quad P_j = \sum_{k=1}^n |V_j| |V_k| |Y_{jk}| \cos(\theta_{jk} - \delta_j + \delta_k) + |V_j| |V_{m2}| |y_{ij}| \cos(\delta_j - \theta_{ij} - \alpha_2) \quad (5.9)$$

$$Q_j = - \sum_{k=1}^n |V_j| |V_k| |Y_{jk}| \sin(\theta_{jk} - \delta_j + \delta_k) + |V_j| |V_{m2}| |y_{ij}| \sin(\delta_j - \theta_{ij} - \alpha_2) \quad (5.10)$$

ในการคำนวณ การไหลของกำลังไฟฟ้าจะทำการคำนวณพารามิเตอร์ของ UPFC ไปพร้อมกับ การวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าโดยเราสามารถเขียนเป็นความสัมพันธ์ได้ดังนี้

$$f_p(V, \delta, V_m, \alpha) = 0$$

$$f_q(V, \delta, V_m, \alpha) = 0$$

$$f_{VSC}(V, \delta, V_m, \alpha) = 0$$

โดย  $f_p$  คือ สมการของกำลังไฟฟ้าจริงที่ฉีดเข้าสู่บัสจากสมการการไหลของกำลังไฟฟ้า

$f_q$  คือ สมการของกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟที่ฉีดเข้าสู่บัสจากสมการการไหลของกำลังไฟฟ้า

$f_{VSC}$  คือ ชุดของสมการที่ต้องการควบคุมทั้ง 4 สมการ

จากสมการข้างต้นจะเห็นได้ว่าสมการการไหลของกำลังไฟฟ้าไม่ได้ขึ้นกับขนาดของแรงดันและมุมเฟสของแรงดันบัสเพียงเท่านั้น แต่ยังขึ้นกับขนาดของแรงดันและมุมเฟสของแรงดัน VSC อีกด้วย เป็นผลให้ Jacobian มีขนาดใหญ่ขึ้น ดังนี้

$$J = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_p}{\partial V} & \frac{\partial f_p}{\partial \delta} & \vdots & \frac{\partial f_p}{\partial V_m} & \frac{\partial f_p}{\partial \alpha} \\ \frac{\partial f_q}{\partial V} & \frac{\partial f_q}{\partial \delta} & \vdots & \frac{\partial f_q}{\partial V_m} & \frac{\partial f_q}{\partial \alpha} \\ \dots & \dots & \vdots & \dots & \dots \\ \frac{\partial f_{VSC}}{\partial V} & \frac{\partial f_{VSC}}{\partial \delta} & \vdots & \frac{\partial f_{VSC}}{\partial V_m} & \frac{\partial f_{VSC}}{\partial \alpha} \end{bmatrix} \quad (5.11)$$

ขั้นตอนที่สำคัญอีกขั้นตอนหนึ่ง ก็คือการกำหนดค่าเริ่มต้นของพารามิเตอร์ของ VSC แต่ ละตัว  $(V_m, \alpha)$  ที่ใช้ในการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าซึ่งขึ้นกับแรงดันของบัส 2 บัสที่ VSC ติดตั้งอยู่ ในการกำหนดค่าเริ่มต้นของพารามิเตอร์ของ VSC นั้นเราจะพิจารณาเสมือนว่าสายส่งไม่ มีพลังงานสูญเสีย นั่นคือ ความต้านทาน  $(r) = 0$  โดยสมมติให้ขนาดและมุมของแรงดันที่บัส  $i$  และ บัส  $j$  มีขนาดเป็น  $1 \angle 0$  เมื่อทำการพิจารณาสมการที่ 5.3 และ 5.4 จะสามารถเขียนสมการใหม่ได้ ดังนี้

$$P_{ij} = |V_i||V_{m2}||y_{ij}|\sin(\alpha_2) \quad (5.12)$$

$$Q_{ij} = |V_i||V_{m2}||y_{ij}|\cos(\alpha_2) - |V_i|^2|y_{ij}| + |V_i||V_j||y_{ij}| \quad (5.13)$$

จากสมการที่ 5.12 และ 5.13 ทำให้เราสามารถแก้สมการเพื่อหาค่า  $V_{m2}$  และ  $\alpha_2$  ได้ สำหรับการหาค่า  $V_{m1}$ ,  $\alpha_1$  นั้นจะพิจารณาจากสมการที่ 5.1 และ 5.2 โดยสมมติให้  $|V_{m1}| = 1.0$  p.u. และค่า  $\theta_g = 90$  องศา ซึ่งสามารถเขียนสมการใหม่ได้ดังนี้

$$P_{se} = |V_{m2}||V_j||y_{ij}|\sin(\alpha_2) - |V_{m2}||V_i||y_{ij}|\sin(\alpha_2) \quad (5.14)$$

$$P_{sh} = -|V_{m1}||V_i||y_g|\sin(\alpha_1) \quad (5.15)$$

จากสมการที่ 5.14 และ 5.15 เมื่อนำไปแทนลงในสมการควบคุมของ UPFC นั่นคือ  $P_{se} + P_{sh} = 0$  ซึ่งจะทำให้เราสามารถหาค่า  $\alpha_1$  ได้ เมื่อกำหนดค่าเริ่มต้นต่าง ๆ ครบแล้วจึงจะ นำค่าเริ่มต้นเหล่านี้มาคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าโดยวิธี นิวตัน-ราฟสัน โดยพิจารณาถึงผล ของการติดตั้งอุปกรณ์ UPFC ต่อไป

### 5.3.2 ตำแหน่งติดตั้งอุปกรณ์ UPFC

ตำแหน่งที่ติดตั้งอุปกรณ์ก็เป็นอีกปัจจัยที่ต้องนำมาพิจารณา เนื่องจากใน วิทยานิพนธ์นี้จะทำการวิเคราะห์ระบบก่อนที่จะมีการติดตั้งอุปกรณ์ UPFC เพื่อหาบัสและสายส่งที่ เกิดปัญหาทางด้านแรงดันและรับโหลดเกิน ตามลำดับ ดังนั้นในเบื้องต้นเราจะนำข้อมูลเหล่านี้มา วิเคราะห์เพื่อที่จะเลือกตำแหน่งที่จะติดตั้งอุปกรณ์ UPFC เพื่อที่จะได้ตำแหน่งติดตั้งอุปกรณ์ที่ เหมาะสมต่อไป

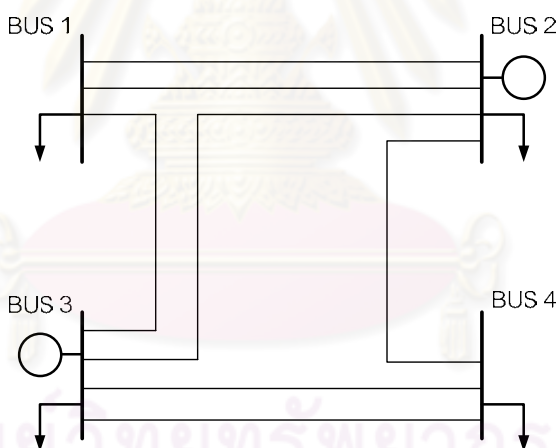


### 5.3.3 การวิเคราะห์ผลของการติดตั้งอุปกรณ์ UPFC

ในสภาวะปกติตำแหน่งที่มีการติดตั้งอุปกรณ์ UPFC จะเปรียบเสมือน P-V bus กล่าวคือบัสที่ติดตั้งอุปกรณ์จะสามารถรักษาค่าระดับแรงดันที่บัสให้อยู่ภายใต้สภาวะที่กำหนดได้ รวมถึงสายส่งจะสามารถควบคุมกำลังไฟฟ้าโดยที่ไม่มีปัญหาหวั่นไหวเกิดขึ้น ความสามารถดังกล่าวที่จะส่งผลต่อระดับความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าด้วย โดยการวิเคราะห์ในวิทยานิพนธ์นี้จะพิจารณาผลของความเชื่อถือได้ที่ได้รับจากการปรับปรุงจากการติดตั้ง UPFC เป็นหลัก ซึ่งในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะกำหนดค่าอัตราขาดข้องและเวลาเฉลี่ยของการขาดข้องของอุปกรณ์ UPFC มีค่าเท่ากับ 0.02 ครั้งต่อปีและ 60 ชั่วโมงต่อครั้ง ตามลำดับ

### 5.4 ตัวอย่างการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อมีการติดตั้งอุปกรณ์ UPFC

ในตัวอย่างนี้เราจะทำการทดสอบจะทดสอบกับระบบไฟฟ้ากำลังขนาด 4 บัสดังรูปที่ 5.4 ซึ่งประกอบด้วย เครื่องกำเนิดไฟฟ้า 2 เครื่อง สายส่ง 7 เส้น และระบบมีความต้องการกำลังไฟฟ้า 195 MW โดยข้อมูลของระบบแสดงดังตารางที่ 5.1-5.3



รูปที่ 5.4 โครงสร้างของระบบทดสอบขนาด 4 บัส

ตารางที่ 5.1 ข้อมูลบัสของระบบไฟฟ้ากำลังขนาด 4 บัส

Bus NO.	Generation		Load		Pgmax (MW)	Pgmin (MW)
	Pg (MW)	Qg (MW)	PI (MW)	QI (MW)		
1	0	0	40	15	0	0
2	88.60	19.22	25	10	200	50
3	108.24	67.43	60	30	200	50
4	0	0	70	25	0	0

ตารางที่ 5.2 ข้อมูลสายส่งและหม้อแปลงของระบบไฟฟ้ากำลังขนาด 4 บัส

Line No.	From Bus	To Bus	R (p.u.)	X (p.u.)	B (p.u.)	Rating (p.u.)	$\lambda$ (f/yr)	$\mu$ (r/yr)
1	1	2	0.2000	0.6000	0.0020	0.40	3.000	45.625
2	1	2	0.2000	0.6000	0.0020	0.40	3.000	45.625
3	1	3	0.1000	0.2000	0.0020	0.80	3.000	45.625
4	2	3	0.0700	0.2000	0.0020	0.60	3.000	45.625
5	2	4	0.0500	0.2500	0.0020	1.00	3.000	45.625
6	3	4	0.0400	0.2000	0.0020	0.50	3.000	45.625
7	3	4	0.0400	0.2000	0.0020	0.50	3.000	45.625

ตารางที่ 5.3 ข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของระบบไฟฟ้ากำลังขนาด 4 บัส

Generator Group	Bus Connect	Number of Unit	Cap. Of each Unit (MW)	MVAR		$\lambda$ (f/yr)	$\mu$ (r/yr)
				Max	Min		
1	2	1	200	150	-150	3.000	45.625
2	3	1	200	150	-150	3.000	45.625

ตารางที่ 5.4 ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า ณ บัสต่าง ๆ ของระบบไฟฟ้ากำลังขนาด 4 บัส ในสภาวะก่อนการติดตั้งอุปกรณ์ UPFC

Bus No.	Voltage		Generation		Load	
	Mag (pu)	Ang (deg)	Pg (MW)	Qg (MVAR)	PI (MW)	QI (MVAR)
1	1.012	-3.121	0	0	40.00	15.00
2	1.050	0	88.59	18.56	25.00	10.00
3	1.050	-1.585	108.24	66.56	60.00	30.00
4	1.022	-3.615	0	0	70.00	25.00
		Total	196.83	85.13	195.00	80.00

ตารางที่ 5.5 ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าในสายส่งเส้นต่าง ๆ ของระบบไฟฟ้ากำลัง  
ขนาด 4 บัสในสภาวะก่อนการติดตั้งอุปกรณ์ UPFC

From Bus	To Bus	From Bus Injection		To Bus Injection		Loss	
		P (MW)	Q (MVAR)	P (MW)	Q (MVAR)	P (MW)	Q (MVAR)
1	2	-10.51	-2.72	10.74	3.19	0.229	0.69
1	2	-10.51	-2.72	10.74	3.19	0.229	0.69
1	3	-18.97	-9.57	19.41	10.23	0.439	0.88
2	3	13.65	-4.68	-13.52	4.83	0.132	0.38
2	4	28.45	6.86	-28.06	-5.13	0.389	1.95
3	4	21.17	10.75	-20.97	-9.94	0.205	1.03
3	4	21.17	10.75	-20.97	-9.94	0.205	1.03

ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าในสภาวะก่อนการติดตั้งอุปกรณ์ UPFC แสดงดังตารางที่ 5.4-5.5 ในขั้นตอนต่อไป หากเราต้องการควบคุมแรงดันที่บัสที่ 1 และกำลังไฟฟ้าที่ไหลจากบัสที่ 1 ไปบัสที่ 2 เพียง 1 สาย โดยการติดตั้งอุปกรณ์ UPFC เข้าไปที่สายข้างต้น พร้อมทั้งควบคุมค่าแรงดันที่บัส 1 ให้เป็น 1 p.u. กำลังไฟฟ้าจริงที่ไหลจากบัส 1 ไปสู่อบัส 2 ให้เป็น -20 MW และกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่ไหลจากบัส 1 ไปสู่อบัส 2 ให้เป็น -10 MVAR แล้วเราจะต้องทำการตั้งค่าแรงดันและมุมเฟสสำหรับอุปกรณ์ UPFC สำหรับผลการคำนวณที่แสดงในตารางที่ 5.6-5.7

ตารางที่ 5.6 ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า ณ บัสต่าง ๆ ของระบบทดสอบไฟฟ้ากำลัง  
ขนาด 4 บัส ในสภาวะหลังการติดตั้งอุปกรณ์ UPFC

Bus No.	Voltage		Generation		Load	
	Mag (pu)	Ang (deg)	Pg (MW)	Qg (MVAR)	PI (MW)	QI (MVAR)
1	1.00	-1.6346	0.000	0.000	40.00	15.00
2	1.05	0.000	89.297	30.911	25.00	10.00
3	1.05	-1.1779	108.240	73.874	60.00	30.00
4	1.0219	-3.3238	0.000	0.000	70.00	25.00
		Total	197.537	104.785	195.00	80.00

ตารางที่ 5.7 ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าในสายส่งเส้นต่าง ๆ ของระบบทดสอบไฟฟ้า  
กำลังขนาด 4 บัสในสถานะหลังการติดตั้งอุปกรณ์ UPFC

From Bus	To Bus	From Bus Injection		To Bus Injection		Loss	
		P (MW)	Q (MVAR)	P (MW)	Q (MVAR)	P (MW)	Q (MVAR)
1	2	-20.00	-10.00	21.00	13.050	1.000	3.050
1	2	-6.971	-5.938	7.139	6.442	0.168	0.503
1	3	-13.341	-18.313	13.854	19.340	0.513	1.027
2	3	10.132	-3.430	-10.059	3.637	0.073	0.208
2	4	26.334	7.245	-25.996	-5.553	0.338	1.692
3	4	22.223	10.669	-22.002	-9.567	0.220	1.102
3	4	22.223	10.669	-22.002	-9.567	0.220	1.102

จากผลที่แสดงในตารางที่ 5.6 และ ตารางที่ 5.7 จะเห็นว่าเราสามารถควบคุมการไหลของกำลังไฟฟ้าจริง กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ ควบคุมขนาดแรงดันที่บัส หรือควบคุมตัวแปรทั้งสามอย่างพร้อม ๆ กันได้โดยการติดตั้งอุปกรณ์ UPFC เข้าไปในระบบ

ศูนย์วิทยทรัพยากร  
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

## บทที่ 6

### การจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล

การประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังแบ่งเป็น 2 วิธีหลัก คือ วิธีการวิเคราะห์ และวิธีการจำลองเหตุการณ์ โดยวิธีการวิเคราะห์มีจุดด้อยเนื่องจาก การคำนวณจะมีความซับซ้อนและเสียเวลามากหากระบบมีขนาดใหญ่ขึ้น อย่างไรก็ตามวิธีการจำลองเหตุการณ์แม้ว่าจะต้องการเวลาในการคำนวณสูงแต่สามารถจัดการกับปัญหาที่ซับซ้อนได้ดี ดังนั้นในวิทยานิพนธ์นี้จะอาศัยการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลซึ่งเป็นวิธีที่ยังคงมีประสิทธิภาพสูงแม้ว่าขนาดของระบบจะใหญ่ขึ้นมากก็ตาม

การจำแนกประเภทของการสุ่มแบบมอนติคาร์โลนั้นหากจำแนกตามความสัมพันธ์ของแต่ละสถานะที่สุ่มได้จะสามารถแบ่งได้เป็น 2 ชนิดคือชนิดที่ไม่มีความเกี่ยวเนื่องกัน (Non-sequential) และชนิดที่มีความเกี่ยวเนื่องกัน (Sequential) ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะกล่าวถึงการสุ่มช่วงเวลาการทำงาน (State duration sampling) ซึ่งเป็นรูปแบบหนึ่งของการสุ่มที่มีความเกี่ยวเนื่องกันเป็นหลัก [10,11]

#### 6.1 การสุ่มช่วงเวลาการทำงาน

สมมติให้ช่วงเวลาการทำงานที่อุปกรณ์อยู่ในสภาพดีมีการกระจายแบบเอ็กซ์โพเนนเชียล (Exponential distribution) ซึ่งมีรูปของฟังก์ชันความหนาแน่น (Density function) ดังสมการที่ 6.1

$$f_T(t) = \lambda e^{-\lambda t} \quad (6.1)$$

โดยที่  $\lambda$  คือ อัตราความล้มเหลว

$t$  คือ เวลา

ดังนั้น ค่าความไม่พร้อมมูล ( $U$ ) ที่เวลา  $T$  คำนวณได้จาก

$$U = F_T(T) = \int_0^T \lambda e^{-\lambda t} dt = 1 - e^{-\lambda T} \quad (6.2)$$

$$T = -\frac{1}{\lambda} \ln(1 - U) \quad (6.3)$$

ในทำนองเดียวกัน หากเราสมมติให้ช่วงเวลาในการซ่อมแซมอุปกรณ์โดยเริ่มตั้งแต่ อุปกรณ์เสียจนกลับมาใช้งานได้มีการกระจายแบบปกติโดยสามารถคำนวณได้จากสมการที่ 6.4

$$T = r + Z \times \sigma_r \quad (6.4)$$

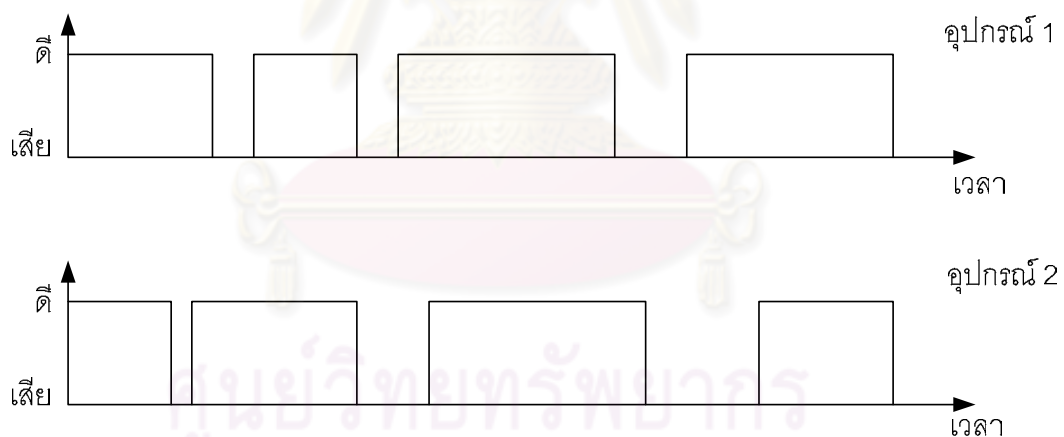
โดยที่  $U$  คือ Uniformly distributed random numbers

$Z$  คือ Normally uniform distributed random numbers

$r$  คือ ระยะเวลาเฉลี่ยในการซ่อมแซมอุปกรณ์ มีค่าเท่ากับ  $1/\mu$

$\sigma_r$  คือ ความแปรปรวนของระยะเวลาซ่อมแซม มีค่าเท่ากับ  $0.1 \times r$

ด้วยวิธีการดังกล่าวจะสามารถสุ่มระยะเวลาที่แต่ละอุปกรณ์อยู่ในสถานะหนึ่ง ๆ จนกระทั่งเปลี่ยนสถานะ และเมื่อทำซ้ำจนครบทุกอุปกรณ์จนครบระยะเวลาที่ต้องการจะได้ข้อมูลของระบบดังแสดงเป็นตัวอย่างในรูปที่ 6.1 ซึ่งเป็นตัวอย่างในกรณีที่ระบบมีอุปกรณ์เพียง 2 อุปกรณ์เท่านั้น



รูปที่ 6.1 ช่วงเวลาการทำงานของอุปกรณ์ 2 อุปกรณ์ที่สุ่มได้

วิธีการสุ่มช่วงเวลาการทำงานในแต่ละสถานะของแต่ละอุปกรณ์มีข้อดีคือ สามารถจำลองลักษณะการกระจายของสถานะการทำงานของอุปกรณ์โดยใช้การกระจายแบบใดก็ได้ และสามารถคำนวณดัชนีเกี่ยวกับความถี่และระยะเวลาได้อย่างถูกต้อง แม่นยำ แต่มีข้อเสียที่ต้องใช้หน่วยความจำของคอมพิวเตอร์สูงกว่า ใช้เวลาการคำนวณมากกว่า และมีความซับซ้อนสูง [3,4,11] แต่เนื่องจากปัจจุบันสมรรถนะของคอมพิวเตอร์สูงขึ้นมาก ดังนั้นข้อเสียดังกล่าวจึงสามารถละเลยได้

## 6.2 การคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้

การคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้โดยวิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลสามารถคำนวณได้จากนิยามดังนี้

- 1) LOLP คือ ความน่าจะเป็นที่ระบบเกิดการล้มเหลว
- 2) LOLF คือ ความถี่ที่ระบบเกิดการเปลี่ยนสถานะจากดีไปล้มเหลว
- 3) EPNS คือ โหลดในระบบที่คาดว่าจะไม่ได้รับการจ่ายกำลังไฟฟ้า
- 4) LOLD คือ ระยะเวลาที่ระบบจะอยู่ในสถานะล้มเหลวแต่ละครั้ง

## 6.3 เกณฑ์การหยุดคำนวณ (Stopping criteria) [3]

สำหรับเกณฑ์การหยุดคำนวณของการจำลองเหตุการณ์ตามวิธีมอนติคาร์โลนั้นนิยมใช้เกณฑ์สองแบบ [10] คือการกำหนดจำนวนรอบสูงสุดในการทำงาน หรือการกำหนดค่าสูงสุดของความคลาดเคลื่อนสัมพัทธ์ (Relative uncertainty) ของดัชนีที่ยอมรับได้ไว้ที่ค่าหนึ่ง การคำนวณความคลาดเคลื่อนสัมพัทธ์แสดงไว้ในสมการที่ 6.5

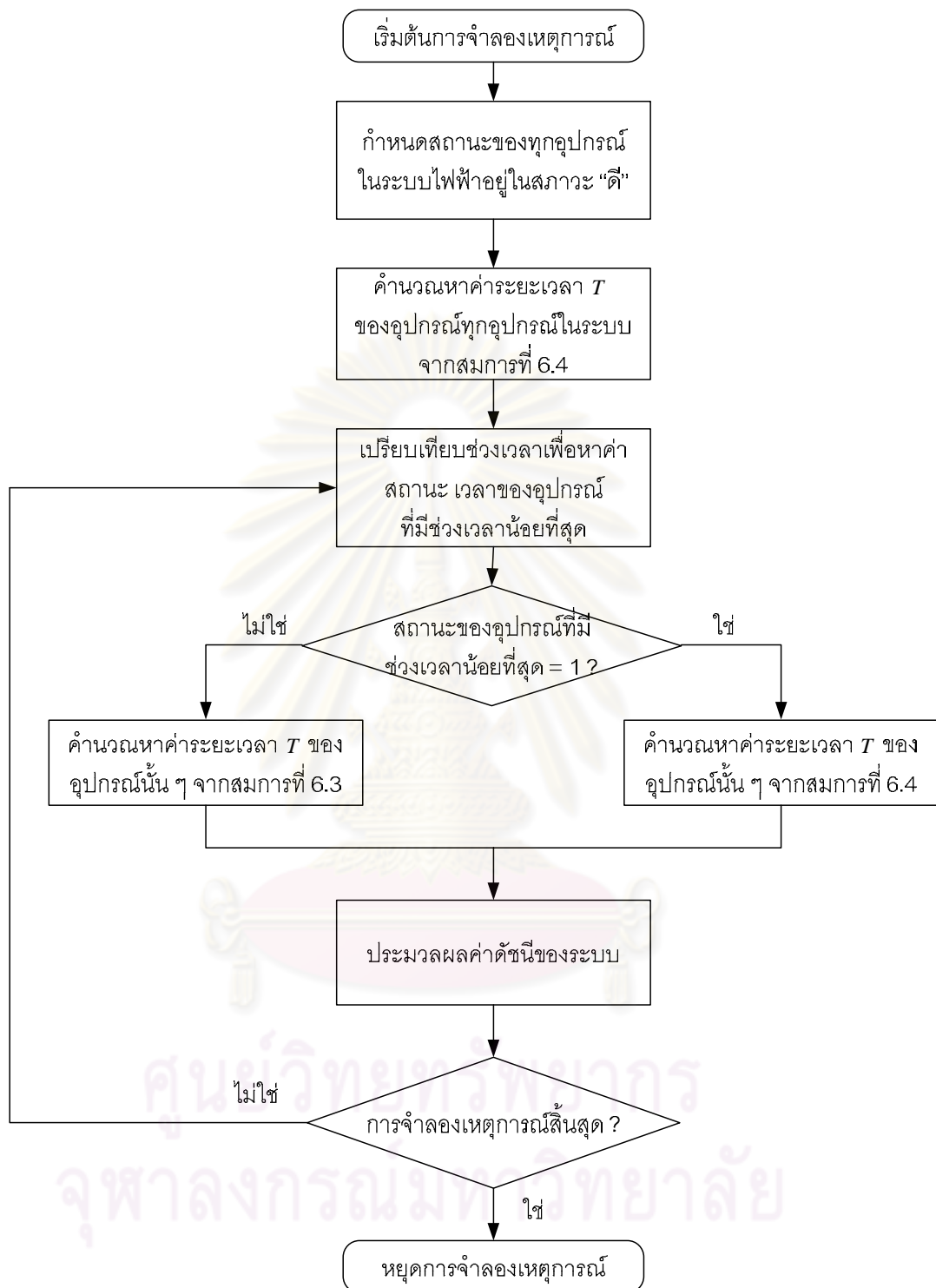
$$\text{ความคลาดเคลื่อนสัมพัทธ์} = \frac{S}{\hat{x}\sqrt{n}} \quad (6.5)$$

โดยที่  $S$  คือ ค่าความเบี่ยงเบนมาตรฐาน (S.D.) ของดัชนี

$\hat{x}$  คือ ค่าเฉลี่ย (Mean) ของดัชนี

$n$  คือ จำนวนครั้งของการสุ่ม

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะกำหนดค่าสูงสุดของความคลาดเคลื่อนสัมพัทธ์ที่ยอมรับได้แต่อย่างไรก็ตามจะกำหนดให้ระยะเวลาในการจำลองเหตุการณ์เป็นเกณฑ์การหยุดการคำนวณควบคู่กันไปด้วย โดยจะกำหนดระยะเวลาขั้นต่ำในการจำลองเหตุการณ์ไว้ที่ 5 ปี ขั้นตอนการจำลองเหตุการณ์โดยวิธีสุ่มช่วงเวลาทำงานที่ใช้ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้สามารถแสดงดังรูปที่ 6.2



รูปที่ 6.2 ขั้นตอนการจำลองเหตุการณ์โดยวิธีสุ่มช่วงเวลาทำงาน



## การประเมินผลกระทบของ UPFC ที่มีต่อความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลัง

ในบทนี้จะนำเสนอถึงผลการประเมินผลกระทบของการติดตั้งอุปกรณ์ UPFC ที่มีต่อความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังด้วยวิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล พร้อมทั้งพิจารณาถึงวิธีการแก้ปัญหาเมื่อเกิดปัญหาขึ้นในระบบโดยการเพิ่มหรือลดกำลังการผลิตประกอบกับการตัดโหลดอย่างเหมาะสม โดยจะทำการวิเคราะห์เปรียบเทียบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังระหว่างสภาวะก่อนและหลังการติดตั้ง UPFC โดยในการประเมินผลความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะแบ่งกรณีศึกษาออกเป็น 2 ส่วนหลัก ๆ

1. การประยุกต์ใช้อุปกรณ์ UPFC เพื่อแก้ไขปัญหาต่าง ๆ ที่เกิดขึ้นในระบบไฟฟ้ากำลัง
2. การประยุกต์ใช้อุปกรณ์ UPFC เพื่อควบคุมทิศทางการไหลของกำลังไฟฟ้า ในกรณีที่มีการซื้อขายพลังงานไฟฟ้าระหว่างเขตการไฟฟ้า

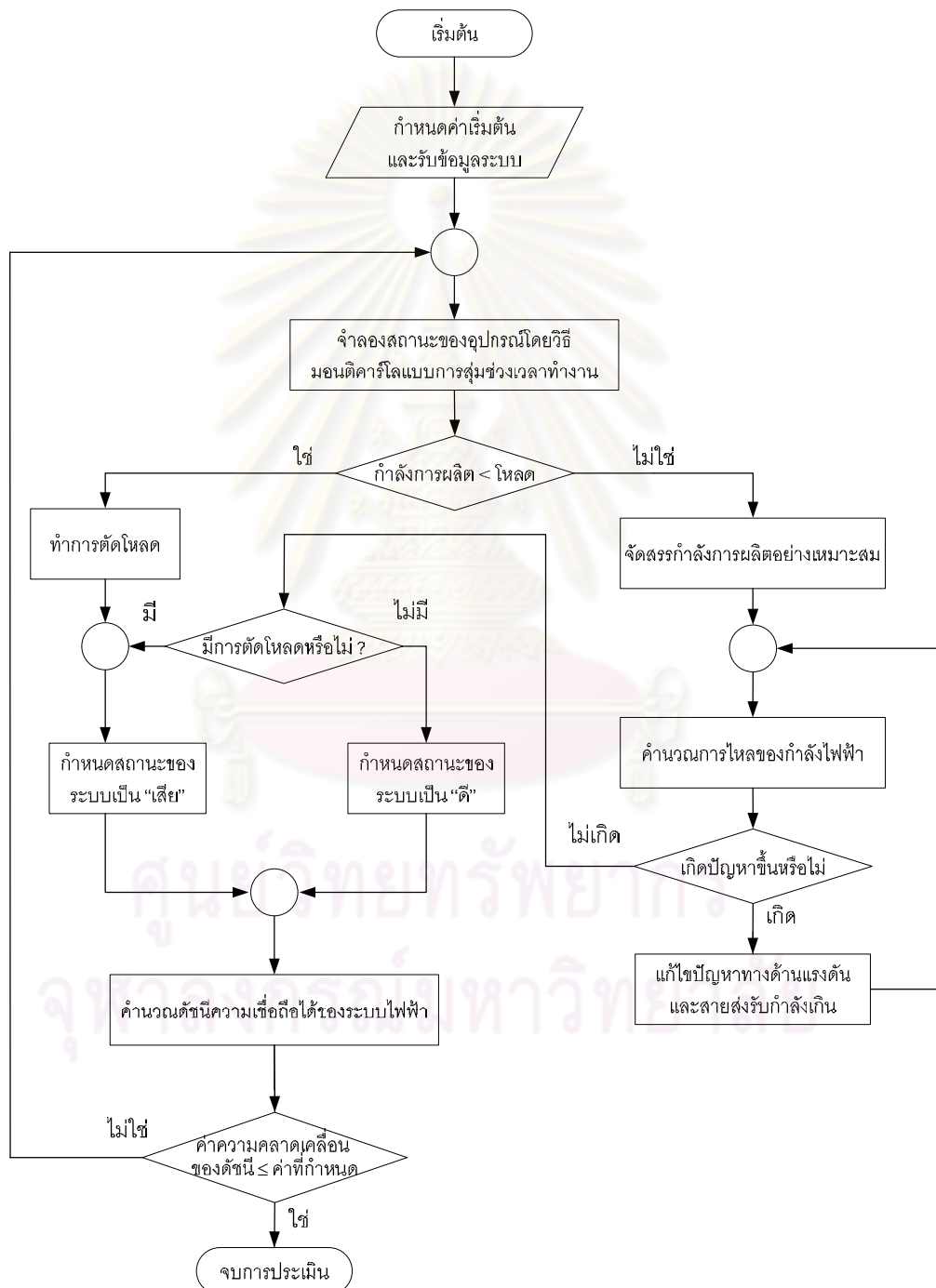
กรณีศึกษาทั้ง 2 ส่วนที่กล่าวมานั้นมีจุดประสงค์ที่แตกต่างกัน โดยกรณีแรกจะเป็นการประยุกต์ใช้คุณสมบัติในการควบคุมของอุปกรณ์ UPFC มาใช้ในการแก้ไขปัญหาทางด้านแรงดันและสายส่ง เพื่อปรับปรุงค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลัง ในส่วนของกรณีศึกษาที่สองจะเป็นการประยุกต์ใช้งานอุปกรณ์ UPFC เพื่อควบคุมทิศทางการไหลของกำลังไฟฟ้าระหว่างเขตการไฟฟ้า โดยทั้ง 2 กรณีจะวิเคราะห์ถึงผลกระทบที่เกิดจากการติดตั้งอุปกรณ์ UPFC ที่มีต่อดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลัง

### 7.1 กรณีศึกษาการประยุกต์ใช้งานอุปกรณ์ UPFC เพื่อแก้ไขปัญหาต่าง ๆ ที่เกิดขึ้นในระบบไฟฟ้ากำลัง

ในส่วนของกรณีศึกษานี้จะเป็นการนำเอาคุณสมบัติในการควบคุมของอุปกรณ์ UPFC มาจัดการกับเหตุขัดข้องที่เกิดขึ้น โดยอุปกรณ์ UPFC จะทำการควบคุมเฉพาะสภาวะที่ตำแหน่งติดตั้งเกิดปัญหาที่ทางสายส่งและ/หรือปัญหาทางด้านแรงดันเท่านั้น ในส่วนของสภาวะอื่น ๆ นอกจากที่กล่าวมานั้นจะไม่พิจารณาถึงผลของอุปกรณ์ ในกรณีศึกษาตำแหน่งที่จะติดตั้งอุปกรณ์จะพิจารณาจากข้อมูลการเกิดปัญหาในสภาวะปกติ โดยตำแหน่งที่มีความถี่ของเหตุขัดข้องมากที่สุดจะเป็นตำแหน่งที่ได้รับการพิจารณาในการติดตั้งเป็นอันดับแรก

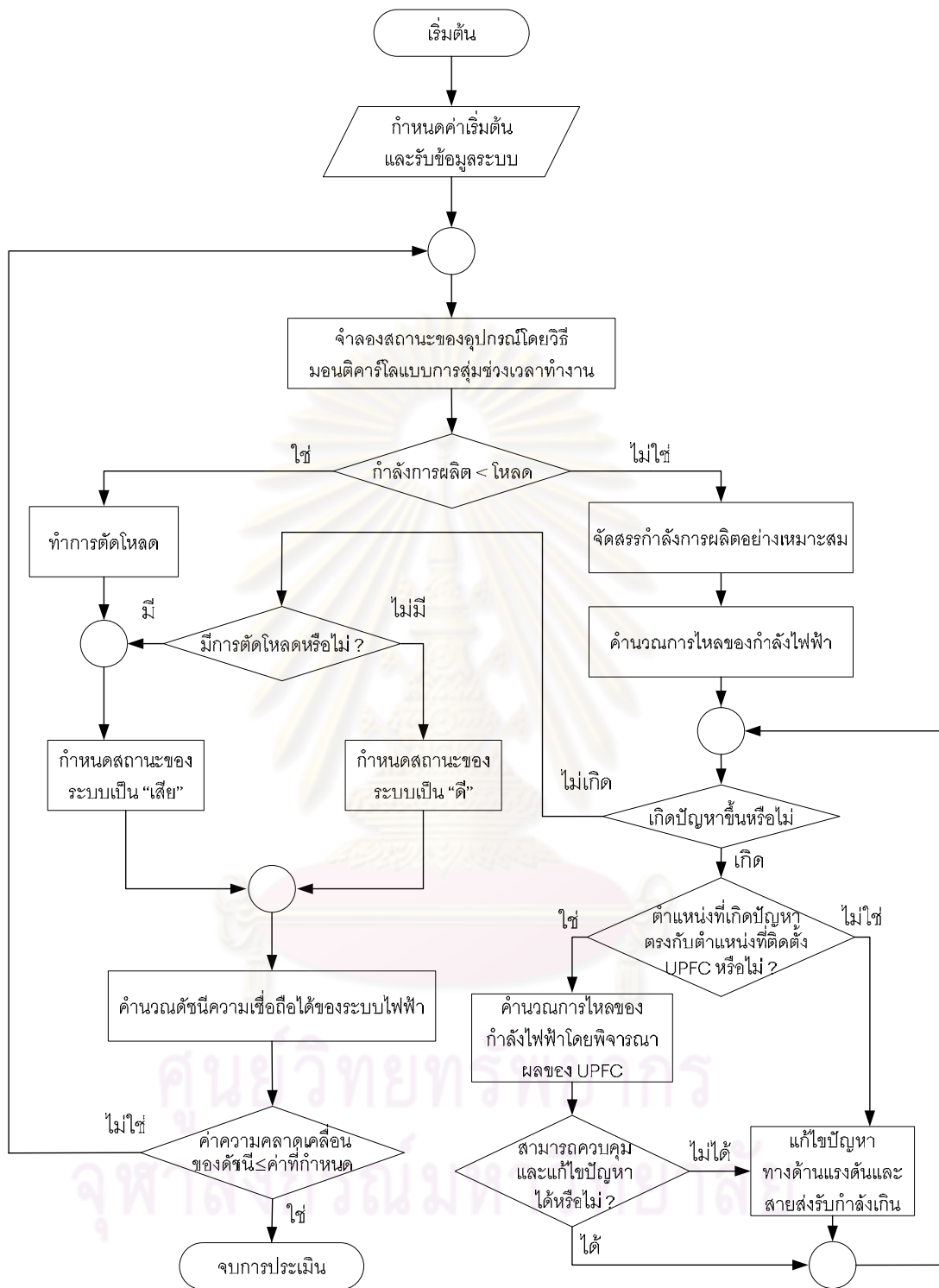
กรณีทดสอบนี้จะทดสอบกับระบบทดสอบ RTS-79 ซึ่งประกอบด้วยบัส 24 บัส สายส่ง 33 เส้น หม้อแปลงไฟฟ้า 5 เครื่อง เครื่องกำเนิดพลังงานไฟฟ้า 32 เครื่อง ซึ่งมีขนาดตั้งแต่ 400 MW ลง

ไปจนถึง 12 MW ระบบมีกำลังติดตั้งรวม 3,405 MW และโหลดสูงสุดเท่ากับ 2,850 MW ในส่วนของรายละเอียดต่าง ๆ ของระบบ RTS-79 จะแสดงในภาคผนวก ก. โดยจะทำการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังในสภาวะปกติ ซึ่งมีขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้แสดงในรูปที่ 7.1 และหลังจากนั้นจะประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังที่มีการติดตั้งอุปกรณ์ UPFC ดังขั้นตอนที่แสดงรูปที่ 7.2



รูปที่ 7.1 ขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบ RTS-79 ในสภาวะก่อนการติดตั้งอุปกรณ์

UPFC



รูปที่ 7.2 ขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบ RTS-79 ในสภาวะหลังการติดตั้งอุปกรณ์ UPFC

ตารางที่ 7.1 บันทึกเหตุการณ์ข้อบกพร่องจำลองเหตุการณ์ของระบบ RTS-79 ในสภาวะก่อนการติดตั้งอุปกรณ์ UPFC

ประเภทของเหตุขัดข้องที่เกิดขึ้น	จำนวนเหตุขัดข้อง
สายส่งรับกำลังเกิน	18
ปัญหาทางด้านแรงดันตก	12
ระบบเกิดสภาวะ isolation	2
กำลังการผลิตไม่มีเพียงพอ	783

ผลจากการประเมินผลความเชื่อถือได้ของระบบในสภาวะก่อนการติดตั้งอุปกรณ์ UPFC เป็นจำนวน 4,905 เหตุการณ์ซึ่งเปรียบเทียบกับรอบการทำงานของระบบเป็นเวลา 10 ปี พบว่า เหตุขัดข้องที่เกิดขึ้นในระบบในสภาวะปกติดังแสดงตารางที่ 7.1 เกิดจากสาเหตุหลัก ๆ 4 สาเหตุ คือ สายส่งรับกำลังเกิน ปัญหาทางด้านแรงดัน ระบบเกิดสภาวะ isolation และ กำลังผลิตไม่เพียงพอ จากการพิจารณารายละเอียดของเหตุขัดข้องที่เกิดขึ้นพบว่า ปัญหาแรงดันตกส่วนใหญ่เกิดขึ้นที่บัส 6 ส่วนปัญหาสายส่งรับกำลังเกินทั้งหมดเกิดขึ้นที่สายส่ง 6-10 ดังนั้นเราจึงทำการทดลองติดตั้งอุปกรณ์ UPFC เข้าที่สายส่งเส้นดังกล่าว โดยให้อุปกรณ์ UPFC ทำการควบคุมแรงดันที่บัส 6 ด้วย ซึ่งผลของดัชนีความเชื่อถือได้แสดงดังตารางที่ 7.2

ตารางที่ 7.2 ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบ RTS-79 ในสภาวะต่าง ๆ

ชนิดของระบบ	LOLP	LOLF (f/yr)	EPNS (MW)
ก่อนการติดตั้ง UPFC*	0.1163	27.1190	27.8864
หลังการติดตั้ง UPFC*	0.1150	26.8202	27.8830
เพิ่มขนาดสายส่ง**	0.1146	26.6972	27.7925

\* ติดตั้ง UPFC ที่สายส่ง 6-10

\*\* เพิ่มพิกัดกำลังของสายส่ง 6-10 จากเดิม 175 MVA เป็น 200 MVA

การตั้งค่าควบคุมของอุปกรณ์ UPFC เพื่อทำการแก้ไขเหตุขัดข้องนั้นเป็นสิ่งที่ต้องคำนึงถึง หากการตั้งค่าควบคุมดังกล่าวไม่มีเหมาะสมแล้ว จะส่งผลให้เหตุขัดข้องที่เกิดขึ้นไม่ได้รับการแก้ไขเท่าที่ควร ดังนั้นการตั้งค่าควบคุมในกรณีศึกษาจะตั้งค่าให้มีความเหมาะสมในแต่ละสถานะ ซึ่งสามารถตั้งค่าควบคุมของอุปกรณ์ UPFC ได้ดังสมการต่อไปนี้

$$pf = \frac{P_{ij}}{\sqrt{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}} \quad (7.1)$$

$$P = (S_{line,ij} \times pf) \quad (7.2)$$

$$Q = \sqrt{S_{line,ij}^2 - P^2} \quad (7.3)$$

$$P_{set,ij} = 0.95(P) \quad (7.4)$$

$$Q_{set,ij} = 0.95(Q) \quad (7.5)$$

$$V_{set,i} = 1 \quad (7.6)$$

โดยที่  $P_{ij}$  และ  $Q_{ij}$  คือ ค่ากำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าวรีแอกทีฟที่ไหลในสายส่ง  $ij$  ในสถานะนั้น ๆ โดยไม่คำนึงถึงผลของอุปกรณ์ UPFC

$S_{line,ij}$  คือ ขนาดพิกัดของสายส่ง  $ij$  (MVA)

$P_{set,ij}$  และ  $Q_{set,ij}$  คือ ค่ากำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าวรีแอกทีฟควบคุมของอุปกรณ์ UPFC

$V_{set,i}$  คือ แรงดันควบคุมของอุปกรณ์ UPFC

สมการที่ 7.4-7.6 เป็นสมการสำหรับตั้งค่าควบคุมของอุปกรณ์ UPFC ในกรณีที่ตำแหน่งติดตั้งเกิดเหตุขัดข้องขึ้น โดยขั้นตอนการประเมินผลความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังในสถานะที่มีการติดตั้งอุปกรณ์ UPFC เพื่อแก้ไขปัญหาที่เกิดขึ้นแสดงได้ดังรูปที่ 7.2

ผลการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังในสถานะหลังการติดตั้งอุปกรณ์ UPFC พบว่าดัชนีความเชื่อถือได้มีค่าต่ำกว่าค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังในสถานะก่อนการติดตั้งอุปกรณ์ UPFC เล็กน้อย จากการตรวจสอบพบว่าการติดตั้งอุปกรณ์ UPFC สามารถแก้ปัญหาการไหลของกำลังไฟฟ้าในสายส่ง 6-10 ได้เพียงบางส่วน แต่สำหรับเหตุขัดข้องทางด้านแรงดันนั้นพบว่ากาติดตั้งอุปกรณ์ UPFC ที่สายส่งเส้นดังกล่าวไม่สามารถแก้ปัญหาระดับแรงดันที่อาจจะเกิดขึ้นในระบบได้

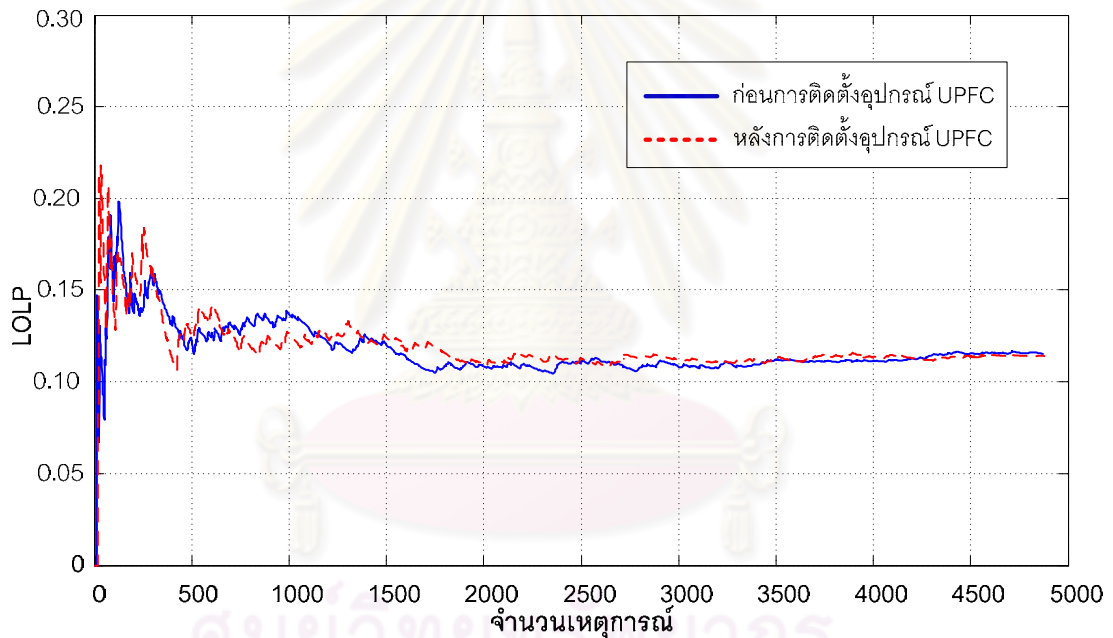
รายละเอียดของอุปกรณ์ถูกปลดออกจากระบบในขณะที่ระบบอยู่ในสถานะ “ล้มเหลว” จำแนกตามเหตุขัดข้องที่เกิดขึ้นแสดงดังตารางที่ 7.3

ตารางที่ 7.3 จำแนกชนิดของอุปกรณ์ที่ถูกปลดออกจากระบบในขณะที่สถานะของระบบอยู่ในสถานะ “ล้มเหลว” ของระบบ RTS-79 ในสภาวะปกติ

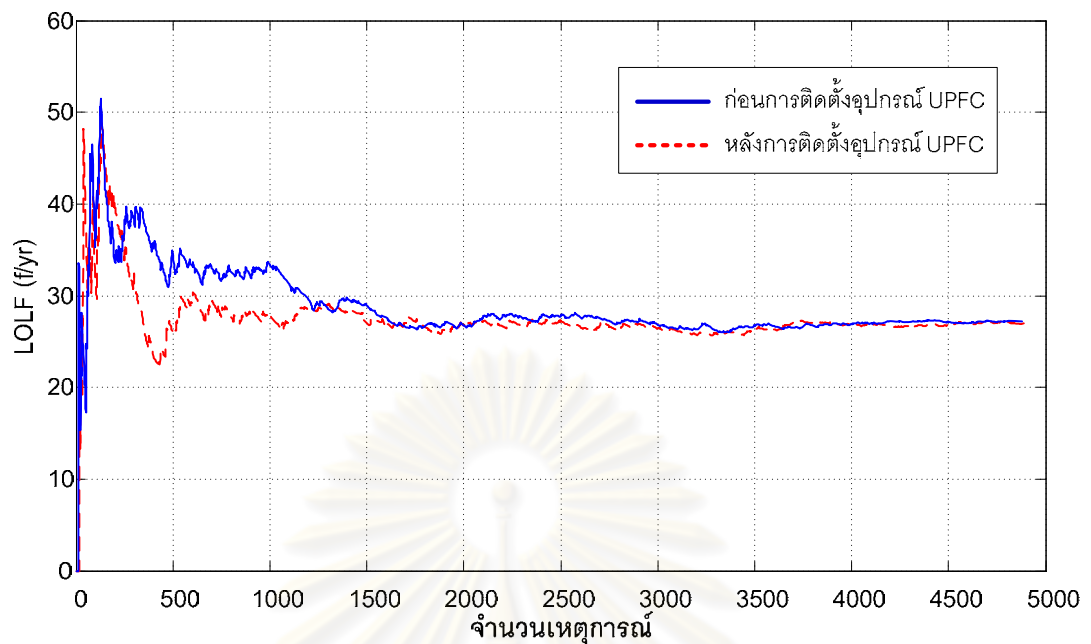
	อุปกรณ์ในสภาวะ “ล้มเหลว”																
เหตุขัดข้อง	G1	G1	G1	G1	G1	G4	G4	G3	G32	G3	G4	G4	G4	G5	G8	L2	G7
ด้านสายส่ง	G3	G3	G3	G4	G4	G5	G5	G5	L5	G6	G6	G6	G6	G6	L8	L5	G18
รับกำลังเกิน	G4	G4	G4	G5	G5	G8	G8	G8		G8	G7	G8	G8	G24			L27
	G25	G8	G5	G8	G8	G31				G8	G10		G28				
	G31	G25	G8	G25	G31					G10	L13						
		G31	G25	G31													
เหตุขัดข้อง	L10	G1	G23	G6	G1	G1	G2	G1									
ด้านแรงดัน		G23	L10	L10	L10	L10	L10	G2									
		L10				L24		L10									

เมื่อทำการวิเคราะห์ถึงสาเหตุของเหตุขัดข้องทางด้านแรงดันที่เกิดขึ้นดังแสดงตารางที่ 7.3 พบว่าเหตุขัดข้องทางด้านแรงดันในระบบทดสอบนั้นมีสาเหตุมาจาก สายส่ง 6-10 ถูกปลดออกจากระบบ ซึ่งสายส่งดังกล่าวเป็นสายส่งที่ทำการติดตั้งอุปกรณ์ UPFC อยู่ ดังนั้นที่สภาวะดังกล่าวอุปกรณ์ UPFC จะถูกปลดออกจากระบบด้วยจึงไม่สามารถทำการควบคุมแรงดันที่บัส 6 ได้

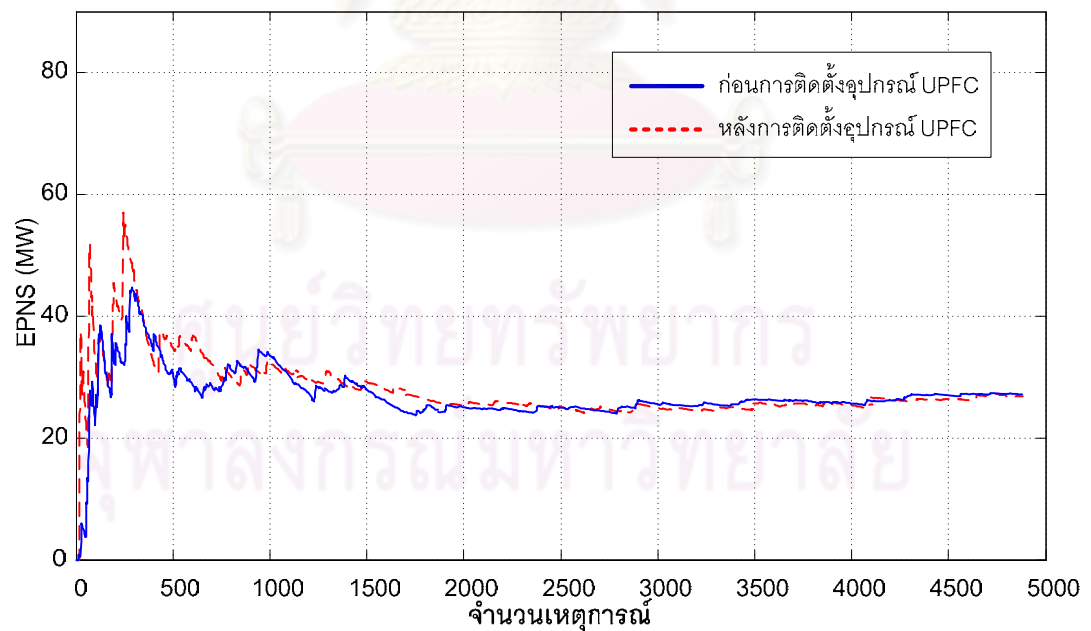
ผลการวิเคราะห์สาเหตุจึงสอดคล้องกับผลการทดสอบระบบในสภาวะหลังติดตั้งอุปกรณ์ UPFC ที่ว่าเหตุขัดข้องทางด้านแรงดันไม่ได้รับการแก้ไข โดยค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบในสภาวะปกติและในสภาวะล้มเหลวแสดงดังรูปที่ 7.3-7.5



รูปที่ 7.3 การสูญเสียของดัชนี LOLP ของระบบ RTS-79 ในสภาวะก่อนและหลังการติดตั้งอุปกรณ์ UPFC



รูปที่ 7.4 การลู่เข้าของดัชนี LOLF ของระบบ RTS -79 ในสภาวะก่อนและหลังการติดตั้งอุปกรณ์ UPFC



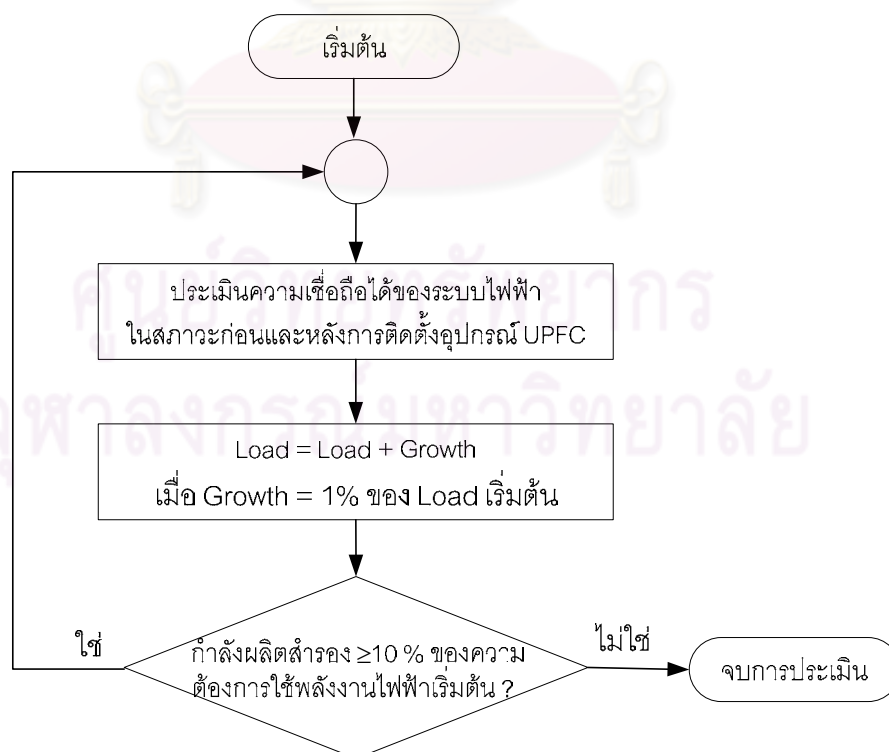
รูปที่ 7.5 การลู่เข้าของดัชนี EPNS ของระบบ RTS -79 ในสภาวะก่อนและหลังการติดตั้งอุปกรณ์ UPFC



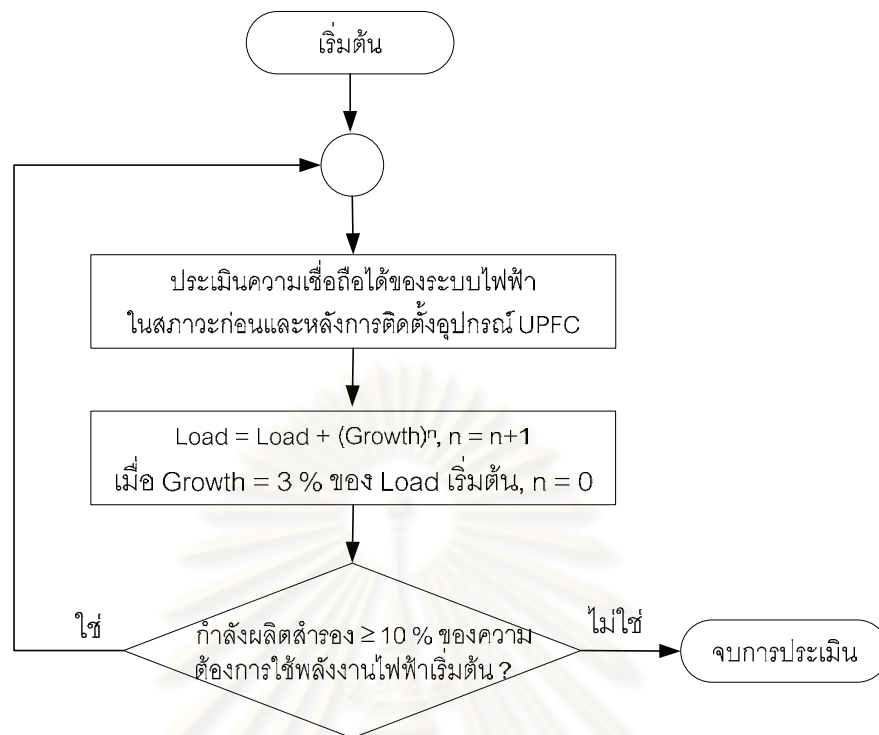
เพื่อให้การศึกษาเปรียบเทียบผลของการติดตั้งอุปกรณ์ UPFC กับ การแก้ไขปัญหาระบบส่งด้วยวิธีการเปลี่ยนขนาดของสายส่งที่มีต่อดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังทางผู้วิจัยจึงทำการทดลองปรับเปลี่ยนขนาดของสายส่งให้มีขนาดรองรับการส่งผ่านพลังงานไฟฟ้าในสภาวะเกิดเหตุขัดข้องได้ โดยเปลี่ยนขนาดเดิมจากที่รองรับได้ 175 MVA เป็น 200 MVA จากนั้นผู้วิจัยได้ทำการประเมินเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังดังกล่าวโดยไม่พิจารณาผลของ UPFC อีกครั้งเพื่อต้องการทดสอบว่าการเพิ่มขนาดสายส่งสามารถเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังได้หรือไม่ โดยผลการทดสอบพบว่า ปัญหาทางด้านสายส่งได้รับการแก้ไขให้ดีขึ้น อย่างไรก็ตามจากการประเมินพบว่าดัชนีความเชื่อถือได้ของทั้งสองกรณีมีค่าไม่แตกต่างกันมากนัก ซึ่งผลการประเมินในสภาวะที่ระบบมีการเปลี่ยนขนาดสายส่งแสดงดังตารางที่ 7.2

จากผลการทดสอบที่ผ่านมาแสดงให้เห็นว่าอุปกรณ์ UPFC สามารถถูกใช้เพื่อทำการแก้ไขเหตุขัดข้องในระบบไฟฟ้าได้ ในส่วนต่อไปจะแสดงการวิเคราะห์ผลของการติดตั้งอุปกรณ์ UPFC ที่มีต่อความเชื่อถือได้ต่อขนาดโหลด (Load sensitivity analysis) การพิจารณาการเติบโตของโหลด (Load growth) ในอัตรา 3 % ต่อปี

ขั้นตอนการวิเคราะห์สภาวะดังกล่าวทั้ง 2 สภาวะแสดงในรูปที่ 7.6 และ 7.7 ซึ่งการเพิ่มโหลดทั้ง 2 กรณีจะเป็นการศึกษาของอุปกรณ์ UPFC ในกรณีที่ระบบมีการเพิ่มขึ้นของโหลด

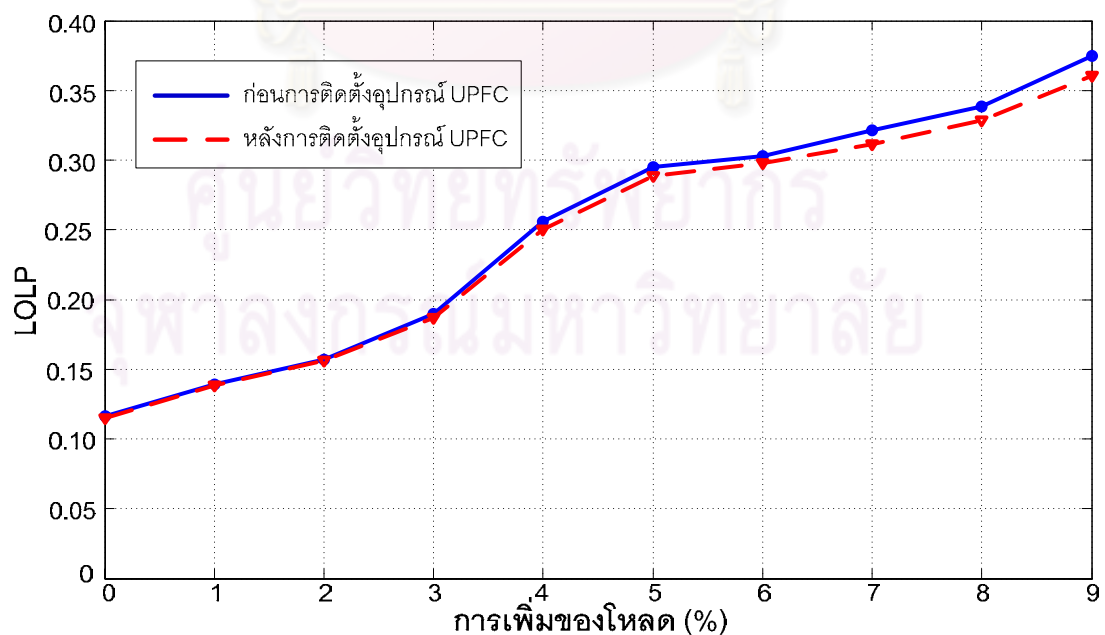


รูปที่ 7.6 ขั้นตอนการวิเคราะห์ความไวของดัชนีความเชื่อถือได้ต่อขนาดโหลด



รูปที่ 7.7 ขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้โดยพิจารณาการเติบโตของโหลดในอัตรา 3 % ต่อปี

ผลการทดสอบผลของอุปกรณ์ UPFC ในสภาวะที่มีการเพิ่มขึ้นของโหลดทั้ง 2 กรณีแสดงดังตารางที่ 7.4 และ 7.5 และค่าดัชนีความเชื่อถือของระบบในสภาวะก่อนและหลังการติดตั้งอุปกรณ์ UPFC แสดงดังรูปที่ 7.9 ถึง 7.14



รูปที่ 7.8 ดัชนี LOLP ของระบบ RTS -79 เมื่อมีการเพิ่มขึ้นของโหลดในอัตราส่วนคงที่ในสภาวะก่อนและหลังการติดตั้งอุปกรณ์ UPFC

ตารางที่ 7.4 ผลการวิเคราะห์ความไวของดัชนีความเชื่อถือได้ต่อขนาดโหลด

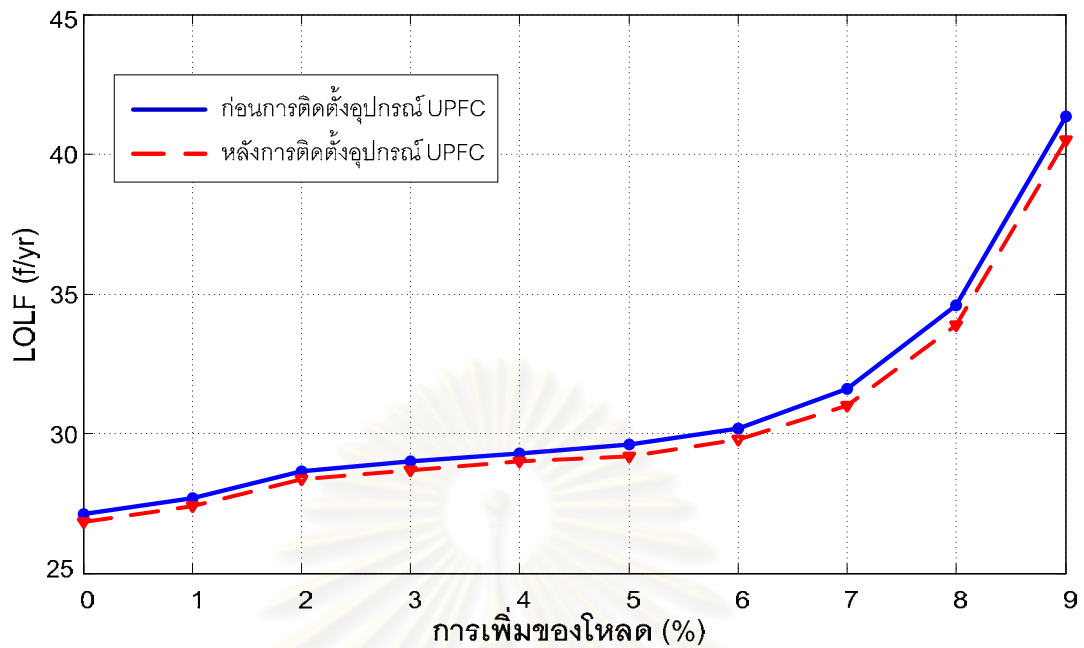
อัตราการผลิต (%)		1	2	3	4	5	6	7	8	9
ก่อนการติดตั้ง UPFC*	LOLP	0.1393	0.1571	0.1896	0.2556	0.2951	0.3028	0.3211	0.3384	0.3749
	LOLF (f/yr)	27.6927	28.6573	28.9946	29.2833	29.5973	30.191	31.5974	34.5957	41.3478
	EPNS (MW)	28.4902	29.4641	33.0017	39.3978	50.1112	58.0584	66.7791	78.2024	87.1035
หลังการติดตั้ง UPFC*	LOLP	0.1382	0.1562	0.1870	0.2503	0.2889	0.2977	0.3112	0.3285	0.3607
	LOLF (f/yr)	27.3937	28.3562	28.6877	29.0014	29.1941	29.7951	30.9854	33.8868	40.4986
	EPNS (MW)	28.485	29.458	32.5601	38.7301	49.3063	57.1864	65.4864	76.7761	85.5031

\*ติดตั้งอุปกรณ์ UPFC ที่สายส่ง 6-10

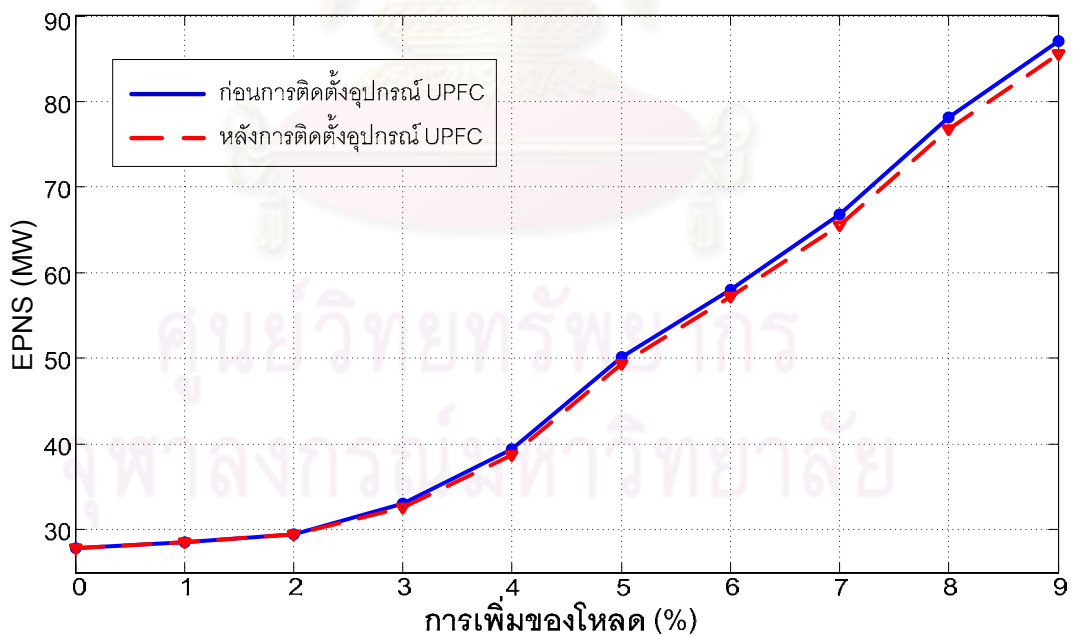
ตารางที่ 7.5 ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบ RTS-79 เมื่อพิจารณาการเติบโตของโหลดในอัตรา 3 % ต่อปี

ปี (yr)		1	2	3
ก่อนการติดตั้ง UPFC*	LOLP	0.1896	0.3102	0.3872
	LOLF (f/yr)	28.9946	30.9000	42.0811
	EPNS (MW)	33.0017	61.2421	87.9659
หลังการติดตั้ง UPFC*	LOLP	0.1870	0.3023	0.3722
	LOLF (f/yr)	28.6877	30.1950	41.223
	EPNS (MW)	32.5601	60.0339	85.9661

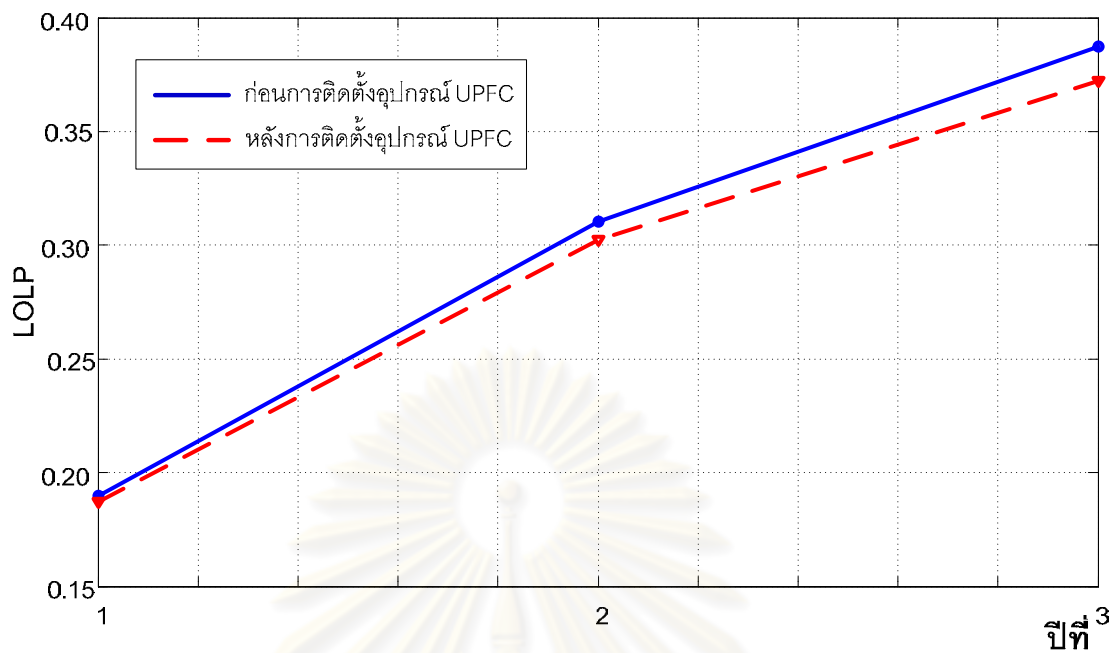
\*ติดตั้งอุปกรณ์ UPFC ที่สายส่ง 6-10



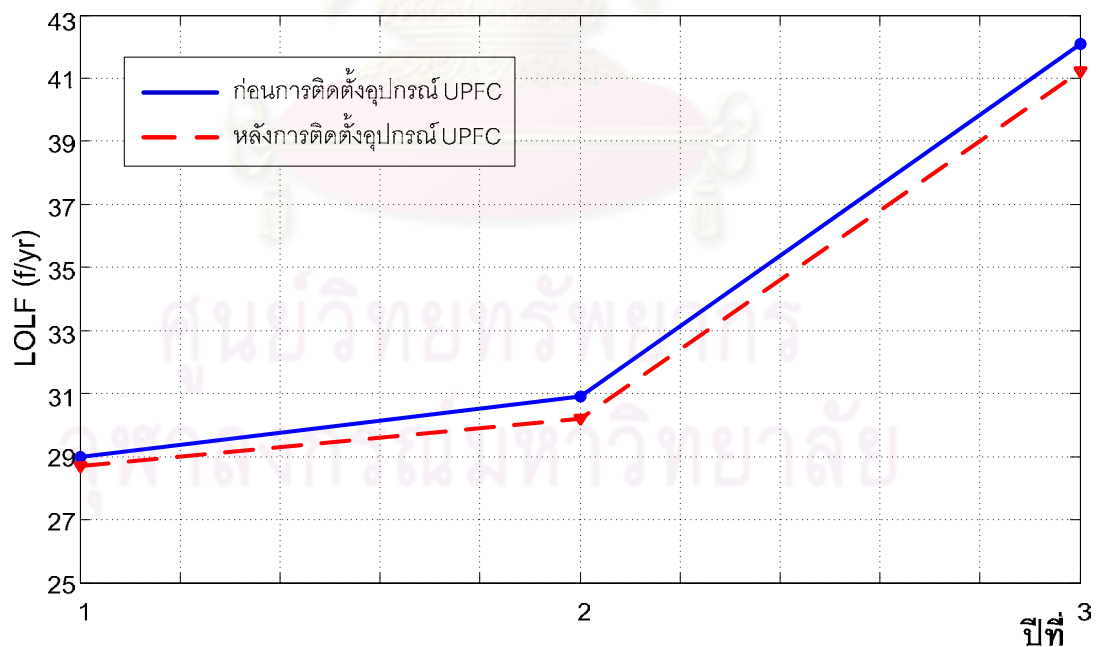
รูปที่ 7.9 ดัชนี LOLF ของระบบ RTS -79 เมื่อมีการเพิ่มขึ้นของโหลดในอัตราส่วนคงที่ในสภาวะก่อนและหลังสภาวะติดตั้งอุปกรณ์ UPFC



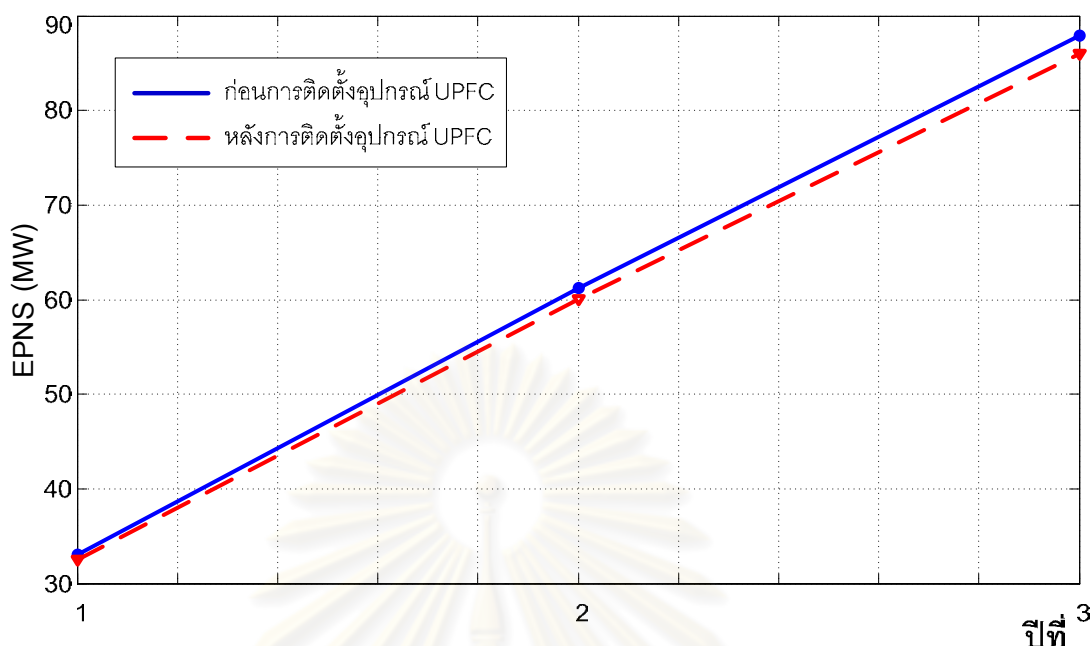
รูปที่ 7.10 ดัชนี EPNS ของระบบ RTS -79 เมื่อมีการเพิ่มขึ้นของโหลดในอัตราส่วนคงที่ในสภาวะก่อนและหลังการติดตั้งอุปกรณ์ UPFC



รูปที่ 7.11 ดัชนี LOLP ของระบบ RTS -79 เมื่อมีการเพิ่มขึ้นของโหลดในอัตรา 3 % ต่อปี  
ในสภาวะก่อนและหลังการติดตั้งอุปกรณ์ UPFC



รูปที่ 7.12 ดัชนี LOLF ของระบบ RTS -79 เมื่อมีการเพิ่มขึ้นของโหลดในอัตรา 3 % ต่อปี  
ในสภาวะก่อนและหลังการติดตั้งอุปกรณ์ UPFC



รูปที่ 7.13 ดัชนี EPNS ของระบบ RTS -79 เมื่อมีการเพิ่มขึ้นของโหลดในอัตรา 3 % ต่อปี  
ในสภาวะก่อนและหลังการติดตั้งอุปกรณ์ UPFC

ผลการทดสอบการในตารางที่ 7.4 และ 7.5 พบว่าอุปกรณ์ UPFC สามารถปรับปรุงให้ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบให้ดีขึ้นได้ในระดับหนึ่งขึ้นกับระบบว่ามีจำนวนเหตุขัดข้องเกิดขึ้นในระบบมากน้อยเพียงใด หากระบบที่นำมาทดสอบมีเหตุขัดข้องที่ตำแหน่งติดตั้งมากขึ้น อุปกรณ์ UPFC จะสามารถปรับปรุงได้มากขึ้น อย่างไรก็ตามในการที่จะสรุปว่า การติดตั้งอุปกรณ์ UPFC เข้าไปในระบบมีคุ้มค่าหรือไม่เราอาจจะต้องพิจารณาผลของคุณค่าของความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลัง (Reliability worth) ต่อมูลค่าการลงทุนติดตั้งอุปกรณ์ UPFC (Investment cost)

## 7.2 กรณีศึกษาการประยุกต์ใช้อุปกรณ์ UPFC เพื่อควบคุมทิศทางการไหลของกำลังไฟฟ้า ในกรณีที่มีการซื้อขายพลังงานไฟฟ้าระหว่างเขตการไฟฟ้า

ในกรณีทดสอบนี้จะเป็นการจำลองเหตุการณ์เพื่อประยุกต์ใช้อุปกรณ์ UPFC ในการควบคุมปริมาณและทิศการไหลของกำลังไฟฟ้าและแรงดันที่บัสติดตั้ง ซึ่งการทดสอบในกรณีศึกษานี้จะทดสอบกับระบบ RTS-96 เนื่องจากระบบทดสอบ RTS-96 ประกอบไปด้วยระบบ RTS-79 จำนวน 3 ระบบเชื่อมต่อเข้าด้วยกันด้วยสายส่งเชื่อมโยง (Tie-line) 5 เส้นซึ่งรายละเอียดต่างๆ ของระบบแสดงในภาคผนวก ข.

สำหรับการทดสอบในส่วนนี้ ผู้วิจัยจะทำการกำหนดเงื่อนไขเพิ่มเติมเพื่อจำลองการรับส่งพลังงานระหว่างเขตการไฟฟ้าทั้งสาม โดยมีรายละเอียดดังนี้

1. ปรับปริมาณโหลดในเขตไฟฟ้าที่ 1 ให้มีค่าเพิ่มขึ้น 30 เปอร์เซ็นต์ ซึ่งปริมาณเดิมของโหลดในเขตนี้มีค่า 2,850 MW และเขตไฟฟ้าที่ 1 มีกำลังการผลิตติดตั้ง 3,405 MW ซึ่งการปรับเพิ่มขึ้นของโหลดดังกล่าวทำให้ในเขตไฟฟ้าที่ 1 มีปริมาณโหลดเป็น 3,705 MW ซึ่งมากกว่ากำลังการผลิตติดตั้งในเขตทำให้เขตการไฟฟ้าที่ 1 ต้องการพลังงานเพิ่มเติมอีก 300 MW
2. ผู้วิจัยได้ปรับเปลี่ยนขนาดของสายส่งบางเส้นเพื่อรองรับการรับส่งพลังงานไฟฟ้าให้เหมาะสมกับกรณีศึกษาี้ โดยการปรับเปลี่ยนมีรายละเอียดดังนี้

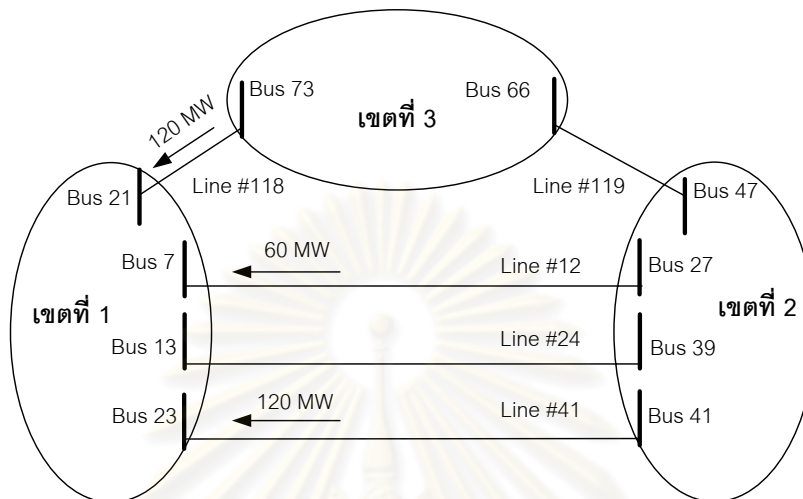
ปรับพิกัดกำลังของสายส่ง 6-10 สายส่ง 30-34 สายส่ง 54-58 สายส่ง 7-8 และสายส่ง 7-27 เป็น 300 MVA

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะแบ่งกรณีศึกษาออกเป็น 2 กรณีเพื่อเป็นตัวอย่างการประเมินผลดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลัง หากการไฟฟ้าในเขตที่ 1 ต้องการกำลังไฟฟ้าเพิ่มเติมอีก 300 MW ดังนี้

### กรณีศึกษาที่ 1

1. การไฟฟ้าเขตที่ 2 ส่งพลังงานให้การไฟฟ้าเขตที่ 1 จำนวน 180 MW ผ่านทางสายส่งที่เชื่อมระหว่างบัส 7 และ 27 จำนวน 60 MW และผ่านทางสายส่งเชื่อมระหว่างบัส 23 และ 41 จำนวน 120 MW แสดงในรูปที่ 7.14
2. การไฟฟ้าเขตที่ 3 ส่งพลังงานให้การไฟฟ้าเขตที่ 1 จำนวน 120 MW ผ่านทางสายส่งที่เชื่อมระหว่างบัส 21 และ 73 จำนวน 120 MW
3. กรณีที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าบางเครื่องในเขตการไฟฟ้าที่ 1 อยู่ในสภาวะ “ลัมเพลว” ส่งผลให้การไฟฟ้าเขตที่ 1 ต้องการกำลังไฟฟ้ามมากกว่า 300 MW ทางผู้วิจัยจะจัดสรรให้การไฟฟ้าแต่ละเขตส่งกำลังไฟฟ้าเข้ามาช่วยเสริมเพิ่มเติม แต่อย่างไรก็ตามการส่งพลังงานไฟฟ้าจะต้องไม่ละเมิดเงื่อนไขดังต่อไปนี้
  - สัดส่วนของพลังงานไฟฟ้าที่จะส่งเพิ่มเติมมาจากแต่ละเขตจะขึ้นกับกำลังการผลิตสำรองที่เหลืออยู่ของการไฟฟ้าเขตนั้น ๆ
  - ในกรณีที่สายส่งเชื่อมโยงระหว่างการไฟฟ้าไม่สามารถรองรับกำลังไฟฟ้าที่จ่ายเพิ่มเติมได้ เราจะกำหนดให้การไฟฟ้าเขตนั้นส่งกำลังไฟฟ้าเพิ่มเติมมา

ช่วยการไฟฟ้าเขต 1 ได้เท่ากับขีดจำกัดของสายส่ง จากนั้นกำลังไฟฟ้าที่เหลืออยู่จะถูกส่งมาจากอีกเขตการไฟฟ้าผ่านทางสายส่งเชื่อมโยงที่เหลืออยู่

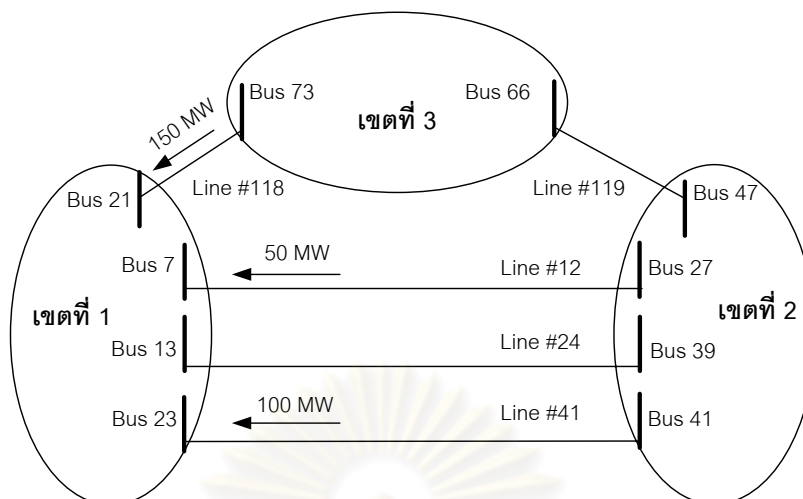


รูปที่ 7.14 การควบคุมทิศทางการไหลของกำลังไฟฟ้าและแรงดันที่บัสดัดตั้งโดยอุปกรณ์ UPFC ของระบบ RTS-96 สำหรับกรณีศึกษาที่ 1

### กรณีศึกษาที่ 2

1. การไฟฟ้าเขตที่ 2 และ 3 ส่งพลังงานให้การไฟฟ้าเขตที่ 1 อย่างเท่า ๆ กันคือ 150 MW โดยการไฟฟ้าเขตที่ 2 ส่งผ่านทางสายส่งที่เชื่อมระหว่างบัส 7 และ 27 จำนวน 50 MW และผ่านทางสายส่งเชื่อมระหว่างบัส 23 และ 41 จำนวน 100 MW แสดงในรูปที่ 7.15
2. การไฟฟ้าเขตที่ 3 ส่งพลังงานให้การไฟฟ้าเขตที่ 1 ผ่านทางสายส่งที่เชื่อมระหว่างบัส 21 และ 73 จำนวน 150 MW
3. กรณีที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าบางเครื่องในเขตการไฟฟ้าที่ 1 อยู่ในสถานะ “ลัมเหลว” ส่งผลให้การไฟฟ้าเขตที่ 1 ต้องการกำลังไฟฟ้ามากกว่า 300 MW จะทำการจัดสรรกำลังไฟฟ้าเพิ่มเติมด้วยเงื่อนไขเดียวกันกับเงื่อนไขที่ 1





รูปที่ 7.15 การควบคุมทิศทางกำลังไฟฟ้าและแรงดันที่ปรับติดตั้งโดยอุปกรณ์ UPFC ของระบบ RTS-96 สำหรับกรณีศึกษาที่ 2

ขั้นตอนการประเมินดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าสำหรับทั้ง 2 กรณีศึกษาแสดงได้ดังรูปที่ 7.16

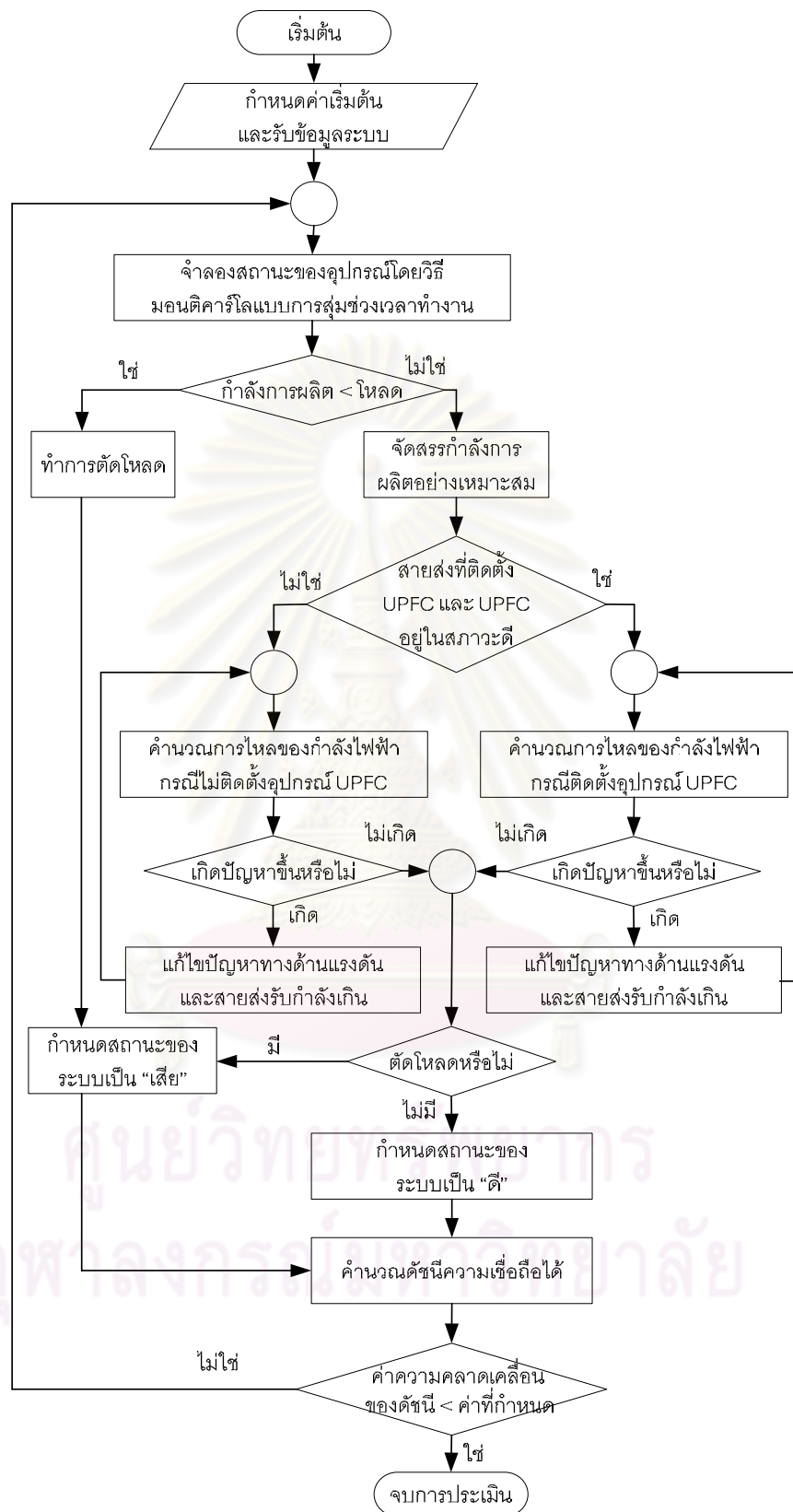
ตารางที่ 7.6 ดัชนีการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบ RTS-96 ในสภาวะก่อนและหลังการติดตั้งอุปกรณ์ UPFC สำหรับกรณีศึกษาที่ 1

ระบบ RTS-96	LOLP	LOLF (f/yr)	EPNS (MW)	ระยะเวลาในประเมิน (วินาที)
ระบบปกติ	0.3093	63.3880	93.8229	976
ติดตั้ง UPFC*	0.3106	64.1879	93.8971	26,011

\* ติดตั้ง UPFC ที่สายส่ง 27-7, 41-23 และ 73-21

ตารางที่ 7.7 บันทึกเหตุขัดข้องขณะจำลองเหตุการณ์ของระบบ RTS-96 ในสภาวะก่อนการติดตั้งอุปกรณ์ UPFC

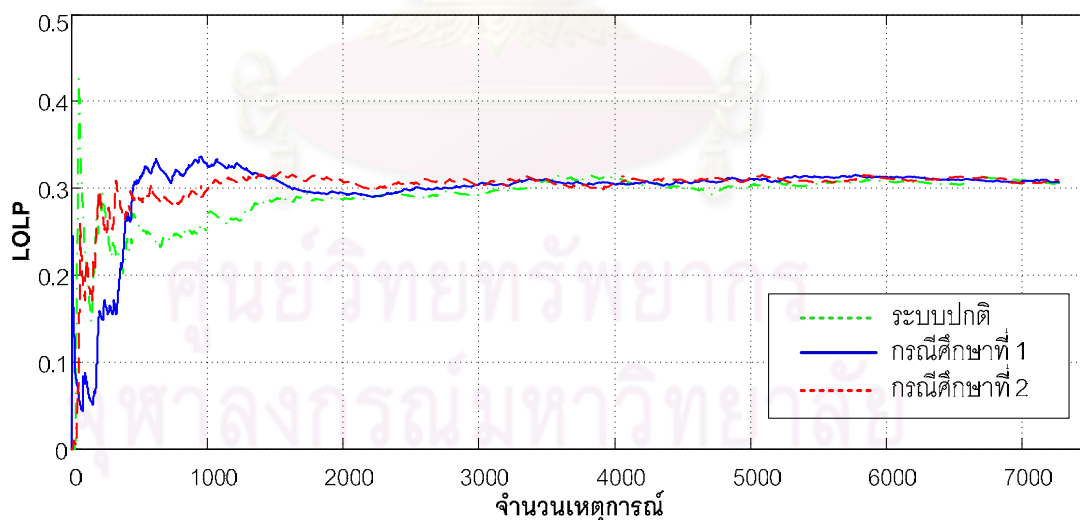
ประเภทของเหตุขัดข้องที่เกิดขึ้น	จำนวนเหตุขัดข้อง
สายส่งรับกำลังเกิน	1
ปัญหาทางด้านแรงดัน	31
ปัญหาทางด้านสายส่งรับกำลังเกินและด้านแรงดัน	0
ระบบเกิดสภาวะ isolate	10
กำลังการผลิตไม่มีเพียงพอ	2,452



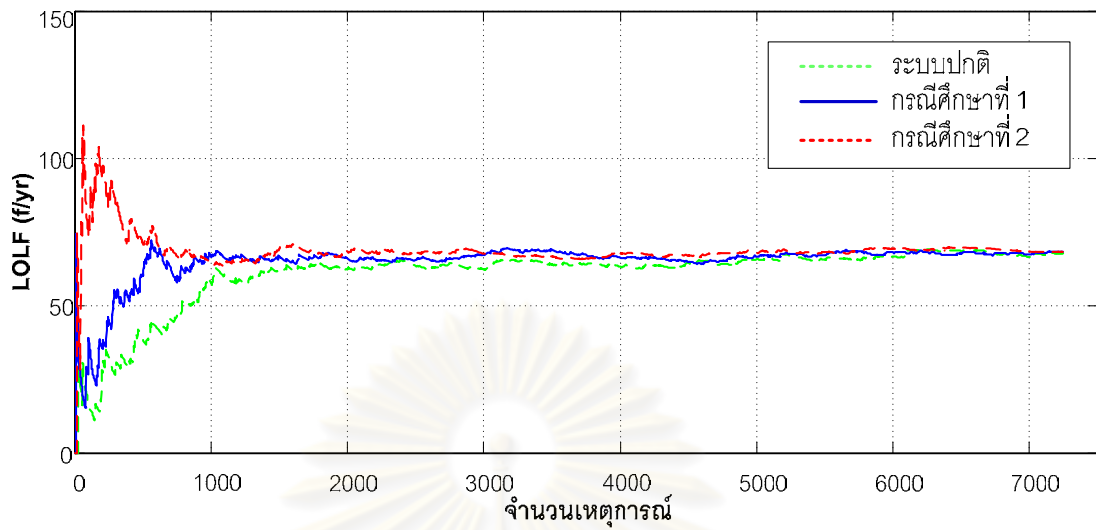
รูปที่ 7.16 ขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังในสภาวะติดตั้งอุปกรณ์ UPFC เพื่อควบคุมแรงดันที่บัสติดตั้งและทิศทางการไหลของกำลังไฟฟ้า

ตารางที่ 7.8 จำแนกเหตุการณ์ต่าง ๆ ของระบบทดสอบในสภาวะหลังการติดตั้งอุปกรณ์ UPFC เพื่อควบคุมการไหลของกำลังไฟฟ้า สำหรับกรณีศึกษาที่ 1

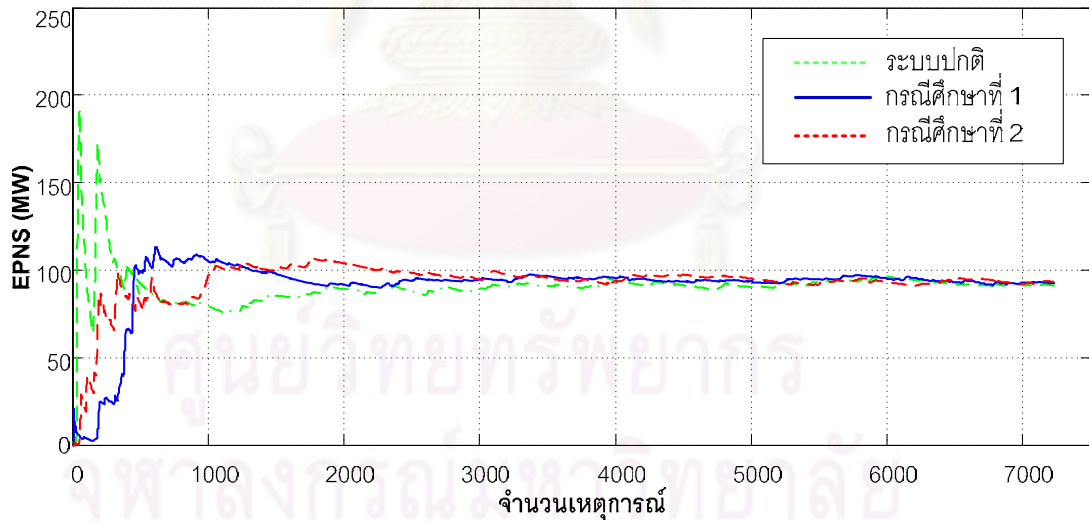
ประเภทของเหตุการณ์เหตุการณ์	จำนวนเหตุขัดข้อง
จำนวนเหตุการณ์ทั้งหมดของการจำลองเหตุการณ์	7,230
UPFC สามารถควบคุมได้	4,300
UPFC สามารถควบคุมได้ไม่เกิดปัญหา	4,265
UPFC สามารถควบคุมได้และเกิดปัญหา	35
เหตุขัดข้องที่เกิดขึ้นในสภาวะ UPFC สามารถควบคุมได้	
- เหตุขัดข้องทางด้านสายส่งรับกำลังเกิน	8
- เหตุขัดข้องทางด้านแรงดัน	24
- เหตุขัดข้องทางด้านสายส่งรับกำลังเกินและแรงดัน	3
เหตุขัดข้องที่เกิดขึ้นในสภาวะ UPFC ไม่สามารถควบคุมได้	
- เกิดปัญหาทางด้านสายส่งรับกำลังเกิน	0
- เกิดปัญหาทางด้านแรงดัน	10



รูปที่ 7.17 การลู่เข้าของดัชนี LOLP ของระบบ RTS -96 ในสภาวะก่อนและหลังการติดตั้งอุปกรณ์ UPFC สำหรับกรณีศึกษาที่ 1 และกรณีศึกษาที่ 2



รูปที่ 7.18 การลู่เข้าของดัชนี LOLF ของระบบ RTS -96 ในสภาวะก่อนและหลังการติดตั้ง  
อุปกรณ์ UPFC สำหรับกรณีศึกษาที่ 1 และกรณีศึกษาที่ 2



รูปที่ 7.19 การลู่เข้าของดัชนี EPNS ของระบบ RTS -96 ในสภาวะก่อนและหลังการติดตั้ง  
อุปกรณ์ UPFC สำหรับกรณีศึกษาที่ 1 และกรณีศึกษาที่ 2

ตารางที่ 7.9 ดัชนีการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบ RTS-96 ในสภาวะก่อนและหลังการติดตั้งอุปกรณ์ UPFC สำหรับกรณีศึกษาที่ 2

ระบบ RTS-96	LOLP	LOLF (f/yr)	EPNS (MW)	ระยะเวลาในประเมิน (วินาที)
ระบบปกติ	0.3093	63.3880	93.8229	976.
ติดตั้ง UPFC**	0.3109	64.3856	93.9214	26,508

\*\* ติดตั้ง UPFC ที่สายส่ง 27-7, 41-23 และ 73-21

ตารางที่ 7.10 จำแนกเหตุการณ์ต่าง ๆ ของระบบทดสอบในสภาวะหลังการติดตั้งอุปกรณ์ UPFC เพื่อควบคุมการไหลของกำลังไฟฟ้า สำหรับกรณีศึกษาที่ 2

ประเภทของเหตุการณ์เหตุการณ์	จำนวนเหตุขัดข้อง
จำนวนเหตุการณ์ทั้งหมดของการจำลองเหตุการณ์	7,230
UPFC สามารถควบคุมได้	4,296
UPFC สามารถควบคุมได้ไม่เกิดปัญหา	4,258
UPFC สามารถควบคุมได้และเกิดปัญหา	38
เหตุขัดข้องที่เกิดขึ้นในสภาวะ UPFC สามารถควบคุมได้	
- เหตุขัดข้องทางด้านสายส่งรับกำลังเกิน	8
- เหตุขัดข้องทางด้านแรงดัน	24
- เหตุขัดข้องทางด้านสายส่งรับกำลังเกินและแรงดัน	6
เหตุขัดข้องที่เกิดขึ้นในสภาวะ UPFC ไม่สามารถควบคุมได้	
- เกิดปัญหาทางด้านสายส่งรับกำลังเกิน	0
- เกิดปัญหาทางด้านแรงดัน	10

จากข้อมูลที่แสดงในตารางที่ 7.9 และ 7.10 พบว่าเมื่อมีการเปลี่ยนแปลงเงื่อนไขการรับส่งกำลังไฟฟ้าระหว่างเขตการไฟฟ้าให้ทั้งสองเขตให้มีค่าที่เท่ากัน ซึ่งตามความคิดดังกล่าวนั้นควรจะทำให้ระบบมีประสิทธิภาพในการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าที่ดีขึ้น แต่เนื่องจากเขตการไฟฟ้าที่ 3 เชื่อมต่อกับเขตการไฟฟ้าที่ 1 ด้วยสายเชื่อมโยงเพียงเส้นเดียวเมื่อมีการส่งพลังงานในสายส่งนี้มากขึ้นจะส่งผลให้เกิดเหตุขัดข้องในบริเวณระหว่างเขตที่ 1 และเขตที่ 3 เพิ่มขึ้นตามไปด้วย ซึ่งส่งผลให้ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบในกรณีศึกษาที่ 2 มีค่าที่สูงกว่าในกรณีศึกษาที่ 1 เนื่องจากระบบสายส่งระหว่างเขตที่ 1 และเขต 2 มีความยืดหยุ่นในการส่งผ่านกำลังไฟฟ้ามากกว่า อย่างไรก็ตามก็ตีผล

ของดัชนีความเชื่อถือได้สำหรับการควบคุมการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าโดยอาศัยอุปกรณ์ UPFC ทั้ง 2 กรณีมีค่าสูงกว่ากรณีที่ไม่ได้ติดตั้งอุปกรณ์ UPFC ซึ่งแสดงให้เห็นว่าการควบคุมกำลังไฟฟ้าระหว่างเขตด้วยอุปกรณ์ UPFC ส่งผลให้ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าลดลงกว่ากรณีพิจารณาเขตการไฟฟ้าทั้ง 3 เป็นระบบเดียวกัน และมีการจัดสรรกำลังการผลิตมาจากส่วนกลาง (Central dispatching)

### 7.3 สรุปผลการทดสอบในกรณีศึกษา

จากการทดสอบทั้งสองกรณีดังแสดงในหัวข้อ 7.1 และ 7.2 สามารถสรุปได้ว่าการติดตั้งอุปกรณ์ UPFC เพื่อปรับปรุงค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบนั้น อุปกรณ์ดังกล่าวสามารถปรับปรุงได้ในระดับหนึ่ง ในส่วนของการติดตั้งอุปกรณ์เพื่อควบคุมปริมาณและทิศทางการไหลของกำลังไฟฟ้านั้น การควบคุมด้วยของอุปกรณ์ดังกล่าวอาจทำให้ระบบเกิดเหตุขัดข้องเพิ่มขึ้นและจึงส่งผลให้ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบมีค่าแยกลง

## สรุปผลการวิจัยและข้อเสนอแนะ

สำหรับบทนี้จะกล่าวถึงบทสรุปของการวิจัยและข้อเสนอแนะสำหรับการศึกษาและพัฒนาต่อไป ซึ่งมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

### 8.1 สรุปผลการวิจัย

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้ทำการศึกษาการประเมินผลกระทบของการติดตั้งอุปกรณ์ UPFC ที่มีต่อความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังด้วยวิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล พร้อมทั้งพิจารณาถึงวิธีการแก้ปัญหาเมื่อเกิดปัญหาขึ้นในระบบโดยการเพิ่มหรือลดกำลังการผลิตประกอบกับการตัดโหลดอย่างเหมาะสม โดยแบบจำลองของ UPFC ที่ใช้ในบทความนี้จะเป็นแบบ Voltage Source Converter (VSC) ซึ่งเป็นวิธีการที่สามารถนำมาประยุกต์ใช้กับวิธีการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าแบบ Newton-Raphson ได้ง่าย จากการทดสอบกับระบบ IEEE-RTS 79 และ IEEE-RTS 96 สามารถสรุปผลการวิเคราะห์ได้ดังนี้

1. การประเมินการเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังด้วยวิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล พร้อมทั้งพิจารณาถึงวิธีการแก้ปัญหาเมื่อเกิดปัญหาขึ้นในระบบโดยการเพิ่มหรือลดกำลังการผลิตประกอบกับการตัดโหลดอย่างเหมาะสมด้วยวิธีที่พัฒนาขึ้นสามารถประเมินผลความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังได้ดี
2. การใช้แบบจำลองของ UPFC แบบ Voltage Source Converter (VSC) ร่วมกับวิธีการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าแบบ Newton-Raphson สามารถจำลองการควบคุมการไหลของกำลังไฟฟ้าได้ง่าย
3. การประยุกต์ใช้งานอุปกรณ์ UPFC เพื่อแก้ไขปัญหาต่าง ๆ ที่เกิดขึ้น ณ ตำแหน่งที่ติดตั้งอุปกรณ์ UPFC ผลปรากฏว่าอุปกรณ์ UPFC สามารถแก้ไขปัญหาที่เกิดขึ้นได้ในระดับหนึ่ง แต่อย่างไรก็ตามการจะสรุปผลว่าการติดตั้งอุปกรณ์ UPFC เพื่อแก้ไขปัญหาดังกล่าวมีความคุ้มค่าหรือไม่ จะต้องทำการวิเคราะห์เพิ่มเติมโดยการพิจารณาจากคุณค่าของความเชื่อถือได้ (Reliability worth) และมูลค่าการลงทุนติดตั้งของอุปกรณ์ UPFC (Investment cost)
4. การประยุกต์ใช้งานอุปกรณ์ UPFC เพื่อควบคุมแรงดันที่บัสติดตั้งและปริมาณการส่งผ่านกำลังไฟฟาระหว่างเขตการไฟฟ้าให้ผลการควบคุมได้ดีตามที่ต้องการ แต่การ

ควบคุมดังกล่าวในบางสถานการณ์ทำให้เกิดปัญหาในระบบมากขึ้น ซึ่งเป็นสาเหตุทำให้ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ามีค่าที่ลดลง

5. การปรับตั้งค่าต่าง ๆ ของอุปกรณ์ UPFC เช่น กำลังไฟฟ้าจริง กำลังไฟฟ้รีแอกทีฟ และ แรงดันที่บัส หากมีการกำหนดค่าที่ไม่เหมาะสมกับสภาวะของระบบนั้น ๆ จะทำให้อุปกรณ์มีประสิทธิภาพในการควบคุมลดลง

## 8.2 ผลการวิเคราะห์ข้อดี-ข้อเสียของการติดตั้งอุปกรณ์ UPFC ที่มีต่อความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลัง

### ข้อดี

1. เราสามารถประยุกต์ใช้งานอุปกรณ์ UPFC สำหรับการแก้ไขปัญหาในระบบไฟฟ้ากำลังอันประกอบด้วย ปัญหาสายส่งรับกำลังเกิน และปัญหาแรงดันตก/เกินได้
2. เราสามารถประยุกต์ใช้งานอุปกรณ์ UPFC เพื่อควบคุมทิศทางการไหลของกำลังไฟฟ้าเพื่อทำให้เกิดการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าระหว่างเขตได้ตามที่กำหนด

### ข้อเสีย

1. จากผลการทดสอบพบว่า ผลกระทบเชิงบวกของอุปกรณ์ UPFC ที่มีต่อความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังมีค่าไม่มาก เนื่องจากโดยส่วนใหญ่ปัญหากำลังการผลิตไม่เพียงพอต่อโหลดเป็นปัญหาหลักที่กระทบต่อความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังซึ่งอุปกรณ์ UPFC ไม่สามารถแก้ไขปัญหาส่วนนี้ได้
2. การนำอุปกรณ์ UPFC มาใช้เพื่อควบคุมการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าระหว่างเขตอาจส่งผลให้ความเชื่อถือได้ของระบบลดลง เนื่องจากอุปกรณ์ UPFC จะเข้าไปรบกวนการไหลของกำลังไฟฟ้าในระบบ จากการทดสอบพบว่าการติดตั้ง UPFC โดยมีจุดประสงค์ควบคุมการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าระหว่างเขต ความเชื่อถือได้ของระบบลดลงทุกกรณี

## 8.3 ข้อเสนอแนะสำหรับการศึกษาและพัฒนาต่อไป

ข้อเสนอแนะสำหรับการศึกษาวิจัยเพิ่มเติมในอนาคตมีดังนี้

1. การศึกษาเพิ่มเติมควรมีการพัฒนาวิธีการเลือกตำแหน่งในการติดตั้งอุปกรณ์ UPFC ที่เหมาะสมที่สุดอย่างเป็นระบบ



2. การศึกษาเพิ่มเติมในส่วนของมูลค่าของความเชื่อถือได้ และมูลค่าในการลงทุนติดตั้งอุปกรณ์ UPFC จะช่วยให้การสรุปผลในด้านความคุ้มค่าของการใช้งานอุปกรณ์ UPFC มีความชัดเจนมากยิ่งขึ้น



ศูนย์วิทยพัธพยากร  
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

## รายการอ้างอิง

- [1] Billinton, R., and Allan, R. N. Reliability evaluation of power system. London: Pitman Advanced Publishing Program, 1984.
- [2] Billinton, R., and Allan, R. N. Reliability assessment of large electric power systems. Boston: Kluwer Academic Publishers, 1988.
- [3] กุลยศ อุดมวงศ์เสวี. การประเมินความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลังขนาดใหญ่ด้วยวิธีการจำลองเหตุการณ์มอนติคาร์โลแบบสุ่มการเปลี่ยนสถานะของระบบ และการแบ่งแยกโครงข่ายไฟฟ้ากำลัง. วิทยานิพนธ์ปริญญาโทมหาบัณฑิต, ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2542.
- [4] กิตติศักดิ์ ม่วงเงิน. การประเมินความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลังขนาดใหญ่ด้วยวิธีจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล. วิทยานิพนธ์ปริญญาโทมหาบัณฑิต, ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2541.
- [5] Grainger, J.J., and Stevenson, D. W. Jr. Power system analysis. New York: McGraw- Hill, 1994.
- [6] Wood, A. J., and Wollenberg, B. F. Power generation operation and control. New York: John Wiley, 1984.
- [7] Audomvongseeree, K. Transmission Reliability Assessment in the Deregulated Environment by means of Probabilistic Approaches. PhD dissertation, Department of Electrical Engineering, The University of Tokyo, 2004.
- [8] พิทักษ์ ทางรัตนสุวรรณ. การปรับปรุงระบบไฟฟ้ากำลังด้วยระบบส่งไฟฟ้ากระแสตรงแรงดันสูงและอุปกรณ์ FACTS. วิทยานิพนธ์ปริญญาโทมหาบัณฑิต, ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2544.
- [9] Enrique, A., Claudio, R. F., Hugo, A. P., and César, A. C. FACTS Modeling and Simulation in Power Networks. England: John Wiley & Sons Ltd, 2004.
- [10] Billinton, R., and Allan, R. N. Reliability evaluation of engineering systems:concepts and techniques. New York: Plenum Press, 1992.

- [11] Billinton, R., and Li, W. Composite System Reliability Assessment Using Monte Carlo Approach. Third international conference on probabilistic methods applied to electric power systems PMAPS: conf.proc.No.338.



ศูนย์วิทยทรัพยากร  
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย



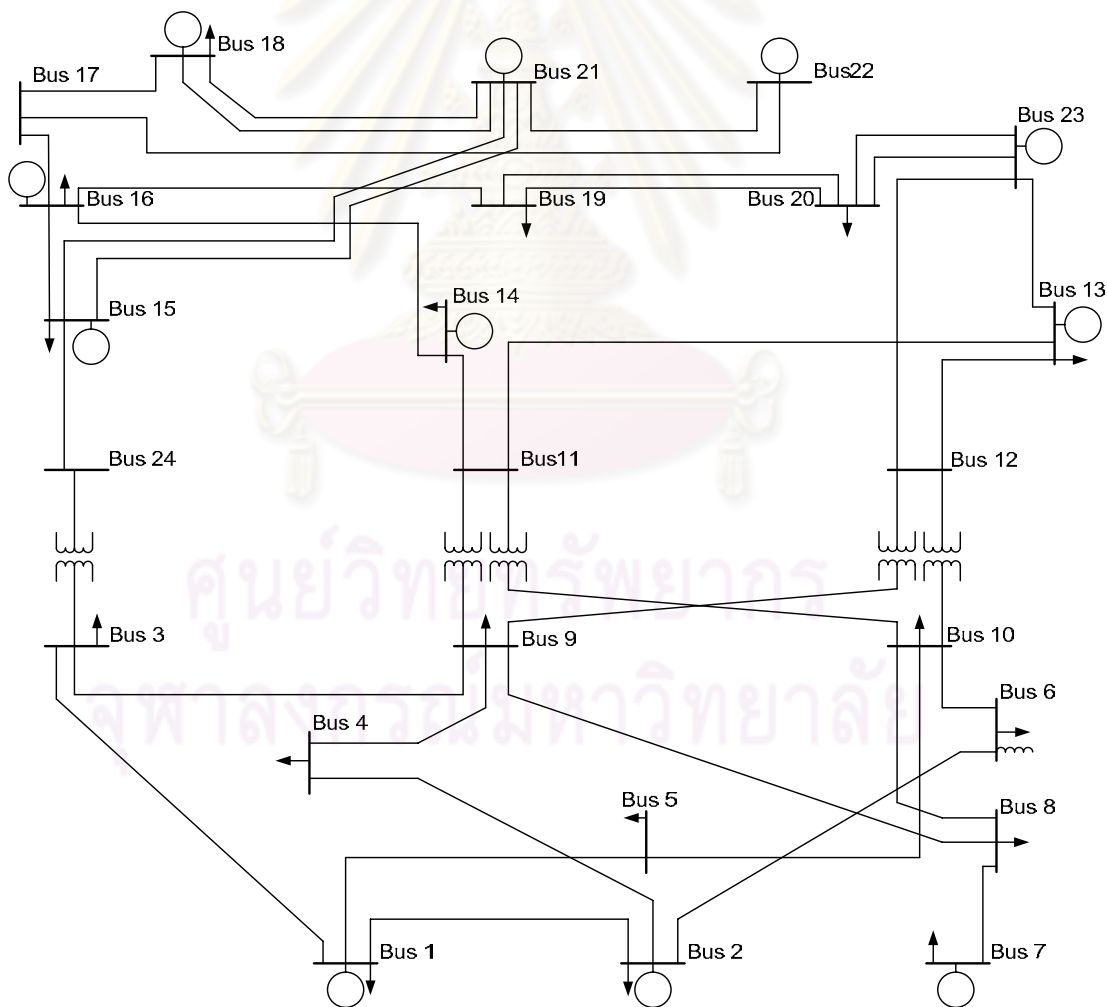
ภาคผนวก

ศูนย์วิทยทรัพยากร  
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

## ภาคผนวก ก

## ระบบทดสอบ IEEE-Reliability Test System ขนาด 24 บัส (RTS-79)

เนื้อหาในภาคผนวก ก จะประกอบไปด้วยข้อมูลต่าง ๆ ของระบบทดสอบ ระบบทดสอบ IEEE-Reliability Test System ขนาด 24 บัส (RTS-79) ซึ่งระบบดังกล่าวจะประกอบไปด้วยบัสจำนวน 24 บัส สายส่ง 33 เส้น หม้อแปลงไฟฟ้า 5 ตัว เครื่องกำเนิดไฟฟ้า 32 เครื่อง ซึ่งมีขนาดตั้งแต่ 400 MW ลงไปจนถึง 12 MW โดยระบบมีกำลังติดตั้ง 3,405 MW และโหลดสูงสุด 2,850 MW ส่วนบัสอ้างอิงคือบัสที่ 13 ดังนั้นรายละเอียดใน ตารางที่ ก.1 ก.2 ก.3 และได้แสดงรูปโครงสร้างของระบบไว้ในรูปที่ ก.1



รูปที่ ก.1 โครงสร้างระบบทดสอบ RTS-79

ตารางที่ ก.1 ข้อมูล巴士ของระบบ RTS-79

Bus NO.	Generation		Load		Pgmax (MW)	Pgmin (MW)
	Pg (MW)	Qg (MW)	PI (MW)	QI (MW)		
1	172	0	108	22	192	0
2	172	0	97	20	192	0
3	0	0	180	37	0	0
4	0	0	74	15	0	0
5	0	0	71	14	0	0
6	0	0	136	28	0	0
7	200	0	125	25	300	0
8	0	0	171	35	0	0
9	0	0	175	36	0	0
10	0	0	195	40	0	0
11	0	0	0	0	0	0
12	0	0	0	0	0	0
13	394	0	265	54	591	0
14	0	0	194	39	0	0
15	215	0	317	64	215	0
16	155	0	100	20	155	0
17	0	0	0	0	0	0
18	400	0	333	68	400	0
19	0	0	181	37	0	0
20	0	0	128	26	0	0
21	400	0	0	0	400	0
22	250	0	0	0	300	0
23	505	0	0	0	660	0
24	0	0	0	0	0	0

ตารางที่ ก.2 ข้อมูลสายส่งและหม้อแปลงของระบบ RTS-79

Line No.	From bus	To bus	R (p.u.)	X (p.u.)	B (p.u.)	Rating (p.u.)	$\lambda$ (f/yr)	$\mu$ (r/yr)
1	1	2	0.0026	0.0139	0.4611	1.75	0.240	547.500
2	1	3	0.0546	0.2112	0.0572	1.75	0.510	876.000
3	1	5	0.0218	0.0845	0.0229	1.75	0.330	876.000
4	2	4	0.0328	0.1267	0.0343	1.75	0.390	876.000
5	2	6	0.0497	0.192	0.0520	1.75	0.480	876.000
6	3	9	0.0308	0.119	0.0322	1.75	0.380	876.000
7	3	24	0.0023	0.0839	0.0000	4.00	0.020	11.406
8	4	9	0.0268	0.1037	0.0281	1.75	0.360	876.000
9	5	10	0.0223	0.0883	0.0239	1.75	0.340	876.000
10	6	10	0.0139	0.0605	2.4590	1.75	0.330	250.286
11	7	8	0.0159	0.0614	0.0166	1.75	0.300	876.000
12	8	9	0.0427	0.1651	0.0447	1.75	0.440	876.000
13	8	10	0.0427	0.1651	0.0447	1.75	0.440	876.000
14	9	11	0.0023	0.0839	0.0000	4.00	0.020	11.406
15	9	12	0.0023	0.0839	0.0000	4.00	0.020	11.406
16	10	11	0.0023	0.0839	0.0000	4.00	0.020	11.406
17	10	12	0.0023	0.0839	0.0000	4.00	0.020	11.406
18	11	13	0.0061	0.0476	0.0999	5.00	0.400	796.364
19	11	14	0.0054	0.0418	0.0879	5.00	0.390	796.364
20	12	13	0.0061	0.0476	0.0999	5.00	0.40	796.364
21	12	23	0.0124	0.0966	0.0203	5.00	0.520	796.364
22	13	23	0.0111	0.0865	0.1818	5.00	0.490	796.364
23	14	16	0.005	0.0589	0.0818	5.00	0.380	796.364
24	15	16	0.002	0.0173	0.0364	5.00	0.330	796.364
25	15	21	0.0063	0.049	0.103	5.00	0.410	796.364
26	15	21	0.0063	0.049	0.103	5.00	0.410	796.364

ตารางที่ ก.2 (ต่อ) ข้อมูลสายส่งและหม้อแปลงของระบบ RTS-79

Line No.	From bus	To bus	R (p.u.)	X (p.u.)	B (p.u.)	Rating (p.u.)	$\lambda$ (f/yr)	$\mu$ (r/yr)
27	15	24	0.0067	0.0519	0.1091	5.00	0.410	796.364
28	16	17	0.0033	0.0259	0.0545	5.00	0.350	796.364
29	16	19	0.003	0.0231	0.049	5.00	0.340	796.364
30	17	18	0.0018	0.0144	0.0303	5.00	0.320	796.364
31	17	22	0.0135	0.1053	0.2212	5.00	0.540	796.364
32	18	21	0.0033	0.0259	0.0545	5.00	0.350	796.364
33	18	21	0.0033	0.0259	0.0545	5.00	0.350	796.364
34	19	20	0.0051	0.0396	0.0833	5.00	0.380	796.364
35	19	20	0.0051	0.0396	0.0833	5.00	0.380	796.364
36	20	23	0.0028	0.0216	0.0455	5.00	0.340	796.364
37	20	23	0.0028	0.0216	0.0455	5.00	0.340	796.364
38	21	22	0.0087	0.0678	0.1424	5.00	0.450	796.364

ตารางที่ ก.3 ข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของระบบ RTS-79

Generator Group	Bus Connect	Number of Unit	Cap. of each Unit (MW)	MVAR		$\lambda$ (f/yr)	$\mu$ (r/yr)
				Max	Min		
1	1	2	20	10	0	19.467	175.2
2	1	2	76	30	-25	4.469	219.0
3	2	2	20	10	0	19.467	175.2
4	2	2	76	30	-25	4.467	219.0
5	7	3	100	60	0	7.300	175.2
6	13	3	197	80	0	9.221	175.2
7	15	5	12	6	0	2.980	146.0
8	15	1	155	80	-50	9.125	219.0
9	16	1	155	80	-50	9.125	219.0
10	18	1	400	200	-50	7.964	58.4



ตารางที่ ก.3 (ต่อ) ข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของระบบ RTS-79

Generator Group	Bus Connect	Number of Unit	Cap. of each Unit (MW)	MVAR		$\lambda$ (f/yr)	$\mu$ (r/yr)
				Max	Min		
11	21	1	400	200	-50	7.964	58.4
12	22	6	50	16	-10	4.424	438.0
13	23	2	155	80	-50	9.125	219.0
14	23	1	350	150	-25	7.617	87.6

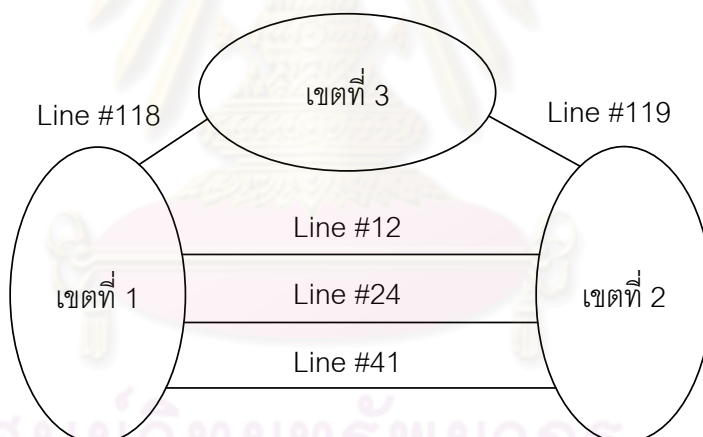


ศูนย์วิทยทรัพยากร  
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

## ภาคผนวก ข

### ระบบทดสอบ IEEE-Reliability Test System ขนาด 73 บัส (RTS-96)

ระบบทดสอบ RTS-96 เป็นระบบทดสอบที่ได้จากการนำระบบทดสอบ RTS-79 จำนวน 3 ระบบมาเชื่อมโยงเป็นระบบเดียวกัน ดังแสดงดังรูปที่ ข.1 และเพิ่มสายส่งแบบดีซี (DC Link) เข้ามาด้วย แต่ในวิทยานิพนธ์จะไม่นำสายส่งแบบดีซีมาพิจารณา จากลักษณะดังกล่าวระบบทดสอบ RTS-96 จึงประกอบไปด้วย บัสจำนวน 73 บัส (บัสที่ 1 ถึง 24 อยู่ในเขตที่ 1 ส่วนบัสที่ 25 ถึง 48 อยู่ในเขตที่ 2 และบัสที่ 49 ถึง 73 อยู่ในเขตที่ 3) สายส่งจำนวน 104 เส้น และหม้อแปลงไฟฟ้าจำนวน 16 ตัว มีกำลังผลิตติดตั้ง 10,215 MW และโหลดสูงสุด 8,550 MW ดังรายละเอียดในตารางที่ ข.1 ข.2 ข.3 และ รูปที่ ข.1 แสดงโครงสร้างของระบบทดสอบ RTS-96 (ข้อมูลสำหรับเขตที่ 3 จะเพิ่มบัสหม้อแปลงขึ้น 1 บัสคือบัสที่ 73 ซึ่งทำให้เขตที่ 3 มี 25 บัส ส่วนโครงสร้างอื่น ๆ ในเขตที่ 3 ยังคงเหมือนกับระบบทดสอบ RTS-79 ทุกประการ )



รูปที่ ข.1 โครงสร้างของระบบทดสอบ RTS-96

ตารางที่ ข.1 ข้อมูลบัสของระบบ RTS-96

Bus NO.	Generation		Load		Pgmax (MW)	Pgmin (MW)
	Pg (MW)	Qg (MW)	PI (MW)	QI (MW)		
1	172	0	108	22	192	0
2	172	0	97	20	192	0
3	0	0	180	37	0	0
4	0	0	74	15	0	0

ตารางที่ ข.1 (ต่อ) ข้อมูล巴士ของระบบ RTS-96

Bus NO.	Generation		Load		Pgmax (MW)	Pgmin (MW)
	Pg (MW)	Qg (MW)	PI (MW)	QI (MW)		
5	0	0	71	14	0	0
6	0	0	136	28	0	0
7	240	0	125	25	300	0
8	0	0	171	35	0	0
9	0	0	175	36	0	0
10	0	0	195	40	0	0
11	0	0	0	0	0	0
12	0	0	0	0	0	0
13	285.3	0	265	54	591	0
14	0	0	194	39	0	0
15	215	0	317	64	215	0
16	155	0	100	20	155	0
17	0	0	0	0	0	0
18	400	0	333	68	400	0
19	0	0	181	37	0	0
20	0	0	128	26	0	0
21	400	0	0	0	400	0
22	300	0	0	0	300	0
23	660	0	0	0	660	0
24	0	0	0	0	0	0
25	172	0	108	22	192	0
26	172	0	97	20	192	0
27	0	0	180	37	0	0
28	0	0	74	15	0	0
29	0	0	71	14	0	0
30	0	0	136	28	0	0

ตารางที่ ข.1 (ต่อ) ข้อมูล巴士ของระบบ RTS-96

Bus NO.	Generation		Load		Pgmax (MW)	Pgmin (MW)
	Pg (MW)	Qg (MW)	PI (MW)	QI (MW)		
31	240	0	125	25	300	0
32	0	0	171	35	0	0
33	0	0	175	36	0	0
34	0	0	195	40	0	0
35	0	0	0	0	0	0
36	0	0	0	0	0	0
37	285.3	0	265	54	591	0
38	0	0	194	39	0	0
39	215	0	317	64	215	0
40	155	0	100	20	155	0
41	0	0	0	0	0	0
42	400	0	333	68	400	0
43	0	0	181	37	0	0
44	0	0	128	26	0	0
45	400	0	0	0	400	0
46	300	0	0	0	300	0
47	660	0	0	0	660	0
48	0	0	0	0	0	0
49	172	0	108	22	192	0
50	172	0	97	20	192	0
51	0	0	180	37	0	0
52	0	0	74	15	0	0
53	0	0	71	14	0	0
54	0	0	136	28	0	0
55	240	0	125	25	300	0
56	0	0	171	35	0	0

ตารางที่ ข.1 (ต่อ) ข้อมูลบัสของระบบ RTS-96

Bus NO.	Generation		Load		Pgmax (MW)	Pgmin (MW)
	Pg (MW)	Qg (MW)	PI (MW)	QI (MW)		
57	0	0	175	36	0	0
58	0	0	195	40	0	0
59	0	0	0	0	0	0
60	0	0	0	0	0	0
61	285.3	0	265	54	591	0
62	0	0	194	39	0	0
63	215	0	317	64	215	0
64	155	0	100	20	155	0
65	0	0	0	0	0	0
66	400	0	333	68	400	0
67	0	0	181	37	0	0
68	0	0	128	26	0	0
69	400	0	0	0	400	0
70	300	0	0	0	300	0
71	660	0	0	0	660	0
72	0	0	0	0	0	0
73	0	0	0	0	0	0

ตารางที่ ข.2 ข้อมูลสายส่งและหม้อแปลงของระบบ RTS-96

Line No.	From bus	To bus	R (p.u.)	X (p.u.)	B (p.u.)	Rating (p.u.)	$\lambda$ (f/yr)	$\mu$ (r/yr)
1	1	2	0.0026	0.0139	0.4611	1.75	0.240	547.500
2	1	3	0.0546	0.2112	0.0572	1.75	0.510	876.000
3	1	5	0.0218	0.0845	0.0229	1.75	0.330	876.000
4	2	4	0.0328	0.1267	0.0343	1.75	0.390	876.000
5	2	6	0.0497	0.192	0.052	1.75	0.480	876.000

ตารางที่ ข.2 (ต่อ) ข้อมูลสายส่งและหม้อแปลงของระบบ RTS-96

Line No.	From bus	To bus	R (p.u.)	X (p.u.)	B (p.u.)	Rating (p.u.)	$\lambda$ (f/yr)	$\mu$ (r/yr)
6	3	9	0.0308	0.119	0.0322	1.75	0.380	876.000
7	3	24	0.0023	0.0839	0	4.00	0.020	11.406
8	4	9	0.0268	0.1037	0.0281	1.75	0.360	876.000
9	5	10	0.0223	0.0883	0.0239	1.75	0.340	876.000
10	6	10	0.0139	0.0605	2.459	1.75	0.330	250.286
11	7	8	0.0159	0.0614	0.0166	1.75	0.300	876.000
12	7	27	0.0417	0.1613	0.0436	1.75	0.440	876.000
13	8	9	0.0427	0.1651	0.0447	1.75	0.440	876.00
14	8	10	0.0427	0.1651	0.0447	1.75	0.440	876.000
15	9	11	0.0023	0.0839	0	4.00	0.020	11.406
16	9	12	0.0023	0.0839	0	4.00	0.020	11.406
17	10	11	0.0023	0.0839	0	4.00	0.020	11.406
18	10	12	0.0023	0.0839	0	4.00	0.020	11.406
19	11	13	0.0061	0.0476	0.0999	5.00	0.400	796.364
20	11	14	0.0054	0.0418	0.0879	5.00	0.390	796.364
21	12	13	0.0061	0.0476	0.0999	5.00	0.400	796.364
22	12	23	0.0124	0.0966	0.0203	5.00	0.520	796.364
23	13	23	0.0111	0.0865	0.1818	5.00	0.490	796.364
24	13	39	0.0096	0.0749	0.1575	5.00	0.470	796.364
25	14	16	0.005	0.0389	0.0818	5.00	0.380	796.364
26	15	16	0.002	0.0173	0.0364	5.00	0.330	796.364
27	15	21	0.0063	0.049	0.1030	5.00	0.410	796.364
28	15	21	0.0063	0.049	0.1030	5.00	0.410	796.364
29	15	24	0.0067	0.0519	0.1091	5.00	0.410	796.364
30	16	17	0.0033	0.0259	0.0545	5.00	0.350	796.364
31	16	19	0.003	0.0231	0.0970	5.00	0.340	796.364

ตารางที่ ข.2 (ต่อ) ข้อมูลสายส่งและหม้อแปลงของระบบ RTS-96

Line No.	From bus	To bus	R (p.u.)	X (p.u.)	B (p.u.)	Rating (p.u.)	$\lambda$ (f/yr)	$\mu$ (r/yr)
32	17	18	0.0018	0.0144	0.0303	5.00	0.320	796.364
33	17	22	0.0135	0.1053	0.2212	5.00	0.540	796.364
34	18	21	0.0033	0.0259	0.0505	5.00	0.350	796.364
35	18	21	0.003	0.0259	0.0505	5.00	0.350	796.364
36	19	20	0.0051	0.0396	0.0833	5.00	0.380	796.364
37	19	20	0.0051	0.0396	0.0833	5.00	0.380	796.364
38	20	23	0.0028	0.0216	0.0455	5.00	0.340	796.364
39	20	23	0.0028	0.0216	0.0455	5.00	0.340	796.364
40	21	22	0.0087	0.0678	0.1424	5.00	0.450	796.364
41	23	41	0.0095	0.0735	0.1545	5.00	0.460	796.364
42	25	26	0.0026	0.0139	0.4611	1.75	0.240	547.500
43	25	27	0.0546	0.2112	0.0572	1.75	0.510	876.000
44	25	29	0.0218	0.0845	0.0229	1.75	0.330	876.000
45	26	28	0.0328	0.1267	0.0343	1.75	0.390	876.000
46	26	30	0.0497	0.1920	0.052	1.75	0.480	876.000
47	27	33	0.0308	0.1190	0.0322	1.75	0.380	876.000
48	27	48	0.0023	0.0839	0	4.00	0.020	11.406
49	28	33	0.0268	0.1037	0.0281	1.75	0.360	876.000
50	29	34	0.0223	0.0883	0.0239	1.75	0.340	876.000
51	30	34	0.0139	0.0605	2.459	1.75	0.330	250.286
52	31	32	0.0159	0.0614	0.0166	1.75	0.300	876.000
53	32	33	0.0427	0.1651	0.0447	1.75	0.440	876.000
54	32	34	0.0427	0.1651	0.0447	1.75	0.440	876.000
55	33	35	0.0023	0.0839	0	4.00	0.020	11.406
56	33	36	0.0023	0.0839	0	4.00	0.020	11.406
57	34	35	0.0023	0.0839	0	4.00	0.020	11.406

ตารางที่ ข.2 (ต่อ) ข้อมูลสายส่งและหม้อแปลงของระบบ RTS-96

Line No.	From bus	To bus	R (p.u.)	X (p.u.)	B (p.u.)	Rating (p.u.)	$\lambda$ (f/yr)	$\mu$ (r/yr)
58	34	36	0.0023	0.0839	0	4.00	0.020	11.406
59	35	37	0.0061	0.0476	0.0999	5.00	0.400	796.364
60	35	38	0.0054	0.0418	0.0879	5.00	0.390	796.364
61	36	37	0.0061	0.0476	0.0999	5.00	0.400	796.364
62	36	47	0.0124	0.0966	0.0203	5.00	0.520	796.364
63	37	47	0.0111	0.0865	0.1818	5.00	0.490	796.364
64	38	40	0.005	0.0389	0.0818	5.00	0.380	796.364
65	39	40	0.002	0.0173	0.0364	5.00	0.330	796.364
66	39	45	0.0063	0.0490	0.1030	5.00	0.410	796.364
67	39	45	0.0063	0.0490	0.1030	5.00	0.410	796.364
68	39	48	0.0067	0.0519	0.1091	5.00	0.410	796.364
69	40	41	0.0033	0.0259	0.0545	5.00	0.350	796.364
70	40	43	0.0030	0.0231	0.0970	5.00	0.340	796.364
71	41	42	0.0018	0.0144	0.0303	5.00	0.320	796.364
72	41	46	0.0135	0.1053	0.2212	5.00	0.540	796.364
73	42	45	0.0033	0.0259	0.0505	5.00	0.350	796.364
74	42	45	0.003	0.0259	0.0505	5.00	0.350	796.364
75	43	44	0.0051	0.0396	0.0833	5.00	0.380	796.364
76	43	44	0.0051	0.0396	0.0833	5.00	0.380	796.364
77	44	47	0.0028	0.0216	0.0455	5.00	0.340	796.364
78	44	47	0.0028	0.0216	0.0455	5.00	0.340	796.364
79	45	46	0.0087	0.0678	0.1424	5.00	0.450	796.364
80	49	50	0.0026	0.0139	0.4611	1.75	0.240	547.500
81	49	51	0.0546	0.2112	0.0572	1.75	0.510	876.000
82	49	53	0.0218	0.0845	0.0229	1.75	0.330	876.000
83	50	52	0.0328	0.1267	0.0343	1.75	0.390	876.000



ตารางที่ ข.2 (ต่อ) ข้อมูลสายส่งและหม้อแปลงของระบบ RTS-96

Line No.	From bus	To bus	R (p.u.)	X (p.u.)	B (p.u.)	Rating (p.u.)	$\lambda$ (f/yr)	$\mu$ (r/yr)
84	50	54	0.0497	0.1920	0.0520	1.75	0.480	876.000
85	51	57	0.0308	0.1190	0.0322	1.75	0.380	876.000
86	51	72	0.0023	0.0839	0	4.00	0.020	11.406
87	52	57	0.0268	0.1037	0.0281	1.75	0.360	876.000
88	53	58	0.0223	0.0883	0.0239	1.75	0.340	876.000
89	54	58	0.0139	0.0605	2.459	1.75	0.330	250.286
90	55	56	0.0159	0.0614	0.0166	1.75	0.300	876.000
91	56	57	0.0427	0.1651	0.0447	1.75	0.440	876.000
92	56	58	0.0427	0.1651	0.0447	1.75	0.440	876.000
93	57	59	0.0023	0.0839	0	4.00	0.020	11.406
94	57	60	0.0023	0.0839	0	4.00	0.020	11.406
95	58	59	0.0023	0.0839	0	4.00	0.020	11.406
96	58	60	0.0023	0.0839	0	4.00	0.020	11.406
97	59	61	0.0061	0.0476	0.0999	5.00	0.400	796.364
98	59	62	0.0054	0.0418	0.0879	5.00	0.390	796.364
99	60	61	0.0061	0.0476	0.0999	5.00	0.400	796.364
100	60	71	0.0124	0.0966	0.0203	5.00	0.520	796.364
101	61	71	0.0111	0.0865	0.1818	5.00	0.490	796.364
102	62	64	0.0050	0.0389	0.0818	5.00	0.380	796.364
103	63	64	0.0020	0.0173	0.0364	5.00	0.330	796.364
104	63	69	0.0063	0.049	0.1030	5.00	0.410	796.364
105	63	69	0.0063	0.049	0.103	5.00	0.410	796.364
106	63	72	0.0067	0.0519	0.1091	5.00	0.410	796.364
107	64	65	0.0033	0.0259	0.0545	5.00	0.350	796.364
108	64	67	0.003	0.0231	0.0970	5.00	0.340	796.364
109	65	66	0.0018	0.0144	0.0303	5.00	0.320	796.364

ตารางที่ ข.2 (ต่อ) ข้อมูลสายส่งและหม้อแปลงของระบบ RTS-96

Line No.	From bus	To bu	R (p.u.)	X (p.u.)	B (p.u.)	Rating (p.u.)	$\lambda$ (f/yr)	$\mu$ (r/yr)
110	65	70	0.0135	0.1053	0.2212	5.00	0.540	796.364
111	66	69	0.0033	0.0259	0.0505	5.00	0.350	796.364
112	66	69	0.0030	0.0259	0.0505	5.00	0.350	796.364
113	67	68	0.0051	0.0396	0.0833	5.00	0.380	796.364
114	67	68	0.0051	0.0396	0.0833	5.00	0.380	796.364
115	68	71	0.0028	0.0216	0.0455	5.00	0.340	796.364
116	68	71	0.0028	0.0216	0.0455	5.00	0.340	796.364
117	69	70	0.0087	0.0678	0.1424	5.00	0.450	796.364
118	21	73	0.0124	0.0965	0.2030	5.00	0.520	796.364
119	47	66	0.0133	0.1037	0.2182	5.00	0.530	796.364
120	71	73	0.0001	0.0092	0	7.22	0.020	11.406

ตารางที่ ข.3 ข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของระบบ RTS-96

Generator Group	Bus Connect	Number of Unit	Cap. of each Unit (MW)	MVAR		$\lambda$ (f/yr)	$\mu$ (r/yr)
				Max	Min		
1	1	2	20	10	0	19.467	175.2
2	1	2	76	30	-25	4.469	219.0
3	2	2	20	10	0	19.467	175.2
4	2	2	76	30	-25	4.467	219.0
5	7	3	100	60	0	7.300	175.2
6	13	3	197	80	0	9.221	175.2
7	15	5	12	6	0	2.980	146.0
8	15	1	155	80	-50	9.125	219.0
9	16	1	155	80	-50	9.125	219.0
10	18	1	400	200	-50	7.964	58.4
11	21	1	400	200	-50	7.964	58.4

ตารางที่ ข.3 (ต่อ) ข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของระบบ RTS-96

Generator Group	Bus Connect	Number of Unit	Cap. of each Unit (MW)	MVAR		$\lambda$ (f/yr)	$\mu$ (r/yr)
				Max	Min		
12	22	6	50	16	-10	4.424	438.0
13	23	2	155	80	-50	9.125	219.0
14	23	1	350	150	-25	7.617	87.6
15	25	2	20	10	0	19.467	175.2
16	25	2	76	30	-25	4.469	219.0
17	26	2	20	10	0	19.467	175.2
18	26	2	76	30	-25	4.467	219.0
19	31	3	100	60	0	7.300	175.2
20	37	5	197	80	0	9.221	175.2
21	39	1	12	6	0	2.980	146.0
22	39	1	155	80	-50	9.125	219.0
23	40	1	155	80	-50	9.125	219.0
24	42	1	400	200	-50	7.964	58.4
25	45	1	400	200	-50	7.964	58.4
26	46	6	50	16	-10	4.424	438.0
27	47	2	155	80	-50	9.125	219.0
28	47	1	350	150	-25	7.617	87.6
29	49	2	20	10	0	19.467	175.2
30	49	2	76	30	-25	4.469	219.0
31	50	2	20	10	0	19.467	175.2
32	50	2	76	30	-25	4.467	219.0
33	55	3	100	60	0	7.300	175.2
34	61	3	197	80	0	9.221	175.2
35	63	5	12	6	0	2.980	146.0
36	63	1	155	80	-50	9.125	219.0
37	64	1	155	80	-50	9.125	219.0

ตารางที่ ข.3 (ต่อ) ข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของระบบ RTS-96

Generator Group	Bus Connect	Number of Unit	Cap. of each Unit (MW)	MVAR		$\lambda$ (f/yr)	$\mu$ (r/yr)
				Max	Min		
38	66	1	400	200	-50	7.964	58.4
39	69	1	400	200	-50	7.964	58.4
40	70	6	50	16	-10	4.424	438.0
41	71	2	155	80	-50	9.125	219.0
42	71	1	350	150	-25	7.617	87.6

ศูนย์วิทยทรัพยากร  
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

## ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์

นายวิทยา สุริยาสกล เกิดวันที่ 4 พฤศจิกายน 2525 ที่จังหวัดกรุงเทพฯ สำเร็จการศึกษาปริญญาวิศวกรรมศาสตรบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิทยาศาสตร์และวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์ เมื่อปี พ.ศ. 2548 จากนั้นได้ศึกษาต่อในหลักสูตรวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย



ศูนย์วิทยทรัพยากร  
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย